



Прийнято 25.05.2025. Прорецензовано 16.11.2025. Опубліковано 26.12.2025.

УДК 553.98

DOI: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-24-36

ПРОГНОЗ ПАРАМЕТРІВ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Чорний Е. О.

Доктор філософії

ГПУ «Львівгазвидобування» АТ «Укргазвидобування»

Рубчака 27, м. Львів, 79026, Україна

<https://orcid.org/0009-0003-2504-3787>e-mail: ediachornii@gmail.com**Трубенко О. М.**

Кандидат геологічних наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

<http://orcid.org/0000-0003-3418-439X>e-mail: geotom@nung.edu.ua**Кузів І. М.**

Науковий співробітник

Львівське відділення Українського науково-дослідного інституту природних газів

вул. Стрийська 144, м. Львів, 79026, Україна

<https://orcid.org/0009-0003-6327-4447>e-mail: ivan.kuziv@gmail.com**Левицька Г. М.**

Старший науковий співробітник

Львівське відділення Українського науково-дослідного інституту природних газів

вул. Стрийська 144, м. Львів, 79026, Україна

<https://orcid.org/0000-0003-2974-0267>e-mail: levitska_1@ukr.net

Анотація. Виконано регіональний прогноз пластових вуглеводневих систем для нафтових родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, територія якої була умовно розділена на 6 ділянок, що охоплюють окремі родовища та їх структурні блоки. Встановлено закономірності поширення різних типів вуглеводневих систем, що дає змогу прогнозувати їх на значних глибинах в областях високих температур і тисків на початкових стадіях пошукових робіт. Особливість встановлення цих прогнозних показників полягає в тому, що термобаричні параметри залягання та фізичні параметри пластових нафт розглядаються як усереднені об'єднані величини в межах єдиної, цілісної Внутрішньої тектонічної зони. Специфіка зміни кожного з них також була єдиною і вимушено розповсюджувалася на всю територію зони. Глибини заміщення флюїдів оцінювалися шляхом екстраполяції усереднених кривих $\Gamma = f(H)$. При використуванні на практиці подібних кривих, універсальних для великого регіону, певною мірою знижується достовірність пошуку значень конкретних

Запропоноване посилання: Чорний Е. О., Трубенко, О. М., Кузів, І. М., & Левицька, Г. М. (2025). Прогноз параметрів вуглеводневих систем Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Нафтогазова енергетика, 2(44), 24-36. doi: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-24-36.

* Відповідальний автор



Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

параметрів. Для сучасного етапу фундаментального вивчення нафтогазоносності Карпатського регіону цього недостатньо. Високі пластові температури тільки підсилюють інтенсивність процесу розділення флюїдів. У кінцевому підсумку, коефіцієнт вилучення нафт звичайного типу з покладів залишається низьким, а у випадках розробки нафт перехідного стану — дуже низьким. Крім того, виникає важлива і на даний час маловивчена проблема міцності структури колектора. Під час розробки нафтових покладів на будь-якому режимі (пружному чи розчиненого газу) пластовий тиск неминуче знижується. У роботі побудовано графіки залежності прогнозних параметрів, що входять у формулу підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом, відносно глибин залягання покладів. Виведено рівняння регресії для прогнозування цих параметрів, які були використані в поєднанні з лабораторними дослідженнями термобаричних умов (тиску і температури) залежно від глибини. Відомості про ці умови необхідні для обчислення окремих параметрів вуглеводневих систем.

Ключові слова: вуглеводневі системи; термобаричні умови; склад нафти; коефіцієнт аномальності; газовміст.

Вступ

За останні 30 років у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину було виявлено низку нових родовищ нафти і газу. На старих родовищах накопичено значний обсяг даних про властивості пластових нафт, газів і газоконденсатів. Це створило потребу в упорядкуванні отриманих матеріалів та прогнозуванні властивостей вуглеводнів на великих глибинах окремих нафтогазоносних регіонів. Особливо актуальним є прогнозування фазового стану вуглеводнів за умов високих температур і тисків на глибинах понад 5000 м.

Прогнозування термодинамічної, термобаричної гідрогеологічної обстановки і фазового стану вуглеводнів у Передкарпатському прогині дасть можливість нарощення потенційних ресурсів і запасів нафти і газу.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Особливість наведених раніше прогнозів параметрів пластових вуглеводневих систем полягає в тому, що термобаричні параметри залягання і фізичні параметри пластових нафт розглядаються як об'єднані середні величини в єдиній, цілісній Внутрішній тектонічній зоні [1, 2].

З метою вирішення згаданої проблеми на території зони було умовно виділено 6 ділянок, в межах яких розташовуються окремі родовища та їх структурні блоки (рис. 1):

Старосамбірська (Стрільбицьке, Південномонастирецьке, Старосамбірське, Страшевицьке і Блажівське родовища);

Бориславська (Східницьке, Новосхідницьке, Бориславське та Іванківське родовища);

Заводівсько-Стинавська (Орів-Уличнянське, Соколовецьке, Заводівське, Стинавське, Південностинавське, Мельничинське, Танявське, Семигинівське і Янківське родовища);

Долинська (Долинське, Вигода-Витвицьке, Північнодолинське, родовища);

Струтинсько-Дзвіняцька (Струтинське, Спаське, Підборівське, Чечвинське, Підлісівське, Рожнятівське, Ріпнянське, Лицівське, Рудавецьке, Малахівське, Верхньолуквинське, Східнолуквинське, Росільнянське і Дзвіняцьке родовища);

Битківська (Раковецьке, Гвізд-Старунське, Південногвіздецьке, Битківське, Пнівське, Бистрицьке, Довбушанське, Пасічнянське глибинне і Микуличинське родовища).

Для кожної з шести ділянок Внутрішньої зони нами проведено оцінку зміни глибини густини дегазованої нафти $\rho_{нд}$ та об'ємного коефіцієнта $\lambda_{пл}$, які є складовими частинами формули для розрахунку запасів за об'ємним методом. Аналітичний аналіз здійснено для газовмісту Γ пластових нафт. За величиною газовмісту можна визначити молярну масу вуглеводневої системи $M_{пл}$, а всі інші параметри, з урахуванням термобаричних умов, обчислюються за запропонованим нами графоаналітичним методом [3, 4, 5].

