

УДК 550.832+550.834

doi <https://doi.org/10.31996/mru.2018.4.18-25>

Л. В. СКАКАЛЬСЬКА, провідний інженер (Карпатське відділення Інституту геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України), Skakalska.sbigph@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-0383-7290>,

А. В. НАЗАРЕВИЧ, канд. фіз.-мат. наук, старший науковий співробітник (Карпатське відділення Інституту геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України), nazarevych.a@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-1989-0790>,

В. І. КОСАРЧИН, канд. фіз.-мат. наук, доцент (Львівський національний аграрний університет), volkos@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0003-3438-9709>

L. V. SKAKALSKA, Leading engineer (Carpathian Branch of S. I. Subbotin name Institute of Geophysics of the NAS of Ukraine), Skakalska.sbigph@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-0383-7290>,

A. V. NAZAREVYCH, Cand. of Phys. and Math. Sciences (Geophysics), Associate professor (Carpathian Branch of S. I. Subbotin name Institute of Geophysics of the NAS of Ukraine), nazarevych.a@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-1989-0790>,

V. I. KOSARCHYN, Cand. of Phys. and Math. Sciences (Mathematics), Associate professor (Lviv National Agrarian University), volkos@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0003-3438-9709>

ТЕОРЕТИКО-ЕМПІРИЧНА МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ У РОЗРІЗАХ СВЕРДЛОВИН З БАЗОВИМ ПАРАМЕТРОМ – СТИСЛИВІСТЮ

THE THEORETICAL-EMPIRICAL TECHNIQUE OF HYDROCARBONS PREDICTION IN THE BOREHOLES LOGS WITH THE BASIC PARAMETER – COMPRESSIBILITY

(Матеріал друкується
в авторській редакції)

Представлено теоретико-емпіричну методику прогнозування вуглеводнів у розрізах свердловин, створену на основі адекватної фізико-математичної моделі гірських порід і побудованих за kernовими даними емпіричних співвідношень між стисливістю, пористістю та тиском для цих порід, а також даних акустичного каротажу (інтервальний час/швидкість об'ємних хвиль). Розроблено варіанти прогнозування з використанням даних інших каротажів. Методику протестовано на даних свердловин Західного нафтогазоносного регіону України (ЗНГР).

Ключові слова: прогнозна методика, нафтогазонасиченість порід, розріз свердловини, пористість, стисливість, емпіричне співвідношення, акустичний каротаж.

The theoretical-empirical technique of hydrocarbon prediction in the boreholes logs is presented. It is based on the adequate physical-mathematical model of rocks, on the empirical relations between compressibility, porosity and pressure for these rocks, on the core data and also on acoustic logging data (the interval times or body wave's velocities).

For the cases of the acoustic logging data absence, the variants of the prediction technique by using data of gamma-logging, electric logging, and the offset logging method are developed. The presented technique is realized as a system of theoretical and empirical relations and the resulting functional. The adequate set of software tools is developed in the Fortran, C# and Excel environments.

The technique is tested on the well's data of a number of structures of Western oil and gas region of Ukraine: Lishchynska, Buchatska, Ludynska, Zaluzhanska, Zarichnianska, Nyklovtytska, Orkhovytska. The statistical estimations of petrophysical characteristics of rock-collectors of those wells are presented. For more reliable prediction by the technique, instead of relations for the general parametric base, the empirical relations for concrete available in the studied boreholes logs types and subtypes of rock-collectors are elaborated.

Keywords: predicting technique, oil and gas saturation of rocks, borehole log, porosity, compressibility, empirical relation, acoustic logging.

Вступ. Пошуки нових родовищ вуглеводнів постійно ускладнюються через вичерпання неглибоких і простих за будовою структур. Тому актуальним є, зокрема, підвищення ефективності досліджень розрізів свердловин для надійного виявлення нафтогазових родовищ у складних геологічних умовах.

З цією метою ми розробили теоретико-емпіричну методику прогнозування типу флюїдонасичення порід у розрізах свердловин за даними акустичного/сейсмічного каротажу (АК/СК) і kernових досліджень [5–8] та її варіанти [7–10] з використанням даних інших каротажів та відповідних кореляційних співвідношень і фізико-математичних залежностей.

Метою роботи є презентація розробленої методики математичного прогнозування нафтогазонасиченості та фізичних і колекторських властивостей порід за даними свердловинних (АК/СК) і kernових досліджень та її варіан-

тів з використанням даних інших каротажів, а також результатів її апробації на даних розрізів свердловин ЗНГР.

Базова методика. Методику створено як комплексний математичний апарат на основі адекватної математичної моделі твердої пористої гірської породи, емпіричних співвідношень між пружними й колекторськими характеристиками гірських порід і даних акустичного каротажу конкретних досліджуваних свердловин [5–10]. Базовим у розрахунках за методикою є параметр стисливості гірських порід β .

У застосованій у методиці **фізико-математичній моделі розрізу свердловини** (рис. 1а) реальні гірські породи розділено на умовні тонкі прошарки, відповідно до кроку за глибиною даних інтервального часу за АК; у **фізико-математичній моделі гірської породи** (рис. 1б) така порода в кожному прошарку представлена як нелінійно-пружне, мікронеоднорідне (квазіоднорідне та ізотропне на мезорівні) двофазне (твердий скелет і заповнені флюїдом пори) тріщинувато-пористе тверде геологічне середовище з довільною

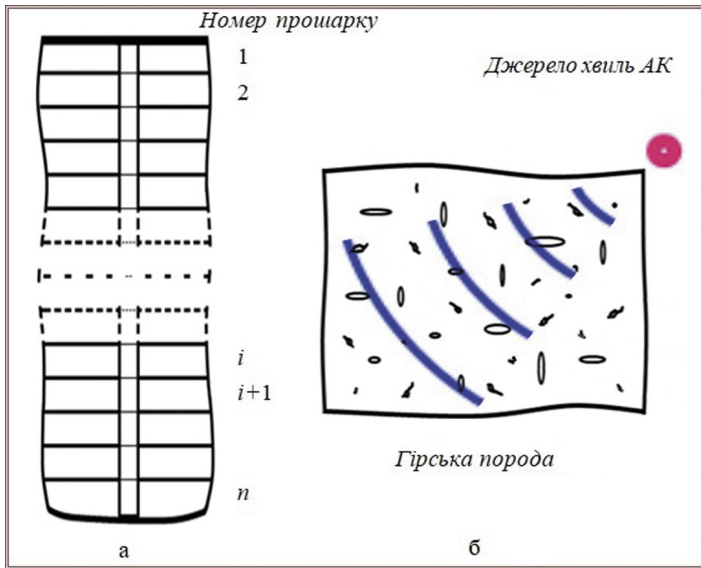


Рис. 1. Модель розрізу свердловини (а) і модель гірської породи та її зондування пружними хвилями АК (б)

кількістю заповнених рідиною або газом пор і тріщин різного розміру та форм, характеристики якого відповідним чином впливають на поширення в ньому пружних хвиль. Така модель середовища адекватно відображає характерні типи порід-колекторів (пісковиків, алевролітів, вапняків та їхніх різновидів) із широким діапазоном загальної пористості.

