

УДК 550.3

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.109.05>

Євгенія В'ЯЗОВСЬКА¹, фахівець
ORCID ID: 0009-0002-6652-5179
e-mail: yevheniia.viazovska@ugv.com.ua

Ігор МИХАЛЕВИЧ², начальник Карпатського відділу
геологорозвідувальних робіт Департаменту розвідки
ORCID ID: 0009-0009-5786-8648
e-mail: ihor.mykhalevych@ugv.com.ua

Василь КАРПИН², провідний інженер
з дослідження фізики порід департаменту геофізики
ORCID ID: 0009-0003-3261-2634
e-mail: vasyi.karpyn@ugv.com.ua

Степан ДУЧУК³, головний геолог
Західно-Української геофізичної розвідувальної експедиції
ORCID ID: 0009-0004-6384-7054
e-mail: dchuk@ukr.net

¹УкрНДІгаз, Київ, Україна

²АТ "Укргазвидобування", Київ, Україна

³ДГП "Укргеофізика", Львів, Україна

ДОСТОВІРНІСТЬ ПРОГНОЗУВАННЯ ГАЗОНОСНОСТІ КОЛЕКТОРІВ У БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКІЙ ЗОНІ ЗА ДАНИМИ СТАНЦІЇ ГТД

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф., О.М. Карпенком)

Вступ. Розглянуто можливість прогнозування газонасності колекторів у Більче-Волицькій зоні за даними станції геолого-технологічних та геохімічних досліджень (ГТД). Проаналізовані фактори, що негативно впливають на інформативність таких даних. Неточність даних станції, зокрема, пов'язана з особливостями режимів буріння і використанням PDS-доліт. Попри все, за даними станції ГТД проводять первинне виділення перспективних у контексті газонасності горизонтів, а уточнення та остаточна верифікація газонасності відбувається після комплексу геофізичних досліджень свердловини (ГДС). За обмеженої роздільної здатності каротажних методів у тонкошаруватому сарматському розрізі та в ущільнених карбонатах верхньої юри, рішення щодо об'єкта випробування інколи приймається на підставі даних керн та зафіксованих газопоказів. У статті піде мова про те, чи є дані станції ГТД релевантними для розв'язання таких задач та як вони статистично корелюються з результатами випробувань.

Методи. Аналіз газових аномалій, зафіксованих станцією ГТД, включає кілька етапів: вибір свердловин для порівняння газових аномалій, в яких отримано промисловий приплив газу на основі петрофізичної оцінки пластів-колекторів та пластового тиску; врахування часу відставання виходу газу з вибою, газу свабіювання (випущення газу шляхом пониження рівня рідини), газу після наросування, рециркуляційного газу та місць, де було введено домішки нафтопродуктів в буровий розчин.

Результати. Виконано детальний аналіз газових аномалій; проведено петрофізичну оцінку пластів-колекторів в інтервалах підвищених газопоказів; розраховано коефіцієнти контрастності в інтервалах перфорації в 11 свердловинах.

Висновки. Підтверджено релевантність даних ГТД для попереднього виділення перспективних горизонтів газонасності. Встановлено, що коефіцієнт контрастності ($K_{\text{кон}}$) є інформативним показником при аналізі газових аномалій. Значення $K_{\text{кон}}$ в межах 4,3–6,3 вказують на перспективність інтервалу до випробування.

Ключові слова: геолого-технологічні та геохімічні дослідження, газ, фонове значення газу, коефіцієнт контрастності, дебіт газу.

Вступ

Постановка проблеми. За даним станції ГТД можна зробити попереднє виділення перспективних горизонтів, яке потім підтверджується або спростовується за даними промислово-геофізичних досліджень свердловин (Прокопів,

2004). Проте не всі типи колекторів можна охарактеризувати за даними ГДС. Особливо це стосується тонкошаруватих сарматських відкладів, у яких продуктивними колекторами можуть бути пласти пісковиків завтовшки у кілька сантиметрів (рис. 1).