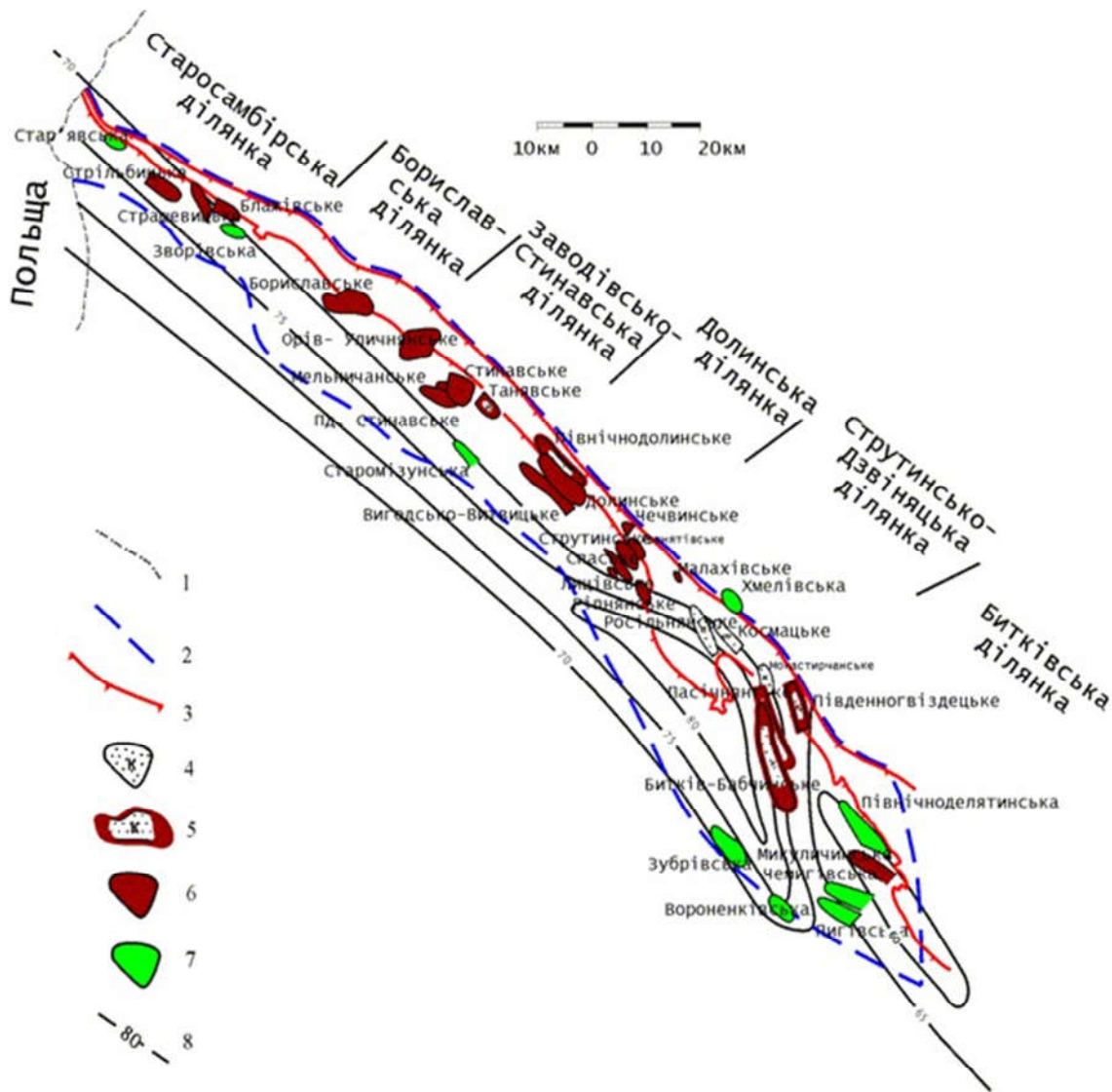
У роботі дається характеристика щільності зв'язку між досліджуваними ознаками пластової густини і газовмісту нафт Передкарпатського прогину:

1) за газовмісту $600 \text{ м}^3/\text{м}^3$ значення пластової густини нафт будуть коливатись у межах $500\text{--}560 \text{ кг}/\text{м}^3$;

2) за газовмісту $800 \text{ м}^3/\text{м}^3$ значення пластової густини нафт будуть коливатись у межах $400\text{--}480 \text{ кг}/\text{м}^3$;

3) за газовмісту $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ значення пластової густини нафт будуть коливатись у межах $300\text{--}410 \text{ кг}/\text{м}^3$.

І. В. Колодій та Ю. І. Петраш [6] досліджували термобаричні умови формування вуглеводневих систем Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та встановили їх закономірності, зокрема звичайних нафт, нафт перехідного стану та газоконденсатних систем. Газовміст цих систем варіюється в досить обмеженому діапазоні — від 329 до $450 \text{ м}^3/\text{м}^3$.



Умовні позначення: 1 – державні кордони; 2 – границі нафтогазоносного району; 3 – регіональні насуви, границі тектонічних зон; 4 – газові родовища з газоконденсатними покладами; 5 – газоконденсатні родовища з покладами (облямітками) нафти; 6 – нафтові родовища

Рисунок 1 – Оглядова карта Внутрішньої зони Передкарпатського прогину
(Склав Чорний Е. О.)

Значення газовмісту – понад $1800 \text{ м}^3/\text{м}^3$ характерні для класичних ретроградних систем.

Дослідження фізичного стану вуглеводневих систем у гібридній нафтовій системі висвітлено у роботі [7] на прикладі літологічно неоднорідних гірських порід Південної Альберти. Літологічні неоднорідності контролювали як кількість, так і склад утриманих флюїдів. Висвітлені в цій роботі зміни складу внаслідок витіснення та первинної міграції з вихідних порід до колекторів сприятимуть кращому розумінню розподілу вуглеводнів, що генеруються та зберігаються в породах.

Про термічну стабільність рідких вуглеводнів до 300°C протягом довготривалого геологічного часу викладено в роботі [8], де прове-

дено органічний геохімічний аналіз дрібнозернистих порід із свердловини Bertha Rogers № 1 глибиною 9590 м. Результати з цієї свердловини та з лабораторних експериментів свідчать про те, що деякі основні концепції утворення та дозрівання нафтових вуглеводнів можуть бути помилковими і, можливо, потребують перегляду.

Прогнози, наведені в роботах, мають свою особливість у тому, що термобаричні параметри залягання та фізичні властивості пластових нафт розглядаються як середні значення для всієї Внутрішньої тектонічної зони [9]. Зміни кожного з цих параметрів мають єдиний характер і поширюються на всю територію зони. Глибини заміщення флюїдів оцінювались за

допомогою екстраполяції середніх кривих $\Gamma = f(H)$. Проте застосування таких універсальних кривих для великого регіону може призвести до зниження точності визначення конкретних параметрів. На поточному етапі вивчення нафтогазоносності Карпатського регіону цього вже недостатньо [10]. Основні перспективи відкриття нових покладів нафти і газу на великих глибинах (більше 3000 м) наразі зосереджені на Передкарпатському прогині.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

На сьогодні вже досягнуто певних результатів у прогнозуванні надгідростатичних тисків під час буріння свердловин. Однак, через різноманітність геологічної будови нафтогазоносних провінцій, областей та районів, застосування різних методів і підходів до прогнозування пластових тисків у розкритих свердловинами пластах має свої специфічні особливості. Основною тенденцією в прогнозуванні надгідростатичних пластових тисків (НГПТ) останнім часом є використання різних методик, виявлення ефективних і оптимальних підходів до прогнозування та кількісної оцінки НГПТ, враховуючи геологічні характеристики окремих районів та площ. Тому постає важливе завдання розробки нового, більш точного прогнозу, щоб мати змогу передбачити основні характеристики та фазовий стан пластових нафт залежно від глибини залягання в різних маловивчених частинах Передкарпатського прогину.

Мета та завдання досліджень

Метою роботи є вдосконалення методів визначення та прогнозування вуглеводневих систем на прикладі Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Для досягнення мети роботи необхідно:

- 1) провести регіональний прогноз параметрів вуглеводневих систем у межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину;
- 2) візуалізувати результати оцінки початкових параметрів пластових нафтогазоконденсатних систем на основі результатів досліджень свердловин на продуктивність (як у стаціонарних, так і в нестационарних режимах фільтрації) в межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Для здійснення прогнозу параметрів пластових вуглеводневих систем окремо розгляне-

мо умовно виділені ділянки, в межах яких розташовуються окремі родовища Передкарпатського прогину та їх структурні блоки.

Старосамбірська ділянка знаходиться на крайній північно-західній околиці Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та межує з Польщею, де відкрито декілька родовищ нафти характеризується певними геологічними особливостями, які відрізняють її від інших частин прогину [3]. Дослідження властивостей пластових нафт, проведене нами, показало, що зміни фізичних параметрів у залежності від глибини залягання відбуваються в дуже широкому діапазоні, що свідчить про відсутність чіткої кореляції між ними. Наприклад, густина дегазованих нафт $\rho_{нд}$ варіюється в межах від 827,3 до 877,6 кг/м³ (в одній пробі спостерігалась $\rho_{нд}=950,3$ кг/м³). Приблизно усереднену залежність цих значень від глибини H (у км) можна виразити рівнянням прямої лінії (1):

$$\rho_{нд} = 965 - 3,75 \cdot H. \quad (1)$$

Зміна безрозмірного об'ємного коефіцієнта пластової нафти $\lambda_{пл}$ до глибини 2 км можна приблизно описати рівнянням:

$$\lambda_{пл} = 1,01 + 0,1 \cdot H + 0,008 \cdot H^2. \quad (2)$$

Для більших глибин необхідно використовувати рівняння прямої лінії 3:

$$\lambda_{пл} = 1,1 + 0,04 \cdot H. \quad (3)$$

Для визначення газовмісту Γ в м³/м³ ми рекомендуємо використовувати наступні рівняння:

до глибини 3 км:

$$\Gamma = 70,26 \cdot H - 11,97 \cdot H^2; \quad (4)$$

від глибини 3 км:

$$\Gamma = 88 + 5 \cdot H. \quad (5)$$

Застосовуючи рівняння кореляції (1-5), можна розраховувати необхідні прогнозні параметри для різних заданих глибин.