Пористість, зокрема, наявність дуже розущільнених порід та інтенсивної тріщинуватості (у т.ч. сланцюватої) на конкретних інтервалах глибин визначається представленою методикою через розбиття розрізу свердловини на тонкі прошарки й застосування відповідних методико-алгоритмічних прийомів розрахунків пружних параметрів за комплексом каротажних (АК) та кернових даних (див. далі).

Математично таку модель породи описано системою теоретичних та емпіричних співвідношень. У *теоретичних співвідношеннях* акумульовано: напрацювання Дж. Ешелбі для опису усереднених пружних констант твердого середовища із заповненими сферичними (еліпсоїдними) включеннями; формули Дж. Волша для середовища з пустотними включеннями; формули зв'язків між пружними модулями різнонасичених порід, які побудував Ф. Гассман для цієї моделі та уточнили Я. Френкель і М. Біо; узагальнені вирази для опису пружних характеристик будь-якого типу породи з довільною кількістю пористих і тріщинуватих включень різних розмірів і форми (модельованих еліпсоїдами різної сплюсненості) [1, 2, 4] (автори Г.І. Петкевич, Т.З. Вербицький і О.С. Федоришин).

Для оптимального врахування таких властивостей у методиці на основі теоретичних співвідношень [5, 6, 9], записаних для представленої на рис. 1б математичної моделі гірської породи, отримано теоретичні співвідношення для розрахунку пружних параметрів кожного прошарку (рис. 1а) розрізу свердловини в такому вигляді [5–7, 9]

$$\mu_1^g = \frac{\rho_{o1}^g \cdot \mu_1^w}{\rho_1^w}, \quad (1)$$

$$\mu_i^g = 1 / \left[\frac{15}{\mu_{i-1}^g} - \frac{-v^T}{3} \cdot \frac{15(\mu_i^w - \mu_{i-1}^w) + 4\mu_{i-1}^w \mu_i^w (\beta_i^w - \beta_{i-1}^w)}{15\mu_{i-1}^w \mu_i^w} \right], \quad (2)$$

$i = 2, \dots, n.$

$$\beta_k^g = \beta_{k+1}^g + \frac{15}{4} \cdot \frac{\mu_{i+1}^g - \mu_i^g}{\mu_{i+1}^g \cdot \mu_i^g} \cdot \frac{2 - v_k^T}{5 - v_k^T}; \quad k = \overline{n-1, 1}; \quad k = n - i + 1, \quad (3)$$

$$\beta_n^g = \frac{3 \cdot \rho_o^w}{\rho_{on}^g \cdot (3/\beta_n^w + 4 \cdot \mu_n^w) - 4 \cdot \mu_n^g \cdot \rho_{on}^w}, \quad (4)$$

де $\rho_{o1}^g, \rho_1^w, \rho_{on}^g, \rho_{on}^w$ – об'ємні густини порід прошарку (з різним заповнювачем пор), кг/м³,

v_k^T – коефіцієнт Пуассона твердої матриці породи прошарку,

$\beta_{i-1}^g, \beta_i^g, \beta_{i-1}^w, \beta_i^w$ – стисливості, а $\mu_{i-1}^g, \mu_i^g, \mu_{i-1}^w, \mu_i^w$ – модулі зсуву $i-1$ -го та i -го прошарку сухої або флюїдонасиченої породи, $\beta_{k+1}^g, \beta_k^g, \beta_{k+1}^w, \beta_k^w$ та $\mu_{k+1}^g, \mu_k^g, \mu_{k+1}^w, \mu_k^w$ – аналогічно для k -го та $k+1$ -го прошарку,

i – номер досліджуваного прошарку в розрізі (див. рис. 1а) для Х-фази ітераційного циклу розрахунків (під час послідовних розрахунків, починаючи з верхнього прошарку до нижнього),

k – номер досліджуваного прошарку в розрізі для Y-фази ітераційного циклу розрахунків (під час послідовних розрахунків, починаючи з нижнього прошарку до верхнього).

Формулою (1) (так званою умовою “ p_{min} ”) записано умову рівності швидкостей поперечних пружних хвиль (незалежно від типу флюїду – заповнювача пор) у ненавантаженому ($p_{min}=0,1$ МПа) середовищі – породі першого з n прошарків, на які розбито розріз свердловини в моделі, оскільки формула (2) для розрахунку значень модуля зсуву в кожному з наступних прошарків є рекурентним виразом і потребує початкових значень за формулою (1).

Формулу (4) (умову “ p_{max} ”) виведено з умови рівності швидкостей поздовжніх хвиль у навантаженому сухому і насиченому рідкими флюїдами середовищах за високих тисків p_{max} і практично закритих пор ($\varphi=0$ %). Її використано для обчислення ефективних значень стисливості за формулою (3) у решті прошарків розрізу. Таким чином, формули (1) і (4) накладають початкові (крайові) умови для розрахунку значень модулів зсуву та стисливості на етапах розрахунків від першого прошарку (формула (2), Х-фази ітераційного циклу) та від найглибшого (формула (3), Y-фази) відповідно.

Зауважимо, що умови (1) і (4) під час розрахунків для конкретної свердловини можуть містити коефіцієнти-поправки, які враховують відмінність тиску в прошарках 1 та n – на мінімальній (глибина початку даних АК) і максимальній (у вибої свердловини) досліджуваних глибинах від умов “ p_{min} ” і “ p_{max} ”, значення p_{max} для конкретних порід, а також їхню стисливість у таких умовах (у нашому випадку – характерних сухих (газо-насичених) порід-колекторів заходу України, для них за даними лабораторних досліджень $p_{max}=80$ МПа [1, 2, 4]).

Використання (у поєднанні з розбиттям розрізу на тонкі умовні прошарки) рекурентних формул і відповідних алгоритмічних циклів (див. далі) для розрахунку пружних параметрів досліджуваного прошарку забезпечує врахування впливу на них сусідніх прошарків, зокрема через зміни з глибиною діючого (пластового) тиску Δp , а також дає змогу врахувати методичні особливості даних АК – те, що база зондування зонда АК становить, як правило, 1 або 2 м, тобто є набагато більшою, ніж крок розбиття розрізу на прошарки (0,1/0,2 м).

Емпіричні співвідношення в системі рівнянь методики відображають отримані за результатами статистичного аналізу параметричної бази (конкретних експериментальних даних кернових досліджень) взаємозв'язки різних фізичних властивостей реальних гірських порід як багатопараметричного геологічного середовища, екстраполюють поведінку основних досліджуваних параметрів на породи відповідного

родовища, покладу, регіону, враховують вплив тиску, шаруватість і мікропористість, структуру скелету та порового простору, глинистість та інші чинники:

$$\beta^{g(w)}(p, \phi) = \beta_0 \cdot f^{g(w)}(p, \phi), \quad (5)$$

де $\beta_0 = 1 \cdot 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$ – базове для розрахунків емпіричних залежностей значення стисливості (див. далі),

$f^{g(w)}(p, \phi)$ – емпіричні залежності між стисливістю β , тиском p і пористістю ϕ для різнонасичених порід, визначені за даними статистичних досліджень.

Для уточненого прогнозування нафтогазоносності розрізів свердловин під час практичного застосування створеної методики для конкретних інтервалів розрізу з певним типом/підтипом порід використовуємо відповідні набори вхідних параметрів і характеристик, отримані за даними параметричної бази і кернових досліджень для таких типів/підтипів порід (див. далі).

