

**Дмитро ФЕДОРИШИН¹, Ігор МИХАЙЛОВСЬКИЙ²,
Сергій ФЕДОРИШИН³, Олександр ТРУБЕНКО⁴**

^{1,3,4} Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
Івано-Франківськ, Україна

² ТзОВ «БУРПРОЕКТ», Львів, Україна

e-mail: ¹ dmytro.fedoryshyn@nung.edu.ua; ² burproekt@ukr.net;

³ serhii.fedoryshyn@nung.edu.ua; ⁴ geotom@nung.edu.ua

ОЦІНКА ДИНАМІКИ ЗМІНИ ВОДОНАФТОВИХ КОНТАКТІВ ТА ВСТАНОВЛЕННЯ ЕФЕКТИВНИХ ТОВЩИН ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ КОМПЛЕКСНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Метою роботи є оцінка достовірності результатів геолого-геофізичних досліджень складнопобудованих неогенових відкладів електричними методами та розроблення оптимально-достовірних підходів до виділення насичених вуглеводнями порід з оцінкою їхніх колекторських параметрів. Окрім того, встановити фактори, які впливають на неоднозначність геолого-геофізичних заключень у процесі досліджень складнопобудованих літолого-стратиграфічних товщ, що в кінцевому результаті зумовлює пропуск насичених вуглеводнями порід-колекторів. Отримані експериментальні результати досліджень керна матеріалу, відібраного зі свердловин суміжних газоконденсатних родовищ, дозволили означити основні чинники та параметри, що визначають фільтраційно-ємнісні параметри неогенових відкладів.

Ключові слова: геофізичні дослідження моно- та поліміктових порід-колекторів складної будови, гамма-спектрометрія, літолого-стратиграфічний розріз, глинистість, водонасиченість, пористість, питомий опір.

Метою роботи є оцінка достовірності результатів геолого-геофізичних досліджень складнопобудованих неогенових відкладів електричними методами та розробка оптимально-достовірних підходів до виокремлення насичених вуглеводнями порід з оцінкою їхніх колекторських параметрів. Окрім того, встановити фактори, які впливають на неоднозначність геолого-геофізичних заключень у процесі досліджень складнопобудованих літолого-стратиграфічних товщ, що в кінцевому результаті зумовлює пропуск насичених вуглеводнями порід-колекторів. Отримані експериментальні результати досліджень керна матеріалу, відібраного зі свердловин суміжних газоконденсатних родовищ, дозволили означити основні чинники та параметри, що визначають фільтраційно-ємнісні параметри неогенових відкладів.

Виходячи із вищевказаного, виникає необхідність обґрунтувати, а також розробити методологічні аспекти використання електричних методів для визначення характеру насичення порід-колекторів та визначити динаміку водогазоконденсатних контактів.

Предметом досліджень є електричні параметри водо-газонасичених порід-колекторів. Окрім цього, обґрунтування впливу тиску і температури на покази електричних методів у процесі досліджень складнопобудованих неогенових порід-колекторів та особливості динаміки зміни водонафтових та газозводячих контактів.

Ключові слова – геофізичні дослідження моно- та поліміктових порід-колекторів складної будови, гамма-спектрометрія, літолого-стратиграфічний розріз, глинистість, водонасиченість, пористість, питомий опір.

Зниження видобутку нафти і газу із складнопобудованих геологічних розрізів зумовлене як економічними, так і технологічними чинниками, які виникають під час дослідження літолого-стратиграфічних товщ Більче-Волицької зони. Геологічна будова вищевказаних територій надзвичайно складна і являє собою, зокрема у Більче-Волицькій зоні, класично виражене крило платформного типу, слабкодислоковане верхніми моласами міоцену.