Хоча властивості газів, розчинених в нафтах різних покладів, суттєво варіюються, в їх складі зазвичай переважає метан, вміст якого коливається від 51 до 84 мол. % (лише в одному з покладів Блаківського родовища він становить 38 мол. %). Вміст інших компонентів у молярних відсотках змінюється в широких межах: C_2 (7–26), C_3 (3–22), C_4 (1–11), C_{5+} (0,4–4), N_2 (0,2–3,5), CO_2 (0,8–5). В окремих випадках спостерігаються екстремально високі вмісти азоту – 19,1 мол. % (Стрільбицьке родовище) і вуглекислого газу – 11,8 мол. % (Південномонастирецьке родовище). Густини газу за нормальних умов $\rho_{гн}$ становлять 0,830 – 1,322 кг/м³. Залежно від складу газів вихід

стабільного газоліну варіюється на порядок – від 0,015 до 0,157 кг/н.м³, складаючи переважно 0,07 – 0,1 кг/н.м³.

На Бориславській ділянці досліджено фізико-хімічні властивості 20 проб пластових нафт, серед яких 4 проби були взяті з Східницького родовища Скибового НГР. Більшість проб (17 із 20) відібрано з глибин до 3 км. Лише 3 проби отримані з глибин понад 4 км, з яких одна – це нафта перехідного стану, отримана з покладу Новосхідницької складки. Розбіжності в значеннях фізичних параметрів пластових нафт залежно від глибини залягання покладів є значними, тому проведені усереднення слід вважати наближеними.

Для нафт звичайного типу рекомендуємо прогнозувати їх густину в дегазованому стані $\rho_{нд}$ у кг/м³, безрозмірний об'ємний коефіцієнт $\lambda_{пл}$ та газовміст Γ у м³/м³ на різних глибинах H у км за наступними рівняннями:

Для нафт звичайного типу нами рекомендується прогнозувати їх густину в дегазованому стані $\rho_{нд}$ в кг/м³, безрозмірний об'ємний коефіцієнт $\lambda_{пл}$ і газовміст Γ в м³/м³ на різних глибинах H в км можна за такими рівняннями:

$$\rho_{нд} = 860 - 2,5 \cdot H, \quad (6)$$

до глибини 2,5 км

$$\lambda_{пл} = 1,024 + 0,262 \cdot H - 0,0472 \cdot H^2; \quad (7)$$

$$\Gamma = 119,502 \cdot H - 22,936 \cdot H^2; \quad (8)$$

на глибинах > 2,5 км

$$\lambda_{пл} = 1,287 + 0,0389 \cdot H; \quad (9)$$

$$\Gamma = 132,14 + 9,31 \cdot H. \quad (10)$$

Наявність нафт перехідного стану можна очікувати лише на глибинах понад 2,5–3 км. Прогнозні параметри цих нафт, оцінені нами за однією пробкою, становлять: густина дегазованої нафти $\rho_{нд} = 830$ кг/м³, об'ємний коефіцієнт $\lambda_{пл} = 2,120$ і газовміст $\Gamma = 368$ м³/м³.

Склад газів, розчинених у нафтах, є схожим (однотипним), а вміст компонентів у молярних відсотках є таким: метан 78 – 82, етан 8 – 9, пропан 4 – 6, бутани 2 – 3,5, пентани та вищі гомологи вуглеводнів 1,3 – 3,8, азот 0,8 – 1,3 і вуглекислий газ 0,4 – 1,8. Густина газів коливається в межах від 0,848 до 0,927 кг/м³, а вихід стандартного газоліну – від 0,054 до 0,158 кг/м³.

На Заводівсько-Стинавській ділянці досліджено значну кількість високонасичених газом рідинних пластових флюїдів. Серед 19 пластових нафт з дев'яти родовищ, для яких визначено фізико-хімічні властивості, 12 належать до звичайного типу з газовмістом мен-

ше 250 м³/м³, а 7 – до нафт перехідного стану, де газовміст перевищує 300 – 350 м³/м³. Вивчені нафти залягають на глибинах від 3150 до 5750 м. Остання з цих глибин є максимальною середньою глибиною залягання промислових покладів серед усіх виявлених у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину (Соколовецьке родовище).

Оскільки досліджені нами проби нафт звичайного типу зосереджені в вузькому діапазоні глибин 3–4 км, характер рівнянь регресії за межами цього діапазону оцінено з урахуванням тенденцій зміни параметрів на сусідніх ділянках. Для прогнозування залежностей ($\rho_{нд}$ в кг/м³, $\lambda_{пл}$ безрозмірна величина, Γ в м³/м³, H в км) пропонуються такі рівняння:

$$\rho_{нд} = 862 - 3,5 \cdot H; \quad (11)$$

до глибини 3,5 км

$$\lambda_{пл} = 1,058 + 0,253 \cdot H - 0,032 \cdot H^2; \quad (12)$$

$$\Gamma = 118,318 \cdot H - 14,341 \cdot H^2; \quad (13)$$

на глибинах > 3,5 км

$$\lambda_{пл} = 1,482 + 0,02 \cdot H; \quad (14)$$

$$\Gamma = 202 + 10,4 \cdot H. \quad (15)$$

Значення аналогічних параметрів нафт перехідного стану апроксимуються рівняннями прямих такого виду:

$$\rho_{нд} = 853 - 6 \cdot H; \quad (16)$$

$$\lambda_{пл} = 1,8 + 0,05 \cdot H; \quad (17)$$

$$\Gamma = 319 + 15 \cdot H. \quad (18)$$

Зміна газовмісту нафт з глибиною вказує на можливість заміщення перехідних систем газоконденсатними на глибинах, наближених до 6 км. На цих глибинах також спостерігаються умови, особливо температурні, що сприяють трансформації нафт звичайного типу в нафти перехідного стану.

Склад газів, розчинених у нафтах, є дуже різноманітним, з істотними варіаціями у вмісті окремих компонентів (у молярних відсотках): для метану (C₁) в межах від 57 до 82%, етану (C₂) — від 3,5 до 15%, пропану (C₃) — від 3,5 до 13%, бутану (C₄) — від 2 до 7,5%, пентану та більш важких вуглеводнів (C₅₊) — від 1 до 3%, азоту (N₂) — від 0,1 до 5,5%, діоксиду вуглецю (CO₂) — від 1 до 30%. Густина газів варіюється від 0,862 до 1,169 кг/м³, а вихід стандартного газоліну коливається в межах від 0,054 до 0,158 кг/м³.

Особливу увагу слід звернути на аномально високий вміст двооксиду вуглецю в розчинених газах нафт різних типів, що залягають переважно в олігоценічних відкладах меніліто-

вої світи на глибинах 3150–5750 м. Вміст CO_2 у таких нафтах може бути в 3–7 разів вищим за фоновий (0,94 молярних %), досягаючи в окремих випадках значень 14,95; 15,27 і навіть 30,24 молярних відсотків (наприклад, у Стинавському, Північностинавському і Танявському родовищах). Цей феномен можна пояснити з точки зору глибинного синтезу первинних вуглеводневих флюїдів, де основними шляхами міграції слугують глибинні розломи. Одним із таких розломів є Стрийський регіональний розлом., що перетинає Заводівсько-Стинавську ділянку.