Розрахунок швидкостей пружних хвиль. За емпіричними залежностями (5) з урахуванням теоретичних співвідношень (1)–(4) для кожного (i -го) прошарку обчислюємо величини пружних параметрів – стисливості β_i і модуля зсуву μ_i для різних можливих типів флюїдів – заповнювачів пор, і далі – відповідні швидкості пружних хвиль $V_{S_i}^{g(w)}$, $V_{P_i}^{g(w)}$, пов'язуючи, таким чином, розрахунки за методикою з даними АК

$$V_{S_i}^{g(w)} = \sqrt{\frac{\mu_i^{g(w)}}{\rho_i^{g(w)}}}; \quad V_{P_i}^{g(w)} = \sqrt{\frac{3/\beta_i^{g(w)} + 4\mu_i^{g(w)}}{3\rho_i^{g(w)}}}, \quad (6)$$

де $\rho_i^{g(w)}$ – густина заповнених газом (рідиною) порід відповідного прошарку.

Тип заповнювача пор визначається порівнянням розрахованої швидкості поздовжніх хвиль (для різних варіантів типів флюїдів – заповнювачів пор) з даними АК з визначенням найближчої за величиною до експериментальної. За цим критерієм і прогнозують тип флюїду відповідно до умови мінімуму функціоналу F

$$F = \min_{\phi_{j_{\min}} \leq \phi_j \leq \phi_{j_{\max}}} \{F_1, F_2, F_3, F_4\}, \quad i = \overline{1, n}, \quad (7)$$

$$\text{де } F_1 = \left| \sqrt{\frac{1}{\rho_1^T \cdot \beta_1^g} + \frac{4}{3} \frac{\mu_1^w}{\rho_{o1}}} - V_1^{AK(CK)} \right|, \quad i = 1;$$

$$F_2 = \left\{ \left[\left((1 - \phi_j) \cdot \rho^T \cdot (3/\beta_{n-k+1}^w + 4 \cdot \mu_i^w) - 4 \cdot \mu_i^g \cdot \rho_i^w \right) \cdot \left[\frac{1}{\mu_{i-1}^g} - \frac{5 - v_i^T}{3} \frac{15(\mu_i^w - \mu_{i-1}^w) + 4\mu_{i-1}^w \mu_i^w (\beta_{n-k+2}^w - \beta_{n-k+1}^w)}{15\mu_{i-1}^w \mu_i^w} \right] \right] + \frac{4 \cdot \rho_i^w}{3 \cdot (1 - \phi_j) \cdot \rho_i^T \cdot \rho_i^w} \right\}^{\frac{1}{2}} - V_i^{AK(CK)}, \quad i = \overline{2, n-1}; \quad k = \overline{n-1, 2};$$

$$F_3 = \left| V_{pn}^w - V_n^{AK(CK)} \right|, \quad i = n; \quad \phi = 0; \quad p \geq 80 \text{ МПа};$$

$$F_4 = \left| \sqrt{(3/\beta_i^w + 4\mu_i^w)/3\rho_{oi}^w} - V_i^{AK(CK)} \right|, \quad i = \overline{1, n}.$$

Тут F_1, \dots, F_4 – модулі відхилень розрахованих швидкостей поздовжніх хвиль для різнонасичених порід від значень за даними АК для кожного досліджуваного прошарку (решта умовних позначень – див. формули (1)–(4) і в тексті).

Завдяки використанню адекватної математичної моделі прогнозна методика, поряд з визначенням пористості та прогнозуванням типу флюїду – заповнювача пор, дає змогу отримати повний опис пружних і колекторських характеристик порід кожного розрізу – визначати модулі стисливості (β), зсуву (μ), Юнга (E), об'ємного стиску (K), коефіцієнти Пуассона (ν), швидкості пружних хвиль (V_s, V_p), параметр V_s/V_p , густини (ρ), тиски (p) за даними АК.

Параметрична база. Для прогнозування за нашою теоретико-емпіричною методикою і побудови потрібних для цього емпіричних співвідношень використовується параметрична база – дані визначень пружних параметрів порід-колекторів (стисливості і модуля зсуву) для різних значень пористості та тиску, отримані для характерних порід досліджуваного регіону, покладу, родовища. Нижче наведено приклади прогнозних розрахунків з використанням таких баз (табл. 1), сформованих за даними кернових досліджень.

Доповнення параметричної бази за даними про швидкості пружних хвиль. Оскільки досліджень стисливості гірських порід проводили порівняно мало, ми пропонуємо також спосіб отримати такі дані за результатами вимірювання швидкостей пружних хвиль. Отже, якщо даних параметричної бази для надійного прогнозування для конкретної свердловини зі специфічним складом порід недостатньо або їх зовсім немає, використовуємо дані, розраховані за спеціально виведеними, виходячи з математичної моделі, формулами за відомими з кернових і свердловинних досліджень значення швидкостей об'ємних хвиль для таких порід

$$\beta_{k-1}^g = \beta_k^g + \frac{2(V_{S_{k-1}}^T)^2 - (V_{P_{k-1}}^T)^2}{6 \cdot [(V_{S_{k-1}}^T)^2 - (V_{P_{k-1}}^T)^2]} \left[\frac{15}{4} \cdot \left(\frac{(V_{S_k}^T)^2 \rho_k^T - (V_{S_{k-1}}^T)^2 \rho_{k-1}^T}{(V_{S_{k-1}}^T \cdot V_{S_k}^T)^2 \cdot \rho_{k-1}^T \cdot \rho_k^T} \right) \right] -$$

Таблиця 1. Експериментальні значення стисливості ($\beta(\phi, p) = \beta_{\text{exp}} \cdot 10^{11}, \text{ Па}^{-1}$), тиску p і пористості ϕ – параметрична база для порід-колекторів ЗНГР (за даними УкрДГРІ)

$\phi, \%$	$p, \text{ МПа}$							
	0,1	1,0	2,5	5,0	10,0	20,0	40,0	80,0
0,40	1,85	1,80	1,80	1,75	1,70	1,70	1,70	1,65
2,10	1,75	1,70	1,65	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
3,50	2,95	3,05	3,05	3,00	2,95	2,85	1,80	2,75
3,60	2,60	2,85	2,90	2,55	2,35	2,05	1,90	1,85
3,90	2,70	2,85	2,95	2,50	2,45	2,25	2,05	2,00
5,40	3,25	3,05	2,90	2,75	2,50	2,35	2,15	1,95
9,00	6,40	5,65	5,15	4,95	4,25	3,85	3,75	2,75
12,20	5,85	5,30	5,40	4,75	4,00	3,35	3,00	2,75
14,50	5,60	5,30	5,60	4,15	3,60	3,20	3,10	3,05
15,40	5,35	5,80	5,75	4,20	3,70	3,35	3,20	3,25
17,40	9,40	8,05	7,25	6,30	5,55	4,40	3,85	3,80
18,30	9,35	8,45	7,15	6,40	5,20	4,45	4,20	4,15
19,10	10,70	10,20	9,50	7,15	5,75	4,95	4,65	4,60
19,40	8,50	8,40	6,35	5,75	5,30	4,40	4,35	4,55
22,40	10,00	8,70	7,30	6,40	5,60	4,85	4,50	4,25

