

Міністерство освіти і науки України
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

МАРТУСЬ Олена Володимирівна

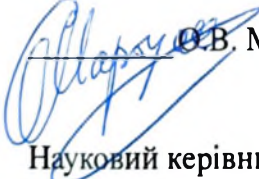
ДИСЕРТАЦІЯ
ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ПРОГНОЗУВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА
ВИТІСНЕННЯ НАФТИ З УРАХУВАННЯМ ЛІТОЛОГІЧНОГО
РОЗПОДІЛУ

185 - нафтогазова інженерія та технології

18 - Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії з нафтогазової
інженерії та технології

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело


О.В. Мартусь
Науковий керівник

Професор, доктор філософії з
нафтогазової інженерії та
технологій,
ЦВЕТКОВІЧ Бранімір

АНОТАЦІЯ

Мартусь О.В. Підвищення достовірності прогнозування коефіцієнта витіснення нафти з урахуванням літологічного розподілу. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (18 - Виробництво та технології). - Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2026.

Зміст дисертації. У вступі обґрунтовано актуальність удосконалення прогнозування коефіцієнта витіснення нафти при заводненні літологічно неоднорідних колекторів. Показано, що застосування усереднених характеристик пласта в аналітичних розрахунках не завжди дає змогу відобразити відмінності фільтраційної поведінки окремих літофацій. Метою дисертаційної роботи є підвищення достовірності прогнозування коефіцієнта витіснення нафти при заводненні для родовищ зі складною геологічною будовою шляхом удосконалення підходу, що детально враховує літологічну неоднорідність пласта.

Об'єктом дослідження є процеси витіснення нафти водою в літологічно неоднорідних колекторах. Предмет дослідження - достовірність прогнозування коефіцієнта витіснення нафти з урахуванням впливу літологічної неоднорідності колекторів. Дослідження ґрунтується на поєднанні аналітичних методів прогнозування коефіцієнта витіснення, лабораторних досліджень кернавого матеріалу, інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, тривимірного геологічного та стохастичного моделювання, алгоритмізації, програмування та порівняльного аналізу результатів розрахунків за різними методичними підходами.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в тому, що удосконалено методику формування фацієспецифічних петрофізичних параметрів для прогнозування коефіцієнта витіснення нафти, яка в умовах обмеженої лабораторної інформації поєднує літофаціальний розподіл кернавого матеріалу, визначення репрезентативних кривих відносних фазових проникностей для окремих літофацій та використання даних ГДС для їх просторової прив'язки в межах пласта. Встановлено, що за однакових геометричних і технологічних умов та властивостей флюїдів різні літофації характеризуються неоднаковим впливом гравітації на фракційний потік і різною швидкістю руху фронту витіснення, що зумовлено відмінностями їхньої проникності, пористості та відносних фазових проникностей. Удосконалено методику прогнозування коефіцієнта витіснення нафти для літологічно неоднорідних колекторів на основі аналітичного підходу Баклі-Леверетта-Велге шляхом окремого розрахунку коефіцієнта для кожної літофації та визначення його інтегрального значення за частками літофацій у нафтонасиченому поровому об'ємі пласта.

У розділі 1 проаналізовано сучасні аналітичні підходи до визначення коефіцієнта вилучення та коефіцієнта витіснення нафти. Розглянуто методику ГСТУ 41-00032626-00-022-2000, класичний західний підхід до визначення Recovery Factor (RF) і Displacement Efficiency (E_D) та аналітичний підхід Баклі-Леверетта-Велге. Визначено особливості їхнього застосування, склад вхідних параметрів і ступінь урахування властивостей порід, флюїдів, відносних фазових проникностей, літологічної неоднорідності та гравітаційного впливу. Проаналізовано вплив змочуваності, співвідношення в'язкостей нафти і води, пористості, проникності, початкових і залишкових насиченостей та швидкості фільтрації на перебіг процесу заводнення. За результатами аналізу аналітичний підхід Баклі-Леверетта-Велге обрано як основу для подальшого вдосконалення.

У розділі 2 наведено результати лабораторних досліджень кернового матеріалу та обґрунтовано формування фацієспецифічної петрофізичної бази для прогнозування коефіцієнта витіснення. Керновий матеріал розподілено за літофаціями, що дало змогу окремо охарактеризувати фільтраційно-ємнісні властивості пісковика середньозернистого, пісковика дрібнозернистого, алевроліту та непроникної складової. Лабораторні дослідження включали підготовку зразків, визначення пористості, абсолютної проникності та залишкової водонасиченості методом центрифугування. Отримані лабораторні значення залишкової водонасиченості використано під час побудови фацієспецифічних кривих відносних фазових проникностей.

У цьому ж розділі обґрунтовано використання концепції репрезентативного елементарного об'єму для оцінювання достатності лабораторної вибірки в межах окремих літофацій. На основі результатів лабораторних досліджень, петрофізичної інтерпретації та даних геофізичних досліджень свердловин сформовано набори фацієспецифічних параметрів, необхідних для подальших розрахунків коефіцієнта витіснення. Розрахунки за кореляціями, отриманими в американській промисловій системі одиниць, виконано з відповідним перетворенням вхідних даних, а результати представлено в системі SI.

У розділі 3 обґрунтовано послідовність розрахунку коефіцієнта витіснення для літологічно неоднорідного колектора. Запропоновано перехід від використання єдиного усередненого набору петрофізичних параметрів до окремого представлення проникних літофацій. Для кожної літофації передбачено застосування відповідних значень пористості, абсолютної проникності, початкової та залишкової водонасиченості, залишкової нафтонасиченості й кривих відносних фазових проникностей. На їх основі

формуються фацієспецифічні криві фракційного потоку та визначаються локальні коефіцієнти витіснення.

Розрахунок інтегрального коефіцієнта витіснення виконується як середньозважене значення локальних коефіцієнтів із урахуванням внеску кожної літофації в нафтонасичений поровий об'єм пласта. До рівняння фракційного потоку включено складову, яка враховує гравітаційний вплив залежно від абсолютної проникності, кута нахилу пласта, різниці густин флюїдів та інтенсивності нагнітання води. Розглянуто також визначення положення фронту витіснення, моменту прориву води, накопиченого видобутку нафти й води, дебітів та інших показників процесу заводнення.

У розділі 4 охарактеризовано геологічну будову досліджуваних об'єктів Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ. У межах продуктивних горизонтів виділено пісковик середньозернистий, пісковик дрібнозернистий, алевроліт і непроникну складову. За даними керну та ГДС виконано просторову прив'язку літофацій, визначено їхні об'ємні частки, пористість та абсолютну проникність. Побудовано детерміністичні геологічні моделі й підготовлено вхідні дані для рівноймовірних стохастичних реалізацій.

У розділі 4 також представлено програмну реалізацію розробленої методики мовою програмування Python. Центральною складовою програмного забезпечення є детерміністичний розрахунковий модуль, призначений для визначення коефіцієнта витіснення для одного заданого набору геологічних, петрофізичних, геометричних, флюїдальних і технологічних параметрів. Модуль послідовно формує криві відносних фазових проникностей і фракційного потоку, визначає положення фронту витіснення, показники процесу заводнення та локальні коефіцієнти витіснення для окремих літофацій, після чого розраховує інтегральний коефіцієнт витіснення.

Стохастичний модуль використано як допоміжний інструмент пакетної обробки вхідних даних для 100 рівноймовірних геологічних реалізацій за шістьма розрахунковими сценаріями. У стохастичних реалізаціях змінювалися просторовий розподіл літофацій, їхні об'ємні частки, пористість і абсолютна проникність, тоді як фацієспецифічні параметри кривих відносних фазових проникностей приймалися сталими. За результатами розрахунків визначено середні значення, стандартні відхилення та коефіцієнти варіації коефіцієнта витіснення.

За результатами детерміністичних розрахунків інтегральний коефіцієнт витіснення за удосконаленою літофаціальною методикою на основі підходу Баклі–Леверетта–Велге з урахуванням гравітації становить 0,6485 для сегмента горизонтів В-26 і Т-2 Гнатівського родовища та 0,6644 для горизонту Т-3 Новомиколаївського родовища. Узгодження розрахункових результатів із наведеними в Атласі родовищ нафти і газу України коефіцієнтами вилучення виконано через визначення відповідних коефіцієнтів охоплення покладу заводненням.

Порівняння отриманих результатів показало, що значення коефіцієнта витіснення, визначені за різними методичними підходами, є зіставними між собою в межах прийнятих вихідних даних. Для Гнатівського родовища середнє значення коефіцієнта витіснення за стохастичними реалізаціями для удосконаленого літофаціального підходу Баклі–Леверетта–Велге з урахуванням гравітації становить 0,6485, стандартне відхилення — 0,0253, коефіцієнт варіації — 3,904 %. Відносні відмінності між середніми значеннями за розглянутими стохастичними сценаріями не перевищують 1,913 %. Це свідчить про зіставність отриманих результатів за різними аналітичними підходами, тоді як удосконалена

методика додатково враховує літофаціальну будову пласта, фацієспецифічні фільтраційно-ємнісні властивості та гравітаційний вплив.