Процес розвантаження глибинних осередків синтезу нафти та перенесення первинних флюїдів мав катастрофічний, вибуховий характер і відбувався надзвичайно швидко. Колектори покладів заповнювалися вуглеводневими сполуками послідовно, знизу вгору, в межах осадового комплексу порід. Однак лише незначна частина продуктів синтезу потрапляла безпосередньо в колектори. Разом з уламками породи на поверхню виводилися величезні обсяги вуглеводнів, які згодом згоряли або розсіювалися в атмосфері Землі.

Процеси розвантаження глибинних флюїдів, ймовірно, відбувалися неодноразово, причому термобаричні умови утворення первинної нафти змінювалися з часом. Це могло призводити до суттєвих відмінностей у компонентних складах генерованих флюїдів. Таке явище стосується й вмісту двооксиду вуглецю. Можливо, під час одного з останніх проривів продукти синтезу були значно збагачені CO_2 , і саме ці флюїди заповнили колектори в осадових відкладах менілітової світи олігоцену на ділянках, що безпосередньо прилягали до регіонального розлому. Надлишки двооксиду вуглецю могли легко мігрувати, розсіюватися або розчинятися в підземних водах. Звісно, не виключені й інші механізми, які могли призвести до утворення підвищених концентрацій CO_2 .

Долинська ділянка, порівняно з іншими, є найменш вивченою щодо властивостей пластових нафт: досліджено лише 7 проб із трьох родовищ. Пластові нафти, що залягають на середніх глибинах (від 2300 до 3840 м), є флюїдами звичайного типу із середнім та високим газовмістом. Була досліджена лише одна перехідна система, яку відібрано з глибини 5650 м у Підберезівському блоці Північнодолинського родовища. Малий обсяг вибірки та значна розбіжність точок роблять зв'язок густини дегазованої нафти $\rho_{\text{нд}}$ в кг/м^3 , безрозмірного об'ємного коефіцієнта $\lambda_{\text{пл}}$ та газовмісту Γ в

$\text{м}^3/\text{м}^3$ з глибиною залягання H в км надто орієнтовним. Це можна виразити рівняннями, які дають лише наближене уявлення про цю залежність. Оскільки наведена вибірка є обмеженою, точність цих рівнянь може бути низькою через варіацію даних.

$$\rho_{\text{нд}} = 850 - 30 \cdot H; \quad (19)$$

до глибини 4 км

$$\lambda_{\text{пл}} = 1,01 + 0,255 \cdot H - 0,023 \cdot H^2; \quad (20)$$

$$\Gamma = 123,474 \cdot H - 13,44 \cdot H^2; \quad (22)$$

на глибинах понад 4 км

$$\lambda_{\text{пл}} = 1,422 + 0,06 \cdot H; \quad (23)$$

$$\Gamma = 242,86 + 6 \cdot H. \quad (24)$$

У єдиній дослідженій пробі нафти перехідного стану були зафіксовані такі значення: густина дегазованої нафти $\rho_{\text{нд}} = 827 \text{ кг/м}^3$, $\lambda_{\text{пл}} = 2,250$ і газовміст $\Gamma = 450 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Подібно до Заводівсько-Стинавської ділянки, на великих глибинах (6 км і більше) ймовірно відбувається заміщення нафт звичайного типу перехідними системами, а перехідні нафти можуть бути заміщені газоконденсатними системами. Це підтверджує можливість утворення більш складних вуглеводневих флюїдів під впливом високих температур та тисків на великих глибинах, де умови сприяють таким змінам у складі нафти.

Проведені нами аналізи газів, розчинених у пластових нафтах, свідчать про їхню практичну схожість як за складом, так і за фізичними властивостями. У компонентному складі цих газів (в молярних відсотках) містяться: метан (C_1) — 71–76%, етан (C_2) — 8–11%, пропан (C_3) — близько 6%, бутан (C_4) — 3–5%, пентан і більш важкі вуглеводні (C_{5+}) — 1–4%, азот (N_2) — 2–4%, діоксид вуглецю (CO_2) — 1–2%. Густина газів коливається в межах 0,737–0,828 кг/м^3 , а вихід стандартного газоліну — від 0,037 до 0,176 кг/н.м^3 .

На Струтинсько-Дзвіняцькій ділянці нами було вивчено найбільшу кількість проб — 29 зразків пластових нафт з 12 родовищ. Ці проби були відібрані з глибинного інтервалу від 550 до 3210 м, при цьому одна проба була отримана на глибині 4627 м (Рожнятівське родовище). Завдяки наявній, досить чисельній вибірці, рівняння кореляції для цього інтервалу глибин можна вважати більш імовірними порівняно з іншими ділянками, хоча розбіжність параметрів, як і на інших ділянках, все ж залишається значною (рис. 2). Для глибин до 6 км, для прогнозування параметрів, які використовуються в формулі підрахунку запасів вуглеводнів об'єм-

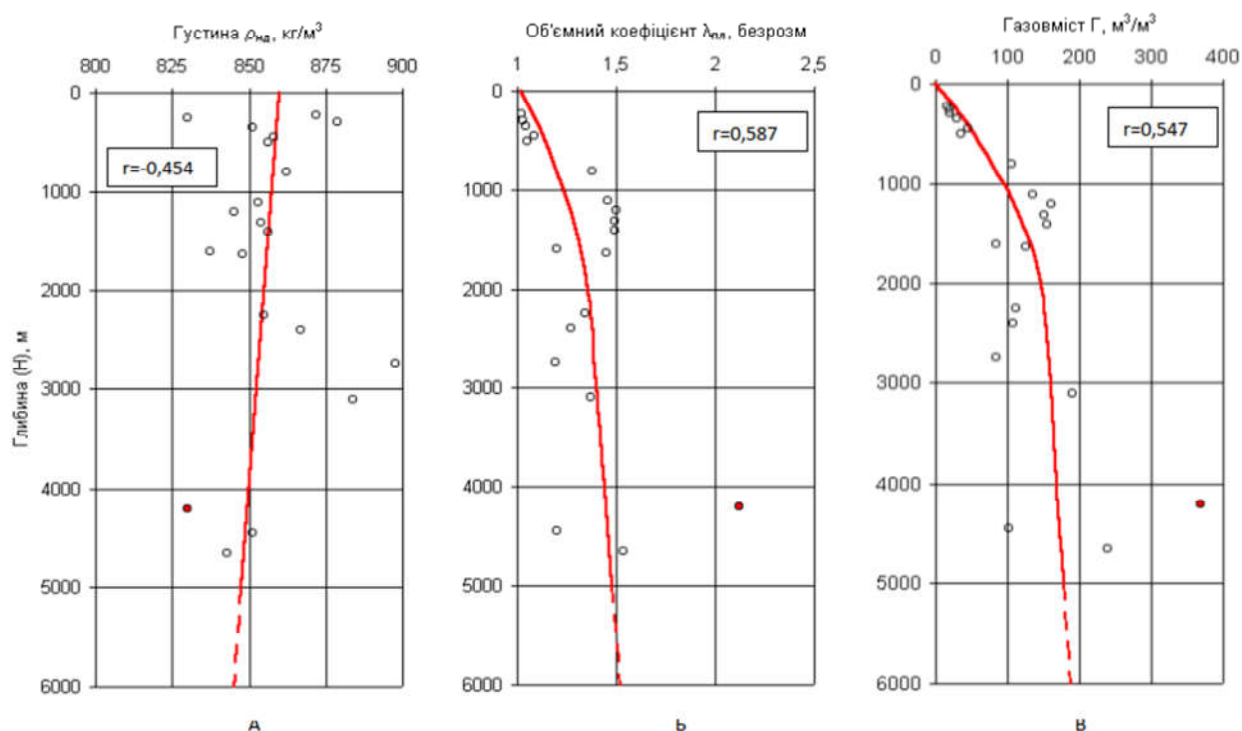


Рисунок 2 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газовмісту (В) на Бориславській ділянці Внутрішньої зони;
 ● – нафти перехідного стану (Склад: Чорний Е. О.)