Примітка. Подані в таблиці значення β_{exp} – це нормовані (приведені до безрозмірних величин діленням на β_0) значення β_{exp} .

$$\frac{\rho_{ok}^w \cdot \left[(Vp_k^w)^2 - \frac{4}{3} \cdot (Vs_k^w)^2 \right] - \rho_{ok-1}^w \cdot \left[(Vp_{k-1}^w)^2 - \frac{4}{3} \cdot (Vs_{k-1}^w)^2 \right]}{\rho_{ok-1}^w \cdot \rho_{ok}^w \cdot \left[(Vp_{k-1}^w)^2 - \frac{4}{3} \cdot (Vs_{k-1}^w)^2 \right] \cdot \left[(Vp_k^w)^2 - \frac{4}{3} \cdot (Vs_k^w)^2 \right]}, k = \overline{n, 2}. \quad (8)$$

$$\beta_n^g = 1 / \left[\rho_{on}^g \cdot (Vp_n^w)^2 - \frac{4}{3} \cdot (Vs_n^g)^2 \cdot \rho_{on}^g \right] \quad (9)$$

(умовні позначення – див. формули (1)–(4) і в тексті).

У разі, якщо немає експериментальних значень V_s за даними АК, такі значення розраховуємо за теоретичними формулами та пружними параметрами порід за даними кернових досліджень.

Значення стисливості сухих порід у кожному i -му прошарку розраховуємо з урахуванням значень стисливості та зсуву суміжних з ним прошарків (за формулами (2) і (3)).

Базові емпіричні співвідношення. Для обчислення значень стисливості в кожному умовному прошарку розрізу свердловини, як уже вказано вище, за даними параметричної бази будуюмо емпіричні співвідношення взаємозв'язку стисливості з пористістю й тиском. Для цього використано засоби регресійного аналізу, зокрема метод найменших квадратів (МНК). Для загальної параметричної бази ЗНГР (табл. 1) визначено, у першому наближенні, лінійну залежність стисливості від пористості та степеневу – від тиску (рис. 2) (тут і далі в кореляційних залежностях: тиск p – в МПа, пористість φ – у %)

$$\beta^w(\varphi) = \beta_0 \cdot (0,236 \cdot \varphi + 1,567), \quad \beta^w(p) = \beta_0 \cdot (4,94 \cdot p^{0,114}), \quad (10)$$

Але оскільки вплив пористості й тиску на стисливість є складним і взаємозалежним – мультиплікативним (див. далі), то оптимізовану загальну емпіричну залежність між стисливістю, пористістю й тиском (5) запишемо так

$$\beta^w(p, \varphi) = \beta_0 \cdot (A + C \cdot p + D \cdot \varphi \cdot p^S), \quad (11)$$

Для параметричної бази ЗНГР залежність (11) для порід із заповненими рідким флюїдом порами (табл. 1) за МНК отримано такою

$$\beta^w(p, \varphi) = \beta_0 \cdot (1,587 - 2,278 \cdot p \cdot 10^{-4} + 0,301 \cdot p^{-0,197} \cdot \varphi), \quad (12)$$

Розрізнення нафти і води. Унаслідок того, що флюїд у порах порід суттєво впливає на пружні властивості цих порід і характер поширення в них пружних хвиль, а розв'язок системи рівнянь прогнозу методик (1)–(5) та прогнозний функціонал (7) мають високу чутливість до зміни цих пружних характеристик (див. рис. 3), наша методика забезпечує надійне прогнозування типу флюїду – заповнювача пор. Це стосується не тільки розрізнення газу і рідкого флюїду, характеристики яких дуже різняться (рис. 3, праворуч угорі), а й розрізнення нафти та води, для яких пружні характеристики різняться між собою набагато менше (рис. 3, ліворуч унизу), але все ж достатньо для їхнього надійного розрізнення в кондиційних породах-колекторах.

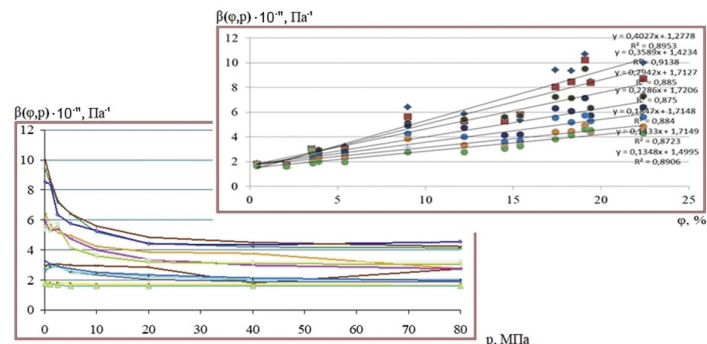


Рис. 2. Залежності стисливості від тиску (ліворуч унизу) і від пористості (праворуч угорі) для параметричної бази ЗНГР (табл. 1)

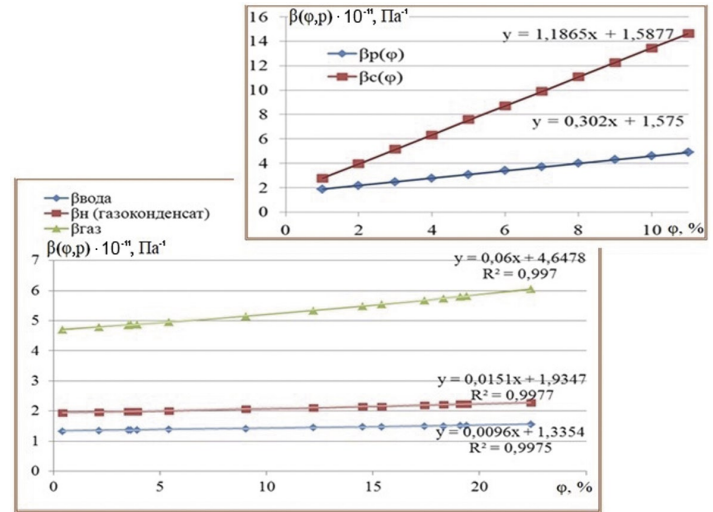


Рис. 3. Залежності стисливості від пористості й типу порового флюїду, які побудовано за усередненими значеннями швидкостей поздовжніх хвиль для порід-колекторів ЗНГР (ліворуч унизу) й обчислено за емпіричними залежностями для параметричної бази порід ЗНГР (праворуч угорі)

Додатково до базової методики (за функціоналом (7)) розрізнення нафти й води в порах порід-колекторів розрізів свердловин побудовано ще у двох варіантах – за значеннями стисливості порід або густини флюїду – заповнювача пор. Це дає змогу додатково завіряти прогноз для кондиційних ($\varphi > 10\%$) колекторів (зважаючи на реальну природну варіативність характеристик порід і наявність певних апаратно-методичних похибок у даних АК) і також надійніше (з імовірністю понад 50 %) прогнозувати тип флюїду в малопористих (φ до 5–7 % і менше) колекторах (наприклад, типу сланцевих).