Практичне значення одержаних результатів полягає у створенні розрахункового інструментарію для попереднього інженерного оцінювання ефективності заводнення літологічно неоднорідних колекторів. Запропонований підхід займає проміжне місце між спрощеними аналітичними залежностями та повномасштабним тривимірним гідродинамічним моделюванням. Він дає змогу виконувати фацієспецифічний аналіз процесу витіснення за наявності необхідних геологічних, лабораторних, петрофізичних і технологічних даних. Результати роботи впроваджено у діяльність ТОВ «Нафтогазгеорозвідка», ДП «Укрнаукагеоцентр» і ТОВ «ДТЕК Нафтогаз».

Ключові слова: коефіцієнт витіснення нафти, заводнення, метод Баклі–Леверетта–Велге, літологічна неоднорідність, фаціальне розчленування, геостатистичне моделювання, Дніпровсько-Донецький басейн, лабораторні дослідження, фільтраційні процеси, нафтоносні пласти, відносні фазові проникності, залишкова водонасиченість, стохастичні реалізації.

ABSTRACT

Martus O.V. Improvement of prediction of oil displacement efficiency with accounting of lithological distribution. - Qualifying scientific work as manuscript.

The thesis for the degree of Philosophy Doctor on specialty 185 «Petroleum Engineering and Technologies» (18 - Production and Technologies). - National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic», Poltava, 2026.

Content of the dissertation. The introduction substantiates the relevance of improving the prediction of oil displacement efficiency during waterflooding of lithologically heterogeneous reservoirs. It is shown that the use of averaged reservoir characteristics in analytical calculations does not always make it possible to represent differences in the filtration behaviour of individual lithofacies. The purpose of the dissertation is to improve the reliability of predicting oil displacement efficiency during waterflooding for fields with a complex geological structure by improving an approach that accounts in detail for reservoir lithological heterogeneity.

The object of the study is the processes of oil displacement by water in lithologically heterogeneous reservoirs. The subject of the study is the reliability of forecasting the oil displacement coefficient with consideration of the influence of lithological heterogeneity of reservoirs. The study is based on a combination of analytical methods for forecasting the oil displacement coefficient, laboratory studies of core material, interpretation of well logging data, three-dimensional geological and stochastic modeling, algorithmization, programming, and comparative analysis of calculation results obtained using different methodological approaches.

The scientific novelty of the obtained results lies in the improvement of the methodology for forming facies-specific petrophysical parameters for forecasting the oil displacement coefficient. Under conditions of limited laboratory information, this methodology combines the lithofacies classification of core material, the determination

of representative relative permeability curves for individual lithofacies, and the use of well logging data for their spatial correlation within the reservoir. It has been established that, under identical geometrical and technological conditions and fluid properties, different lithofacies are characterized by different effects of gravity on fractional flow and by different velocities of the displacement front, which is caused by differences in their permeability, porosity, and relative permeability curves. The methodology for forecasting the oil displacement coefficient for lithologically heterogeneous reservoirs has been improved on the basis of the analytical Buckley–Leverett–Welge approach by separately calculating the coefficient for each lithofacies and determining its integral value according to the shares of lithofacies in the oil-saturated pore volume of the reservoir.

Chapter 1 analyzes modern analytical approaches to determining the recovery factor and the oil displacement coefficient. The GSTU 41-00032626-00-022-2000 methodology, the classical Western approach to determining the Recovery Factor (RF) and Displacement Efficiency (ED), and the analytical Buckley–Leverett–Welge approach are considered. The features of their application, the set of input parameters, and the degree to which they account for rock properties, fluid properties, relative permeability, lithological heterogeneity, and gravitational influence are determined. The influence of wettability, the oil-water viscosity ratio, porosity, permeability, initial and residual saturations, and filtration velocity on the course of the waterflooding process is analyzed. Based on the analysis, the analytical Buckley–Leverett–Welge approach was selected as the basis for further improvement.

Chapter 2 presents the results of laboratory studies of core material and substantiates the formation of a facies-specific petrophysical database for forecasting the oil displacement coefficient. The core material was classified according to lithofacies, which made it possible to separately characterize the reservoir properties

of medium-grained sandstone, fine-grained sandstone, siltstone, and the impermeable component. The laboratory studies included sample preparation, determination of porosity, absolute permeability, and residual water saturation by centrifugation. The obtained laboratory values of residual water saturation were used in the construction of facies-specific relative permeability curves.

In the same chapter, the use of the representative elementary volume concept is substantiated for assessing the sufficiency of the laboratory sample within individual lithofacies. Based on the results of laboratory studies, petrophysical interpretation, and well logging data, sets of facies-specific parameters required for subsequent calculations of the oil displacement coefficient were formed. Calculations using correlations obtained in the American field unit system were performed with the corresponding conversion of input data, while the results were presented in the SI system.

Chapter 3 substantiates the sequence for calculating the oil displacement coefficient for a lithologically heterogeneous reservoir. A transition is proposed from the use of a single averaged set of petrophysical parameters to the separate representation of permeable lithofacies. For each lithofacies, the application of corresponding values of porosity, absolute permeability, initial and residual water saturation, residual oil saturation, and relative permeability curves is provided. On this basis, facies-specific fractional flow curves are formed and local oil displacement coefficients are determined.

The integral oil displacement coefficient is calculated as a weighted average of local coefficients, taking into account the contribution of each lithofacies to the oil-saturated pore volume of the reservoir. A component accounting for gravitational influence is included in the fractional flow equation, depending on absolute permeability, reservoir dip angle, the difference in fluid densities, and water injection

intensity. The determination of the displacement front position, the moment of water breakthrough, cumulative oil and water production, flow rates, and other indicators of the waterflooding process is also considered.

Chapter 4 characterizes the geological structure of the studied objects of the Hnativske and Novomykolaivske (Movchanivske) fields. Within the productive horizons, medium-grained sandstone, fine-grained sandstone, siltstone, and an impermeable component were identified. Based on core and well logging data, spatial correlation of lithofacies was performed, and their volumetric shares, porosity, and absolute permeability were determined. Deterministic geological models were constructed, and input data for equiprobable stochastic realizations were prepared.

Chapter 4 also presents the software implementation of the developed methodology in the Python programming language. The central component of the software is a deterministic calculation module designed to determine the oil displacement coefficient for one specified set of geological, petrophysical, geometrical, fluid, and technological parameters. The module sequentially forms relative permeability and fractional flow curves, determines the position of the displacement front, indicators of the waterflooding process, and local oil displacement coefficients for individual lithofacies, after which it calculates the integral oil displacement coefficient.

The stochastic module was used as an auxiliary tool for batch processing of input data for 100 equiprobable geological realizations under six calculation scenarios. In the stochastic realizations, the spatial distribution of lithofacies, their volumetric shares, porosity, and absolute permeability varied, whereas the facies-specific parameters of the relative permeability curves were assumed to be constant. Based on the calculation results, mean values, standard deviations, and coefficients of variation of the oil displacement coefficient were determined.

According to the results of deterministic calculations, the integral oil displacement coefficient obtained using the improved lithofacies-based methodology founded on the Buckley–Leverett–Welge approach with consideration of gravity is 0.6485 for the segment of horizons V-26 and T-2 of the Hnativske field and 0.6644 for horizon T-3 of the Novomykolaiivske field. The calculated results were correlated with the recovery factors provided in the Atlas of Oil and Gas Fields of Ukraine by determining the corresponding sweep efficiency coefficients for the reservoir under waterflooding.

Comparison of the obtained results showed that the values of the oil displacement coefficient determined using different methodological approaches are mutually comparable within the accepted input data. For the Hnativske field, the mean value of the oil displacement coefficient obtained from stochastic realizations for the improved lithofacies-based Buckley–Leverett–Welge approach with consideration of gravity is 0.6485, the standard deviation is 0.0253, and the coefficient of variation is 3.904%. The relative differences between the mean values for the considered stochastic scenarios do not exceed 1.913%. This indicates the comparability of the results obtained using different analytical approaches, while the improved methodology additionally accounts for the lithofacies structure of the reservoir, facies-specific reservoir properties, and gravitational influence.

The practical significance of the obtained results lies in the development of a computational toolkit for preliminary engineering assessment of the efficiency of waterflooding in lithologically heterogeneous reservoirs. The proposed approach occupies an intermediate position between simplified analytical correlations and full-scale three-dimensional hydrodynamic modeling. It makes it possible to perform a facies-specific analysis of the displacement process when the necessary geological, laboratory, petrophysical, and technological data are available. The results of the work

have been implemented in the activities of LLC “Naftogazgeorozvidka”, SE “Ukrnaukageocenter”, and LLC “DTEK Naftogaz”.