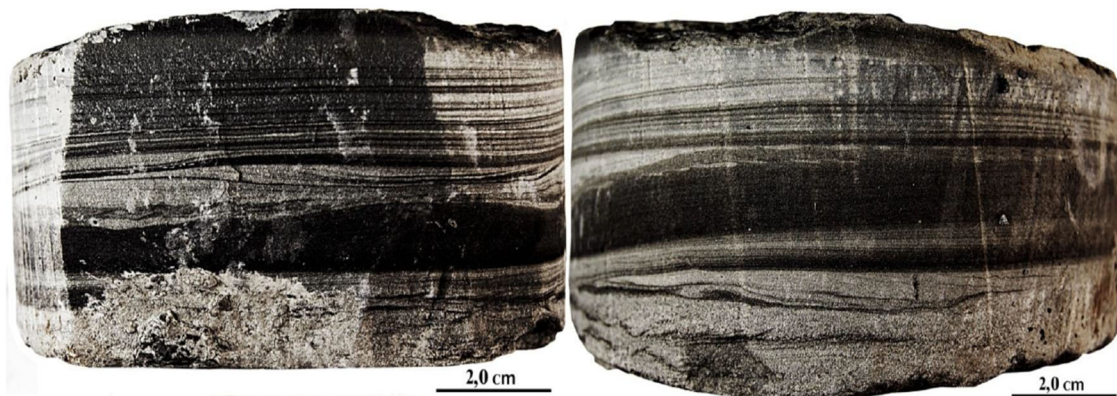


Рис. 1. Зразок керн № 1 з горизонту НД-9, який демонструє тонке нашарування порід (приблизна глибина відбору зразка 1200 м)

© В'язовська Євгенія, Михалевич Ігор, Карпин Василь, Дучук Степан, 2025

За типовим деталізаційним комплексом ГДС, в який зазвичай входять методи бокового каротажного зондування (БКЗ), індукційного, бокового, мікробокового, нейтронного, акустичного, щільнісного та гамма-каротажів надати кількісну петрофізичну оцінку можна у пластах з товщиною >40 см (рис. 2). В окремих випадках, застосовуючи спеціальні дослідження з високою вертикальною роздільною здатністю (ядерно-магнітного резонансу, електричного мікроімеджера, діелектричного сканера), вдається кількісно охарактеризувати пласти з товщиною ~15 см (Cavalleri et al., 2021). Але ці методи доволі дорогі і не завжди дають однозначний результат, як і застосування спеціальних методик інтерпретації типового комплексу ГДС (Грицишин, 2012; Карпенко, & Локтев, 2001). Тому у вказаному типі розрізу дані ГТД можуть стати одним з вирішальних аргументів у виборі об'єкта до випробування.



Рис. 2. Вертикальна роздільна здатність методів ГДС, см (Rider, 2000)

Є достатньо багато факторів, які негативно впливають на точність даних станції ГТД. Наприклад, різні особливості режимів буріння і використання сучасних PDS доліт, які спричиняють те, що виділення перспективних горизонтів за даними газокаротажної станції є неточними (Когуч, & Сабат, 2007). Режими буріння, такі як "слайдування", ускладнюють виділення горизонтів за швидкістю буріння. Використання PDS доліт призводить до того, що порода повністю подрібнюється, а пісковик і алеволіт часто руйнується до окремих зерен, які легко пропустити при описі відібраної проби шлама. Тому для виділення потенційно продуктивних інтервалів найважливішою діагностичною ознакою є геохімічна інформація.

Формулювання цілей статті. На даний час є проблема недовивченості інформативності матеріалів станції ГТД, але в той самий час роль геолого-технологічних досліджень у загальному комплексі робіт у свердловині збільшується. Звісно, бажано проводити постійне оновлення техніки та технологій, але більш важливим є пошук нових методів інтерпретації даних, який нині майже не проводиться. Також потрібно створювати статистичні вибірки по певних комплексах окремих тектонічних зон, що даватиме розуміння про домінуючі тренди газових аномалій. Для цього в даній статті проведено дослідження з порівнянням продуктивності вже пробурених свердловин до даних станції ГТД за газовим каротажом. Особливо акцентовано увагу на співвідношення зміни абсолютного відсоткового вмісту газу в газоповітряній суміші, що надходить з бурового розчину під час циркуляції.