Розрізнення за стисливістю. На рис. 3 (ліворуч унизу) показано результати розрахунку стисливості за формулами, застосованими в методиці для різнонасичених порід. Обчислення виконано за заданими усередненими значеннями швидкості поздовжніх хвиль для водо-, нафто- та газонасичених порід ЗНГР. Щоб мати чітку порівняльну картину зміни стисливості різнонасичених порід залежно від їхньої пористості, розраховані значення стисливості для кожного типу заповнювача пор було інтерпольовано лінійною залежністю від φ і за цими виразами побудовано відповідні графіки.

Відмінності між величинами спрогнозованих за методикою стисливостей різнонасичених зразків пісковиків і вапняків наведено в табл. 2.

Подібним чином побудовано графіки зміни стисливості залежно від пористості порід із сухим і рідким заповнювачем за виведеними емпіричними співвідношеннями (12) (рис. 3, праворуч угорі). Бачимо, що відхилення між значеннями стисливості різнонасичених зразків порід у всіх випадках є виразними, достатніми для чіткого діагностування типу за-

Таблиця 2. Порівняння величин стисливості для різнонасичених зразків пісковиків і вапняків ЗНГР

Зразок породи	β_H/β_B	β_B/β_T	β_H/β_T
$\varphi = 11\%$; $p = 10$ МПа; $\rho_T = 2630$ кг/м ³			
Вапняк глинистий	1,40	3,23	2,31
Пісковик	1,46	3,60	2,52

повнювача пор у прошарках порід-колекторів за цим параметром.

Розрізнення за густиною флюїду – заповнювача пор. Відомо, що густина пластової води 1000–1150 і навіть до 1450 кг/м³ (завдяки домішкам солей); нафти (газоконденсату) у пластових умовах – 400–850 кг/м³. Це дає змогу розрізняти нафту і воду в порах порід через визначення густини флюїду – заповнювача пор. Спосіб таких визначень і розрізень типу флюїду за його густиною ми розробили на основі математичного апарату прогнозу методик. Використано, з одного боку, зв'язок між загальною об'ємною густиною та густиною мінерального скелету породи, її пористістю та густиною рідини, що насичує пори, який виражається рівнянням середнього часу (рівнянням Вільлі-Грегори-Гарднера), з якого отримано таку формулу для визначення густини флюїду ρ^w

$$\rho^w = \left[(\varphi - 1) \cdot \rho^T + \rho_o' \right] / \varphi, \quad (13)$$

де φ – пористість i -го шару (прошарку) породи у свердловині,

$\rho_o^T, \rho_o', \rho^w$ – значення густини, відповідно твердої компоненти породи, загальної об'ємної густини, густини флюїду в порах – усе для i -го шару (прошарку).

З другого боку, за експериментальними значеннями пористості (дані параметричної бази) та значеннями густин рідкого заповнювача пор і твердої компоненти породи (за даними кернових досліджень щодо конкретних свердловин) розраховано об'ємні густини для кожного зі зразків порід i -го прошарку і за ними побудовано емпіричну залежність об'ємної густини від пористості для отримання таких значень густини (ρ_r) в i -му прошарку. Крім того, потрібне для розрахунків за формулою (13) значення густини ρ_o' отримано програмно з урахуванням геостатичного і пластового тисків.

Результати визначення типу заповнювача пор породи за густиною проілюструємо на прикладі прогнозування типу флюїду для прошарків з водою інтервалів глибин 182,4÷182,8 м та 195,6÷195,8 м розрізу свердловини 1-Буцацької (табл. 3). Для визначення густин флюїдів – заповнювачів пор використано об'ємні густини порід цих прошарків (2503,5, 2533,6 і 2527,2 кг/м³ (стовпець 3 табл. 3)), які обчислено за кореляційними співвідношеннями для експериментальних значень пористості, а також густини, які обчислено за рівнянням середнього часу (2507,4, 2450,5 і 2440,6 кг/м³ (стовпець 5 табл. 3)). Відповідно до значень пористості порід прошарків обчислено густини пластового флюїду: 968, 963 і 962 кг/м³ (стовпець 4 табл. 3). Для середнього значення пористості по цих прошарках, що дорівнює 9,34 %, усереднене значення об'ємної густини породи становить 2466 кг/м³ і густини флюїду – 964 кг/м³, що (з відхиленням приблизно 3,6 %) вказує на воду – заповнювач пор цих прошарків породи.

Задано:		Пораховано програмно:			Похибка, %
$\rho, \text{Г/см}^3$	$\varphi, \%$	$\rho_o^{\text{пластова}}$	$\rho_w^{\text{пластова}}$	ρ^T	
$\rho^T=2,682$ $\rho^w=1$	1,50	2,66	1,215	2,657	8,00
	1,25	2,66	0,922	2,660	3,00
	1,48	2,62	0,984	2,622	5,45
	1,75	2,65	0,853	2,653	6,00
Середнє:					5,61

Результати тестування такого розрізнення засобами прогнозу методик на інших реальних даних (рис. 4) також дуже добре узгоджуються з фактичними даними, відхилення розрахованої густини флюїду від фактичної знаходиться в межах 3÷8 % (у середньому 5,5–5,6 %).

Варіанти методик з використанням даних інших каротажів. Для випадків, коли немає даних АК для конкретних свердловин чи інтервалів розрізів, розроблено варіанти теоретико-емпіричної методик з використанням даних інших каротажів і побудовою відповідних кореляційних залежностей. Це, зокрема, дані гамма-каротажу (інтенсивність гамма-випромінювання), електричного каротажу (електричний опір, параметр самочинної поляризації), перших вступів хвиль за методом офсетів [6–8].

Надійність прогнозування типу заповнювача пор порід у розрізах свердловин за цими варіантами методик підтверджується співпадінням отриманих значень пористості та типу заповнювача пор у відповідних інтервалах розрізів з результатами промислової геофізики (див. нижче).

Варіант методик із залученням даних гамма-каротажу [8]. Оскільки гамма-каротаж не дає даних, прямо прив'язаних до швидкостей поздовжніх хвиль, то використано відомі співвідношення для визначення коефіцієнта глинистості $\varphi_{2\lambda}$ глинистих шарів і коефіцієнта пористості за акустичним чи сейсмокаротажем (φ_{AK})

$$\varphi_{2\lambda} = (48,54 \cdot \Delta I_g + 3,092) / 100, \quad \varphi_{(AK+ГК)} = \varphi_{AK} + 0,204 \cdot (\varphi_{2\lambda} - 0,07), \quad (14)$$

а також рівняння середнього часу для пористості

$$\varphi_{AK} = 100 \cdot (\Delta T_{nl} - \Delta T_{AK}) / (\Delta T_{nl} - \Delta T_w) \quad (15)$$

(тут: ΔT_{nl} – інтервальний час пластовий; ΔT_{AK} – інтервальний час за АК; ΔT_w – інтервальний час у поровому флюїді), що дало змогу врахувати I_g – інтенсивність гамма-випромінювання в мкР/год (параметр приведено до безрозмірної величини поділом на одиничну інтенсивність). Побудовано кореляційні залежності між інтенсивністю гамма-випромінювання і базовими параметрами методик. Варіант методи-