Товщина літолого-стратиграфічних товщ неогену різна і в основному становить від 5 см до 25 м з перешаруванням піщаників, глин, алевролітів та мергелів. Південно-західна частина Більче-Волицької зони перекрита потужними товщами нижніх молас міоцену Самбірського покриву, на який насунили флішові покрови Українських Карпат, що суттєво вплинуло на геологічну будову неогенових відкладів. Враховуючи вищесказане, а також досвід і результати геолого-геофізичних робіт, проведених у межах північно-західної частини Крукеницької западини, появилася можливість оцінити проблему, пов'язану із визначенням шляхів поступлення води в пласт та окреслити неоднозначність результатів геолого-геофізичних досліджень та визначити динаміку зміни ВНК та ГВК (Заяць, 2013; Заяць & Гаврилко, 2007; Крупський, 2001; Лазарук та ін., 2013; Павлюх, 2009; Прокопів & Федоришин, 2003; Федоришин, 2005; Федоришин, 1999; Федоришин та ін., 2016; Хомин, 2019).

На основі петрофізичних досліджень колекторських властивостей порід нафтогазонасичених регіонів, автори дійшли висновку, що розвиток та прогнозування якості колекторів і флюїдоупорів залежать не тільки від глибини їхнього залягання, але і складу породи, структури, текстури, літолого-фаціальних умов формування, тиску, температури, а також тектонічного середовища, їхнього епігенезу та метабенезу. З огляду на те, що на гірську породу впливає цілий ряд природних і технологічних факторів, ми насамперед розглядали впливи тиску на породу-колектор, насичену пластивим флюїдом. Деформація породи визначається градієнтом тиску і відповідно коефіцієнтом стиску матриці і пустотного простору, які розраховували за формулами:

$$\beta_{ск} = \frac{1}{V} \left(\frac{dV_n}{dP} \right) P_{пл}^t, \quad (1)$$

де $\beta_{ск}$, $\beta_{пор}$ – відповідно коефіцієнти стиску скелета породи та її пустотного простору.

З огляду на те, що породотворні мінерали характеризуються незначними коефіцієнтами стискування скелета, то найбільш інформативним є коефіцієнт стиску пустот. Як видно із рис. 1 і 2, параметр пористості зразків керна зменшується з ростом тиску. Величина зміни коефіцієнта пористості породи при тиску 150 МПа може досягати 18,2 % від абсолютної величини. Необхідно зауважити, що крива зміни пористості повторює криву зміни питомого елек-

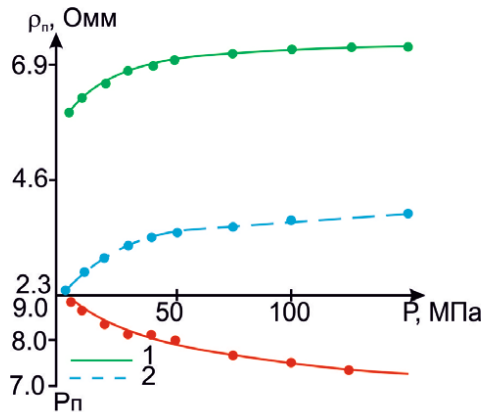


Рис. 1. Вплив тиску і температури на питомий електричний опір для порід-колекторів поліміктового типу:
1 – температура 18 °С; 2 – температура 90 °С

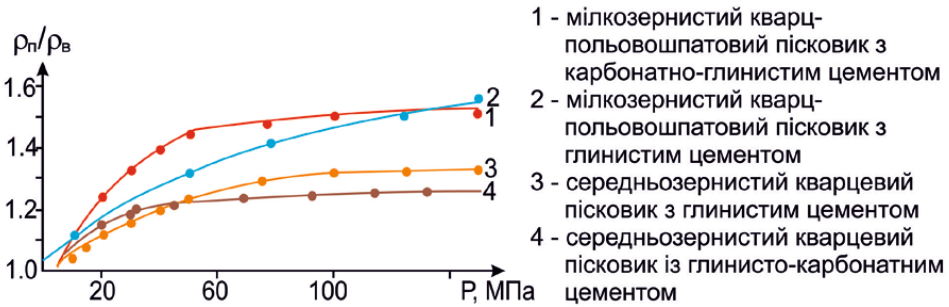


Рис. 2. Відносна зміна відносного електричного опору від тиску для порід-колекторів поліміктового типу