Keywords: oil displacement coefficient, waterflooding, Buckley–Leverett–Welge method, lithological heterogeneity, facies subdivision, geostatistical modeling, Dnipro-Donets Basin, laboratory studies, filtration processes, oil-bearing reservoirs, relative permeability, residual water saturation, stochastic realizations.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА, В ЯКИХ НАВЕДЕНІ ОСНОВНІ НАУКОВІ РЕЗУЛЬТАТИ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Martus, O., Cvetkovic, B., Mykhailovska, O., Yaholnyk, A., & Liashenko, A. (2025). Improvement of prediction of oil displacement efficiency during waterflooding due to detailing of lithological distribution. *Technology audit and production reserves*, 3(1 (83)), 72-77. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2025.331872> (Scopus)

(Особистий внесок — проведено дослідження та розроблено методологію для підвищення надійності прогнозування ефективності витіснення нафти під час заводнення. Запропоновано інтегрувати літологічні дані в класичний метод Баклі-Левретта, що дозволило врахувати вплив геологічних особливостей на процес витіснення нафти. Встановлено, що застосування літологічних даних у розрахунках дозволяє зменшити розсіяння прогнозованих значень порівняно з аналогічним методом без урахування цього фактора).

2. Martus, O., & Cvetkovic, B. (2024). Increasing the accuracy of oil recovery factor predictions by integrating lithology data. *Technology audit and production reserves*, 3(1 (77)), 47-52. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.307628> (категорія «Б»)

(Особистий внесок – розроблено новий підхід до оцінки точності коефіцієнта вилучення нафти при заводненні шляхом порівняльного аналізу розрахунків коефіцієнта вилучення нафти з урахуванням та без урахування літофаціальної неоднорідності. Проведено симуляційне моделювання для підтвердження ефективності запропонованого методу).

3. Martus, O., & Cvetkovic, B. (2023). Development of oil extraction screening methodology taking into account innovative methods using the example of the Ukrainian field. *Technology audit and production reserves*, 6(1 (74)), 47-53. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2023.294081> (категорія «Б»)

(Особистий внесок – проведено дослідження та розроблено методологію для підвищення точності оцінки коефіцієнта вилучення нафти. Запропоновано розповсюдження літофаціального розподілу за допомогою методу кригінгу та

використовувати концепцію *REV* для точнішого визначення залишкової водонасиченості. Застосовано рівняння Баклі-Левретта для розрахунку коефіцієнта вилучення нафти).

4. Martus, O., & Agarkov, V. (2022). Development of improved method for evaluation of reservoir properties of formation. *Technology audit and production reserves*, 5(1 (67)). <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2022.266572> (категорія «Б»)

(Особистий внесок - розроблено та впроваджено покроковий процес для створення тривимірної моделі порового простору на основі даних магнітно-резонансної томографії (МРТ). Запропоноване рішення дозволяє більш точно відтворювати процеси перенесення рідини в колекторі, що значно знижує рівень невизначеності при оцінці колекторських властивостей).

5. Martus, O., & Petrash, O. (2022). Improved methodology development for assessing the reservoir collector properties by the quantitative reservoir characterization tools. *Technology audit and production reserves*, 4(1 (66)), 42-46. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2022.263640> (категорія «Б»)

(Особистий внесок - виявлено недоліки існуючої української методології оцінки колекторських властивостей покладів і визначено джерела невизначеності в оцінці значень фільтраційних параметрів. Запропоновано покращення методології на основі сучасних західних досліджень, включаючи введення концепції репрезентативного елементарного об'єму (*REV*) та використання функцій Мінковського для підвищення якості проектної документації. Розроблено рекомендації щодо зниження рівня невизначеності та підвищення надійності оцінки колекторських властивостей).

6. Мартусь, О., & Петраш, О. (2022). Критичний аналіз української методології характеристики покладу і актуальних зарубіжних технік. *Grail of Science*, (18-19), 159-161. <https://doi.org/10.36074/grail-of-science.26.08.2022.27>

(Особистий внесок - досліджено процес масопереносу в поровому середовищі для оцінки колекторських властивостей пласта. Виявлено кореляції між геометричними параметрами пористого середовища та фільтраційними характеристиками для різних флюїдів. Запропоновано використання концепції

репрезентативного елементарного об'єму (REV) для підвищення точності визначення відкритої пористості та ефективної пористості, що зменшує невизначеність при розрахунку запасів і проектуванні свердловин).

ЗМІСТ

| | стор. |
|---|-------|
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ..... | 21 |
| ВСТУП..... | 25 |
| РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ ПРОГНОЗУВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИТІСНЕННЯ НАФТИ ПРИ ЗАВОДНЕННІ..... | 31 |
| 1.1 Фізичні основи процесу заводнення та проблема достовірності прогнозування нафтовилучення | 31 |
| 1.2 Обґрунтування вибору аналітичних підходів до прогнозування ефективності заводнення..... | 33 |
| 1.3 Характеристика та порівняльний аналіз аналітичних методик визначення коефіцієнту вилучення нафти та коефіцієнту витіснення..... | 36 |
| 1.3.1 Аналіз нормативної методики..... | 36 |
| 1.3.2 Аналіз західної методики | 37 |
| 1.3.3 Порівняння нормативної та західної методик | 38 |
| 1.3.4 Метод коефіцієнту витіснення за теорією Баклі-Лeverетта- Велге..... | 39 |
| 1.4 Фактори, що впливають на процес витіснення нафти водою та достовірність прогнозування $K_{внт}$ | 40 |
| 1.5 Обґрунтування вибору методу для вдосконалення коефіцієнту витіснення | 45 |
| 1.6 Теоретичні основи та сфера застосування методу середньозваженого..... | 48 |
| 1.7 Висновки за розділом 1. Мета та задачі досліджень..... | 49 |
| РОЗДІЛ 2. ПІДГОТОВКА ТА ОБґРУНТУВАННЯ ВХІДНИХ ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ ОБЧИСЛЮВАЛЬНОГО ЕКСПЕРИМЕНТУ..... | 53 |
| 2.1 Класифікація вхідних даних для аналітичного моделювання коефіцієнта витіснення..... | 53 |

| | | |
|-------|---|-----------|
| 2.2 | Характеристики Гнатівського та Новомиколаївського родовищ... | 56 |
| 2.2.1 | Геологічна основа та характеристика досліджуваних об'єктів | 56 |
| 2.2.2 | Літолого-фаціальний склад та виділення проникних зон.. | 58 |
| 2.2.3 | Геометричні характеристики сегментів Гнатівського та Новомиколаївського родовищ для розрахунків..... | 61 |
| 2.3 | Обґрунтування сталих вхідних параметрів для сценаріїв розрахунку коефіцієнта витіснення нафти | 63 |
| 2.4 | Визначення вхідних параметрів на основі геостатистичного моделювання фаціального розподілу та петрофізичних властивостей..... | 64 |
| 2.4.1 | Детерміністичне моделювання Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ..... | 64 |
| 2.4.2 | Стохастичне моделювання для умов Гнатівського родовища..... | 72 |
| 2.5 | Визначення параметрів відносних фазових проникностей (ВФП) зразків Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ..... | 75 |
| 2.5.1 | Визначення залишкової водонасиченості зразків..... | 76 |
| 2.5.2 | Визначення змочуваності (експоненти Корі) зразків..... | 82 |
| 2.5.3 | Визначення залишкової нафтонасиченості зразків..... | 83 |
| 2.6 | Висновок до розділу 2..... | 85 |
| | РОЗДІЛ 3. АНАЛІТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ПІДХОДІВ ДО ПРОГНОЗУВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИТІСНЕННЯ НАФТИ..... | 89 |
| 3.1 | Модифікація аналітичних розрахунків коефіцієнта витіснення за рахунок середньозваженого..... | 89 |
| 3.1.1 | Аналітична модифікація коефіцієнта витіснення нафти за Баклі-Левреттом-Велге шляхом інтеграції фактору фаціальної неоднорідності..... | 90 |