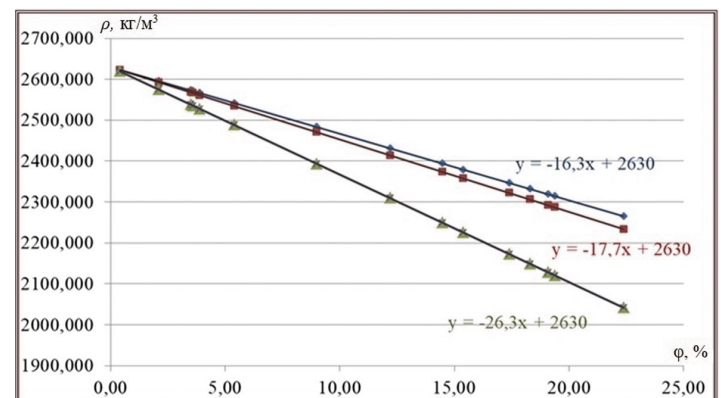


Рис. 4. Зміна усереднених значень об'ємних густин для різнонасичених порід ЗНГР зі зростанням пористості:

синім – заповнювач пор – вода; червоним – нафта (газоконденсат); зеленим – газ

Таблиця 3. Результати розрахунку типу заповнювача пор порід за об'ємною густиною (у пластових умовах)

ки випробувано на даних свердловин 1-Буцацької, 15-Лудинської, 4-Північнозаріччянської [6, 8, 10] (див. далі).

Варіант методики із залученням даних електрокаротажу (методу потенціалів самочинної поляризації) [10]. Для обчислень використано вираз зв'язку параметра відносної амплітуди потенціалу самочинної поляризації $\alpha_{ПС}$ з пористістю й глинистістю породи прошарку

$$\varphi_{AK} = \varphi_{2a} \cdot (2 - \alpha_{ПС}) \quad (16)$$

Відтак за рівнянням середнього часу для пористості визначено швидкості поздовжніх хвиль. Із застосуванням цього варіанту методики успіш-

но виконано прогнозування для розрізів свердловин 2-Заріччянської та 23-Орховицької [10].

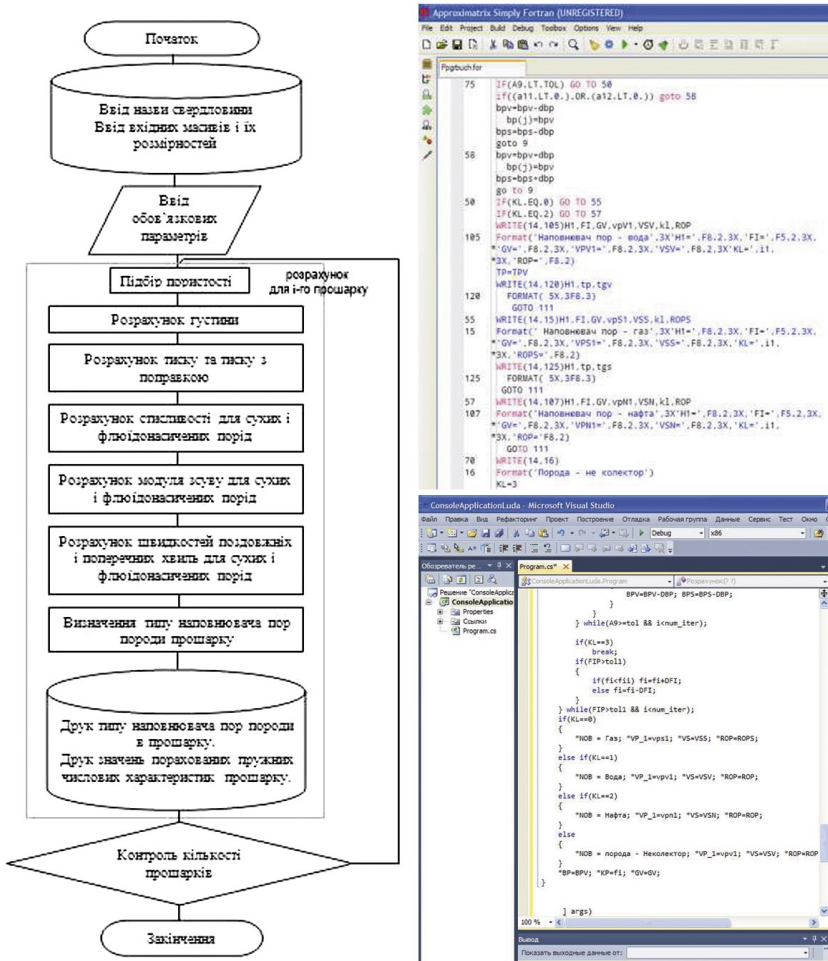
Програмно-методичні комплекси. Для практичної реалізації розробленої теоретико-емпіричної методики прогнозування вуглеводнів у розрізах свердловин та її варіантів розроблено спеціальні (зокрема ітераційні) алгоритми розрахунків (зважаючи на багатопараметричність модельованого геологічного середовища) і створено відповідні програмні пакети в середовищах Fortran ("Прогноз-НГК-Ф") та C# ("Прогноз-НГК-С") [10] (рис. 5), які забезпечують прогнозування типу заповнювача пор і розрахунок пружних і колекторських характеристик порід.

Для методики у середовищі Excel виконано побудову таблиць – баз даних, зокрема стисливостей і модуля зсуву різнонасичених порід, у т.ч. за даними швидкостей пружних хвиль, побудову емпіричних співвідношень для наявних даних з подальшим використанням у прогнозуванні за методикою, статистичний аналіз вхідних даних і розрахованих значень різних параметрів порід, візуалізацію результатів розрахунків (див. нижче) [5–10].

Результати апробації методики. За прогноною методикою виконано розрахунки для свердловин Буцацької, Залужанських, Заріччянських, Ліщинської, Лудинської, Никловицьких, Орховицької нафтогазоносних структур ЗНГР України з характерними типами порід у розрізах [5–10] (рис. 6–8).

Свердловина 3-Буцацька (4,4÷2250,8 м), глинисто-карбонатні породи, ущільнені глинисті вапняки з мергелево-вапнистими різновидами. За даними І. М. Куровця (Інститут гео-

Рис. 5. Загальний алгоритм роботи програми прогнозування (ліворуч) і фрагменти програм для визначення типу заповнювача пор породи – програма "Прогноз-НГК-Ф" (мовою Fortran) (праворуч угорі) і програма "Прогноз-НГК-С" (мовою C#) (праворуч унизу)



Дослідження в ПТГК НАН України							Дослідження за методикою							
12	D1	222,2	227,2	5	6	Пісковик глинистий	222,2-223,6;	224,0-224,2;	224,4-224,6;	224,8-227,0;	223,6-224,0;	224,2-224,4;	224,6-224,8;	227,0-227,4;
13	D1	249,2	252,3	3,1		Пісковик вапн. ущ.	249,2-251,8;	252,6-252,8;	253,0-253,4;		251,8-252,6;	252,8-253,0;		
14	D1	253,8	266,4	12,6	6,10	Пісковик вапн. ущ. воднасичений	253,8-256,2;	256,6-258,6;	258,8-265,8;	266,0-266,6;	256,2-256,6;	258,6-258,8;	265,8-266,6;	
15	D1	270	276,4	7,4	6	Пісковик вапн. ущ.	276,0-278,4;							
16	D1	286,6	289,6	3	6,5	Пісковик вапн. ущ.	286,6-287,4;	288,0-288,8;	289,4-289,6;		287,4-288,0;	288,8-289,4;	289,6-289,8;	