тричного опору (ρ_n). Загалом можна констатувати, що питомий електричний опір порід-колекторів, насичених мінералізованою водою, зростає із збільшенням ефективного тиску і температури. Для розрахунку питомого електричного опору водогазонасичених порід-колекторів можна використовувати таке диференціальне рівняння:

$$\frac{d\rho_n}{\rho_n} = \frac{1}{\rho_n} \left[\frac{d\rho_n}{dP_{\text{еф}}} \right] P_{\text{пл}}^{t_0} * dP_{\text{еф}} + \frac{1}{\rho_n} \left[\frac{d\rho_n}{dP_{\text{пл}}} \right] P_{\text{еф}}^{t_0} + dP_{\text{пл}} + \frac{1}{\rho_n} \left[\frac{d\rho_n}{dt} \right] dt =$$

$$= K_{\text{ск}} dP_{\text{еф}} - K_{\text{мв}} dP_{\text{пл}} - \alpha t \rho dt, \quad (2)$$

де $K_{\text{ск}}$ – коефіцієнт відносної зміни питомого електричного опору; $P_{\text{пл}}^{t_0}$ – пластовий тиск з урахуванням температури; $P_{\text{еф}}$ – ефективний тиск; $K_{\text{мв}}$ – коефіцієнт зміни електричного опору води на одиницю зміни пластового тиску; $\alpha t, \rho$ – коефіцієнти визначені при ізобарному нагріві, або охолодженню водо-насиченої породи при дії температури. Визначення параметра $K_{\text{ск}}$ при $P_{\text{пл}}$ і t_0 – від ефективного пластового тиску. Враховуючи незначний стиск твердої фази, пластовий тиск не вносить суттєвої зміни у величину коефіцієнта $K_{\text{ск}}$.

Отже, значення коефіцієнта $K_{ск}$ для порід-колекторів з газоводяним контактом (ГВК) визначається величиною ефективної напруги, яка впливає на зміну звистості пустотних каналів і об'ємної вологи (див. рис. 1).

Як видно з рис. 1, параметр пористості зразків ядра збільшується з ростом тиску. Величина зміни при тиску 150 МПа може досягти 18,2 % від абсолютної величини. В цьому випадку крива зміни пористості повторює форму кривої зміни питомого електричного опору. Для розрахунку питомого електричного опору породи в термобаричних умовах ми використовували рівняння (див. рис. 2).

Таким чином, визначення динаміки зміни водонафтогазового контакту буде формуватися і зумовлюватися умовами зміни вільної і зв'язаної води у пласті, а також у зразках, відібраних із продуктивних порід. Величина вищевказаних коефіцієнтів характеризує електропровідність змішаного флюїду, зумовленого зміною геометрії пустот, внаслідок теплового розширення скелета продуктивного пласта. У наближеному вигляді рівняння зв'язку питомого електричного опору порід-колекторів з пластовим тиском можна записати:

$$\frac{\rho_{п}(P_{п}t)}{\rho} \approx \frac{\rho_{P_{еф}} - \rho_{P_{пл}}}{\rho_{атм}} \times \frac{\rho_{P_{пл}}}{\rho_{атм} P_{пл}} \times \frac{\rho_{еф}^t}{\rho_{атм}}, \quad (3)$$

де $\rho_{п}(P_{п}t)$ – питомий електричний опір у пластових умовах; $\rho_{атм}$ – питомий електричний опір породи в атмосферних умовах:

$\frac{\rho_{P_{еф}} - \rho_{P_{пл}}}{\rho_{атм}}, \frac{\rho_{P_{пл}}}{P_{п}t}, \frac{\rho_{P_{еф}}}{\rho_{P_{пл}}}$ – відносні зміни питомого електричного опору породи

від ефективного і пластового тиску, при умові, що $P_{еф} - P_{пл} = \text{const}$; $\rho_{P_{пл}}, \rho_{P_{еф}}$ – питомий електричний опір при початковому і текучому поровому тиску (рис. 2).