| | | |
|--|--|-----|
| 3.1.2 | Аналітична модифікація коефіцієнта витіснення нафти для методу ГСТУ шляхом інтеграції фактору фаціальної неоднорідності | 91 |
| 3.2 | Методологія розрахунку модифікованого методу Баклі-Леверетта-Велге на даних Гнатівського родовища | 92 |
| 3.3 | Розрахунок коефіцієнта витіснення нафти за вдосконаленою методикою для Новомиколаївського (Мовчанівського) родовища.. | 124 |
| 3.4 | Узгодження результатів розрахунку коефіцієнту витіснення нафти Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ з даними Атласу родовищ | 127 |
| 3.5 | Припущення, обмеження та область застосування модифікованого підходу до визначення коефіцієнта витіснення нафти..... | 128 |
| 3.6 | Висновок до розділу 3..... | 130 |
| РОЗДІЛ 4. АПРОБАЦІЯ МЕТОДИК ПРОГНОЗУВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИТІСНЕННЯ НАФТИ ДЛЯ ГНАТІВСЬКОГО ТА НОВОМИКОЛАЇВСЬКОГО РОДОВИЩ..... | | 133 |
| 4.1 | Алгоритмічна реалізація розрахункових методів оцінювання витіснення нафти мовою програмування Python..... | 133 |
| 4.2 | Класифікація розрахункових сценаріїв..... | 138 |
| 4.3 | Уніфікація фізичного змісту методів ГСТУ та Баклі–Леверетта-Велге | 140 |
| 4.4 | Порівняння отриманих коефіцієнтів витіснення нафти при заводненні для Гнатівського та Новомиколаївського родовищ..... | 142 |
| 4.5 | Висновок до розділу 4..... | 146 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ..... | | 149 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... | | 152 |
| ДОДАТКИ..... | | 170 |
| | Додаток А Інформація про Гнатівське нафтогазоконденсатне родовище (з Атласу родовищ України)..... | 170 |
| | Додаток Б Інформація про Новомиколаївське (Мовчанівське) нафтогазоконденсатне родовище (з Атласу родовищ України).... | 173 |

| | |
|---|-----|
| Додаток В Програмна реалізація алгоритмів розрахунку коефіцієнта витіснення мовою Python..... | 176 |
| Додаток Г Результати стохастичного моделювання для 600 розрахункових випадків коефіцієнту витіснення Гнатівського родовища..... | 180 |
| Додаток Д Довідки про впровадження основних результатів досліджень..... | 184 |

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

Основні коефіцієнти та показники:

КВН, RF, ORF – Коефіцієнт вилучення нафти; загальний показник ефективності розробки родовища, частка од.; Recovery Factor аналог КВН у західній термінології;

$K_{\text{вит}}$ – Коефіцієнт витіснення нафти; мікроскопічна ефективність процесу заводнення згідно з методологією ГСТУ, частка од.;

$K_{\text{вит.фац}}$ – Середньозважений (інтегральний) коефіцієнт витіснення нафти з урахуванням фаціального розчленування для методу ГСТУ, частка од.;

$K_{\text{ох.в}}$ – Коефіцієнт охоплення пласта процесом витіснення, частка од.;

$K_{\text{ох.з}}$ – Коефіцієнт охоплення покладу процесом заводнення, частка од.;

E_D – Ефективність витіснення (Displacement Efficiency); аналог $K_{\text{вит}}$ у західній термінології за методом Баклі-Лeverетта, частка од.;

$E_{D.\text{fac}}$ – Середньозважений (інтегральний) коефіцієнт витіснення з урахуванням фаціального розчленування для методу Баклі-Лeverетта, частка од.;

E_A – Ефективність ареального охоплення (Areal Sweep Efficiency), частка од.;

E_V – Ефективність вертикального охоплення (Vertical Sweep Efficiency), частка од.

Параметри пласта та гірської породи:

ϕ – Пористість пласта, частка од. або %;

k – Абсолютна проникність, мД;

h – Ефективна потужність пласта, м;

A – Площа поперечного перерізу, м²;

L – Відстань між свердловинами, м;

α – Кут нахилу пласта, градуси.

Насиченості флюїдами:

S_w – Водонасиченість (насиченість водою), частка од.;

S_o – Нафтонасиченість (насиченість нафтою), частка од.;

S_{wi} – Початкова водонасиченість, частка од.;

S_{wc} , S_{wirr} – Залишкова (зв'язана, нерухома) водонасиченість, частка од.;

S_{orw} – Залишкова нафтонасиченість після витіснення водою, частка од.;

$S_{w.BT}$ – Водонасиченість на фронті витіснення (на момент прориву), частка од.

Властивості флюїдів:

μ_w – Динамічна в'язкість води, сП;

μ_o – Динамічна в'язкість нафти, сП;

ρ_w – Густина води, кг/м³ або г/см³;

ρ_o – Густина нафти, кг/м³ або г/см³;

B_w – Об'ємний коефіцієнт води, безрозмірний;

B_o – Об'ємний коефіцієнт нафти, безрозмірний;

M – Співвідношення рухливостей нафти та води (μ_o/μ_w), безрозмірний.

Параметри відносних проникностей (ВФП):

k_{rw} – Відносна фазова проникність для води, частка од.;

k_{ro} – Відносна фазова проникність для нафти, частка од.;

$k_{rw}(S_{orw})$ – Кінцева точка на кривій ВФП для води (при залишковій нафтонасиченості), частка од.;

$k_{ro}(S_{wc})$ – Кінцева точка на кривій ВФП для нафти (при залишковій водонасиченості), частка од.;

n_w, n_o – Експоненти (показники) степеня у моделі Корі для ВФП води та нафти, безрозмірні.

Параметри потоку та розробки:

f_w – Фракційний потік води (частка води в потоці), частка од.;

df_w/dS_w – Похідна функції фракційного потоку по водонасиченості;

Q_o – Дебіт нафти, STB/добу або м³/добу;

Q_w – Дебіт води, STB/добу або м³/добу;

i_w – Темп закачування води, bbl/добу або м³/добу ;

t – Час, діб;

t_{BT} – Час прориву води, діб;

N_p – Накопичений видобуток нафти, STB або m^3 ;

W_p – Накопичений видобуток води, bbl або m^3 ;

W_{inj} – Накопичений об'єм нагнітальної води, bbl або m^3 ;

PV – Поровий об'єм (Pore Volume), m^3 або bbl;

Q_i – Накопичений поровий об'єм, що заповнений водою, частка од.;

WOR – Водно-нафтове відношення (Water-Oil Ratio), STB/STB.

Математичні та статистичні символи:

\bar{X} – Середнє арифметичне значення ;

σ – Стандартне відхилення;

Індекси та індексація:

i – Індекс, що вказує на приналежність до i -тої літофації;

w – Індекс, що відноситься до води (water);

o – Індекс, що відноситься до нафти (oil);

BT – Індекс, що вказує на параметр у момент прориву води (breakthrough);

fac – Індекс, що вказує на усереднений параметр з урахуванням фацій;

g – Індекс, що вказує на параметр з урахуванням гравітації;

NF – Індекс, що вказує на сценарій «без урахування фацій» (No Facies);

WF – Індекс, що вказує на сценарій «з урахуванням фацій» (With Facies);

NG – Індекс, що вказує на сценарій «без урахування гравітації» (No Gravity);

WG – Індекс, що вказує на сценарій «з урахуванням гравітації» (With Gravity).

Скорочення та аббревіатури:

Б-Л-В – Баклі-Левретт-Велге;

ВФП – Відносні фазові проникності;

ГДС – Геофізичні дослідження свердловин;

ГСТУ – Галузевий стандарт України;

ОК – Ординарний крігінг;

ІК – Індикаторний крігінг;

PDF – Функція щільності ймовірності (Probability Density Function);

REV – Репрезентативний елементарний об'єм;

SIS – Послідовна індикаторна симуляція (Sequential Indicator Simulation);

TGS – Усічена гаусова симуляція (Truncated Gaussian Simulation);

ФР – Фаціальне розчленування;

ФЄВ – Фільтраційно-ємнісні властивості;

ВФП – Відносні фазові проникності

ВСТУП

Актуальність теми. Нафтовидобувна промисловість стикається зі значними розбіжностями між прогнозованими та фактичними показниками видобутку, що значною мірою зумовлено неточністю оцінки коефіцієнта витіснення нафти (K_{vit}) [1 - 3]. Ця розбіжність зумовлена складністю геологічних умов та значною неоднорідністю колекторів, де кожна фація має унікальні фільтраційно-ємнісні властивості [4, 5]. Неточний прогноз K_{vit} прямо веде до помилок у визначенні кінцевих запасів, що руйнує економічні моделі проєктів розробки та призводить до невиправданих інвестицій.

Існуючі аналітичні методи мають суттєві обмеження: український стандарт (ГСТУ 41-00032626-00-022-2000) базується на емпіричних кореляціях та ігнорує ключову роль відносних фазових проникностей (ВФП) [6 - 9]. Фізично обґрунтований метод Баклі-Леверетта у класичній постановці також розглядає пласт як усереднений гомогенний об'єкт [10]. Це призводить до ігнорування літологічної неоднорідності [11] та гравітаційних ефектів, що суттєво впливають на стабільність фронту витіснення.

