



Стаття та будь-який пов'язаний з нею опублікований матеріал поширюється за ліцензією Creative Commons Attribution License (CC BY 4.0).
The article and any related published material are licensed under the Creative Commons Attribution License (CC BY 4.0).

УДК 550.8.056

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.113.01>

Сергій ВИЖВА¹, д-р геол. наук, проф., член-кор. НАН України
ORCID ID: 0000-0003-4091-6649
e-mail: s.vyzhva@knu.ua

Віктор ОНИЩУК¹, канд. геол. наук, доц.
ORCID ID: 0000-0002-2301-2202
e-mail: viktor.onyshchuk@knu.ua

Іван ГАФИЧ², канд. геол.-мінерал. наук
ORCID ID: 0009-0001-3219-5143
e-mail: gafichip@dtek.com

Іван ОНИЩУК¹, канд. геол. наук, ст. наук. співроб.
ORCID ID: 0009-0004-0186-7578
e-mail: ivan.onyshchuk@knu.ua

Микола РЕВА¹, канд. фіз.-мат. наук, доц.
ORCID ID: 0009-0009-1307-7617
e-mail: mvreva@gmail.com

Олександр ШАБАТУРА¹, д-р геол. наук, доц.
ORCID ID: 0000-0003-0810-3701
e-mail: oshabatura@knu.ua

¹Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

²ДТЕК Нафтогаз, Київ, Україна

ВСТАНОВЛЕННЯ АНАЛІТИЧНОЇ ЗАЛЕЖНОСТІ ПОТОКУ НАФТИ ВІД ТЕМПЕРАТУРИ І ТИСКУ ПРИ ФІЗИЧНОМУ МОДЕЛЮВАННІ ПЛАСТОВИХ УМОВ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф., член-кор. НАН України М.І. Орлюком)

Вступ. Висвітлено результати фізичного моделювання протікання нафти через породу-колектор. Мета досліджень полягала у встановленні аналітичної залежності потоку нафти від пластової температури і тиску при фізичному моделюванні пластових умов.

Методи. Для експериментальних лабораторних досліджень з фізичного моделювання процесу протікання нафти через гірську породу використовувалась спеціальна лабораторна установка високого тиску ВСЦ-1000М. Теоретичні розрахунки зі встановлення аналітичної залежності потоку нафти від пластової температури і тиску виконувались із застосуванням методів кореляційного аналізу.

Результати. Наведено результати експериментальних лабораторних досліджень потоку в різних РТ-умовах. Встановлено аналітичну залежність потоку нафти від пластової температури і тиску при фізичному моделюванні пластових умов. Виконано порівняння експериментальних лабораторних даних з розрахунковими за допомогою аналітичної залежності.

Висновки. Значення потоків нафти, розраховані за допомогою аналітичної залежності, повністю збіжні зі значеннями поліномів 4-го порядку, якими апроксимуються експериментально виміряні потоки залежно від температур за фіксованих перепадів тиску на торцях зразка 16–36 бар. Також повністю збіжні розраховані потоки з потоками, виміряними за різних перепадів тиску при постійних температурах. Ці залежності можуть бути використані при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин та моделюванні величин фільтраційно-ємнісних параметрів порід-колекторів.

Ключові слова: температура, тиск, фізичне моделювання пластових умов, фільтраційно-ємнісні параметри, аналітичні залежності.

Вступ

Постановка проблеми. Зважаючи на ситуацію з енергоносіями у світі, проблема пошуків та вивчення як традиційних (Карпенко та ін., 2014; Соболев, & Карпенко, 2021), так і нетрадиційних джерел вуглеводнів (Iuras et al., 2023; Михайлов та ін., 2014) є надзвичайно актуальною для України. Дослідження петрофізичних властивостей гірських порід з метою оцінки перспективності геологічних структур і комплексів на вуглеводні є актуальним. Петрофізичні властивості порід необхідні при інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин, а також для оцінки параметрів гідророзриву пласта.

Лабораторні геофізичні та петрофізичні дослідження порід-колекторів, що вміщують вуглеводні, відіграють важливу роль для розуміння процесів міграції і накопичення вуглеводнів і є основою для математичного моделювання родовища, визначення їх перспективності, вибору способів і методики їх промислової розробки тощо (Orlyuk et al., 2018, 2021; Орлюк, & Друкаренко, 2013, 2018; Орлюк, & Пашкевич, 2011; Пашкевич та ін., 2014).

Важливою частиною петрофізичних досліджень є фізичне моделювання пластових умов, коли в лабораторній установці створюються умови, максимально наближені до реального стану гірських порід і флюїдів

(нафти, газу, води) на великій глибині. Зокрема, пластовий тиск створюється шляхом нагнітання флюїдів у пори зразка (керна); літостатичний (ефективний) прикладається до зразка через гумову манжету в кернотримачі; температура підтримується за допомогою термостатів, а фізико-хімічні властивості модельного розчину задаються підбором в'язкості та густини.

У статті висвітлено теоретичне обґрунтування встановлення аналітичної залежності потоку нафти в зразках порід від пластової температури і тиску при фізичному моделюванні пластових умов та порівняння цих розрахунків з даними лабораторного експерименту.

Аналіз публікацій за темою досліджень. Лабораторні визначення петрофізичних параметрів порід мають важливе значення для оцінки їх колекторських властивостей за даними свердловинних електрометричних та акустичних досліджень, а отже їм приділяється значна увага. На сучасному зрізі експериментальної петрофізики можна чітко виокремити дві групи підходів. Перший, традиційний, використовує фізичну парадигму розуміння процесів міграції флюїдів у гетерогенному середовищі. Інша група методів орієнтована на створення швидких математичних "калькуляторів" властивостей флюїду, обходячи необхідність проведення реальних PVT-досліджень.

Зазначаємо домінування китайських дослідників саме у вузькій ніші фізичного моделювання *tight oil*, HPNT-умов та нелінійного потоку (non-Darcy flow) (Pengxiang et al., 2018; Wang et al., 2020), що пояснюється об'єктивними факторами. Левова частка внутрішніх запасів нафти в Китаї (басейни Ордос, Сунляо, Джунгар, Тарім) – це глибокозалегли, екстремально низькопроникні та сланцеві колектори з високими пластовими температурами та тисками, для яких класичні закони Дарсі просто не працюють. Тому вивчення початкового градієнта тиску (TPG) та мікрофільтрації для Китаю є питанням національної енергетичної безпеки. Китайські державні корпорації (CNPC, Sinorec, CNOOC) спільно з профільними університетами (наприклад, China University of Petroleum, Southwest Petroleum University) інвестують величезні кошти у створення передових апаратних комплексів. Вони масово проводять дорогі та тривалі фізичні експерименти на кернах. Північна Америка (США та Канада), яка також є лідером у видобутку нафти з низькопроникних порід (сланцева революція), має дещо інший науковий фокус. Їхні вчені частіше публікують роботи з геомеханіки та технологій багатостадійного гідророзриву пласта; математичного моделювання на рівні всього родовища та аналізу кривих падіння видобутку. Останніми роками у них фокус сильно змістився на уловлювання та зберігання вуглецю (CCS) та геотермальну енергетику.

Стосовно українського досвіду, то системний підхід до вивчення колекторів України, особливо ущільнених порід Дніпровсько-Донецької западини та Львівського палеозойського прогину (Вижва та ін., 2024; Михайлов та ін., 2014; Рибалка, & Карпенко, 2016, 2025), виконаний авторами дослідження, дає змогу аргументовано стверджувати про кілька важливих аспектів сучасного фізичного моделювання, які є критично важливими.

1. Барична деформація матриці та закриття мікротріщин. Для ущільнених порід (алевролітів, низькопористих пісковиків, карбонатів) петрофізичні "атмосферні" вимірювання є нерепрезентативними. При фізичному моделюванні глибокозалеглих колекторів (глибина понад 5000 м) на спеціалізованих установках, здатних відтворювати пластові умови, потік флюїду не можна розглядати ізольовано від деформації матриці породи. Під час моделювання ефективного пластового тиску

відбувається механічне закриття мікротріщин, що призводить до різкого падіння пористості (відносно зниження становить від 5 до 25 %). Це означає, що точне відтворення термобаричних умов на спеціалізованих лабораторних установках (на кшталт комплексу ВСЦ-1000М) є абсолютно необхідною умовою для коректного визначення динаміки потоку (Вижва та ін., 2019, 2020, 2021, 2022а, 2022б). Експерименти з високонапірного нагнітання доводять, що динаміка потоку є нелінійною: лише за певних, експериментально підібраних швидкостей інжекції, енергія потоку ініціює розкриття нових мікротріщин. Важливо також враховувати геомеханічний зв'язок у фізичному моделюванні, а саме вплив високого тиску на архітектуру порожнин та наявний динамічний зв'язок конфігурації пористого середовища прямо під час експерименту, перетворюючи фільтраційну модель на геомеханічну (Li et al., 2025).

2. "Температурний парадокс" багатозфазної фільтрації. Дані комплексного фізичного моделювання доводять, що коефіцієнти дифузії та відносні фазові проникності в системі "газ-рідина" не є сталими (Yang, & Yang, 2025). При фізичному моделюванні потоку нафти за високих температур спостерігається конкуруючий ефект. З одного боку, в'язкість нафти очікувано зменшується (апроксимується степеневою функцією), що мало б полегшити фільтрацію, але з іншого боку, відбувається термічне розширення породотвірних мінералів. Це розширення звужує надкапілярні пори та блокує частину капілярних, перетворюючи їх на субкапілярні (непроникні). Як наслідок, загальний коефіцієнт проникності породи може парадоксально знижуватися зі зростанням температури (Вижва та ін., 2025). Тобто досліджувані параметри є функціями температури та концентрації флюїду, які критично визначають швидкість переміщення межі розділу фаз та загальну швидкість потоку в зоні дренавання.