ним методом, нами були запропоновані такі рівняння:

$$\rho_{нд} = 846 - 3,0 \cdot H; \quad (25)$$

$$\lambda_{пл} = 1,01 + 0,228 \cdot H - 0,02 \cdot H^2; \quad (26)$$

$$Г = 73,533 \cdot H - 5,789 \cdot H^2. \quad (27)$$

За результатами вивчення властивостей двох проб нафт перехідного стану, їх середні параметри складають: густина дегазованої нафти $\rho_{нд} = 860 \text{ кг/м}^3$, $\lambda_{пл} = 2,033$ і газовміст $Г = 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Це дає підстави припустити, що на глибинах 5-6 км можна очікувати більшу кількість нафт перехідного стану або навіть утворення газоконденсатних систем. Ці глибини, як правило, забезпечують необхідні умови для розвитку таких складних вуглеводневих флюїдів (як-от нафти перехідного типу та газоконденсатні системи) через високі температури і тиски. Слід зазначити, що проба пластової системи з свердловини 5 Рожнятівського родовища була досліджена також на установці УКГ-3М, яка призначена для вивчення газоконденсатних систем. Під час цього дослідження були виявлені деякі особливості фазових перетворень, характерні для газоконденсатних сумішей, зокрема ретроградне випадання рідкої фракції C_{5+} з розчиненого газу. Це свідчить про те, що нафта є близькою до критичного стану, і таку нафту ще називають «леткою» (або висо-

когазованою) нафтою. У таких нафтах у розчиненому газі може міститися значна кількість фракцій C_{5+} (масово не менше, ніж у нафтовій частині).

Розчинені в пластових нафтах гази значно відрізняються за фізико-хімічними властивостями, хоча в їх складі переважає метан. Вміст компонентів у молярних відсотках коливається в таких межах: C_1 (67–90), C_2 (4–13), C_3 (2–12), C_4 (1–6), C_{5+} (0,5–4,5), N_2 (0,1–3), CO_2 (0,1–2,5). Лише в одному з покладів Підлісівського родовища вміст метану знижений до 58 мол. %, однак у цьому покладі спостерігається досить висока кількість проміжних вуглеводнів: етан (C_2) — 14 мол. %, пропан (C_3) — 11 мол. %, бутан (C_4) — 9 мол. %. Густина газів та вихід стандартного газоліну змінюються в широкому діапазоні: $\rho_{гн}$ — від 0,778 до 1,156 кг/м^3 , $q_{газол.}$ — від 0,020 до 0,187 кг/н.м^3 .

На *Битківській ділянці* вибірка результатів дослідження пластових нафт є досить обширною і складається з 27 проб, які були відібрані з глибин від 350 до 4100 м. Основна частина проб зосереджена в глибинному інтервалі від 1,5 до 3,5 км (рис. 3). Для оцінки підрахункових параметрів нафт звичайного типу можна використовувати поданий нами нижче блок рівнянь. Ці рівняння дозволяють більш точно оцінювати основні параметри, які використо-

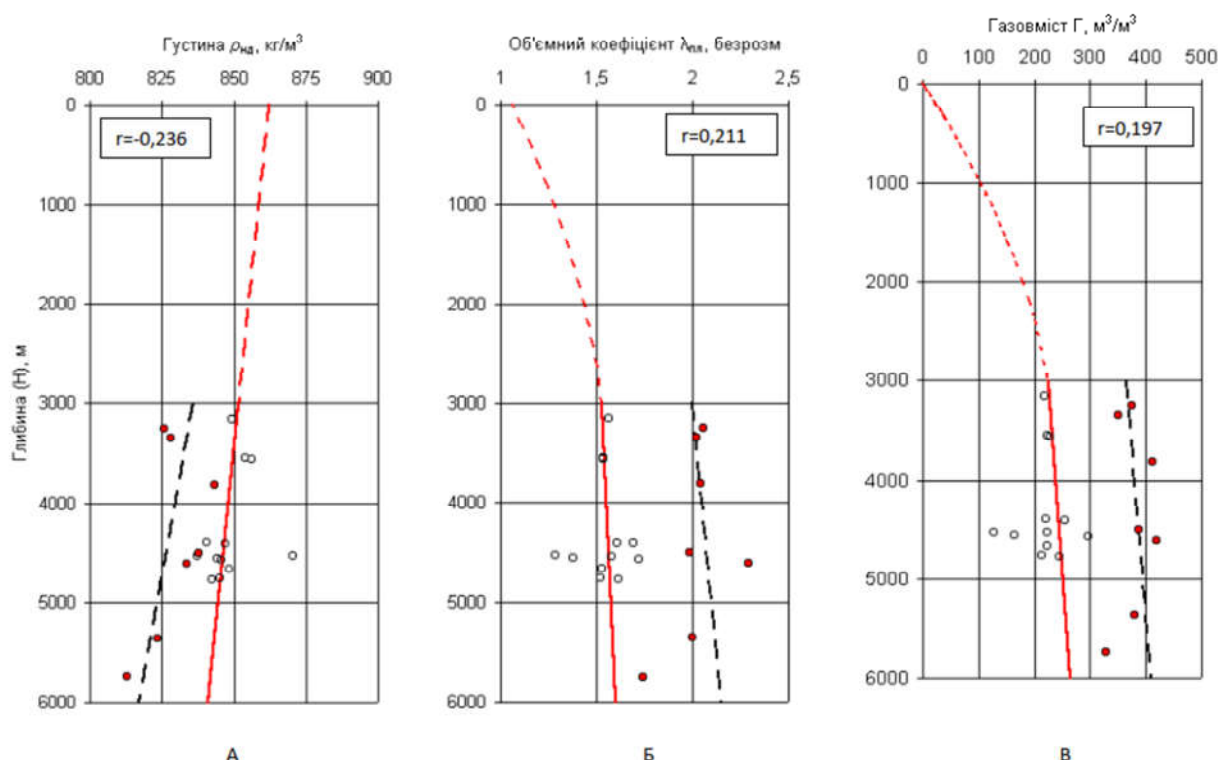


Рисунок 3 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газовмісту (В) на Заводівсько-Стинавській ділянці Внутрішньої зони;
● – нафти перехідного стану (Склад: Чорний Е. О.)

вуються при розрахунках запасів вуглеводнів на основі об'ємного методу для нафт звичайного типу.

$$\rho_{нд} = 860 - 3,17 \cdot H; \quad (28)$$

до глибини 4 км

$$\lambda_{пл} = 1,02 + 0,138 \cdot H - 0,0072 \cdot H^2; \quad (29)$$

$$Г = 77,574 \cdot H - 7,295 \cdot H^2; \quad (30)$$

на глибинах > 4 км

$$\lambda_{пл} = 1,19 + 0,065 \cdot H; \quad (31)$$

$$Г = 127,6 + 16,5 \cdot H; \quad (32)$$

де $\rho_{нд}$ прийнято в кг/м^3 , $Г$ – в $\text{м}^3/\text{м}^3$, H – в км, $\lambda_{пл}$ – безрозмірна величина.

Середні значення параметрів нафт перехідного стану, визначені за двома дослідженими пробами, складають: густина дегазованої нафти $\rho_{нд} = 840 \text{ кг/м}^3$, безрозмірний об'ємний коефіцієнт $\lambda_{пл} = 1,965$ і газовміст $Г = 360 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

У складі газів, розчинених у пластових нафтах, переважає метан, хоча вміст компонентів у молярних відсотках в різних покладах значно варіює: C_1 (68–88), C_2 (5–12), C_3 (3–10), C_4 (2–8), C_{5+} (1–6), N_2 (0,3–3), CO_2 (0,1–2). Густина газів коливається в межах 0,782–1,105 кг/м^3 . Залежно від вмісту бутанів і важчих вуглеводнів вихід стандартного газоліну варіюється від 0,03 до 0,261.