Зазначені недоліки є критичними для складних теригенних колекторів візейського та турнейського ярусів Дніпровсько-Донецької западини, зокрема для Гнатівського та Мовчанівського родовищ, де висока фаціальна мінливість вимагає відмови від усереднених характеристик. Таким чином, актуальність дисертаційної роботи полягає у нагальній потребі вдосконалення методології прогнозування шляхом інтеграції детальної геологічної інформації та гравітаційних ефектів у метод Баклі-Леверетта. Це дозволить отримати надійний інструмент для швидкої та достовірної оцінки ефективності заводнення, що слугуватиме «містком» між спрощеними формулами та дороговартісним тривимірним моделюванням.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота є фрагментом науково-дослідної роботи Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» на 2020-2027 р.р.

за темою «Розробка технології для видобування важковидобувних вудлеводнів (бітуми, високов'язкі нафти, газові гідрати та інші) на основі фізичних та хімічних процесів» (№ державної реєстрації 0120U104892).

Метою дисертаційної роботи є підвищення достовірності прогнозування коефіцієнта витіснення нафти ($K_{вум}$) при заводненні для родовищ зі складною геологічною будовою шляхом удосконалення підходу, що детально враховує літологічну неоднорідність пласта.

Для досягнення цієї мети необхідно розв'язати такі **завдання**:

- провести системний аналіз та порівняльну оцінку існуючих аналітичних методів прогнозування $K_{вум}$ щодо їхньої здатності враховувати літологічну неоднорідність, гравітацію та відносні проникності, визначивши їхні обмеження для гетерогенних колекторів;

- науково обґрунтувати та розробити вдосконалений підхід до прогнозування $K_{вум}$, що інтегрує фактор літологічного розподілу в метод Баклі-Левретта-Велге через визначення фацієспецифічних фільтраційних характеристик (ФЄВ, ВФП) та їхнього просторового поширення за даними геологічного моделювання;

- розробити та реалізувати обчислювальний алгоритм для автоматизації розрахунків за запропонованим підходом, що дозволить проводити швидкий аналіз сценаріїв заводнення з урахуванням літології, гравітації та варіацій властивостей флюїдів;

- виконати апробацію розробленого підходу та алгоритму на даних Гнатівського, Мовчанівського родовищ, провести порівняння отриманих коефіцієнтів витіснення за різними розрахунковими методиками та оцінити зіставність результатів для детерміністичних і стохастичних сценаріїв.

Об'єкт дослідження - фільтраційні процеси при заводненні колекторів із врахуванням складності геологічної будови нафтоносних пластів.

Предмет дослідження - вплив літологічної неоднорідності на ефективність витіснення нафти водою та достовірність прогнозування коефіцієнта витіснення нафти аналітичними методами при заводненні.

Методи дослідження, які використовувалися в роботі: аналітичні методи, що містять в собі системний аналіз та порівняльну оцінку існуючих аналітичних підходів і науково-технічної літератури; математичне та геостатистичне моделювання, що включає застосування аналітичних рівнянь двофазної фільтрації (рівняння Баклі-Лeverетта), методів крігінгу та стохастичної симуляції для побудови геологічних моделей; алгоритмізація та програмування для розробки обчислювальних інструментів мовою Python, які автоматизують розрахунки за вдосконаленою методикою; методи статистичної обробки даних для визначення середніх значень, стандартних відхилень, коефіцієнтів варіації та зіставлення результатів розрахункових сценаріїв; лабораторні методи дослідження, які полягають в експериментальному визначенні залишкової водонасиченості на зразках керну методом центрифугування.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

- удосконалено методику формування фацієспецифічних петрофізичних параметрів для прогнозування коефіцієнта витіснення нафти, яка в умовах обмеженої лабораторної інформації поєднує літофаціальний розподіл кернового матеріалу, визначення репрезентативних кривих відносних фазових проникностей для окремих літофацій та використання даних ГДС для їх просторової прив'язки в межах пласта;

- встановлено, що за однакових геометричних і технологічних умов та властивостей флюїдів різні літофації характеризуються неоднаковим впливом гравітації на фракційний потік і різною швидкістю руху фронту витіснення, що зумовлено відмінностями їхньої проникності, пористості та відносних фазових проникностей;

- удосконалено методику прогнозування коефіцієнта витіснення нафти для літологічно неоднорідних колекторів на основі аналітичного підходу Баклі-Лeverетта-Велге шляхом окремого розрахунку коефіцієнта для кожної літофації та визначення його інтегрального значення за частками літофацій у нафтонасиченому поровому об'ємі пласта.

Практичне значення одержаних результатів полягає в:

- удосконаленні підходу до оцінювання ефективності витіснення нафти, що слугує раціональною проміжною ланкою між спрощеними формулами та повномасштабним тривимірним моделюванням, надаючи фізично обґрунтований результат при значно менших витратах часу та даних;

- розробці прикладного програмного інструментарію (мовою Python), який дозволяє проводити швидкий динамічний моніторинг показників заводнення та виконувати багатоваріантну оцінку сценаріїв розробки на ранніх етапах проєктування;

- запропонованому алгоритмі визначення надійних фільтраційних характеристик (ВФП) в умовах обмеженої лабораторної бази на основі найбільш доступних параметрів залишкової насиченості та обґрунтування репрезентативної кількості зразків керна.

Використання результатів роботи. Результати дисертаційного дослідження О.В. Мартусь впроваджено у діяльність провідних нафтогазових підприємств України. Зокрема, ТОВ «Нафтогазгеорозвідка» використало вдосконалений метод прогнозування коефіцієнта витіснення нафти при підготовці проєктної документації для родовищ Дніпровсько-Донецької западини (довідка від 29.05.2026). ДП «Укрнаукагеоцентр» застосувало розроблений авторкою алгоритм на базі мови Python для проєктування розробки нафтових покладів Східного нафтогазоносного регіону (акт від 2026 р.). Крім того, науково-практичні розробки здобувачки впроваджено у роботу ТОВ «ДТЕК Нафтогаз» для підвищення достовірності петрофізичного обґрунтування проєктів та автоматизації оцінки ефективності заводнення (довідка від 29.05.2026).

Особистий внесок здобувача. Результати досліджень, включені в дисертацію, отримано автором самостійно. У публікаціях особистий внесок здобувача полягає в:

- розроблено математичну модифікацію аналітичного методика Баклі-Левретта-Велге, що дозволяє інтегрувати літолого-фаціальну неоднорідність у розрахунки ефективності витіснення нафти через підхід середньозважених величин;

- обґрунтовано та впроваджено застосування геостатистичних методів моделювання (SIS, TGS) та концепції репрезентативного елементарного об'єму (REV) для підвищення достовірності вхідних петрофізичних параметрів при характеризації теригенних колекторів візейського та турнейського ярусів;

- розроблено та реалізовано авторський обчислювальний алгоритм мовою програмування Python, за допомогою якого автоматизовано проведення масових стохастичних розрахунків для оцінки невизначеності $K_{вмт}$ на сегментах Гнатівського та Мовчанівського родовищ;

- проведено порівняння детерміністичних і стохастичних результатів за шістьма розрахунковими сценаріями та встановлено зіставність отриманих значень коефіцієнта витіснення.

Апробація результатів досліджень. Основні положення і результати дисертації доповідались на: Міжнародній науково-технічній конференції «Oil and gas industry: Prospects for building up resource base – 2020» (Івано-Франківськ, 2020); круглому столі «Актуальні питання діяльності нафтогазової галузі та енергетичної безпеки України в умовах воєнного стану» (Полтава, 2022); XII Всеукраїнській науково-технічній конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна» (2022); IV Міжнародній науково-практичній конференції «An integrated approach to science modernization: methods, models and multidisciplinary» (Вінниця, 2022); X Міжнародній науково-технічній конференції «Молодь: наука та інновації» (Дніпро, 2022); форумі «Raw Materials Hackathon» (Київ, 2022); X та XI Міжнародних галузевих нафтогазових форумах, SPE Student Symposium & Professional Workshop (Полтава, 2023, 2024); конференції «Energy Forum 2023», SPE Student Chapter UA (Івано-Франківськ, 2023); XVI Міжнародній науково-практичній конференції «Академічна й університетська наука: результати та перспективи» (Полтава, 2023); 74-й–76-й

наукових конференціях професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» (Полтава, 2022–2024); регіональних конференціях AAPG Europe Regional Conference 2024 (Краків, Польща, 2024); Всеукраїнській науково-практичній конференції студентів та аспірантів Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна (Харків, 2025); міжнародному конкурсі наукових робіт 2025 Europe Student Paper Contest (SPE) (Відень, Австрія, 2025), де робота посіла 2-ге місце.

За результатами досліджень опубліковано 17 наукових праць, зокрема 5 статей у наукових фахових виданнях (з них 4 статті у фахових виданнях України за спеціальністю 185 категорії «Б» та 1 стаття, що входить до бази даних Scopus) і 12 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій, дві з яких були представлені на міжнародних конференціях (AAPG 2024 у Кракові та SPE 2025 у Відні).