Методи

Для дослідження було взято свердловини, які вже перебувають в експлуатації і розташовані у Більче-

Волицькій зоні Передкарпатського прогину, а також кілька свердловин поза межами зони для порівняння. Кожна зі свердловин мала дебіт газу при випробуванні не менш як 10 тис. м³/добу. Метою було дослідити та встановити достовірність прогнозування газоносності колекторів за даними станції ГТД.

З даної вибірки були виключено свердловини, в яких гідростатичний тиск при первинному розкритті горизонтів, значно перевищував пластовий. Під час розкриття розрізу з великими репресіями на продуктивні пласти проходить витіснення газу від стінок свердловини. У промивальну рідину потрапляє тільки незначна частина газу і на кривій газопоказів фіксуються тільки значення, які не перевищують фонових значень. У цьому випадку пласти з кращими колекторськими властивостями будуть задавлені (продуктами-кольматантами бурового розчину), а низькопористі, з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями, не зазнають такого впливу, що, спричиняє розгазування розчину і появи піків на газокаротажних діаграмах. Унаслідок дифузії газу на промивальну рідину низькопроникні пласти будуть відбиватися на діаграмах у вигляді зон із підвищеною газоносністю (Чорний, 2015).

Наступним кроком була перевірка природи походження кожної аномалії за добовим графіком станції геолого-технічних досліджень, з врахуванням часу відставання виходу газу з вибою (так званий lag time). В процесі буріння відбувається неперервний вимір концентрації газу в газоповітряній суміші, після деяких технологічних операцій підвищення абсолютного відсоткового значення газу може бути не пов'язано з пластовим газом. Для коректного проведення дослідження виключено газ свабіювання, газ після нарощування, рециркуляційний газ та місця, де вводили домішки нафтопродуктів у буровий розчин.

Результати

Газ свабіювання виникає у разі різкого підйому бурового інструмента над вибоєм свердловини при нарощуванні, спуско-підйомних операціях, шаблонуванні стовбура свердловини тощо. При підйомі інструмента тиск на привибійну зону пласта зменшується за рахунок ефекту підйому частини рідини, що є над інструментом, та часткового руйнування кірки, створеної буровим розчином. Залежно від швидкості підйому інструмента, його компоновки і параметрів бурового розчину ефект може бути достатнім для створення депресії і виклику припливу з пласта, який піддається впливу. Газові аномалії даного типу зазвичай характеризуються різким збільшенням та швидким затуханням газопоказників. Рециркуляційний газ виникає через погану очистку і дегазацію розчину, який виходить із свердловини, внаслідок чого він знову закачується в свердловину. Поява даної аномалії спостерігається на час повного циклу промивки від моменту реєстрації попередньої газової аномалії і відрізняється від неї більш пологою формою амплітуди і більшим відносним відсотком "важких" газів (C4–C5 – пропан-пентан). Для коректного проведення всіх наступних аналізів критично важливо відкинути всі аномалії, що викликані технологічними процесами і коротко описані вище.

Фонове значення газу – це значення концентрації газу в буровому розчині, яке спостерігається за відсутності продуктивних ділянок. Газова аномалія – це будь-яке значне збільшення виявленого газу, яке зазвичай пов'язане із зоною підвищеної пористості та проникності. **Коефіцієнт контрастності** (Ккон) – це співвідношення максимального значення в інтервалі аномалії до фонових значення. Коефіцієнт контрастності може

коливатися в широких діапазонах. Пов'язано це з тим, що чим більша швидкість буріння, тим більша концентрація вуглеводнів на одиницю об'єму бурового розчину. Проте, з досвіду авторів, саме цей показник є найбільш інформативним в аналізі газових аномалій.

Для газових аномалій, інтервали яких збігались з інтервалами, в яких відбувалось первинне розкриття за допомогою перфорації і де в подальшому проводилась експлуатація, було розраховано коефіцієнти контрастності за методологією, коротко описаною вище.

На рис. 3, зокрема, зображено крос-плот за даними дебіту, коефіцієнта контрастності і початкових пластових тисків для 11 свердловин.