Розглянуті вище окремі ділянки охарактеризовані результатами досліджень пластових нафт нерівномірно. Це стосується як кількості вивчених проб на різних ділянках, так і їх приналежності до різних глибин залягання покладів. У зв'язку з цим надійність одержаних рівнянь регресії є різною — в одних випадках можна говорити про ймовірну закономірність (наприклад, для Струтинсько-Дзвіняцької ділянки), а в інших — це швидше тенденція (наприклад, для Долинської ділянки).

Отже, з огляду на наявні розбіжності та прогалини в даних, доцільно здійснити аналіз наявних матеріалів для Внутрішньої зони в цілому. За допомогою цього підходу нами були отримані узагальнені корелятиви (рис. 4–6), однак з втратою ступеня їх вірогідності стосовно кожної окремо взятої ділянки, оскільки усереднені (універсальні) рівняння завжди менш точні. Для нафт звичайного типу залежності $\rho_{нд}$ (в кг/м^3), $\lambda_{пл}$ (безрозмірне), $Г$ (в $\text{м}^3/\text{м}^3$) від глибини залягання H (в км) мають вигляд:

$$\rho_{нд} = 857 - 2,83 \cdot H; \quad (33)$$

$$\lambda_{пл} = 1 + 0,173 \cdot H - 0,012 \cdot H^2; \quad (34)$$

$$Г = 72 \cdot H - 4,995 \cdot H^2. \quad (35)$$

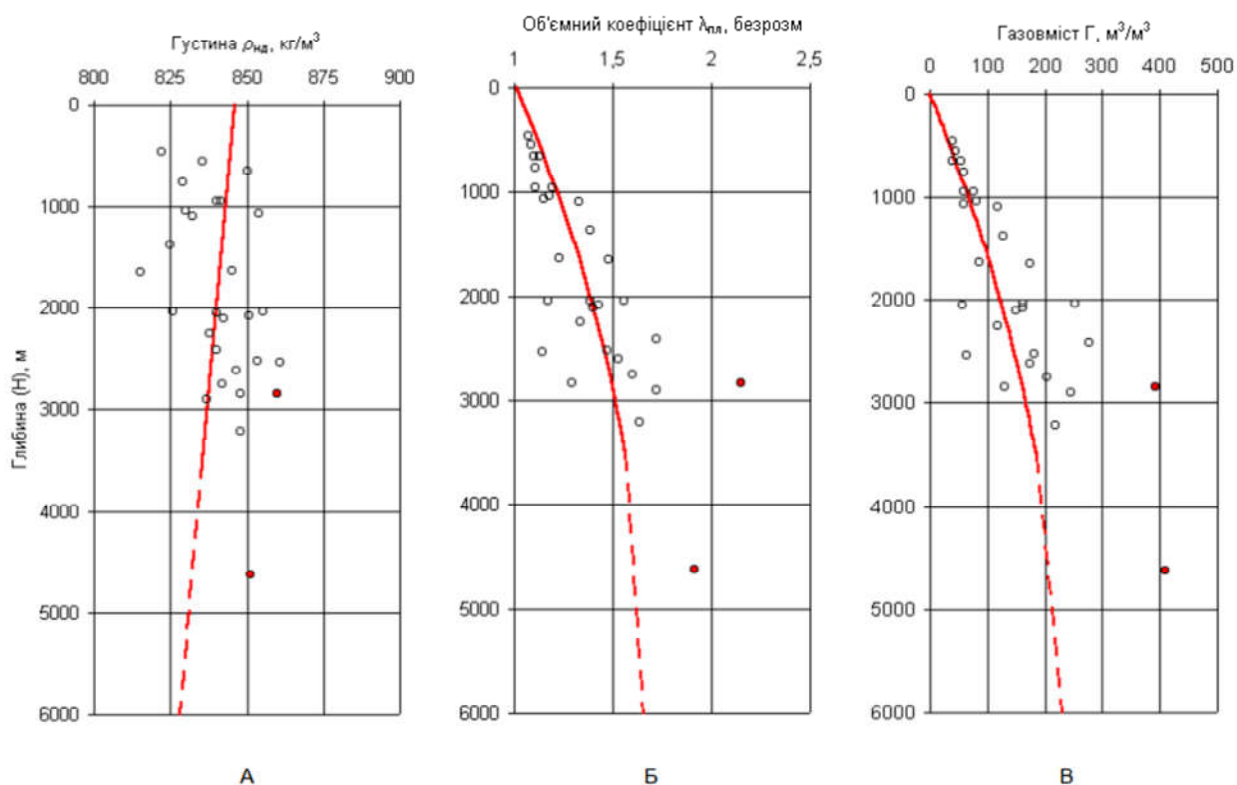


Рисунок 4 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газовмісту (В) на Струтинсько-Дзвіняцькій ділянці Внутрішньої зони;
● – нафти перехідного стану (Склад: Чорний Е. О.)

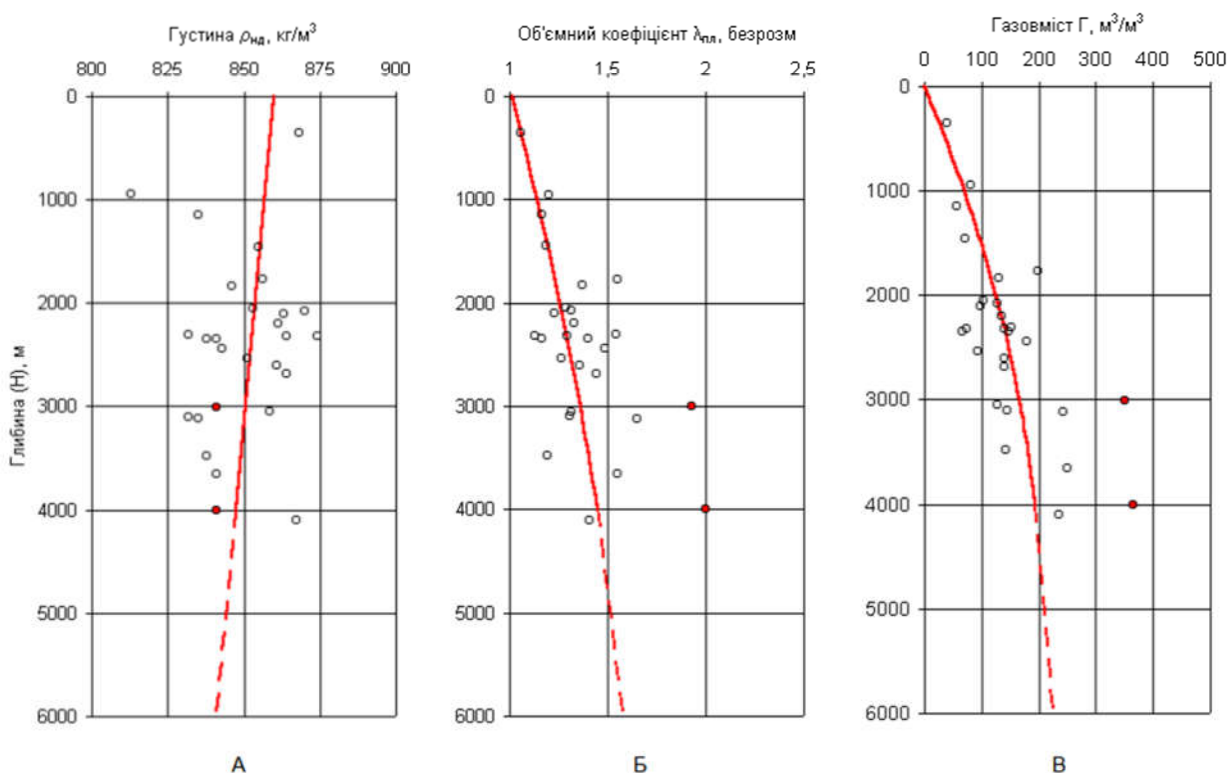


Рисунок 5 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газовмісту (В) на Битківській ділянці Внутрішньої зони;
● – нафти перехідного стану (Склад: Чорний Е. О.)