Структура і обсяг дисертації. Дисертація складається із переліку умовних позначень, вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (198 найменувань), додатків, вміщує 37 рисунків, 26 таблиць, загальний обсяг роботи складає 187 сторінки, обсяг основного тексту - 127 сторінок. Дисертація виконана під науковим керівництвом доктора, PhD Цветковича Браніміра, якому здобувачка висловлює глибоку подяку за постановку задачі, постійну увагу, допомогу, корисні поради і всебічну підтримку.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ ПРОГНОЗУВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИТІСНЕННЯ НАФТИ ПРИ ЗАВОДНЕННІ

1.1 Фізичні основи процесу заводнення та проблема достовірності прогнозування нафтовилучення

Видобування нафти з надр Землі є складним технологічним процесом, кінцевою метою якого є максимальне вилучення вуглеводнів з пласта-колектора. Заводнення, як метод вторинного видобутку та підтримання пластового тиску, полягає у закачуванні води в нафтовий пласт для витіснення нафти до видобувних свердловин [12]. Основна мета заводнення – підтримання пластового тиску на необхідному рівні та витіснення нафти із порового простору шляхом створення штучного градієнта тиску за допомогою закачуваної води [13].

Під час заводнення в пласті відбувається багатофазна фільтрація, де дві незмішувані фази (нафта і вода) конкурують за поровий простір та шляхи руху [14, 15]. Рух рідин визначається балансом в'язкісних, капілярних та гравітаційних сил [16, 17]. На межі контакту «нафта-вода-порода» проявляються сили поверхневого та міжфазного натягу, а також змочуваність породи, що визначає мікроскопічну ефективність витіснення та формування залишкових насиченостей [18, 19]. Можливі також фізико-хімічні взаємодії, зокрема при використанні «розумної води», що призводить до зміни змочуваності та підвищення коефіцієнта витіснення нафти ($K_{внт}$) [20 - 22].

Ефективність витіснення з часом обмежується проривом води — явищем передчасного досягнення закачуваним агентом видобувних свердловин через канали переважної провідності, що зумовлено геологічною неоднорідністю або тріщинуватістю (рис. 1.1).

Рентабельність заводнення характеризується коефіцієнтом вилучення нафти (КВН), який визначає відношення об'єму видобутої нафти до початкових геологічних запасів [23]. На основі прогнозного КВН розраховуються видобувні

запаси, що є базою для визначення термінів експлуатації родовища та обґрунтування інвестицій. Недостовірність у визначенні цього коефіцієнта призводить до суттєвих економічних втрат через невірну оцінку потенціалу об'єктів.

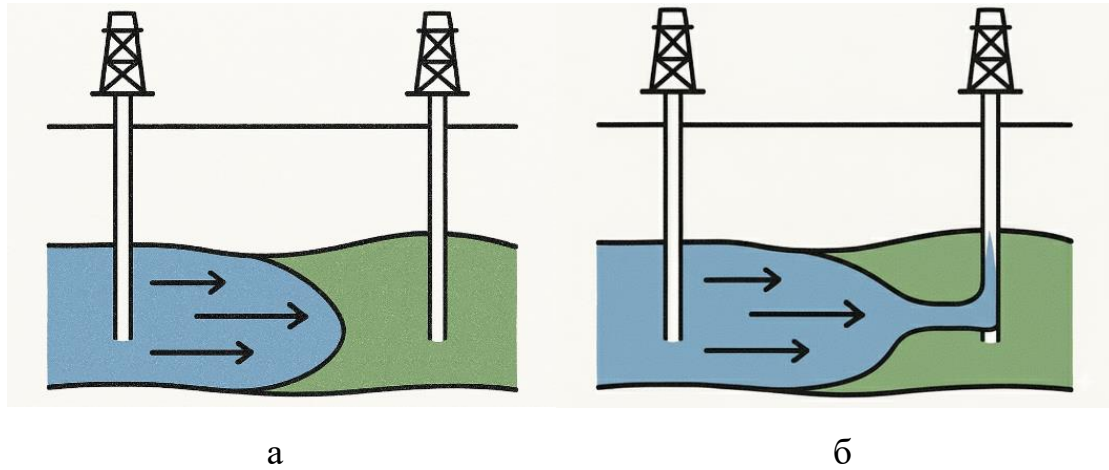


Рис. 1.1. Схематичне зображення процесу заводнення: а – початок, б - прорив

Яскравою ілюстрацією цієї задачі є системна тенденція до завищення прогнозних показників порівняно з фактичними (рис. 1.2). Це зумовлено тим, що спрощені аналітичні моделі не здатні повною мірою врахувати складність реальних геологічних систем [24 - 26].

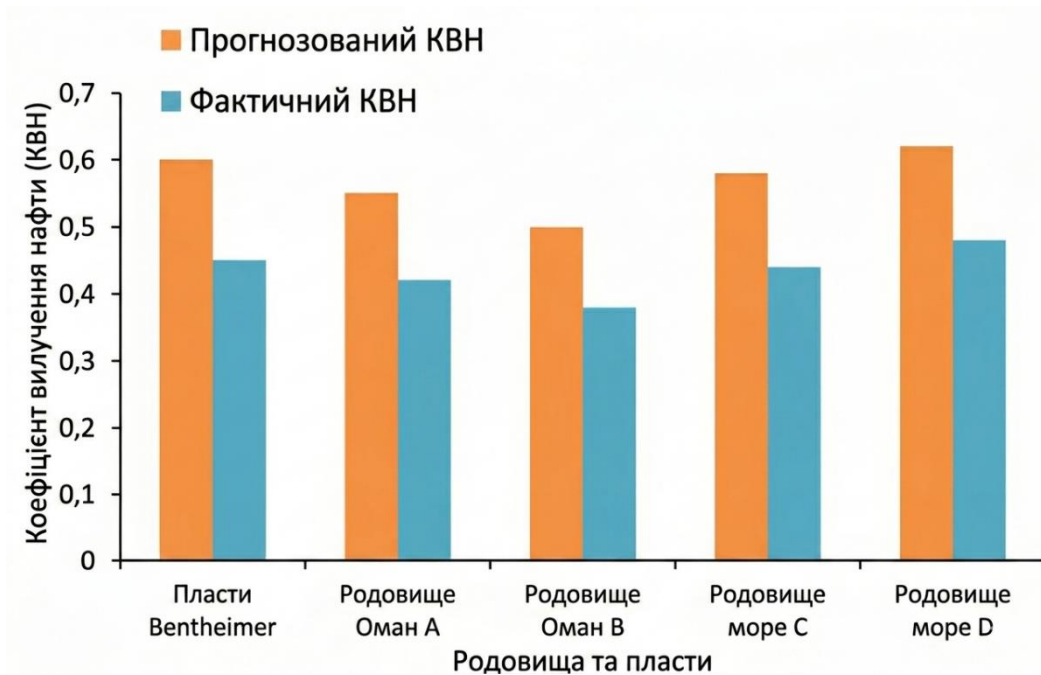


Рис. 1.2. Порівняння прогнозованих та фактичних коефіцієнтів вилучення нафти (ORF) з різних польових випадків та досліджень [24 - 26]

Невизначеність прогнозу КВН залишається однією з головних перешкод при плануванні розробки. Промислові дані підтверджують, що ключовим джерелом помилок є складність достовірної оцінки саме коефіцієнта витіснення ($K_{вум}$), який визначає частку нафти, що залишається у поровому просторі. Це обґрунтовує нагальну потребу у розробці вдосконалених підходів до прогнозування, орієнтованих на підвищення достовірності мікроскопічної ефективності витіснення.

1.2 Обґрунтування вибору аналітичних підходів до прогнозування ефективності заводнення

Після визначення ключової задачі, пов'язаної з розбіжністю між прогнозованими та фактичними показниками розробки, необхідно проаналізувати існуючі інструменти її вирішення. Метою підрозділу є системний розгляд та порівняльна оцінка методів прогнозування для розуміння причин їхньої обмеженої достовірності. Особлива увагу приділяється аналітичним методам, які мають фізичну основу та, на відміну від складного чисельного моделювання, є доступними для швидкого аналізу процесу. Хоча об'єктом дослідження є коефіцієнт витіснення ($K_{вум}$), його аналіз проводиться в межах загальної структури розрахунку КВН. Принциповою задачею є встановлення зв'язку між вітчизняним ($K_{вум}$) та західним (E_D) показником ефективності витіснення. Таке співставлення є необхідним методологічним кроком, що забезпечить коректність порівняння результатів та обґрунтує вибір підходу для вдосконалення.

У світовій практиці прогнозування КВН та $K_{вум}$ є багаторівневим процесом, що залежить від стадії вивченості родовища. На ранніх стадіях (оцінка ресурсів) часто використовуються аналогії, статистичні методи та прості аналітичні моделі, включаючи метод Баклі-Леверетта [27]. На стадії проектування для прийняття ключових рішень провідні видобувні компанії переважно використовують повномасштабне чисельне гідродинамічне

моделювання, що намагається детально врахувати геологічну неоднорідність [28 - 30].