Головним висновком з аналізу крос-плоту є те, що свердловини з найбільшими дебітами під час подальшого випробування мали значення коефіцієнта контрастності в межах 4,3–6,3. Ймовірно, саме цей діапазон значень, за умов правильно підібраної густини бурового розчину та пластових тисків, близьких до гідростатичних, вказує на перспективність інтервалу, де ми спостерігаємо аномалію. Параметри пласта не завжди є ключовими. Оскільки, наприклад, коефіцієнт відкритої пористості у свердловині № 1 є в два рази більшим, ніж у свердловині № 4, а свердловина № 4 почала працювати лише після інтенсифікації пласта і саме діапазон коефіцієнта контрастності та додаткові позитивні

показники за каротажем дали змогу виділити цей об'єкт для перфорації, випробування та подальшої інтенсифікації. На рис. 4 і 5 показано планшети свердловин № 1, № 2, № 3, № 4 для кращої візуалізації відповідності газових аномалій з виділеними перспективними зонами та інтервалами перфорації, а в табл. 1 наведено інформацію про продуктивність кожної свердловини.

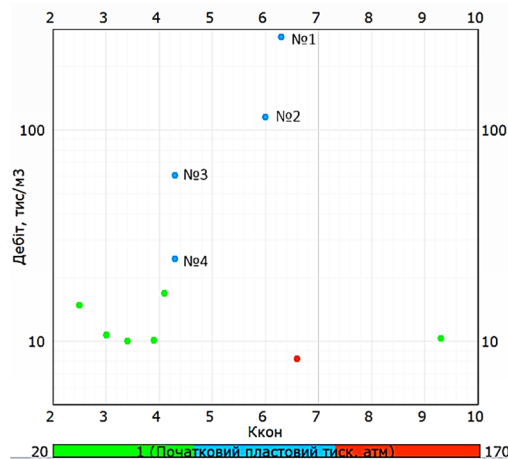


Рис. 3. Крос-плот даних початкових дебітів, коефіцієнта контрастності та початкових пластових тисків

Таблиця 1

Результати зіставлення коефіцієнта контрастності газових аномалій з дебітом при випробуванні початковим пластовим тиском, накопиченим видобутком, густинами розчину при бурінні та стратиграфічною одиницею

№ свердловини	Вік	Густина БР, г/см³	Ккон	Дебіт газу при випробуванні, тис. м³/добу	Накопичений видобуток, млн м³	Початковий пластовий тиск, МПа
1	Крейда	1,09	6,3	276	41	10,7
2	НД-8-9	1,085	6	115	70	7,4
3	НД-9	1,08	4,3	61	14	8,8
4	НД-9	1,09	4,3	24,5	17,7	7,8

Також за даними промислово-геофізичних досліджень наведено часткову петрофізичну характеристику з літологічною колонкою для ілюстрації. Чотири свердловини, що аналізуються, пробурені в межах глибин до 1500 метрів приблизно на однакових густинах бурового розчину, що добре усереднює нашу вибірку і відповідно

вказує на те, що продуктивні в майбутньому газові аномалії можуть характеризуватись коефіцієнтом контрастності в межах 4,3–6,3. Одне з аномальних значень коефіцієнта контрастності (понад 9) пов'язане і спродуковане значним пластовим тиском, що продемонстровано на рис. 3.