У фізичному моделюванні для виведення аналітичної залежності в'язкості (μ) часто адаптують рівняння типу Арреніуса–Андраса:

$$\mu(T) = A \exp\left(\frac{E_a}{RT}\right) \quad (1)$$

де A – емпіричний коефіцієнт (визначається при моделюванні), E_a – енергія активації в'язкого перебігу, R – універсальна газова стала, T – абсолютна температура пласта.

Сучасне петрофізичне моделювання (Gao et al., 2025) вимагає обов'язкового врахування групового складу флюїду (насичені, ароматичні вуглеводні, смоли та асфальтени). Водночас існують спроби створити напівемпіричні рівняння, що вимагають лише одного базового виміру в'язкості для екстраполяції на різні температури та тиски (MacDonald, & Miadonye, 2017). Головне завдання сучасних публікацій у цій сфері – через фізичне моделювання на кернових установках (coreflooding) або піщаних моделях знайти точні аналітичні вирази для функцій $k_{ro}(P, T)$, $\mu(P, T)$ та $\rho_0(P, T)$, які дають змогу отримати швидкість потоку (вектор дебіту) q_0 із врахування градієнта тиску ΔP та фазової проникності k_{ro} , що динамічно змінюється залежно від тиску і температури (в модифікованому законі Дарсі):

$$q_0 = - \frac{k k_{ro}(P, T)}{\mu(P, T)} (\Delta P - \rho_0(P, T)g) \quad (2)$$

Експерименти показують, що додавання легких вуглеводнів знижує загальну температуру системи, але при цьому оптимізує мобільність нафти за рахунок розчинення, що робить процес міграції більш рентабельним (Esmaeili et al., 2025). Реальний потік у пластових умовах визначається не лише швидкістю фронту витиснення, а й складною взаємодією фаз. Сучасне фізичне

моделювання також активно досліджує поведінку витискувальних агентів, таких як CO₂, піни на масляній основі (Wang et al., 2025).

3. Анізотропія фільтраційних властивостей. При підготовці кернових моделей для симуляції потоку необхідно жорстко контролювати орієнтацію зразків. Фізичне моделювання доводить наявність суттєвої анізотропії фільтраційно-ємнісних властивостей: потік нафти вздовж нашарування осадового матеріалу та вхрест йому характеризується різними швидкостями та градієнтами тиску (Вижва та ін., 2025). Врахування температурно-чутливих відносних фазових проникностей для співнаправлених та протилежно направлених потоків газу і рідини є необхідною умовою для коректного відтворення гідродиніміки витіснення, яку фіксують під час фільтраційних експериментів на кернових моделях (Zargar et al., 2020).

4. В'язкопружна релаксація (в умовах гідророзриву). При моделюванні інтенсифікації потоку (наприклад, для *tight gas* або *tight oil*) породу слід розглядати не просто як пружне, а як в'язкопружне середовище. Під впливом довготривалих напружень мікротріщини, які слугують каналами для потоку флюїду, схильні до поступового закриття через в'язкопружну повзучість породи (Маслов та ін., 2017). Це вимагає проведення довготривалих фільтраційних експериментів для оцінки реального падіння дебіту з часом (Vyzhva et al., 2019).

5. Структура капілярного простору та необхідність інтенсифікації. Капілярометричні дослідження (методом центрифугування) доводять (Вижва та ін., 2020; 2021; 2022а; 2022б), що в ушліхнених породах ДДЗ левова частка (до 98 % в окремих алевролітах) припадає на субкапілярні пори, які є непроникними для нафти. Фізичне моделювання звичайного потоку нафти в таких породах часто призводить до "кольматації" порового простору. Тому цикл моделювання обов'язково повинен включати етап "промивки" зразка хімічними розчинами для інтенсифікації, після чого здійснюється повторне прокачування нафти для оцінки ефективності розчину (Вижва та ін., 2025). У сильно макронеоднорідних (тріщинувато-кавернозних) карбонатних колекторах традиційне витіснення водою є неефективним через прорив агента по тріщинах. Фізичне моделювання доводить, що застосування високого тиску має поєднуватися з модифікацією міжфазного натягу (Li et al., 2025).

Таким чином, сама по собі фізична модель дає лише точкові дані за конкретних умов, тоді як чисельний симулятор без експериментальної бази має високу невизначеність. Сучасний стандарт дослідження вимагає їхньої жорсткої інтеграції: дані фізичного моделювання використовуються для калібрування математичних моделей, що дає змогу масштабувати результати на все родовище та надійно прогнозувати поведінку потоку високо-в'язкої нафти. Повертаючись до симуляційного підходу в нафтогазовій петрофізиці, відзначимо деякі моменти сучасних тенденцій.

Огляд сучасних публікацій показує, що спрощені математичні моделі, які не спираються на прямі дані фізичного (лабораторного) моделювання, здатні за прийнятної похибки (близько 9 %) прогнозувати лише загальний кумулятивний видобуток за тривалий час. Проте вони виявляються неспроможними адекватно описати динаміку потоку нафти (дебіт у реальному часі) та геометричний розвиток зони дренажу через надмірне спрощення процесів тепло- та масоперенесення (Manfre Jaimes, & Clarke, 2020) або потребують врахування ефекту впливу тріщин (Zong et al, 2024). Тому масово триває залучення в цей дослідницький процес методів і алгоритмів

Machine Learning. Для цього використовують гігантські масиви історичних даних як у (Tariq, Mahmoud, & Abdulraheem, 2021) або (Awad, El-Sayed, & El-Maksoud, 2022). Проте, на нашу думку, машинне навчання не може замінити реальний експеримент, якщо йдеться про нестандартні EOR-технології або унікальні властивості конкретного родовища. Навіть при використанні величезних баз даних (понад 5000 зразків) і базових штучних нейромереж (ANN) (Gharbi, & Elsharkawy, 2003) було показано, що "сліпі" нейромережі часто ігнорують фізику процесу, тому найкращі результати сьогодні дають гібридні алгоритми: GMDH (Al-Shami et al., 2022), адаптивні нейро-нечіткі системи ANFIS (Awad, El-Sayed, & El-Maksoud, 2022) з обов'язковим *Trend Analysis*, гарантуючи, що модель правильно відображає закони термодинаміки (наприклад, що тиск зростає при збільшенні температури та газовмісту).

Варто згадати про ще один інноваційний напрям стимуляційного моделювання – "цифрова нафта". Замість проведення десятків експериментів у PVT-кернотримачі з різними розчинниками, створюється "цифровий двійник" нафти (Imai, Okajima, & Kanno, 2020). Ця цифрова модель дає змогу *in silico* розрахувати, як конкретні розчинники (від метану до ізомерів ксилолу) впливатимуть на набухання нафти та зменшення її в'язкості. В основу алгоритмів покладено залежності молекулярної динаміки.

Виділення нерозв'язаних раніше частин загальної проблеми. Кореляційні зв'язки між фільтраційно-ємнісними параметрами і даними свердловинних та польових геофізичних методів є досить складними і потребують ретельного вивчення. Комплекс лабораторних петрофізичних досліджень є основою для визначення цих зв'язків, особливо при фізичному моделюванні пластових умов. Отримані петрофізичні параметри в результаті лабораторних досліджень та їх кореляційні зв'язки із фільтраційно-ємнісними параметрами використовуються для інтерпретації результатів електрометричних і акустичних методів досліджень свердловин, польової електророзвідки і сейсморозвідки, а також з метою розробки нових технологій інтенсифікації видобування вуглеводнів (Горовенко, Венгрович, & Шеремет, 2022).

Слід відзначити, що петрофізичні параметри порід і кореляційні залежності між ними мають досить виражений індивідуальний характер стосовно кожної ділянки досліджень. Тому визначення цих властивостей, особливо при фізичному моделюванні пластових умов, а також встановлення відповідних кореляційних зв'язків між ними для кожної перспективної площі потребують виконання як окремих досліджень, так і окремого публічного висвітлення їх результатів.

Мета досліджень. Метою даних досліджень були теоретичні дослідження зі встановлення аналітичної залежності потоку нафти в зразках порід від пластової температури і тиску при фізичному моделюванні пластових умов.

Об'єкт досліджень. Експериментальні та аналітичні залежності потоку нафти від пластової температури і тиску при фізичному моделюванні пластових умов.

Експериментальні лабораторні та аналітичні дослідження виконано у НДЛ теоретичної і прикладної геофізики ННІ "Інститут геології" КНУ імені Тараса Шевченка.

Експериментальні дослідження. Достовірне визначення петрофізичних властивостей гірських порід вимагає проведення лабораторних експериментів в умовах, максимально наближених до пластових (Нестеренко, 2010). Це зумовлює необхідність витримки зразків за заданих термобаричних параметрів із забезпеченням можливості синхронного вимірювання комплексу фізичних характеристик. З метою реалізації комплексного

фізичного моделювання пластових умов було спроектовано спеціалізовану експериментальну установку ВСЦ-1000М, а також розроблено відповідні методичні підходи до проведення досліджень і подальшої інтерпретації отриманих даних.

Створений апаратний комплекс ВСЦ-1000М є модульною системою, яка об'єднує камери високого тиску, систему газопостачання (балони зі стисненим азотом та вуглекислим газом, редуктори, трубопроводи) та гідравлічну станцію типу ГНС-8Р2Е5. Вимірювальний тракт комплексу включає цифрові датчики тиску та лінійних

переміщень, електронні ваги WPS 360/c/2, вимірювач електричного опору С.А.6570, а також ультразвукову установку "Керн-4" для реєстрації швидкостей пружних хвиль. Управління процесом і збір даних здійснюються через блок на базі аналогово-цифрових перетворювачів ИТМ-4, підключений до ПК зі спеціалізованим програмним забезпеченням. Конструкція робочих камер дає змогу досліджувати як стандартні зразки (30×30 мм), так і повнорозмірний керн діаметром до 100 мм. Загальний вигляд апаратного комплексу наведено на рис. 1.