Для моніторингу розробки застосовуються методи аналізу історії (матеріальний баланс) та адаптація моделей (history matching) [31 - 32]. Важливо, що міжнародні системи класифікації та оцінювання нафтових і газових ресурсів і запасів (SPE-PRMS) вимагають обґрунтування КВН відповідними методами залежно від рівня невизначеності [33]. Хоча чисельне моделювання є основним інструментом для прогнозів, аналітичні методи (Баклі-Леверетт) залишаються критично важливими для розуміння фізики процесу, швидкої оцінки та верифікації результатів моделювання [34].

Прогнозування КВН та його основної складової $K_{вит}$ на етапі проектування є фундаментальною задачею, що визначає стратегію видобутку та економічну доцільність проекту. Для цієї мети використовується низка методів різної складності: від емпіричних кореляцій та статистичних методів [35, 36], до складного чисельного гідродинамічного моделювання [37, 38].

Емпіричні та статистичні підходи базуються на аналізі великих масивів даних аналогічних родовищ (метод кривих спаду видобутку [39], статистичні дослідження, а також сучасне машинне навчання та штучний інтелект [40, 41]). Головною перевагою таких підходів є відносна простота та можливість використання при обмежених даних, проте недоліками залишаються низька достовірність для унікальних об'єктів та неврахування фізики процесу витіснення.

Метод матеріального балансу, заснований на законі збереження маси, дозволяє оцінити запаси та загальний КВН разом із $K_{вит}$ на основі історії розробки [42, 43]. Цей підхід є фізично обґрунтованим, проте він не дає інформації про просторовий розподіл залишкових запасів та не описує динаміку руху фронту витіснення.

Аналітичні підходи (моделі витіснення) описують процес на основі спрощених фізичних моделей пласта. Найвідомішими є метод Баклі-Леверетта [44] та його модифікації [45, 46] а також рішення для шаруватих пластів [47, 48].

Перевагою таких методів є врахування основних чинників процесу витіснення, зокрема відносних фазових проникностей, в'язкості флюїдів і гравітаційних ефектів. Водночас їх застосування часто ґрунтується на припущенні про однорідність пласта, що не дає змоги повною мірою врахувати складну геологічну неоднорідність колектора.

Чисельне гідродинамічне моделювання є найбільш потужним інструментом, що передбачає розв'язання рівнянь фільтрації на основі тривимірного моделювання пласта [49]. Воно дозволяє детально врахувати складну геометрію, неоднорідність та різні фізичні ефекти, проте вимагає значних обчислювальних ресурсів та великого обсягу достовірних вхідних даних (ВФП, капілярний тиск тощо) [50, 51].

Кожен із зазначених підходів має свою сферу застосування. Емпіричні методи малоефективні для унікальних об'єктів, методи матеріального балансу ігнорують просторову неоднорідність, а чисельні моделі є надзвичайно ресурсозатратними. На цьому фоні аналітичні методи займають оптимальну нішу, поєднуючи фізичну обґрунтованість і відносну простоту.

Попри стрімкий розвиток чисельного моделювання, аналітичні підходи залишаються фундаментальними завдяки швидкості та простоті оцінки на ранніх стадіях розробки. Рівняння Баклі–Лeverетта забезпечують глибоке розуміння фізики процесу, відображаючи зв'язок між властивостями флюїдів, відносними проникностями та динамікою фронту витіснення. Такі розрахунки є незамінними при обмежених даних для тривимірного моделювання та виконують важливу верифікаційну роль для чисельних симуляцій. Сучасна актуальність аналітичних рішень підтверджується їх ефективністю при аналізі складних процесів у тріщинуватих колекторах [52], врахуванні гравітації та інтерпретації лабораторних даних.

Для дисертаційного дослідження обрано два контрастні методи: нормативно-методичний підхід ГСТУ 41-00032626-00-022-2000 «Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів» [53] та аналітичний підхід Баклі–Лeverетта-

Велге [44 - 46]. Нормативний метод ГСТУ має пряме практичне значення для нафтогазової галузі України, а його аналіз дозволяє виявити обмеження чинного стандарту. Натомість апарат Баклі-Лeverетта базується на динаміці фракційних потоків, що дозволяє зіставити вітчизняну практику з міжнародною. Порівняння цих моделей за їхньою фізичною основою (емпірична проти гідродинамічної) дозволяє виявити чинники, що визначають достовірність прогнозів. Подальше дослідження зосереджене на коефіцієнті витіснення ($K_{вит}$), який є спільним елементом обох методологій і ключовим параметром для підвищення достовірності оцінок з урахуванням фаціального розчленування.

1.3 Характеристика та порівняльний аналіз аналітичних методик визначення коефіцієнту вилучення нафти та коефіцієнту витіснення

1.3.1 Аналіз нормативної методики

В Україні для геолого-економічної оцінки ресурсів та запасів нафти використовується методика, регламентована Державним стандартом ГСТУ 41-00032626-00-022-2000, розробленим у 2000 році фахівцями Української нафтогазової академії та УкрДГРІ [53]. Теоретичним підґрунтям методу є представлення кінцевого коефіцієнта вилучення нафти (КВН) як мультиплікативної структури складових часток [54, 55]. Згідно з [53], загальний КВН при заводненні розраховується за (1.1)

$$\eta^{вднп} = K_{вит} \cdot K_{ох.в} \cdot K_{ох.з}, \quad (1.1)$$

де $\eta^{вднп}$ - коефіцієнт вилучення нафти для водонапірного режиму; $K_{вит}$ - коефіцієнт витіснення нафти водою; $K_{ох.в}$ - коефіцієнт охоплення пласта процесом витіснення; $K_{ох.з}$ - коефіцієнт охоплення покладу процесом заводнення.

Показник $K_{вит}$ характеризує фізичну ефективність процесу на мікрорівні та визначається через залишкову нафтонасиченість ($K_{н.зал}$) за формулою (1.2).

$$K_{вит} = \frac{1 - K_в - K_{н.зал}}{1 - K_в}, \quad (1.2)$$

де $K_{вит}$ - коефіцієнт витіснення нафти водою; $K_в$ - водонасиченість

колектора; $K_{н.зал}$ - залишкова (після промивки) нафтонасиченість.

Цей підхід має певні обмеження щодо достовірності. Зокрема, визначення $K_{вит}$ базується на спрощених емпіричних графіках, які пов'язують $K_{н.зал}$ лише з в'язкістю нафти та абсолютною проникністю (k). Використання лише абсолютної проникності є значним спрощенням, оскільки вона стосується однофазного потоку, тоді як у пористому середовищі рух рідин визначається відносними фазовими проникностями (ВФП) [56, 57].

Методика [53] також нехтує літологічною неоднорідністю колектора, усереднюючи властивості по всьому об'єкту. Крім того, у формулах відсутні гравітаційні сили та капілярний тиск, що становить суттєву фізичну незавершеність моделі. Таким чином, простота методу призводить до обмеженої достовірності прогнозів, що робить актуальною задачу переходу до більш досконалих аналітичних інструментів.

1.3.2 Аналіз західної методики

Західний підхід до визначення коефіцієнта вилучення нафти (RF) базується на розкладі загального показника на три фізичні складові за формулою

$$RF = E_D \cdot E_A \cdot E_V, \quad (1.3)$$

де RF - загальний коефіцієнт вилучення; E_D - ефективність витіснення; E_A - ефективність ареальної розгортки; E_V - ефективність вертикальної розгортки.

Ефективність витіснення (E_D) характеризує заміщення нафти водою на мікрорівні в пористому середовищі [58]. У класичному вигляді вона розраховується через залишкову нафтонасиченість (S_{or}) та залишкову водонасиченість (S_{wc}) за формулою (1.4)

$$E_D = \frac{1 - S_{or} - S_{wc}}{1 - S_{wc}}, \quad (1.4)$$

де S_{or} - залишкове нафтонасичення (фракція); S_{wc} - залишкове водонасичення (фракція).

Проте в інженерній практиці для підвищення достовірності прогнозів часто використовують початкову водонасиченість (S_{wi}), заміряну безпосередньо у пласті [59 - 63]. У такому разі формула набуває вигляду (1.5), де S_{wi} стає

вихідною точкою розрахунку

$$E_D = \frac{1 - S_{or} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}, \quad (1.5)$$

де S_{or} - залишкове нафтонасичення (фракція); S_{wi} - початкове водонасичення (фракція).

Коефіцієнт ареального охоплення (E_A) та вертикального охоплення (E_V) відображають частку площі та розрізу пласта, охоплену процесом. Вони залежать від геологічної неоднорідності, обраної системи розміщення свердловин та співвідношення рухливостей флюїдів.