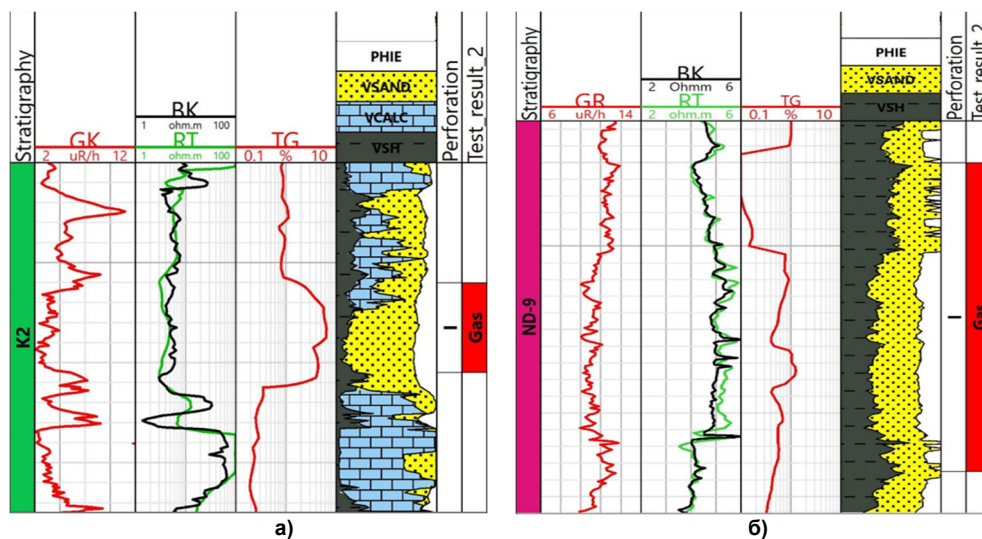


Рис. 4. Зведений планшет:

а) свердловина № 1; б) свердловина № 2.

ГК – гамма-каротаж; БК – питомий електричний опір за даними бокового каротажу;

RT – розрахунковий питомий електричний опір за даними індукційного каротажу; TG – сумарний вміст газу в буровому розчині за даними станції ГТД; PHIE – коефіцієнт відкритої пористості; VSAND – об'ємний вміст піску; VSH – коефіцієнт об'ємної глинистості

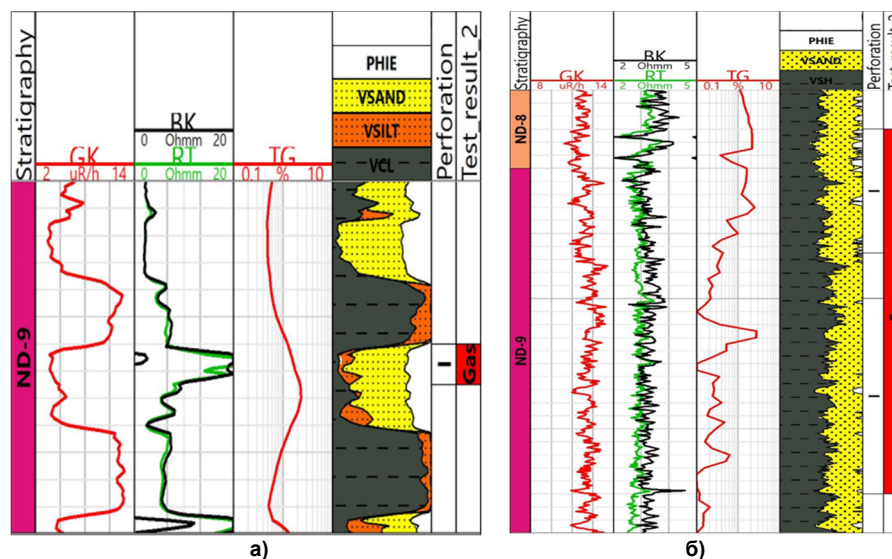


Рис 5. Зведений планшет:

а) свердловина № 3; б) свердловина № 4.

GK – гамма-каротаж; BK – питомий електричний опір за даними бокового каротажу; RT – розрахунковий питомий електричний опір за даними індукційного каротажу; TG – сумарний вміст газу в буровому розчині за даними станції ГТД; PHIE – коефіцієнт відкритої пористості; VSAND – об'ємний вміст піску; VSILT – об'ємний вміст алеволіту; VSH – коефіцієнт об'ємної глинистості

Дискусія і висновки

Підсумовуючи, варто зазначити, що правильно оброблені та інтерпретовані дані газового каротажу, що отримують від станції ГТД, є одним з дуже важливих додаткових інструментів у прогнозуванні перспективних до випробування інтервалів. Інколи, в тонкошаруватому розрізі, у разі низької інформативності акустичних та електричних методів, газовий каротаж за підтримки лише даних каротажу ядерного-магнітного резонансу стає інструментом до виділення продуктивних горизонтів. Саме так відбувалось у випадку свердловини № 4. Варто також зазначити, що означений вище діапазон значень коефіцієнта контрастності в межах 4,3–6,3 інколи може характеризувати й пласти з газо-водняним насиченням, тому саме правильне калібрування всіх газових компонентів та обробка даних газового каротажу, а також комплексування його з даними промислово-геофізичних робіт, є ключовим елементом формування правильної стратегії випробування перспективних об'єктів у свердловині.