Рис. 1. Загальний вигляд установки для фізичного моделювання пластових умов ВСЦ-1000М

Ключовою науково-технічною перевагою розробленої системи є її мультидисциплінарність. Модульна архітектура, що поєднує оптимальний набір петрофізичного обладнання, дає змогу вирішувати широкий спектр дослідницьких завдань, зокрема:

- оцінку динаміки пористості, питомого електричного опору та швидкостей поширення пружних хвиль залежно від коливань тиску і температури;
- визначення проникності в пластових умовах методами лінійної та радіальної фільтрації у прямому і зворотному напрямках (від центру керна та до нього), що суттєво підвищує точність оцінки цього параметра;
- дослідження процесів насичення керна матеріалу робочими флюїдами під тиском, а також моделювання процесів витіснення нафти водою;
- вивчення впливу спеціалізованих хімічних реагентів на фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів;
- фізичне моделювання процесів гідророзриву пласта.

Методика експерименту передбачає проведення вимірювань за строго контрольованих значень температури та тиску (літостатичного, порового на вході та виході). Використання високоточних цифрових датчиків забезпечує автоматизовану реєстрацію показників у режимі реального часу. Дані про термобаричні умови, а також маса профільтрованої рідини (моделі пластової води, нафти тощо), яка фіксується вагами WPS 360/c/2, синхронно транслюються через блок ИТМ-4 у файл формату .csv з кроком дискретизації 1 с. Така висока частота запису є критично важливою: вона дає змогу фіксувати швидкоплинні (динамічні) особливості перебігу процесів, що є особливо актуальним при визначенні петрофізичних параметрів ущільнених порід. Паралельно здійснюється реєстрація електричного опору та

акустичних характеристик, що формує єдиний комплексний масив експериментальних даних.

За допомогою розробленої установки ВСЦ-1000М виконано низку експериментів з протискування нафти через еталон проникності з метою вивчення залежності її потоку від температури і перепаду тиску на торцях зразка при пластовому тиску 400 бар. Результати цих експериментів слугували для верифікації даних відповідних теоретичних розрахунків.

Коефіцієнт проникності $k_{пр}$ гірських порід є досить важливим петрофізичним параметром, від якого суттєво залежить здатність гірських порід пропускати вуглеводні, а отже дебіт нафтових чи газових експлуатаційних свердловин. Безперечно, що ця характеристика залежить не тільки від петрофізичного складу гірських порід та властивостей флюїду, а й від термобаричних умов, у яких перебуває ця фізична система: температури T та перепаду тиску ΔP .

У лабораторних умовах дослідження проникності різних флюїдів виконують на зразках гірських порід-колекторів шляхом вимірювання потоку флюїду N через зразки. Тому важливо знати аналітичні співвідношення, які дають змогу виконувати оцінку цього параметра за різних значень температури й перепаду тиску. Безперечно, що такі співвідношення можна встановлювати за результатами лабораторних петрофізичних досліджень цього параметра при різних температурах і тисках, застосовувавши відповідний регресійний аналіз до експериментальних даних лабораторних вимірювань. Водночас цілком очевидно, що одновимірний регресійний аналіз, спрямований на встановлення залежності потоку від температури за фіксованих значень перепаду тисків $N(T, \Delta P = \text{const})$ або встановлення залежності потоку від

перепаду тиску за фіксованих значень температури $N(\Delta P, T=\text{const})$, не є проблемним питанням. Двовимірний регресійний аналіз – отримання аналітичного співвідношення, що дозволяє за результатами петрофізичних досліджень виконувати оцінку потоку за довільних значень температури й перепаду тиску $N(T, \Delta P)$, є дещо більш складним завданням. Розглянемо деякі методичні засади, що дають змогу вирішити цю задачу за результатами лабораторних досліджень.

Аналітичні дослідження. Загальноприйнятним і відомим способом багатовимірного регресійного аналізу є застосування оптимізаційних способів, оснований на процедурі мінімізації відхилень експериментальних даних від модельних, розрахованих на основі прийнятої фізико-математичної моделі $N(T, \Delta P, \mathbf{a})$, де $\mathbf{a} = a_1, a_2, \dots, a_l$ – вектор параметрів математичної моделі

$$\delta = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n [N_{ij} - N(\Delta P_i, T_j, \mathbf{a})]^2 = \min, \quad (3)$$

де N_{ij} – елементи масиву значень потоку, визначених за результатом лабораторних вимірювань на зразках гірських порід при різних n температурах і m тисках:

$$\hat{N} = \begin{bmatrix} N_{11} & N_{12} & N_{13} & \dots & N_{1n} \\ N_{21} & N_{22} & N_{23} & \dots & N_{2n} \\ N_{31} & N_{32} & N_{33} & \dots & N_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ N_{m1} & N_{m2} & N_{m3} & \dots & N_{mn} \end{bmatrix}. \quad (4)$$

У нашому випадку зазначений оптимізаційний спосіб такого регресійного аналізу не може бути реалізований, оскільки математична модель невідома. Тому необхідно застосувати інший підхід, суть якого розглянемо нижче.

Припустимо, що за результатом одновимірного регресійного аналізу експериментально визначених потоків за різних значень перепаду тиску ΔP при постійних температурах (стовпчики матриці (4)) отримана структурно однакова кореляційна функція F для кожної фіксованої температури T_j :

$$N(\Delta P)|_{T=T_j} = F(\Delta P, \mathbf{A}_j), \quad (5)$$

де $\mathbf{A}_j = A_{j1}, A_{j2}, \dots, A_{jl}$ – вектор параметрів функції F для кожної фіксованої температури T_j ; l – кількість параметрів функції F .

Цілком очевидно, що вектор параметрів буде залежним від температури T . Тому формула розрахунку потоку N , як функція, що виражає залежність потоку від перепаду тиску й температури, в загальному вираженні матиме такий вигляд:

$$N(\Delta P, T) = F(\Delta P, \mathbf{A}(T)), \quad (6)$$

де $\mathbf{A}(T)$ – вектор функцій, які виражають собою залежність параметрів функції F від температури T . Цю функцію можна знайти шляхом кореляційного аналізу кожної складової вектора параметрів $\mathbf{A}_j$ за їх температурними рядами.

У результаті такого аналізу отримуються регресійні формули температурної залежності кожної складової, а отже і часова залежність самого вектора функцій $\mathbf{A}(T)$:

$$\mathbf{A}(T) = A_1(T, \mathbf{a}_1), A_2(T, \mathbf{a}_2), \dots, A_l(T, \mathbf{a}_l), \quad (7)$$

де $\mathbf{a}_1, \mathbf{a}_2, \dots, \mathbf{a}_l$ – вектори параметрів відповідних функцій $A_1, A_2, \dots, A_l$.

Отримання формули розрахунку потоку за довільних значень температури й тиску можна також починати з одновимірного кореляційного аналізу залежності потоку N від температури T за фіксованих значень перепадів тиску ΔP (рядки матриці (4)). У результаті отримується структурно однакова кореляційна функція F для кожного фіксованого перепаду тиску ΔP_i :

$$N(T)|_{\Delta P=\Delta P_i} = F(T, \mathbf{A}_i),$$

де $\mathbf{A}_i = A_{i1}, A_{i2}, \dots, A_{ik}$ – вектор параметрів функції F для кожного фіксованого перепаду тиску ΔP_i ; k – кількість параметрів функції F .

Отже, формула розрахунку потоку N за довільних значень T й ΔP у загальному вираженні матиме такий вигляд:

$$N(T, \Delta P) = F(T, \mathbf{A}(\Delta P)), \quad (8)$$

де $\mathbf{A}(\Delta P) = A_1(\Delta P, \mathbf{a}_1), A_2(\Delta P, \mathbf{a}_2), \dots, A_k(\Delta P, \mathbf{a}_k)$; $\mathbf{a}_1, \mathbf{a}_2, \dots, \mathbf{a}_k$ – вектори параметрів відповідних функцій $A_1, A_2, \dots, A_k$.

Зупинимося на розгляді різних варіантів отримання формул розрахунку залежності потоку N від перепаду тиску ΔP й температури T на прикладі результатів лабораторних досліджень (табл. 1).

Таблиця 1

Вимірний потік за різних значень перепадів тиску ΔP й температури T

Перепад тиску ΔP , бар	Потік N см ³ /год за різних температур T				
	20,5 °C	27,2 °C	40,7 °C	58,2 °C	73,4 °C
4	77,453	108,277	193,470	195,452	291,901
5	93,512	127,042	215,595	233,394	340,987
6	109,571	145,807	237,720	271,336	390,073
7	125,630	164,572	259,845	309,278	439,159
8	141,689	183,337	281,970	347,220	488,245
9	157,748	202,102	304,095	385,162	537,331
10	173,807	220,867	326,220	423,104	586,417
12	205,925	258,397	370,470	498,988	684,589
14	238,043	295,927	414,720	574,872	782,761
16	270,161	333,457	458,970	650,756	880,933
18	302,279	370,987	503,220	726,640	979,105
20	334,397	408,517	547,470	802,524	1077,277
22	366,515	446,047	591,720	878,408	1175,449
24	398,633	483,577	635,970	954,292	1273,621
26	430,751	521,107	680,220	1030,176	1371,793
28	462,869	558,637	724,470	1106,060	1469,965
30	494,987	596,167	768,720	1181,944	1568,137
32	527,105	633,697	812,970	1257,828	1666,309
34	559,223	671,227	857,220	1333,712	1764,481
36	591,341	708,757	901,470	1409,596	1862,653

Кореляційні дослідження залежності потоку N від перепаду тиску ΔP за фіксованих температур свідчать, що

ці кореляційні залежності є лінійними функціями (приклади відповідних графіків наведено на рис. 2а, 2б).