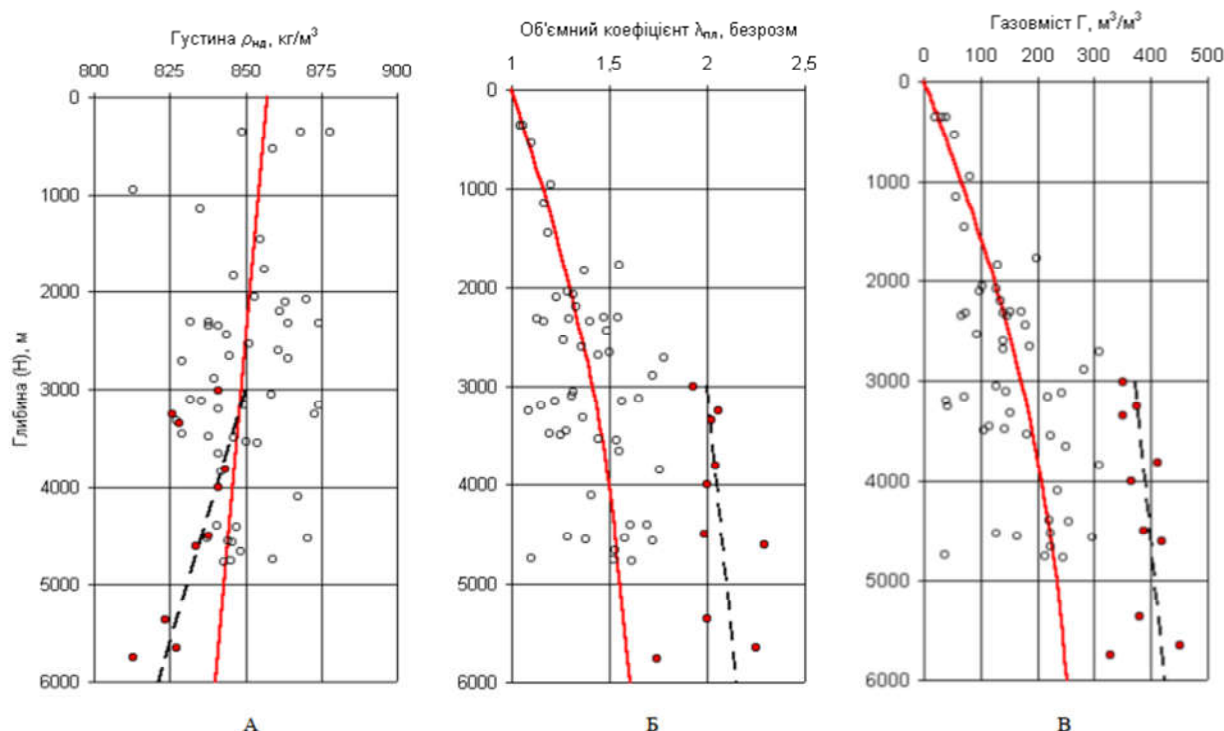


Рисунок 6 – Зміна з глибиною густини дегазованої нафти (А), об'ємного коефіцієнта (Б) і газомісту (В) у надрах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину;
● – нафти перехідного стану (Склад: Чорний Е. О.)

Ці рівняння дозволяють оцінити параметри нафт звичайного типу в залежності від глибини їх залягання на рівні всієї Внутрішньої зони.

Параметри нафт перехідного стану можна приблизно апроксимувати прямими лініями на основі наявних значень.

$$\rho_{нд} = 879,1 - 9,7 \cdot H; \quad (36)$$

$$\lambda_{пл} = 1,85 + 0,05 \cdot H; \quad (37)$$

$$Г = 318 + 18 \cdot H. \quad (38)$$

Висновки

Отже, слід наголосити, що розробка глибокозалягаючих нафтових покладів (глибина 4000–5000 м і більше) у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину супроводжується всіма негативними явищами, характерними для режиму розчиненого газу. До таких явищ належать збільшення фазової проникності колекторів для газу, прискорене падіння пластового тиску ($P_{пл}$) через нераціональне використання потенціальної енергії пластів, а також різке і тривале зростання газових факторів. Високі пластові температури додатково ускладнюють процес, посилюючи інтенсивність розділення флюїдів і сприяючи дсгазації нафт, що призводить до зниження дебітів свердловин і втрат

енергетичного потенціалу вуглеводневої системи.

У результаті, коефіцієнт вилучення нафт звичайного типу з таких покладів залишається на низькому рівні, тоді як для нафт перехідного стану (між звичайними і важкими) коефіцієнт нафтовіддачі є критично малим. Такий стан речей зумовлює необхідність розробки та впровадження нових технологічних підходів, зокрема: методів підтримання пластового тиску (наприклад, закачування газу або води); використання термогазохімічних способів впливу на пласт (для підвищення рухливості нафти).

Окрему увагу слід приділити проблемі міцності структури колектора, яка на сьогодні залишається недостатньо вивченою. У процесі розробки, незалежно від домінуючого режиму (пружного чи розчиненого газу), пластовий тиск закономірно знижується. Водночас зростає ефективний тиск на породу, зумовлений різницею між геостатичним тиском ($P_{геост}$) та пластовим ($P_{пл}$), а також кільцевими напруженнями, що діють навколо свердловин. У результаті ці навантаження можуть збільшуватися в кілька разів, що призводить до ущільнення, деформації або навіть руйнування пористотріщинної структури колектора.

За таких умов проникність гірських порід різко падає, а в пластах із надгідростатичними тисками вона може зменшитися до нуля, спричиняючи повне закупорювання порового простору. Це не лише знижує нафтовіддачу, а й ускладнює подальшу розробку, оскільки зменшує ефективність дії вторинних методів видобутку.

Таким чином, подальше освоєння глибокозалягаючих покладів у Передкарпатському прогині потребує комплексного підходу, який передбачає:

- ретельне геомеханічне моделювання поведінки порід під час зміни тиску;
- прогнозування стійкості колектора при різних режимах експлуатації;
- розроблення адаптивних систем регулювання тиску та оптимізації дренажу;

– застосування методів підвищення нафтовіддачі, враховуючи термобаричні особливості глибоких горизонтів.

Лише поєднання геомеханічних, термодинамічних і технологічних рішень дозволить мінімізувати негативні наслідки режиму розчиненого газу, зберегти цілісність колекторів та забезпечити більш ефективне вилучення вуглеводнів із глибоких пластів Передкарпатського прогину.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Крупський Ю. З. Геологія і нафтогазоносність Західного регіону України. Львів : СПОЛОМ, 2020. 254 с.
2. Хомин В. Р. Закономірності зміни фізико-хімічних властивостей нафт центральної та північно-західної частини Передкарпатського прогину. *Прикарпатський вісник НТШ*. 2015. № 1(29). С. 204–212. URL: <https://pvntsh.nung.edu.ua/index.php/number/article/view/157/153>
3. Чорний Е. О. Науково-практичні засади прогнозування параметрів пластових вуглеводневих систем Передкарпатського прогину : дис. д-ра філософії : спец. 103 "Науки про Землю". Івано-Франківськ, 2023. 186 с.
4. Петраш Ю. І., Чорний Е. О. Графо-аналітичний спосіб визначення вмісту і коефіцієнта вилучення конденсату за промисловими даними. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування* : матеріали VI Міжнар. наук. практ. конф. (Трускавець, 7–11 жовт. 2019 р.). Трускавець, 2019. Т. 1. С. 168–173. URL: http://conf2019.dkz.gov.ua/files/2019_materials_vol_1_net.pdf
5. Куровець С. С., Чорний Е. О. Визначення та прогнозування фізичних параметрів пластових нафт графоаналітичним способом на прикладі Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 2(75). С. 69–77. DOI: [10.31471/1993-9973-2020-2\(75\)-69-77](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2(75)-69-77)
6. Колодій І. В., Петраш Ю. І. Термобаричні умови формування вуглеводневих систем Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування* : матеріали VI Міжнар. наук. практ. конф. (Трускавець, 7–11 жовт. 2019 р.). Трускавець, 2019. Т. 1. С. 295–301. URL: http://conf2019.dkz.gov.ua/files/2019_materials_vol_1_net.pdf
7. Zhang H., Huang H., Yin M. Investigation on Oil Physical States of Hybrid Shale Oil System: A Case Study on Cretaceous Second White Speckled Shale Formation from Highwood River Outcrop, Southern Alberta. *Minerals*. 2022. Vol. 12, no. 802. DOI: [10.3390/min12070802](https://doi.org/10.3390/min12070802)
8. Price L. C., Clayton J. L., Rumen L. L. Organic geochemistry of the 9,6 km Berta Rogers No 1. Organic geochemistry. Well Oklahoma. *Organic geochemistry*. 1981. Vol. 13. P. 59. URL: <https://2024.sci-hub.box/1611/dc04a31b34627f9f5459d5766116c45e/price1981.pdf>
9. Маєвський Б. Й. та ін. Прогнозування перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Передкарпатського прогину з використанням геолого-статистичного моделювання. *Геоінформатика*. 2007. № 1. С. 54–61.
10. Ступка О. С. Проблема походження нафти: її бачення в Карпатському регіоні. *Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат*. Львів, 2006. С. 218–221.