Вбачаємо необхідність у продовженні аналогічних досліджень у майбутньому. Очевидно, що збільшення статистичної вибірки отриманих результатів дасть змогу звузити діапазон розбіжності коефіцієнта контрастності, що притаманний для газонасичених інтервалів, та вкаже на критерії, за якими можна буде розділяти газонасичені та газо-водонасичені пласти. Однозначною є й потреба проведення аналогічних досліджень не лише у Більче-Волицькій зоні, а й в Бориславсько-Покутській, Скибовій, зоні Кросно та Закарпатському прогині, де слід очікувати цілком інші закономірності між досліджуваними аномаліями та продуктивністю свердловин.

Внесок авторів: Євгенія В'язовська – аналіз і обробка даних, методологія, написання (оригінальна чернетка); Ігор Михайлович – концептуалізація, аналіз і обробка даних, методологія, написання (перегляд і редагування); Василь Карпин – написання (перегляд і редагування), програмне забезпечення, формальний аналіз; Степан Дучук – програмне забезпечення, формальний аналіз.

Список використаних джерел

- Грицишин, В. І. (2012). *Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини*. Лілея НВ. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/5042>
- Карпенко, О. М., & Локтев, А. В. (2001). Підвищення інформативності геофізичних досліджень свердловин при вивченні глинисто-піщаних розрізів тонкошаруватої будови. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, 1(1), 20–24. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/749>
- Коруч, Я. Р., & Сабат, Н. В. (2007). Контроль буримості гірських порід в процесі поглиблення нафтових і газових свердловин. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, 1(15), 116.
- Прокопів, В. Й. (2004). *Фізико-геологічні моделі для визначення ємнісних характеристик порід колекторів складної будови за даними ГДС (на прикладі нафтових і газових родовищ Карпатського регіону та Північного Донбасу)* [Автореф. дис. ... канд. геол. наук, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу]. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/4051>
- Чорний, О. М. (2015). Технологія розкриття пластів на рівновазі пластового та вибірного тисків під час буріння свердловин Передкарпаття. *Нафтогазова галузь України*, 3, 14–18. http://nbuv.gov.ua/UJRN/ngu_2015_3_6
- Cavalleri, C., Akashev, Y., Ahmad, S., Yuras, S., Karpyn, V., & Abdelatif, I. (2021). Advanced Formation Evaluation Approaches in Complex Low-Resistivity Thin Shale Sand Laminations: Success Case Histories from Western Ukraine. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*, Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.2118/208513-MS>
- Rider, M. (2000). *The Geological Interpretation of Well Logs* (2nd ed.). Rider-French Consulting.

References

- Cavalleri, C., Akashev, Y., Ahmad, S., Yuras, S., Karpyn, V., & Abdelatif, I. (2021). Advanced Formation Evaluation Approaches in Complex Low-Resistivity Thin Shale Sand Laminations: Success Case Histories from Western Ukraine. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*, Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.2118/208513-MS>
- Chornyi, O. M. (2015). Technology of reservoir development at equilibrium of reservoir and bottom hole pressures during drilling of wells in the Carpathian Basin. *Oil and gas industry of Ukraine*, 3, 14–18 [in Ukrainian]. http://nbuv.gov.ua/UJRN/ngu_2015_3_6
- Hrytsyshyn, V. I. (2012). *Petrophysical characteristics of reservoirs of oil and gas deposits of the Carpathian region and the Dnieper-Donetsk basin: monograph*. Ivano-Frankivsk: Liliya NV [in Ukrainian]. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/5042>
- Karpenko, O. M., & Loktiev, A. V. (2001). Increasing the informativeness of geophysical well research when studying clayey-sandy sections of thin-layered structure. *Scientific Bulletin of the Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, 1(1), 20–24 [in Ukrainian]. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/749>
- Kohuch, Y. R., & Sabat, N. V. (2007). Control of drill ability of rocks in the process of deepening oil and gas wells. *Scientific Bulletin of the Ivano-*

Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, 1(15), 116 [in Ukrainian].