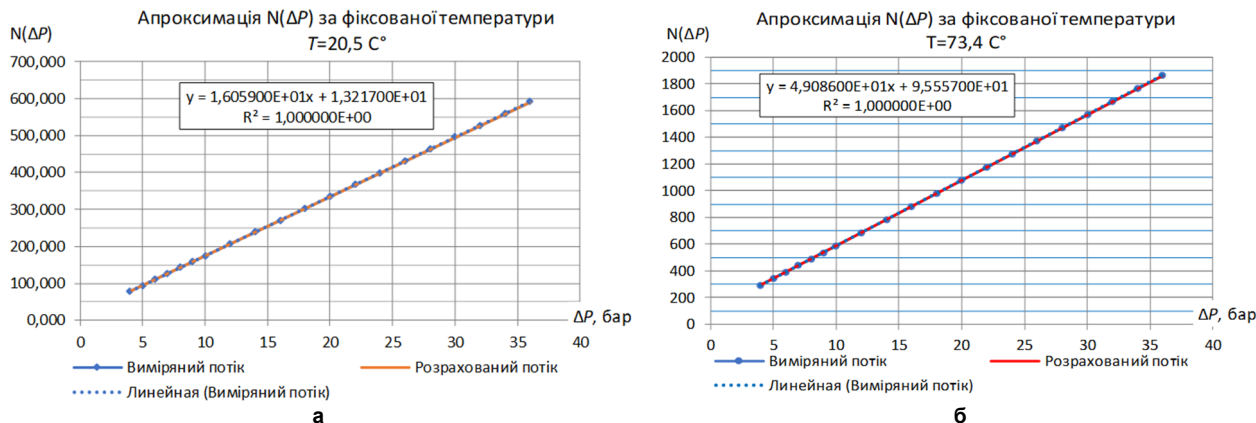


Рис. 2. Залежність потоку N від перепаду тиску ΔP за фіксованої температури 20,5 °C (а) і 73,4 °C (б)

Отже, формулою розрахунку потоку залежно від перепаду тиску для кожної фіксованої температури T_j буде лінійна залежність

$$N(\Delta P)|_{T=T_j} = F(\Delta P, A_j) = A_{j1}\Delta P + A_{j2}, \quad (9)$$

де коефіцієнти A_{j1} й A_{j2} є параметрами даної формули.

У нашому випадку фіксованих температур є 5 варіантів: $T_1=20,5$ °C; $T_2=27,2$ °C; $T_3=40,7$ °C; $T_4=58,2$ °C; $T_5=73,4$ °C. В кореляційній формулі (9) для кожної фіксованої температури фігурує два параметри (коефіцієнти). Значення цих параметрів, встановлених за результатами одновимірного кореляційного аналізу, наведено в табл. 2.

Таблиця 2

Параметри лінійної апроксимації залежностей потоків флюїду від перепадів тиску, вимірних за фіксованих температур T_j

j	T_j °C	Параметри лінійної апроксимації $N(\Delta P) _{T=T_j} = A_{j1}\Delta P + A_{j2}$	
		Коефіцієнти A_{j1} при ΔP :	Вільні члени A_{j2}
1	20,5	16,059000	13,217000
2	27,2	18,765000	33,217000
3	40,7	22,125000	104,970000
4	58,2	37,942000	43,684000
5	73,4	49,086000	95,557000

Із (9) випливає, що загальною формулою розрахунку потоку N , як функції, залежної від перепаду тиску ΔP й температури T , буде співвідношення

$$N(\Delta P, T) = A_1(T)\Delta P + A_2(T), \quad (10)$$

де $A_1(T)$ й $A_2(T)$ – функції, залежні від часу T , які визначаються через кореляційний аналіз числових послідовностей, відповідно, $A_{j1}(T_j)$ й $A_{j2}(T_j)$ (табл. 2).

Найбільш зручним рівнянням регресії, що визначає кореляційні функції $A_1(T)$ й $A_2(T)$, є поліноміальні функції. Оскільки дискретів температури T_j й відповідних їм значень коефіцієнтів A_{j1} й A_{j2} незначна кількість, а саме 5, то вочевидь, що виберемо для апроксимації послідовностей $A_{j1}(T_j)$ й $A_{j2}(T_j)$ поліноміальні функції 4-го порядку: $A_1(T) = \sum_{i=1}^5 a_i T^{(5-i)}$ та $A_2(T) = \sum_{i=1}^5 b_i T^{(5-i)}$.

Тоді формула (10) для розрахунку потоку набуває вигляду

$$N(\Delta P, T) = \left(\sum_{i=1}^5 a_i T^{(5-i)} \right) \Delta P + \sum_{i=1}^5 b_i T^{(5-i)} = \sum_{i=1}^5 [a_i \Delta P + b_i] T^{(5-i)}. \quad (11)$$

За відміченої поліноміальної апроксимації послідовностей коефіцієнтів $A_{j1}(T_j)$ й $A_{j2}(T_j)$ значення отримуваних функцій $A_1(T)$ й $A_2(T)$ у точках указаних температур відповідають значенням самих цих коефіцієнтів. Отже, враховуючи, що кореляційний зв'язок потоку з перепадом тиску $N(\Delta P)$ за фіксованих температур фактично є аналітичним ($R^2=1$, рис. 2а, 2б), за такої поліноміальної апроксимації коефіцієнтів A_{j1} й A_{j2} розраховані за ф. (11) потоки за фіксованих зазначених температур будуть фактично відповідати вимірним потокам. У зв'язку із цим є сподівання, що в інтервалах проміжних температур розраховані потоки будуть також близькими до істинних.

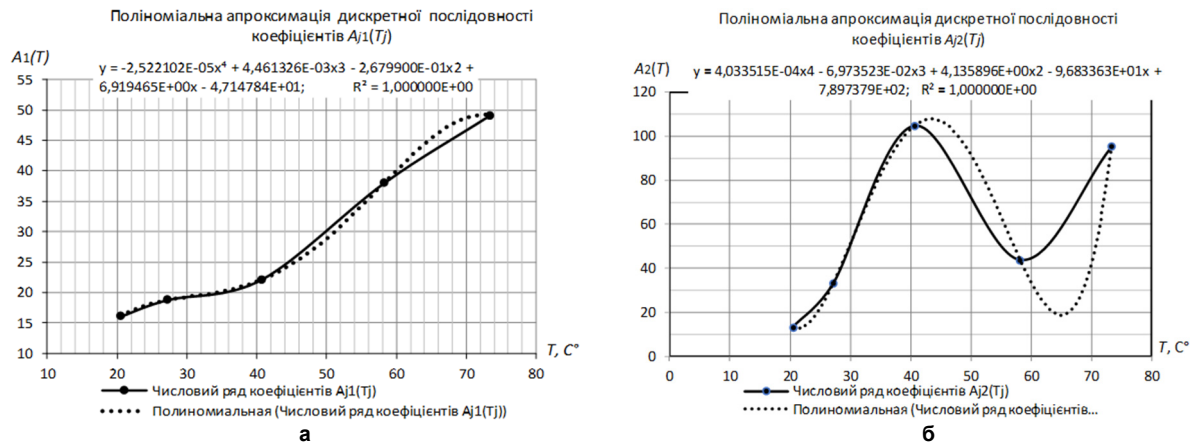
На рис. 3а й 3б наведено графіки апроксимаційних поліноміальних функцій 4-го порядку числових рядів

коефіцієнтів $A_{j1}(T_j)$ й $A_{j2}(T_j)$, а в табл. 3 – коефіцієнти a_i й b_i цих апроксимаційних співвідношень.

Незважаючи на значні відхилення функціонального коефіцієнта $A_2(T)$ в діапазоні температур від 40 °C до 73 °C від кривої, побудованої за експериментально вимірними потоками (рис. 5), продовжимо наші дослідження. Отже, розрахунок потоку N за довільних значень перепаду тиску ΔP й температури T в межах виконаних лабораторних досліджень може здійснюватися за формулою (11), коефіцієнти якої представлено в табл. 3. В табл. 4 наведено розраховані згідно із формулою (11) потоки за тих перепадів тиску і значень температур, за яких виконано експериментальні лабораторні вимірювання, а в табл. 5 і на рис. 4 – їх розбіжності з вимірюваними (у відсотках).

Наведені в табл. 5 розбіжності розрахованих і вимірних потоків підтверджують висловлену вище тезу про те, що за умови практично аналітичного кореляційного зв'язку потоку з перепадом тиску за фіксованих температур $N(\Delta P, T=\text{const})$ і також аналітичної поліноміальної апроксимації числових рядів $A_{j1}(T_j)$ й $A_{j2}(T_j)$ розраховані за формулою (9) потоки в "точках" вимірювання будуть фактично відповідати вимірним потокам.

Нижче представлено 10 рисунків, на кожному з яких наведено дві криві залежності потоку від температури за фіксованого значення перепаду тиску. Перша з них побудована за даними п'яти експериментально вимірних значень потоку за зазначених п'яти температур (суцільна крива), друга (крапкова крива) – за даними розрахунку потоку згідно з формулою (11), при цьому розрахунок здійснено з кроком зміни температури 2 °C.