Рис. 6. Фрагмент результатів розширеного й уточненого розрахунку за прогноною методикою значень пружних параметрів і типу заповнювача пор порід інтервалу 253,8–266,4 м розрізу свердловини 3-Буцацької [11]

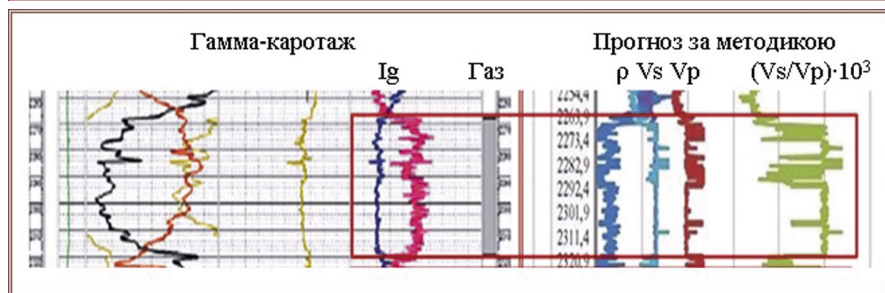


Рис. 7. Каротажна діаграма інтервалу 2 263,9–2 320,4 м свердловини 15-Лудинської (ліворуч) і прогнозування типу флюїду за методикою з використанням даних гамма-каротажу [11] (праворуч)

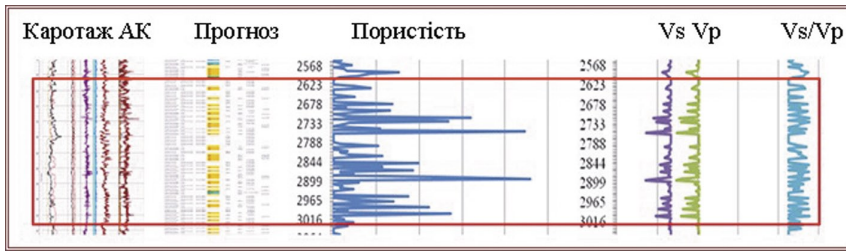


Рис. 8. Фрагмент каротажної діаграми інтервалу 2623–3016 м свердловини 1-Ліщинської [10] (ліворуч); правіше – прогнозний розрахунок за методикою з визначенням заповнювача пор [5] (газ позначено жовтим, воду – синім кольором), пружних і колекторських параметрів – колонки з обчисленими параметрами; ще правіше – зміни вздовж інтервалу розрізу розрахованого коефіцієнта пористості, швидкостей об'ємних хвиль і їхніх відношень

логії і геохімії горючих копалин НАН України) виконано прогнозування пружних параметрів, коефіцієнта пористості, типу заповнювача пор порід (для прошарків завтовшки 0,2 м) у розрізі цієї свердловини за базовим варіантом методики і за гамма-каротажем [11], отримано добре узгодження з даними промислової геофізики (на рис. 6 зображено фрагмент розрізу з визначенням, переважно водонасиченим колектором).

Свердловина 15-Лудинська (19,3÷3230,5 м), пісковики, карбонатно-теригенні породи. Прогнозування виконано за варіантом методики з використанням даних гамма-каротажу [11]. Фрагмент результатів зображено на рис. 7. Ділянки кривої інтенсивності гамма-каротажу (рожевим на рис. 7) з результатом промислової геофізики – газом (колонка сірим) відповідає інтервал з високими значеннями параметра V_s/V_p за методикою (зеленим на рис. 7).

Свердловина 1-Ліщинська (2020÷3540 м), органогенний карбон силуру, аргіліти, алевроліти і пісковики девону. Прогноз для порід свердловини за базовим варіантом методики (рис. 8) [5] за інтервалом газонасичення і величиною пористості узгоджується з результатами промислової геофізики [10, 11].

Свердловина 2-Зарічянська (0÷865 м), підвищено глинисті алювіальні відклади, цементовані та складені твердими уламковими породами – конгломератами, гравелітами й пісковиками. Прогнозування виконано за варіантами методики за офсетними даними і даними гамма-каротажу. Отримано результати, узгоджені з даними промислової геофізики (УкрДГРІ, 2015 р.) щодо розподілу швидкостей пружних хвиль (V_s , V_p), густини (ρ), параметра V_s/V_p , типу флюїду – заповнювача пор і коефіцієнта пористості (ϕ) (див. фрагмент результатів – каротажну діаграму і таблицю на рис. 9, інтервал розрізу з газом, 641–654 м).

Висновки. Представлено нову теоретико-емпіричну методику прогнозування пружних характеристик і нафтогазоводонасиченості розрізів свердловин на основі даних акустичного каротажу, а також її варіанти із залученням даних

інших каротажів досліджуваних свердловин. Ключовим параметром у представленій методиці є стисливість порід.

Показано ефективність параметра стисливості для прогнозування за методикою пружних і колекторських характеристик порід розрізів свердловин і, зокрема, для розрізнення типу прогнозного флюїду – заповнювача пор порід (нафти, газу, води). Для верифікації розділення нафти і води, крім базового способу за функціоналом, запропоновано ще два додаткові способи – за стисливістю і за густиною флюїду.

Для розрізів досліджених свердловин отримано детальний (по прошарках з кроком 0,1–0,2 м) прогноз типу флюїду – заповнювача пор та відповідний набір петрофізичних і колекторських характеристик порід. Позитивною особливістю методики є можливість ефективно виявляти заповнені вуглеводнями тонкі прошарки із сланцюватою тріщинуватістю.

ЛІТЕРАТУРА

1. Вербицкий Т. З. Физическая природа нелинейной упругости геологических сред с фазовыми микронеоднородностями и особенности распространения в них упругих волн//Геофиз. сб. АН УССР. – 1977. – Вып. 75. – С. 16–24.
2. Вербицкий Т. З., Починайко Р. С., Стародуб Ю. П., Федоришин А. С. Математическое моделирование в сейсморазведке. – Киев: Наукова думка, 1985. – 276 с.
3. Крупський Ю. З., Куровець І. М., Сеньковський І. М., Михайлов В. А., Чепіль П. М., Дригант Д. М., Шлапінський В. С., Шлапінський Ю. В., Колтун Ю. В., Чепіль В. П., Куровець С. С., Бодлак В. П. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: монографія. У восьми томах. Книга II. Західний нафтогазоносний регіон. – Київ: Ніка-Центр, 2014. – 400 с.
4. Петкевич Г. И., Вербицкий Т. З. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. – Киев: Наукова думка, 1970. – 126 с.
5. Скакальська Л. В. Прогнозування фізичних та колекторських властивостей порід-колекторів у геологічних структурах із нетрадиційним газом//Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка. Геологія. – 2014. – № 1(64). – С. 35–40.
6. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Методика прогнозування нафтогазоносності порід розрізів скважин//Нефть, газ і бізнес. – 2016. – № 3. – С. 38–44.