Prokopiv, V. Y. (2004). *Physical and geological models for determining the capacitive characteristics of reservoir rocks of complex structure according to GDS data (using the example of oil and gas fields of the Carpathian region and Northern Donbas)*. [The thesis ... Cand. Sci. (Geol.), Ivano-Frankivsk

National Technical University of Oil and Gas] [in Ukrainian]. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/4051>

Rider, M. (2000). *The Geological Interpretation of Well Logs. Second Edition*. Sutherland: Rider-French Consulting.

Отримано редакцією журналу / Received: 01.04.25

Прорецензовано / Revised: 10.04.25

Схвалено до друку / Accepted: 23.04.25

Yevheniia VIAZOVSKA¹, specialist

ORCID ID: 0009-0002-6652-5179

e-mail: yevheniia.viazovska@ugv.com.ua

Ihor MYKHALEVYCH², Head of the G&G unit of Carpathian project

ORCID ID: 0009-0009-5786-8648

e-mail: ihor.mykhalevych@ugv.com.ua

Vasyl KARPYN², leading engineer for rock physics research, geophysics department

ORCID ID: 0009-0003-3261-2634

e-mail: vasyi.karpyn@ugv.com.ua

Stepan DUCHUK³, Chief Geologist of the Western Ukrainian Geophysical Exploration Expedition

ORCID ID: 0009-0004-6384-7054

e-mail: duchuk@ukr.net

¹UkrNDIgaz, Kyiv, Ukraine

²JSC "Ukrgezvydobuvannya", Kyiv, Ukraine

³DGE "Ukrgeofizika", Lviv, Ukraine

RELIABILITY OF PREDICTION OF GAS SATURATED RESERVOIRS IN BILCHE-VOLYTSYA ZONE USING THE MUDLOGGING STATION DATA

Background. The article analyzed the possibility of prediction reservoir saturation using the Mudlogging station unit. The key factors, which have negative influence on such studies, were analyzed. The inaccuracy of the mudlogging station data could be related to the specific drilling techniques and the use of PDC drilling bits. After all, these data are normally used for the preliminary evaluation of potential reservoir saturation. Then, these data need to be complexed with the result of petrophysical evaluation based on well log results. Taking into account the limited resolution of logging methods in the thin-layered Sarmatian section and in compacted Upper Jurassic carbonates, the decision on the test object is sometimes made based on core data and aforementioned gas readings. This article will discuss whether the mudlogging station data are relevant for solving such problems and how they statistically correlate with the test results.

Methods. The analysis of gas anomalies recorded by the mudlogging station included several stages: selection of wells for comparison of gas anomalies in which a commercial gas inflow was obtained based on petrophysical evaluation of reservoirs and formation pressure; consideration of the lag time of gas exit from the bottom hole, gas from the swabbing procedures, gas after drilling string build-up, recirculation gas, and places where petroleum product were added into the drilling fluid.

Results. A detailed analysis of gas anomalies was performed; petrophysical assessment of the reservoirs in the intervals of increased gas reading was performed; contrast ratio were calculated in perforated intervals in 11 wells.

Conclusions. The relevance of Mudlogging station data for preliminary identification of potentially gas-saturated horizons has been confirmed. Contrast ratio (Kkon) is an informative indicator in the analysis of gas anomalies. Kkon values within 4.3–6.3 indicate the possible gas saturated interval.

Keywords: geological, technological and geochemical research, gas, background gas ridings, contrast ratio, gas flow rate.

Автори заявляють про відсутність конфлікту інтересів. Спонсори не брали участі в розробленні дослідження; у зборі, аналізі чи інтерпретації даних; у написанні рукопису; в рішенні про публікацію результатів.

The authors declare no conflicts of interest. The funders had no role in the design of the study; in the collection, analyses or interpretation of data; in the writing of the manuscript; or in the decision to publish the results.