Щоб виключити вплив питомого електричного опору вільного флюїду, пов'язаного із зміною температури, множимо праву і ліву частини нерівності на відношення питомих опорів електроліта $\frac{\rho_{в}}{\rho_{в}^t}$ отримаємо:

$$\frac{P_{P_{еф}}}{\rho_{п}} \approx \frac{P_{п} \rho_{еф}}{P_{п}} \times \frac{P_{п}^{P_{п}оч}}{P_{п}^{P_{п}лт}} \frac{P_{пл}^t}{P_{еф}}, \quad (4)$$

де $P_{п}^{P_{п}лт}$ – параметр пористості породи в заданих термобаричних умовах; $P_{п}$ – аналогічно, тільки при початкових атмосферних умовах; $\frac{P_{п}^t}{P_{п}}$ – відношення, яке характеризує часткову зміну параметра пористості за рахунок впливу температури.

Ми встановили, що зміна тиску обжиму до 50 МПа практично не впливає на параметр пористості ($P_{п}$). З огляду на це, можна записати:

$$\frac{P_{п}^{еф}}{P_{п}} = \frac{P_{п}^{еф}}{\rho_{п}}. \quad (5)$$

Підставивши вираз (4) у формулу (5), отримаємо:

$$\frac{P_{п}^{P_{п}лт}}{P_{п}} \approx \frac{P_{п}^{P_{еф}}}{P_{п}} \times \frac{P_{п}^{P_{п}оч}}{P_{п}^{P_{п}лт}} \times \frac{P_{пл}^t}{P_{еф}}, \quad (6)$$

де $\frac{P_{п}^{Реф}}{P_{п}}$; $\frac{P_{п}^{Рпоч}}{P_{п}^{пл}}$ – відповідно відношення, які показують часткові зміни пара-

метра пористості породи, під дією ефективної напруги при умовах, що $P_{п} = \text{const}$; $P_{эф} = 0$; $t = \text{const}$ (Catuneanu, 2006; Honarpour et al., 2006; Larsen & Fabricius, 2004; Miall, 2006; Tissot & Welte, 1984; Trubenko et al., 2021).

Висновок. Отримане рівняння показує зв'язок параметра пористості із питомим електричним опором пласта в процесі динаміки зміни водонафтових та газоводяних контактів. На прикладі аналізу результатів електричних свердловинних досліджень, а також петрофізичних вимірювань кернового матеріалу, відібраного із складнобудованих неогенових відкладів встановлено, що зміна складу флюїду і вуглеводнів із глибиною покладу визначається рівновагою капілярних і гравітаційних сил та впливає на динаміку змін волюємності та знищення границь газоводяних контактів.

За результатами аналізу даних електричних свердловинних досліджень керна, а також визначених петрофізичних ємкісних параметрів (пористості та проникності) з використанням кернового матеріалу, відібраного із складнобудованих неогенових відкладів, встановлено динаміку зміни складу флюїдів і вуглеводнів залежно від залягання покладу.

- Заяць, Х. (2013). *Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту та газ*. Львів: Центр Європи.
- Заяць, Х., & Гаврилко, В. (2007). Порівняльна характеристика геологічної будови та сейсмічної інформації родовищ Лопушна (Україна) та Лонкта (Польща). *Геологія і геохімія горючих копалин*, 4, 55–62.
- Крупський, Ю. (2001). *Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України*. Київ: УкрДГРІ.
- Лазарук, Я., Заяць, Х., & Побігун, І. (2013). Гравітаційний тектогенез Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1–2(162–163), 5–16.
- Павлюх, О. (2009). Особливості геологічної будови та формування покладів газу в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4(148–149), 31–43. <http://dspace.nbuv.gov.ua/handle/123456789/58960>
- Прокопів, В. Й., & Федоришин, Д. Д. (2003). Оцінка геолого-геофізичних неоднорідностей при дослідженнях складнобудованих порід-колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2(7), 28–34. <http://clar.nung.edu.ua/handle/123456789/6307>
- Федоришин, В. О. (2005). *Низькопористі породи-колектори газу промислового призначення*. Київ: УкрДГРІ.
- Федоришин, Д. Д. (1999). *Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносної провінції)* [Дис. д-ра геол. наук]. Львів.
- Федоришин, Д. Д., Трубенко, О. М., Федоришин, С. Д., Фтемов, Я. М., & Коваль, Я. М. (2016). Перспективи ядерно-фізичних методів під час виділення газонасичених порід-колекторів складнобудованих неогенових відкладів. *Геодинаміка*, 2, 134–143. <https://doi.org/10.23939/jgd2016.02.134>
- Хомин, В., Цьомко, В., Гоптарьова, Н., Броніцька, Н., & Трубенко, А. (2019). Геолого-промислові особливості розкриття та випробування слабопроникних газонасичених відкладів. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(84), 42–48. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.84.06>
- Catuneanu, O. (2006). *Principles of sequence stratigraphy*. Amsterdam: Elsevier.
- Honarpour, M. M., Nagarajan, N. R., & Sampath, K. (2006). Rock/fluid characterization and their integration – Implications on reservoir management. *Journal of Petroleum Technology*, 58(9), 120–130. <https://doi.org/10.2118/103358-JPT>