Рис. 3. Графік апроксимації поліноміальної функції 4-го порядку числових рядів коефіцієнтів $A_1(T)$ (а) та $A_2(T)$ (б)

Таблиця 3

Коефіцієнти та вільні члени поліномів
 $A_1(T) = \sum_{i=1}^5 a_i T^{(5-i)}$ та $A_2(T) = \sum_{i=1}^5 b_i T^{(5-i)}$

i	a_i	b_i
1	-2,522102E-05	4,033515E-04
2	4,461326E-03	-6,973523E-02
3	-2,679900E-01	4,135896E+00
4	6,919465E+00	-9,683363E+01
5	-4,714784E+01	7,897379E+02

Таблиця 4

Результати розрахунку потоків за формулою (9)

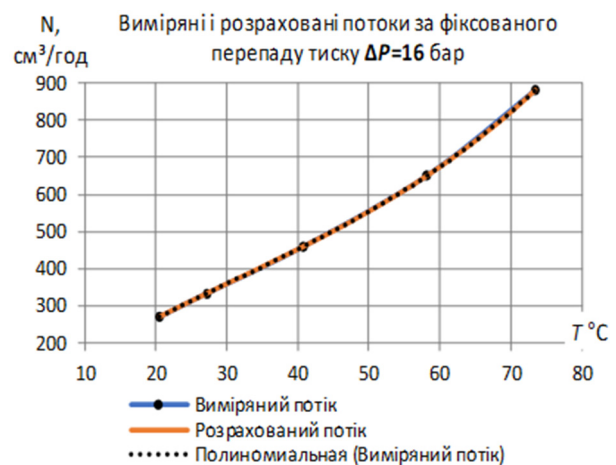
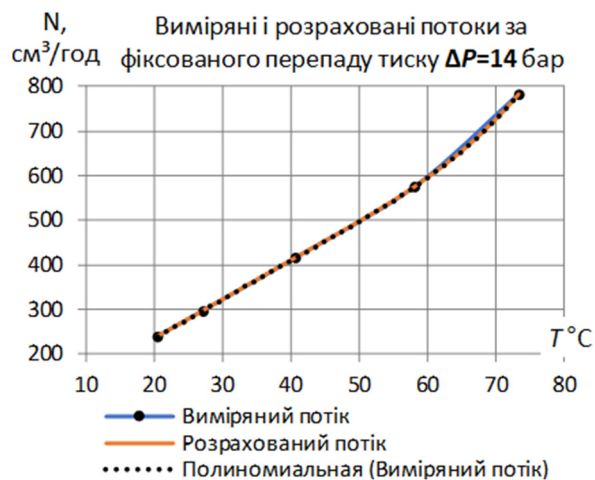
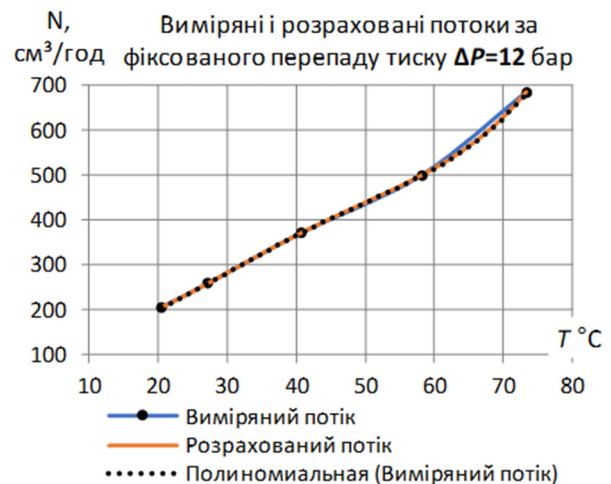
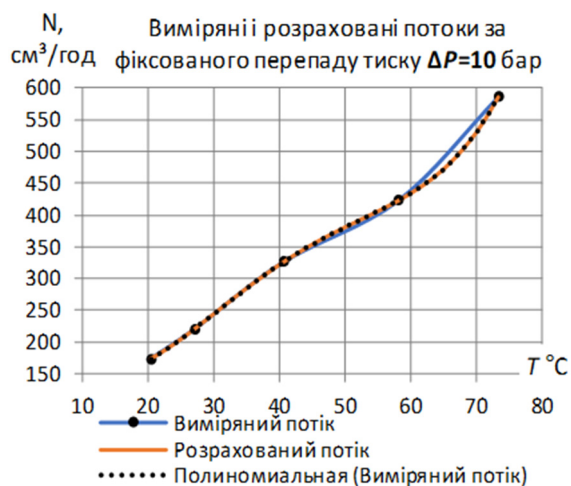
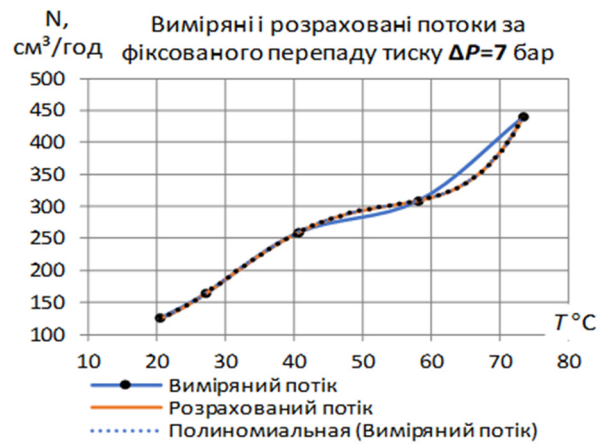
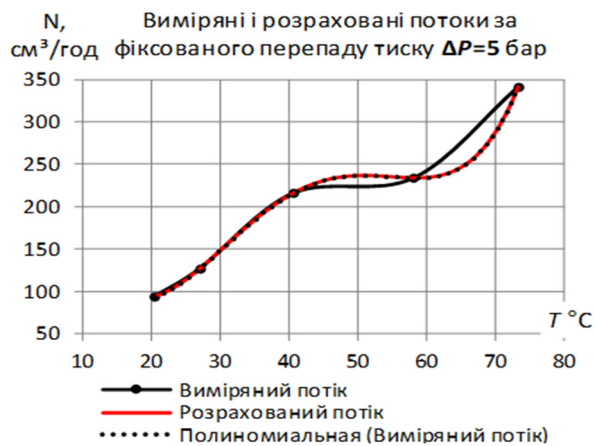
Перепад тиску ΔP , бар	Потік N см ³ /год при температурах T				
	20,5 °C	27,2 °C	40,7 °C	58,2 °C	73,4 °C
4	77,453	108,277	193,470	195,452	291,901
5	93,512	127,042	215,595	233,394	340,987
6	109,571	145,807	237,720	271,336	390,073
7	125,630	164,572	259,845	309,278	439,159
8	141,689	183,337	281,970	347,220	488,245
9	157,748	202,102	304,095	385,162	537,331
10	173,807	220,867	326,220	423,104	586,416
12	205,925	258,397	370,470	498,987	684,588
14	238,043	295,927	414,720	574,871	782,760
16	270,161	333,457	458,969	650,755	880,932
18	302,279	370,987	503,219	726,639	979,104
20	334,397	408,517	547,469	802,523	1077,275
22	366,515	446,047	591,719	878,407	1175,447
24	398,633	483,577	635,969	954,290	1273,619
26	430,751	521,107	680,219	1030,174	1371,791
28	462,869	558,637	724,469	1106,058	1469,962
30	494,987	596,166	768,719	1181,942	1568,134
32	527,105	633,696	812,969	1257,826	1666,306
34	559,223	671,226	857,219	1333,710	1764,478
36	591,341	708,756	901,469	1409,593	1862,650

Таблиця 5

Розбіжність розрахованих і виміряних потоків у відсотках

Перепад тиску ΔP , бар	Відхилення (в %) розрахованих потоків від виміряних при температурах T				
	20,5 °C	27,2 °C	40,7 °C	58,2 °C	73,4 °C
4	-6,427E-05	-5,235E-05	-3,100E-05	-2,862E-06	4,967E-05
5	-6,367E-05	-5,912E-05	-4,724E-05	-3,639E-05	1,004E-05
6	-6,325E-05	-6,414E-05	-6,047E-05	-6,054E-05	-1,961E-05
7	-6,294E-05	-6,802E-05	-7,144E-05	-7,876E-05	-4,263E-05
8	-6,269E-05	-7,111E-05	-8,068E-05	-9,300E-05	-6,102E-05
9	-6,250E-05	-7,362E-05	-8,859E-05	-1,044E-04	-7,606E-05
10	-6,234E-05	-7,571E-05	-9,542E-05	-1,138E-04	-8,857E-05
12	-6,210E-05	-7,897E-05	-1,066E-04	-1,283E-04	-1,082E-04
14	-6,192E-05	-8,141E-05	-1,155E-04	-1,390E-04	-1,229E-04
16	-6,179E-05	-8,330E-05	-1,226E-04	-1,471E-04	-1,344E-04
18	-6,168E-05	-8,480E-05	-1,284E-04	-1,536E-04	-1,435E-04
20	-6,160E-05	-8,603E-05	-1,334E-04	-1,589E-04	-1,510E-04
22	-6,153E-05	-8,705E-05	-1,375E-04	-1,632E-04	-1,572E-04

Перепад тиску ΔP , бар	Відхилення (в %) розрахованих потоків від виміряних при температурах T				
	20,5 °C	27,2 °C	40,7 °C	58,2 °C	73,4 °C
24	-6,147E-05	-8,792E-05	-1,411E-04	-1,669E-04	-1,625E-04
26	-6,142E-05	-8,865E-05	-1,443E-04	-1,700E-04	-1,670E-04
28	-6,138E-05	-8,929E-05	-1,470E-04	-1,726E-04	-1,709E-04
30	-6,134E-05	-8,985E-05	-1,495E-04	-1,750E-04	-1,743E-04
32	-6,130E-05	-9,035E-05	-1,516E-04	-1,770E-04	-1,774E-04
34	-6,127E-05	-9,078E-05	-1,536E-04	-1,789E-04	-1,800E-04
36	-6,125E-05	-9,118E-05	-1,553E-04	-1,805E-04	-1,824E-04
MAX=	-6,125E-05	-5,235E-05	-3,100E-05	-2,862E-06	4,967E-05
MIN=	-6,427E-05	-9,118E-05	-1,553E-04	-1,805E-04	-1,824E-04