References

1. Krupskyi, Yu. Z. (2020). Heolohiia i naftohazonosnist Zakhidnoho rehionu Ukrainy [Geology and oil and gas potential of the Western region of Ukraine]. SPOLOM. [in Ukrainian]
2. Khomyn, V. R. (2015). Regularities of physical and chemical properties change of oils in the central and north-western parts of the Carpathian foredeep. Precarpathian bulletin of the Shevchenko scientific society, 1(29), 204–212. <https://pvntsh.nung.edu.ua/index.php/number/article/view/157/153> [in Ukrainian]
3. Chornyi, E. O. (2023). Naukovo-praktychni zasady prohnozuvannia parametriv plastovykh vuhlevodnevykh system Peredkarpatskoho prohynu [Scientific and practical principles of forecasting the parameters of reservoir hydrocarbon systems of the Carpathian Foredeep]. Ivano-Frankivsk. [in Ukrainian]
4. Petrash, Yu. I., & Chornyi, E. O. (2019). Grafo-analitychnyi sposib vyznachennia vmistu i koefitsiienta vyluchennia kondensatu za promyslovymy danymy. In Nadrokorystuvannia v Ukraini. Perspektyvy investuvannia (Vol. 1, pp. 168–173). Truskavets. http://conf2019.dkz.gov.ua/files/2019_materials_vol_1_net.pdf [in Ukrainian]
5. Kurovets, S. S., & Chornyi, E. O. (2020). Vyznachennia ta prohnozuvannia fizychnykh parametriv plastovykh naft hrafoanalychnym sposobom na prykladi Vnutrishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu [Determination and prediction of physical parameters of reservoir oils by the graphoanalytical method on the example of the Inner Zone of the Carpathian Foredeep]. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 2(75), 69–77. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2\(75\)-69-77](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2(75)-69-77) [in Ukrainian]
6. Kolodiy, I. V., & Petrash, Yu. I. (2019). Termobarychni umovy formuvannia vuhlevodnevykh system Vnutrishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu [Thermobaric conditions for the formation of hydrocarbon systems in the Inner Zone of the Carpathian Foredeep]. In Nadrokorystuvannia v Ukraini. Perspektyvy investuvannia (Vol. 1, pp. 295–301). Truskavets. http://conf2019.dkz.gov.ua/files/2019_materials_vol_1_net.pdf [in Ukrainian]
7. Zhang, H., Huang, H., & Yin, M. (2022). Investigation on oil physical states of hybrid shale oil system: A case study on Cretaceous Second White Speckled Shale Formation from Highwood River Outcrop, Southern Alberta. *Minerals*, 12(7), 802. <https://doi.org/10.3390/min12070802>
8. Price, L. C., Clayton, J. L., & Rumen, L. L. (1981). Organic geochemistry of the 9,6 km Berta Rogers No 1. Organic geochemistry. Well Oklakhoma. *Organic Geochemistry*, 13, 59. <https://2024.sci-hub.box/1611/dc04a31b34627f9f5459d5766116c45e/price1981.pdf>
9. Maievskiy, B. Y., et al. (2007). Prohnozuvannia perspektyv naftohazonosnosti hlybokozanurenykh horyzontiv Peredkarpatskoho prohynu z vykorystanniam heoloho-statystychnoho modeliuvannia [Forecasting the prospects for oil and gas potential of deep-seated horizons of the Carpathian Foredeep using geological and statistical modeling]. *Heoinformatyka*, 1, 54–61. [in Ukrainian]
10. Stupka, O. S. (2006). Problema pokhodzhennia nafty: yii bachennia v Karpatskomu rehioni [The problem of oil origin: its view in the Carpathian region]. In *Problemy heolohii ta naftohazonosnosti Karpat* (pp. 218–221). Lviv. [in Ukrainian]

FORECAST OF HYDROCARBON SYSTEM PARAMETERS OF THE INTERNAL ZONE OF THE PRECARPATHIAN TREATENANT

Chornyi E. O.

PhD

GPU «Lvivgasvydobuvannya» JSC «Ukrigasvydobuvannya»

Rubchaka Str. 27, Lviv, 79026, Ukraine

<https://orcid.org/0009-0003-2504-3787>

e-mail: ediachornii@gmail.com

Trubenko O. M.

Candidate of geological sciences, associate professor

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

<http://orcid.org/0000-0003-3418-439X>

e-mail: geotom@nung.edu.ua

Kuziv I. M.

Researcher

Lviv Branch of the Ukrainian Research Institute of Natural Gases

Stryiska Str., 144, Lviv, 79026, Ukraine

<https://orcid.org/0009-0003-6327-4447>

e-mail: ivan.kuziv@gmail.com

Levytska H. M.

Senior Researcher

Lviv Branch of the Ukrainian Research Institute of Natural Gases

Stryiska Str., 144, Lviv, 79026, Ukraine

<https://orcid.org/0000-0003-2974-0267>

e-mail: levitska_1@ukr.net

Abstract. A regional forecast of formation hydrocarbon systems for the gas fields of the Inner Zone of the Pre-Carpathian Depression has been produced. The company has conditionally allocated six areas, within which the individual fields and their structural blocks are located. The distribution of different types of hydrocarbon system has been modelled, enabling prediction at great depths in regions of high temperature and pressure in the initial stages of exploration. The peculiarity of establishing the forecast indicators lies in the fact that the thermobaric and physical parameters of the reservoir and reservoir oil are considered as combined average values within a single, integral Inner Tectonic Zone. Changes to each of these parameters were uniform and extended over the entire zone. The depths of fluid replacement were estimated by extrapolating the averaged $G = f(H)$ curves. However, when such universal curves are used in practice, the reliability of finding the values of specific parameters is reduced to a certain extent. This is insufficient for the current stage of the fundamental study of the oil and gas potential of the Carpathian region. High reservoir temperatures only increase the intensity of the fluid separation process. Consequently, the recovery of conventional oils from deposits remains low and is very low in cases involving the development of transitional oils. Additionally, the issue of reservoir structure strength is important and currently poorly understood. When developing oil deposits in any mode (elastic or dissolved gas), reservoir pressure inevitably decreases. Graphs were built and the regression equations for the forecast parameters were derived. These are included in the formula for calculating hydrocarbon reserves by the volumetric method relative to the depths of the deposits. The regression equations for prediction in combination with laboratory studies of thermobaric conditions (pressure and temperature) with depth was derived, because information about them is needed to calculate individual parameters of hydrocarbon systems.

Keywords: Hydrocarbon systems, thermobaric conditions, oil content, anomaly coefficient, gas-filled.