- Larsen, J. K., & Fabricius, I. L. (2004). Interpretation of water saturation above the transitional zone in chalk reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 7(2), 155–163. <https://doi.org/10.2118/69685-PA>
- Miall, A. D. (2006). *The geology of fluvial deposits. Sedimentary facies, basin analysis, and petroleum geology*. Springer.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlin: Springer-Verlag. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>
- Trubenko, O. M., Fedoryshyn, D. D., Artym, I. V., Fedoryshyn, S. D., & Fedoryshyn, D. S. (2021). Geophysical interpretation methods' improvement of Bilche-Volytska zone of Pre-carpethian foredeep complex geological cross-sections' comprehensive research results. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 4(81), 33–40. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-4\(81\)-33-40](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-4(81)-33-40)

Стаття надійшла:
30.11.2023 р.

**Dmytro FEDORYSHYN¹, Ihor MYKHAILOVSKYI²,
Serhii FEDORYSHYN³, Oleksandr TRUBENKO⁴**

^{1,3,4}Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
Ivano-Frankivsk, Ukraine
²LLC “BURPROEKT”, Lviv, Ukraine
e-mail: ¹ dmytro.fedoryshyn@nung.edu.ua; ² burproekt@ukr.net;
³ serhii.fedoryshyn@nung.edu.ua; ⁴ geotom@nung.edu.ua

**ASSESSMENT OF THE DYNAMICS OF WATER-OIL CONTACTS
AND ESTABLISHMENT OF EFFECTIVE THICKNESSES ACCORDING TO
THE RESULTS OF COMPREHENSIVE GEOPHYSICAL RESEARCH**

The purpose of the work is to assess the reliability of the results of geological and geophysical studies of complex-constructed Neogene deposits by electrical methods and to develop optimally reliable approaches to the selection of hydrocarbon-saturated rocks with an assessment of their reservoir parameters. In addition, to establish the factors that affect the ambiguity of geological and geophysical conclusions in the process of research of complex lithological and stratigraphic strata, which ultimately causes the omission of reservoir rocks saturated with hydrocarbons. The obtained experimental results of the research of the core material taken from the wells of the adjacent gas condensate fields made it possible to identify the main factors and parameters that determine the filtration-capacity parameters of Neogene deposits. Based on the above, there is a need to substantiate and develop methodological aspects of the use of electrical methods to determine the nature of reservoir rock saturation and to determine the dynamics of water-gas-condensate contacts. The subject of research is the electrical parameters of water- and gas-saturated reservoir rocks. In addition, the substantiation of the effect of pressure and temperature on the performance of electrical methods in the process of researching complex-constructed Neogene reservoir rocks and the peculiarities of the dynamics of changes in water-oil and gas-water contacts. The decrease in oil and gas production from complex geological sections is due to both economic and technological factors that arise in the process of researching the lithological and stratigraphic strata of the Bilche-Volytsa zone. The geological structure of the above-mentioned territories is extremely complex and represents, in particular in the Bilche-Volitsa zone, a classically expressed wing of the platform type, weakly dislocated by upper Miocene molasses.

Keywords: geophysical studies of monomictic and polymictic reservoir rocks of complex structure, gamma spectrometry, litho-stratigraphic section, clay content, water saturation, porosity, resistivity.