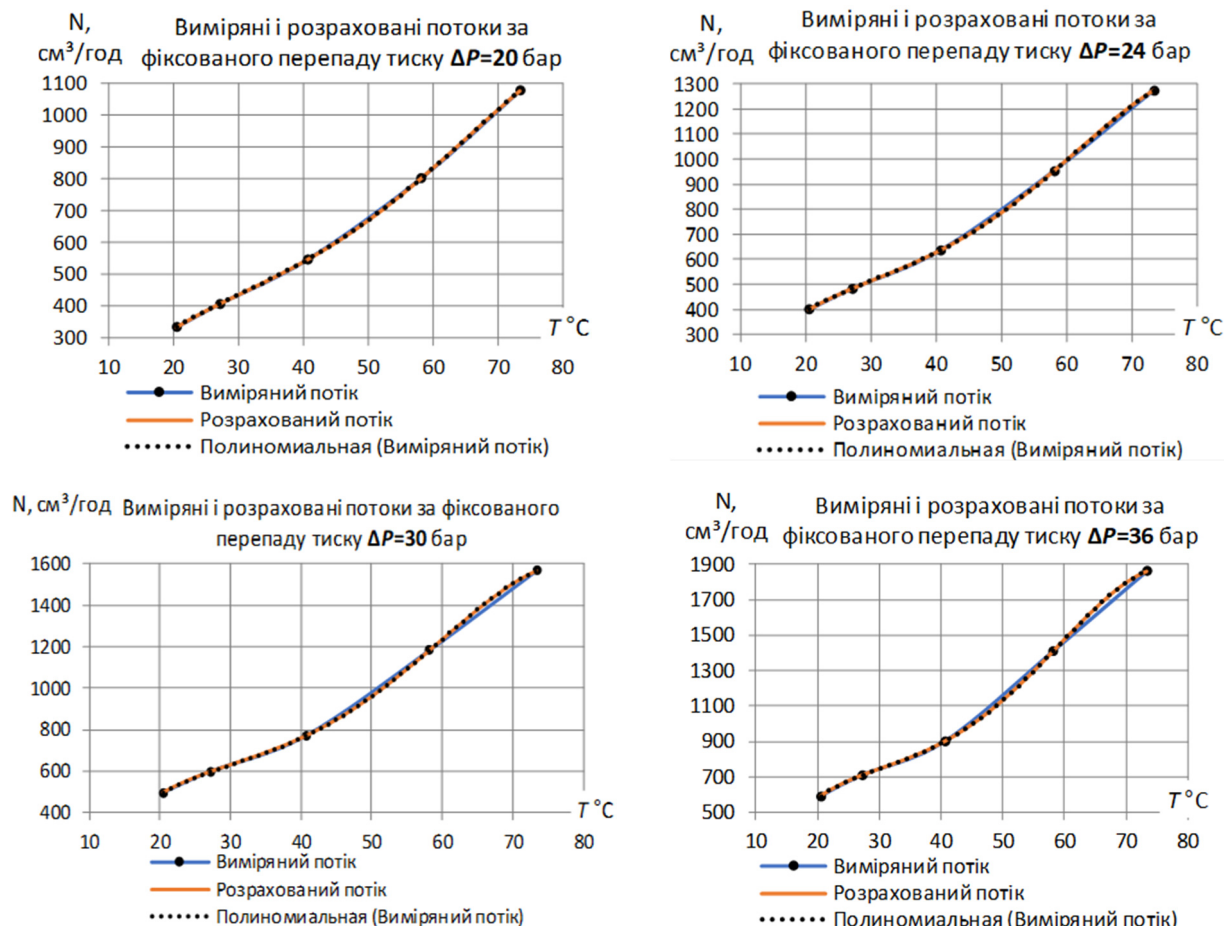


Рис. 4. Графіки залежності потоку від температури за фіксованого значення перепаду тиску

Дискусія і висновки

Встановлено аналітичну залежність потоку нафти від пластової температури і тиску при фізичному моделюванні пластових умов та порівняння розрахунків на її основі з великим масивом експериментальних даних. Аналіз наведених розрахунків та графіків (табл. 5, рис. 4) свідчить про практично повну збіжність експериментально виміряних і розрахованих потоків в діапазоні температур від 20 °C до 40 °C за будь-яких перепадів тиску. У разі перепадів тиску $\Delta P \geq 7$ бар графіки експериментально виміряного потоку і розрахованого за формулою (11) практично збіжні, їх розбіжність не перевершує 5–6 %. Відносно суттєва розбіжність графіків ($\delta \leq 20$ %) спостерігається у разі перепадів тисків менше 5–7 бар за температур 40–73 °C. Це, вочевидь, пояснюється суттєвою розбіжністю апроксимаційного функціонального коефіцієнта $A_2(T)$ від експериментального графіка (рис. 3а, б). Для поліпшення збіжності необхідно апроксимувати числового ряду коефіцієнтів $A_2(T_j)$ здійснювати поліномом більш високого порядку.

Розраховані за аналітичною формулою (11) значення потоків повністю збіжні зі значеннями поліномів 4-го порядку, якими апроксимуються залежності експериментально виміряних потоків від температур за фіксованих перепадів тиску на торцях зразка 16–36 бар. Також повністю збіжні розраховані потоки з потоками, виміряними за різних перепадів тиску при постійних температурах (рис. 2а, б). Як зазначено вище, такі обставини пов'язані з практично аналітичною апроксимацією (коефіцієнт детермінації $R^2=1$) потоків, виміряних при різних перепадах

тиску за постійних температур, а також числових послідовностей коефіцієнтів $A_{j1}(T_j)$ й $A_{j2}(T_j)$ (рис. 3а, б).

Внесок авторів: Сергій Вижва – концептуалізація, методологія, написання (перегляд і редагування); Віктор Онищук – методологія, аналіз і обробка даних, написання (оригінальна чернетка, перегляд і редагування); Іван Гафич – методологія, формальний аналіз, аналіз літературних джерел і наукових праць; Іван Онищук – валідація даних, аналіз і обробка даних, методологія, написання (перегляд і редагування); Микола Рева – валідація даних, аналіз і обробка даних, методологія, написання (перегляд і редагування); Олександр Шабатура – програмне забезпечення, формальний аналіз, аналіз літературних джерел і наукових праць.

Подяки. Автори висловлюють щире подяку ст. лаборанту Цуману В.С. за його активну й високопрофесійну участь у підготовці зразків і лабораторних дослідженнях.

Джерела фінансування. Автори заявляють про відсутність зовнішнього фінансування для проведення цього дослідження та підготовки рукопису до публікації.

Список використаних джерел

Вижва, С. А., Венгровіч, Д. Б., Онищук, В. І., Онищук, І. І., & Даценко, А. Б. (2025). Фізичне моделювання процесу протікання нафти через породоколектор у пластових умовах (на прикладі пісковиків Розумівського газоконденсатного родовища). *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2(109), 22–30. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.109.03>

Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Олійник, О. В., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2020). Фільтраційно-ємнісні параметри нижньопермських карбонатних порід західної частини Глинсько-Солохівського нафтогазового району Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського*

національного університету імені Тараса Шевченка. *Геологія*, 1(88), 25–33. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.88.04>

Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2021). Фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених порід північної при- бортової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3(94), 37–45. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.94.04>

Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2022a). Колекторські властивості глибокозанурених ущільнених порід карбону центрального грабена ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(96), 11–19. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.96.02>

Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2022b). Фільтраційно-ємнісні параметри ущільнених теригенних порід кембрію східного схилу Львівського палеозойського прогину. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3(98), 33–41. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.98.04>

Вижва, С. А., Онищук, В. І., Онищук, Д. І., Онищук, І. І., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2024). Порівняльна характеристика фільтраційно-ємнісних властивостей ущільнених теригенних порід Дніпровсько-Донецької западини та східного схилу Львівського палеозойського прогину. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 4(107), 46–59. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.107.06>

Вижва, С. А., Орлюк, М. І., Онищук, В. І., Онищук, І. І., Друкаренко, В. В., Рева, М. В., & Шабатура, О. В. (2019). Петрофізичні параметри порід візейського ярусу Лохвицької зони Дніпровсько-Донецької западини. *Геофизический журнал*, 41(4), 145–160. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177380>

Горовенко, А. П., Венгрович, Д. Б., & Шеремет, Г. П. (2022). Фільтрація вуглеводнів кернами пористого середовища в полі акустичних коливань. *Геоінженерія*, 7, 17–22. <https://doi.org/10.20535/2707-2096.7.2022.267556>

Карпенко, О., Башкіров, Г., & Карпенко, І. (2014). Визначення вмісту органічної речовини в гірських породах за геофізичними даними. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 3(66), 71–76. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.66.13>

Маслов, Б. П., Онищук, І. І., & Шинкаренко, А. В. (2017). Моделювання нелінійних в'язко-пружних властивостей теригенно-вапняковистих пісковиків. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2(77), 99–105. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.77.13>

Михайлов, В. А., Вижва, С. А., Загітко, В. М. та ін. (2014). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження (Кн. IV)*. ВПЦ "Київський університет".

Нестеренко, М. Ю. (2010). *Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів*. УкрДГРІ.