Заповнювач пор	H, м	ϕ , %	V_p , м/с	V_s , м/с	V_s/V_p	ρ , кг/м ³
Газ	639,50	17,85	2815,85	1745,77	0,61998	2342,9
Газ	641,00	13,88	3010,84	1892,2	0,62846	2411,3
Газ	646,50	16,5	2881,91	1795,52	0,62303	2366,2
Газ	650,00	15,66	2923,75	1827,04	0,62490	2380,6
Газ	654,00	15,55	2930,74	1832,39	0,62523	2382,5



Рис. 9. Фрагмент каротажної діаграми з результатом промислових випробувань (угорі) і результат прогнозування за методикою (таблиця) для інтервалу 641–654 м розрізу свердловини 2-Зарічянської (за даними УкрДГРІ, 2015)

7. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Прогнозування нафтогазоводонасиченості порід різної літології та геодинамічного генезису у розрізах свердловин//Геодинаміка. – 2015. – № 1(18). – С. 102–119.

8. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Прогнозування флюїдонасичення порід-колекторів за даними гамма-каротажу//Матеріали XIV Міжнародної конференції “Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти”, 11–14 травня 2015 року, м. Київ. – Київ. – 2015 (CD).

9. Скакальська Л. В., Назаревич А. В. Узагальнені співвідношення для методики прогнозування водонафтогазонасиченості порід розрізів свердловин//Вісник КНУ ім. Тараса Шевченка. Геологія. – 2016. – № 1(72). – С. 60–69.

10. Скакальська Л. В., Назаревич А. В., Струк Є. С. Алгоритми та програми обробки каротажних даних у прогнозуванні нафтогазонасиченості порід//Вісник Національного університету “Львівська політехніка” “Комп’ютерні науки та інформаційні технології” – 2017. – № 864. – С. 210–221.

11. Kurovets I., Drygant D., Naumko I., Kurovets S., Koltun Yu. Geological and physical-chemical characteristics of lower Paleozoic deposits of Volyno-Podillya, Western Ukraine//Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego 449. – 2012. – P. 119–130.

REFERENCES

1. Verbickij T. Z. The physical nature of the nonlinear elasticity of geological media with phase microinhomogeneities and the features of propagation of elastic waves in them//Geofiz. sb. AN USSR. – 1977. – Iss. 75. – P. 16–24. (In Russian).

2. Verbickij T. Z., Pochinajko R. S., Starodub Ju. P., Fedorishin A. S. Mathematical modeling in seismic prospecting. – Kiev: Naukova dumka, 1985. – 276 p. (In Russian).

3. Krupskiy Yu. Z., Kurovets I. M., Senkovskiy I. M., Mykhailov V. A., Chepil P. M., Dryhant D. M., Shlapinskiy V. S., Shlapinskiy Yu. V., Koltun Yu. V., Chepil V. P., Kurovets S. S., Bodlak V. P. Non-traditional sources of hydrocarbons in Ukraine: monograph. In eight volumes. Book II. Western oil and gas region. – Kyiv: Nika-Tsentr, 2014. – 400 p. (In Ukrainian).

4. Petkevich G. I., Verbickij T. Z. Acoustic studies of rocks in oil wells. – Kiev: Naukova dumka, 1970. – 126 p. (In Russian).

5. Skakalska L. V. Predicting of physical and collector's properties of rock-collectors in geological structures with unconventional gas//Visnyk KNU im. Tarasa Shevchenka. Heolohiia. – 2014. – № 1(64). – P. 35–40. (In Ukrainian).

6. Skakalska L. V., Nazarevych A. V. The technique of predicting of oil and gas capacity in open-casts of wells//Neft, gaz i biznes. – 2016. – № 3. – P. 38–44. (In Russian).

7. Skakalska L. V., Nazarevych A. V. Predicting of oil-gas-water-saturation of rocks of different lithology and geodynamic genesis in opencasts//Geodynamics. – 2015. – № 1(18). – P. 102–119. (In Ukrainian).

8. Skakalska L. V., Nazarevych A. V. Predicting of fluid saturation of rock-collectors according to gamma-logging data//Materialy XIV Mizhnarodnoi konferentsii “Heoinformatyka: teoretychni ta prykladni aspekty”, 11–14 travnia 2015 roku, m. Kyiv. – Kyiv. – 2015 (SD). (In Ukrainian).

9. Skakalska L. V., Nazarevych A. V. Generalized equations for method of predicting of rocks oil-gas-water-saturation of the wells open-casts//Visnyk KNU im. Tarasa Shevchenka. Heolohiia. – 2016. – № 1(72). – P. 60–69. (In Ukrainian).

10. Skakalska L. V., Nazarevych A. V., Struk Ye. S. Algorithms and programs for logging data processing in oil and gas predicting of rocks//Visnyk Natsionalnoho universytetu “Lvivska politekhnika” “Kompiuterni nauky ta informatsiini tekhnolohii” – 2017. – № 864. – P. 210–221. (In Ukrainian).

11. Kurovets I., Drygant D., Naumko I., Kurovets S., Koltun Yu. Geological and physical-chemical characteristics of lower Paleozoic deposits of Volyno-Podillya, Western Ukraine//Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego 449. – 2012. – P. 119–130. (In Polish).

Рукопис отримано 30.04.2018.



Scopus®

The largest abstract and citation database of peer-reviewed literature from more than 5,000 publishers

Шановні колеги і автори!

Запрошуємо Вас до співпраці та інформуємо, що наша редакція послідовно змінює технологію підготовки та представлення публікацій відповідно до стандартів наукометричних систем **SCOPUS** і **Web of Science**.

Ми раді повідомити, що відтепер журнал “Мінеральні ресурси України” можна знайти в інтернеті за новим посиланням: <http://mrugeo.ukrdgri.gov.ua/>.

Веб-сайт журналу створено на платформі **OJS (Open Journal System)**, наразі завантажено архів з 2015 року включно, до персональних даних авторів приєднано ідентифікатор **ORCID**.

Також повідомляємо, що наша редакція отримала унікальний префікс **DOI (digital object identifier)** – 10.31996.

Усі матеріали поширюються на умовах ліцензії Creative Commons Attribution License International CC BY 4.0, яка дає змогу поширювати роботу з визнанням авторства цієї роботи і першої публікації в нашому журналі.

Журнал “Мінеральні ресурси України” дотримується політики відкритого доступу (open access). Усі статті розміщуються на веб-сайті безстроково і безкоштовно відразу після виходу номера друком. Повнотекстовий доступ в режимі реального часу до наукових статей журналу представлено на офіційному сайті журналу в розділі Архіви.

Редакція журналу вжила заходи для забезпечення високих етичних і професійних стандартів, що ґрунтуються на принципах прозорості і кращої практики наукових публікацій.

Журнал “Мінеральні ресурси України” входить до переліку фахових видань з геологічних (наказ МОН № 155 від 16.05.2016 р.) і технічних (наказ МОН № 820 від 11.07.2016 р.) наук ВАК України. У ньому можуть бути опубліковані результати дисертаційних робіт на здобуття наукового ступеня доктора і кандидата наук.

Сподіваємося, що всі ці заходи сприятимуть ще більшій доступності журналу, зростанню цитування та поширенню публікацій у різних інформаційно-пошукових системах, а також розвитку наукового потенціалу нашої країни та його інтеграції до світового наукового простору.

ORCID

Connecting Research and Researchers

Systems Open Journal

WEB OF SCIENCE™