Орлюк, М. І., & Друкаренко, В. В. (2013). Физические параметры пород осадочного чехла северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. *Геофизический журнал*, 35(2), 127–136. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i2.2013.111356>

Орлюк, М. І., & Друкаренко, В. В. (2018). Прогноз шляхів проходження та місць накопичення вуглеводнів Чернігівського сегменту Дніпровсько-Донецького авлакогену за геомагнітними даними. *Геофизический журнал*, 40(2), 123–140. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.128935>

Орлюк, М. І., & Пашкевич, І. К. (2011). Магнитная характеристика и разломная тектоника земной коры Шебелинской группы газовых месторождений как составная часть комплексных поисковых критериев углеводородов. *Геофизический журнал*, 33(6), 136–151. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v33i6.2011.116799>

Пашкевич, І. К., Орлюк, М. І., & Лебедь, Т. В. (2014). Магнитная неоднородность, разломная тектоника консолидированной земной коры и нефтегазоносность Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геофизический журнал*, 36(1), 64–80.

Рибалка, С., & Карпенко, О. (2016). Колекторські властивості теригенних порід на великих глибинах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(72), 56–59. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.72.08>

Соболь, В., & Карпенко, О. (2021). Нова модель проникності теригенних гранулярних колекторів на прикладі турнейських відкладів Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 1(92), 61–66. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.92.09>

Al-Shami, T. M., Mahmoud, M., Tariq, Z., & Abdulraheem, A. (2022). An accurate reservoir's bubble point pressure correlation. *ACS Omega*, 7(15), 12792–12803. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c00651>

Awad, A. M., El-Sayed, A. A. H., & El-Maksoud, M. A. (2022). A reservoir bubble point pressure prediction model using the Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) technique with trend analysis. *PLOS One*, 17(8), Article e0272790. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0272790>

Esmaili, S., Maini, B., Ul Abidin, Z., & Kantzas, A. (2025). Experimental investigation of the effect of solvent type and its concentration on the performance of ES-SAGD. *Methods and Protocols*, 8(2), Article 39. <https://doi.org/10.3390/mps8020039>

Gao, X., Jiang, T., & Li, Y. (2025). A Generalized Model for Estimating the Viscosity of Crude Oil. *Processes*, 13(5), 1433. <https://doi.org/10.3390/pr13051433>

Gharbi, R., & Elsharkawy, A. M. (2003). Predicting the Bubble-Point Pressure and Formation-Volume-Factor of Worldwide Crude Oil Systems. *Petroleum Science and Technology*, 21(1–2), 53–79. <https://doi.org/10.1081/LFT-120016921>

Imai, M., Okajima, K., & Kanno, T. (2020). Application of a digital oil model to solvent-based enhanced oil recovery of heavy crude oil. *Energy & Fuels*, 34(1), 302–311. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b02801>

Iuras, S., Orlyuk, M., Levoniuk, S., Drukarenko, V., & Kruhlov, B. (2023). Unconventional shale gas potential of lower vissean organic-rich formations in Glynko-Solohivskiy petroleum region. *Geodynamics*, 1(34), 80–96. <https://doi.org/10.23939/jgd2023.01.080>

Li, J., Zhang, W., Qu, B., Zhen, E., Qian, Z., Ma, S., Qin, F., & You, Q. (2025). Physical modeling of high-pressure flooding and development of oil displacement agent for carbonate fracture-vuggy reservoir. *Processes*, 13(1), Article 71. <https://doi.org/10.3390/pr13010071>

MacDonald, A., & Miadonye, A. (2017). Improvement on the Viscosity Models for the Effects of Temperature and Pressure on the Viscosity of Heavy Crude Oils. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 62(3), 924–930. <https://doi.org/10.1021/acs.jced.6b00619>

Manfre Jaimies, D., & Clarke, M. (2020). Analytical modeling of the cyclic ES-SAGD process. *Energies*, 13(16), Article 4243. <https://doi.org/10.3390/en13164243>

Orlyuk, M. I., Drukarenko, V., Onyshchuk, I., & Solodkyi, E. (2018). The association of physical properties of deep reservoirs with the geomagnetic field and fault-block tectonics in the Ilynsko-solokhivskiy oil-and-gas region. *Geodynamics*, 2(25), 71–88. <https://doi.org/10.23939/jgd2018.02.071>

Orlyuk, M. I., Marchenko, A. V., & Bakarjeva, M. I. (2021). *Geomagnetic field of the western region of Ukraine in connection with the fracture-block tectonics and hydrocarbon deposits*. XXth International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects, 11–14 May, Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521067>

Pengxiang, D., Liu, T., You, Z., Jiang, B., & Jian, Z. (2018). Effect of low velocity non-Darcy flow on pressure response in shale and tight oil reservoirs. *Fuel*, 216, 398–406. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.11.041>

Tariq, Z., Mahmoud, M., & Abdulraheem, A. (2021). Machine Learning-Based Improved Pressure–Volume–Temperature Correlations for Black Oil Reservoirs. *Journal of Energy Resources Technology*, 143(11), 113003. <https://doi.org/10.1115/1.4050579>

Vyzhva, S., Maslov, B., Onyshchuk, I., & Kozyanova, O. (2019). Hydraulic fracture crack propagation modeling in multi-component nonelastic geological media. *Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища*, 12–15 листопада 2019, Київ, Україна. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903224>

Wang, H., Tian, L., Gu, D. et al. (2020). Method for Calculating Non-Darcy Flow Permeability in Tight Oil Reservoir. *Transport in Porous Media*, 133, 357–372. <https://doi.org/10.1007/s11242-020-01427-8>

Wang, Z., Li, S., Dang, F., Li, M., & Husein, M. M. (2025). Rheological behavior and flow characteristics of oil-based CO₂ foam under varying petroleum industry conditions. *Fuel*, 385, 134086. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.134086>

Yang, S., & Yang, D. (2025). Integrated characterization of expanding-solvent steam-assisted gravity drainage (ES-SAGD) processes by using a heat-penetration criterion within a unified, consistent, and efficient framework. *SPE Journal*, 30(1), 272–294. <https://doi.org/10.2118/218051-PA>

Zargar, Z., Razavi, S. M., & Ali, S. M. F. (2020). Analytical model of steam-assisted gravity drainage (SAGD) process in relation to constant injection rate. *Fuel*, 265, Article 116772. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116772>

Zong, P., Xu, H., Tang, D., & Huo, F. (2024). Threshold pressure gradient in fractured reservoirs: Experimental simulation and mathematical modeling. *Physics of Fluids*, 36, 063104. <https://doi.org/10.1063/5.0208427>

References

Al-Shami, T. M., Mahmoud, M., Tariq, Z., & Abdulraheem, A. (2022). An accurate reservoir's bubble point pressure correlation. *ACS Omega*, 7(15), 12792–12803. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c00651>

Awad, A. M., El-Sayed, A. A. H., & El-Maksoud, M. A. (2022). A reservoir bubble point pressure prediction model using the Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) technique with trend analysis. *PLOS One*, 17(8), Article e0272790. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0272790>

Esmaili, S., Maini, B., Ul Abidin, Z., & Kantzas, A. (2025). Experimental investigation of the effect of solvent type and its concentration on the performance of ES-SAGD. *Methods and Protocols*, 8(2), Article 39. <https://doi.org/10.3390/mps8020039>

Gao, X., Jiang, T., & Li, Y. (2025). A Generalized Model for Estimating the Viscosity of Crude Oil. *Processes*, 13(5), 1433. <https://doi.org/10.3390/pr13051433>

Gharbi, R., & Elsharkawy, A. M. (2003). Predicting the Bubble-Point Pressure and Formation-Volume-Factor of Worldwide Crude Oil Systems. *Petroleum Science and Technology*, 21(1–2), 53–79. <https://doi.org/10.1081/LFT-120016921>

- Gorovenko, A. P., Vengrovych, D. B., & Sheremet, G. P. (2022). Hydrocarbon filtration by porous media cores in the field of acoustic vibrations. *Geoengineering*, 7, 17–22 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.20535/2707-2096.7.2022.267556>
- Imai, M., Okajima, K., & Kanno, T. (2020). Application of a digital oil model to solvent-based enhanced oil recovery of heavy crude oil. *Energy & Fuels*, 34(1), 302–311. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b02801>
- Iuras, S., Orlyuk, M., Levoniuk, S., Drukarenko, V., & Kruhlov, B. (2023). Unconventional shale gas potential of lower vissean organic-rich formations in Glynsko-Solohivskiy petroleum region. *Geodynamics*, 1(34), 80–96. <https://doi.org/10.23939/jgd2023.01.080>
- Karpenko, O., Bashkurov, G., & Karpenko, I. (2014). Geophysical data: estimating organic matter in rocks. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 3(66), 71–76 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.66.13>
- Li, J., Zhang, W., Qu, B., Zhen, E., Qian, Z., Ma, S., Qin, F., & You, Q. (2025). Physical modeling of high-pressure flooding and development of oil displacement agent for carbonate fracture-vuggy reservoir. *Processes*, 13(1), Article 71. <https://doi.org/10.3390/pr13010071>
- MacDonald, A., & Miadonye, A. (2017). Improvement on the Viscosity Models for the Effects of Temperature and Pressure on the Viscosity of Heavy Crude Oils. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 62(3), 924–930. <https://doi.org/10.1021/acs.jced.6b00619>
- Manfre Jaimes, D., & Clarke, M. (2020). Analytical modeling of the cyclic ES-SAGD process. *Energies*, 13(16), Article 4243. <https://doi.org/10.3390/en13164243>
- Maslov, B., Onyshchuk, I., & Shynkarenko, A. (2017). Modelling of nonlinear viscoelastic properties of terrigenous-calcareous sandstones. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 2(77), 99–105 [in Ukrainian]. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.77.13>
- Mykhailov, V. A., Vyzhva, S. A., Zagnitko, V. M., et al. (2014). *Unconventional sources of hydrocarbons in Ukraine. Eastern oil-gas-bearing region: Analytical investigations (Book IV)*. Kyiv University Publishing [in Ukrainian].
- Nesterenko, M. Yu. (2010). *Petrophysical basis of the substantiating of fluid saturation of reservoir rocks*. UkrDHR [in Ukrainian].
- Orlyuk, M., Drukarenko, V., Onyshchuk, I., & Solodkyi, E. (2018). The association of physical properties of deep reservoirs with the geomagnetic field and fault-block tectonics in the hlynsko-solohivskiy oil-and-gas region. *Geodynamics*, 2(25), 71–88. <https://doi.org/10.23939/jgd2018.02.071>
- Orlyuk, M. I., & Drukarenko, V. V. (2013). Physical parameters of rocks sedimentary cover of the northwestern part of the Dnieper-Donets depression. *Geophysical journal*, 35(2), 127–136 [in Russian]. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v35i2.2013.111356>
- Orlyuk, M. I., & Drukarenko, V. V. (2018). Prediction of pathways and places of accumulation for hydrocarbons of the Chernigiv segment of the Dnieper-Donets aulacogene in relation to magnetic heterogeneity. *Geophysical journal*, 40(2), 123–140 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i2.2018.128935>
- Orlyuk, M. I., Marchenko, A. V., & Bakarjeva, M. I. (2021). *Geomagnetic field of the western region of Ukraine in connection with the fracture-block tectonics and hydrocarbon deposits*. XXth International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects, 11–14 May, Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521067>
- Orlyuk, M., & Pashkevich, I. (2011). Magnetic characteristics and fault tectonics of the earth's crust of the Shebelinka group of gas fields as a component of the complex search criteria for hydrocarbons. *Geophysical journal*, 33(6), 136–151 [in Russian]. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v33i6.2011.116799>
- Pashkevich, I. K., Orlyuk, M. I., & Lebed, T. V. (2014). Magnetic data, fault tectonics of consolidated earth crust and oil-and-gas content of the Dnieper-Donets avlakogen. *Geophysical journal*, 36(1), 64–80 [in Russian].
- Pengxiang, D., Liu, T., You, Z., Jiang, B., & Jian, Z. (2018). Effect of low velocity non-Darcy flow on pressure response in shale and tight oil reservoirs. *Fuel*, 216, 398–406. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.11.041>
- Rybalka, S., & Karpenko, O. (2016). Central part of the Dnieper-Donets Basin: Reservoir properties of deep-laid terrigenous rocks. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1(72), 56–59 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.72.08>
- Sobol, V., & Karpenko, O. (2021). A new model of permeability of terrigenous granular reservoirs on the example of turney deposits of Yablunivske oil and gas condensate field of the Dnieper-Donets basin. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1(92), 61–66 [in Ukrainian]. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.92.09>
- Tariq, Z., Mahmoud, M., & Abdurhaheem, A. (2021). Machine Learning-Based Improved Pressure–Volume–Temperature Correlations for Black Oil Reservoirs. *Journal of Energy Resources Technology*, 143(11), 113003. <https://doi.org/10.1115/1.4050579>
- Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Oliinyk, O., Reva, M., & Shabatura, O. (2020). Lower permian carbonate deposits reservoir parameters of western part of Hlynsko-Solohivska area of Dnieper-Donets depression gas-oil-bearing district. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1(88), 25–33 [in Ukrainian]. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.88.04>
- Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Orlyuk, M., Drukarenko, V., Reva, M., & Shabatura, O. (2019). Petrophysical parameters of rocks of the Vissean stage (Lokhvytsky zone of the Dnieper-Donets Depression). *Geophysical journal*, 41(4), 145–160 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i4.2019.177380>
- Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Reva, M., & Shabatura, O. (2021). Porosity and permeability properties of consolidated rocks of the northern near edge zone of the Dnieper-Donetsk depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 3(94), 37–45 [in Ukrainian]. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.94.04>
- Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Reva, M., & Shabatura, O. (2022a). Reservoir properties of deep-seated consolidated rocks of carboniferous period of the central graben of the Dnieper-Donetsk depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1(96), 11–19 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.96.02>
- Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., Reva, M., & Shabatura, O. (2022b). Reservoir properties of consolidated terrigenous rocks of cambrian period of the eastern slope of the Lviv paleozoic depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 3(98), 33–41 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.17721/1728-2713.98.04>
- Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, D., Onyshchuk, I., Reva, M., & Shabatura, O. (2024). Comparative characteristics of reservoir properties of consolidated terrigenous rocks of the Dnieper-Donets depression and the eastern slope of the Lviv paleozoic depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 4(107), 46–59 [in Ukrainian]. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.107.06>
- Vyzhva, S., Vengrovych, D. B., Onyshchuk, V., Onyshchuk, I., & Datsenko, A. B. (2025). Physical modeling of oil flow through the reservoir rock under reservoir conditions (on the example of sandstones of the Rozumivske gas condensate field). *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 2(109), 22–30. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.109.03> [in Ukrainian].
- Vyzhva, S., Maslov, B., Onyshchuk, I., & Kozionova, O. (2019). Hydraulic fracture crack propagation modeling in multi-component nonelastic geological media. *Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*, 12–15 November, Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903224>
- Wang, H., Tian, L., Gu, D., et al. (2020). Method for Calculating Non-Darcy Flow Permeability in Tight Oil Reservoir. *Transport in Porous Media*, 133, 357–372. <https://doi.org/10.1007/s11242-020-01427-8>
- Wang, Z., Li, S., Dang, F., Li, M., & Husein, M. M. (2025). Rheological behavior and flow characteristics of oil-based CO₂ foam under varying petroleum industry conditions. *Fuel*, 385, 134086. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.134086>
- Yang, S., & Yang, D. (2025). Integrated characterization of expanding-solvent steam-assisted gravity drainage (ES-SAGD) processes by using a heat-penetration criterion within a unified, consistent, and efficient framework. *SPE Journal*, 30(1), 272–294. <https://doi.org/10.2118/218051-PA>
- Zargar, Z., Razavi, S. M., & Ali, S. M. F. (2020). Analytical model of steam-assisted gravity drainage (SAGD) process in relation to constant injection rate. *Fuel*, 265, Article 116772. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116772>
- Zong, P., Xu, H., Tang, D., & Huo, F. (2024). Threshold pressure gradient in fractured reservoirs: Experimental simulation and mathematical modeling. *Physics of Fluids*, 36, 063104. <https://doi.org/10.1063/5.0208427>

Отримано редакцією журналу / Received: 05.01.26

Прорецензовано / Revised: 06.04.26

Схвалено до друку / Accepted: 13.05.26

Опубліковано / Published: 29.05.26

Serhii VYZHVA¹, DSc (Geol.), Prof., Cor. Member of NAS of Ukraine
ORCID ID: 0000-0003-4091-6649
e-mail: s.vyzhva@knu.ua

Viktor ONYSHCHUK¹, PhD (Geol.), Assoc. Prof.
ORCID ID: 0000-0002-2301-2202
e-mail: viktor.onyshchuk@knu.ua

Ivan GAFICH², PhD (Geol.-Min.)
ORCID ID: 0009-0001-3219-5143
e-mail: gafichip@dtek.com

Ivan ONYSHCHUK¹, PhD (Geol.), Senior Researcher
ORCID ID: 0009-0004-0186-7578
e-mail: ivan.onyshchuk@knu.ua

Mykola REVA¹, PhD (Phys.-Math.), Assoc. Prof.
ORCID ID: 0009-0009-1307-7617
e-mail: mvreva@gmail.com

Oleksandr SHABATURA¹, DSc (Geol.)
ORCID ID: 0000-0003-0810-3701
e-mail: oshabatura@knu.ua

¹Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

²DTEK Oil&Gas, Kyiv, Ukraine

DETERMINATION OF ANALYTICAL DEPENDENCE OF OIL FLOW ON TEMPERATURE AND PRESSURE IN PHYSICAL MODELING OF RESERVOIR CONDITIONS

B a c k g r o u n d . The paper presents the results of physical modeling of oil flow through a reservoir rock. The research aim was to determine the analytical dependence of oil flow on reservoir temperature and pressure during physical modeling of in-situ conditions.

M e t h o d s . The specialized high-pressure laboratory system (VSTs-1000M) was used for experimental laboratory studies of oil flow through rock samples. The correlation analysis was applied for theoretical calculations to establish the analytical dependence of oil flow on reservoir temperature and pressure.

R e s u l t s . The results of experimental laboratory studies of oil flow under various PT-conditions are presented. The analytical dependence of oil flow on reservoir temperature and pressure during physical modeling of reservoir conditions has been established. A comparison was made between experimental laboratory data and values calculated using the derived analytical dependence.

C o n c l u s i o n s . The oil flow values calculated via the analytical dependence are in full agreement with the 4th-order polynomials used to approximate experimentally measured flows as a function of temperature at fixed pressure drops of 16–36 bar at the sample ends. Furthermore, the calculated flow rates fully match the flow rates measured at different pressure drops and constant temperatures. These dependencies can be applied in the interpretation of well logging data and the modeling of petrophysical (porosity and permeability) parameters of reservoir rocks.

K e y w o r d s : temperature, pressure, physical modeling of reservoir conditions, reservoir properties, analytical dependencies.

Сергій Вижва є головним редактором видання, тому не брав участі у рецензуванні та прийнятті рішення щодо публікації цієї статті. Олександр Шабатура є членом редколегії видання, тому не брав участі у рецензуванні та прийнятті рішення щодо публікації цієї статті.

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.

Serhii Vyzhva is the editor-in-chief, therefore did not take part in the peer-review process or in the decision to publish of this article. Oleksandr Shabatura is the a member of the journal editorial board, therefore did not take part in the peer-review process or in the decision to publish of this article.

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; in the decision to publish the results.