Головною задачею, яку не вирішує дана методика, є обмеження, аналогічні до українського стандарту. У спрощеній формі E_D не враховуються відносні фазові проникності (ВФП), що робить модель адекватною лише для ідеалізованих гомогенних пластів. Методика ігнорує літологічну неоднорідність, яка спричиняє нерівномірний рух фронту та утворення зон невитісненої нафти. Також поза межами розрахунку залишаються гравітаційні сили та капілярний тиск, що суттєво впливають на динаміку багатофазних потоків у реальних умовах [64].

1.3.3 Порівняння нормативної та західної методик

Аналіз нормативної та західної методик свідчить, що вони ґрунтуються на подібному розчленуванні загального показника вилучення на фізичні складові.

Зокрема, коефіцієнт витіснення ($K_{внт}$ і E_D) є спільним елементом як для обох методик, вони описують ідентичний процес мікроскопічного витіснення нафти водою. Тому вважаємо, що $E_D = K_{внт}$.

При цьому показнику охоплення витісненням ($K_{ох.в}$) з нормативної методики відповідають дві складові із західної методики: ефективність ареального (E_A) та вертикального (E_V) охоплення.

У нормативній методиці коефіцієнт охоплення заводненням ($K_{ох.з}$) характеризує втрати нафти через зупинку видобутку за економічними чи технічними межами. У західній методиці цей фактор окремо не виділяється, тому

показник RF можна вважати еквівалентним українській формулі (1.1) без урахування $K_{ox.z}$, що відображено у формулі (1.6)

$$RF = K_{вит} \cdot K_{ox.в} , \quad (1.6)$$

де RF - загальний коефіцієнт вилучення; $K_{вит}$ - коефіцієнт витіснення нафти водою; $K_{ox.в}$ - коефіцієнт охоплення пласта процесом витіснення.

Це робить обидва підходи близькими за фізичним змістом, проте вони мають однакову вразливість до надмірних спрощень. Ігнорування динаміки потоку та геологічної неоднорідності суттєво знижує достовірність прогнозів у складних колекторах, що формує наукову задачу даного дослідження щодо пошуку більш точних методів оцінки.

1.3.4 Метод коефіцієнту витіснення за теорією Баклі-Лeverетта-Велге

На відміну від статичних класичних методів, підхід Баклі-Лeverетта є фундаментальним динамічним інструментом, що описує процес незмішуваного одномірного витіснення нафти водою в пористому середовищі. Його ключовою перевагою є можливість розрахунку коефіцієнта витіснення (E_D) на будь-який момент часу (прорив води або задане WOR) за формулою

$$E_D^* = \frac{S_w^* - S_{wi}}{1 - S_{wi}} , \quad (1.7)$$

де E_D^* - коефіцієнт вилучення нафти за методом Баклі-Лeverетта; S_{wi} - початкове водонасичення (фракція); S_w^* - водонасичення на будь який момент заводнення.

Алгоритм, вдосконалений Велге, базується на використанні кривих відносних фазових проникностей (ВФП) та фракційних потоків для визначення руху фронту води. Завдяки цій фізичній основі підхід може бути модифікований для врахування гравітаційних сил та капілярного тиску. Сучасні дослідження продовжують розвивати цю теорію для складних випадків неізотермічної фільтрації та врахування змін змочуваності [65]. Оскільки метод Баклі-Лeverетта враховує динаміку обводненості, це дозволяє ототожнити КВН за методикою [53]

із показником RF , забезпечуючи методологічну єдність порівняння, та виразити у вигляді рівняння (1.8)

$$RF^* = E_D^* \cdot E_A \cdot E_V ;$$

$$RF^* = \eta^{водн} , \quad (1.8)$$

де RF^* - загальний коефіцієнт вилучення (де E_D^* визначений за Баклі-Левреттом); $\eta^{водн}$ - коефіцієнт вилучення нафти для водонапірного режиму (ГСТУ).

Основним обмеженням класичного методу є припущення про гомогенність пласта. Використання усереднених властивостей ігнорує той факт, що пласт складається з різних літофацій з унікальними кривими ВФП та рівнями залишкових насиченостей. Усереднений підхід не враховує складні шляхи фільтрації та формування зон невитісненої нафти, що безпосередньо пов'язано з літологічною неоднорідністю.

1.4 Фактори, що впливають на процес витіснення нафти водою та достовірність прогнозування коефіцієнта витіснення нафти

Для того щоб об'єктивно оцінити ефективність та обмеження будь якої методики прогнозування, необхідно чітко розуміти фізичні, геологічні та технологічні фактори, які безпосередньо керують процесом витіснення нафти водою в пористому середовищі. Вивчення та систематизація факторів дозволить на подальших етапах аналізу аргументовано визначити, які з них не враховуються в існуючих підходах, та обґрунтувати необхідність їх інтеграції у вдосконалену методику для підвищення точності прогнозування.

Коефіцієнт витіснення ($K_{ввт}$) визначає частку нафти, що реально заміщується водою у пористому середовищі. Його прогнозування супроводжується значною невизначеністю, яка залежить від методів вимірювання та масштабу дослідження. Фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ), такі як пористість та водонасиченість, мають похибки визначення за даними ГДС 10-20% та 25-60% відповідно [66, 67]. Висока проникність сприяє

кращому витісненню, проте її неоднорідний розподіл спричиняє передчасному прориву води [68]. Змочуваність та капілярний тиск безпосередньо контролюють ефективність витіснення нафти у дрібних порах та рівень залишкових насиченостей [69 - 71]. Мікроскопічна ефективність процесу також критично залежить від геометрії та звивистості каналів порового простору [72].

Властивості флюїдів, передусім співвідношення в'язкостей ($M = \mu_o/\mu_w$) та міжфазний натяг, визначають стійкість фронту витіснення та інтенсивність утворення «язиків» нафти [73 - 76]. Різниця густин ініціює гравітаційні сили, що впливають на стабільність потоку, особливо в похилих пластах [77, 78]. Динаміка процесу описується кривими відносних фазових проникностей (ВФП), форма яких є основним джерелом невизначеності при переносі лабораторних даних на масштаб пласта [79 - 82]. Баланс в'язкісних, капілярних та гравітаційних сил контролює як локальне мікровитіснення, так і загальне охоплення [83, 84].

Хоча технологічні параметри (сітка свердловин, темпи закачування та склад води) не є джерелом похибок вимірювання, вони вносять суттєву прогностну невизначеність (до 40%) у коефіцієнти охоплення та динаміку ВФП [85 - 91].

Визначальним фактором залишається геологічна неоднорідність [92 - 95]. Шаруватість та літолого-фаціальна мінливість контролюють шляхи фільтрації та розподіл залишкової нафти, створюючи основні труднощі для достовірного моделювання [96 - 102]. Додатковим чинником невизначеності (до 30%) є вибір аналітичного підходу, оскільки різні моделі базуються на принципово відмінних фізичних припущеннях [103]. Основні фактори, що впливають на достовірність K_{eum} при заводненні та їх невизначеності наведені в таблиці 1.1.

Систематизація цих факторів доводить, що літолого-фаціальна неоднорідність є ключовим параметром, який інтегрує просторову варіативність більшості характеристик пласта. Це обґрунтовує необхідність врахування фаціальної архітектури для підвищення достовірності прогнозів.

Таблиця 1.1

Фактори, що впливають на достовірність K_{vit} при заводненні

| Категорія фактору (% невизначеності) | Конкретний фактор | Механізм впливу (коротко) |
|--------------------------------------|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Властивості породи (25-60%) | Пористість (φ) | Визначає об'єм пор, доступний для нафти та води; впливає на початкові запаси. |
| | Проникність (абсолютна, k) | Характеризує легкість руху флюїдів; висока k сприяє витісненню, але її неоднорідність погіршує охоплення. |
| | Змочуваність (контактний кут, θ) | Визначає переважне прилипання води чи нафти до породи; впливає на механізм мікровитіснення, ВФП та S_{or} . |
| | Капілярний тиск (P_c) | Сили, що діють на межі фаз у порах; впливають на розподіл флюїдів, утримання залишкових насиченостей, особливо в неоднорідних порах та при низьких швидкостях. |
| | Структура порового простору | Розмір, форма, зв'язність та звивистість пор; впливають на шляхи фільтрації, ефективність мікровитіснення та захоплення (траппінг) залишкової нафти. |
| Властивості флюїдів (5-10%) | В'язкість нафти (μ_o) та води (μ_w) (Співвідношення $M=\mu_o/\mu_w$) | Визначає рухливість фаз; високе M призводить до нестабільного фронту (в'язкісні пальці), погіршення охоплення та зниження КВН. |
| | Міжфазний натяг (σ_{ow}) | Сила на межі контакту нафта-вода; впливає на капілярні сили та можливість мобілізації залишкової нафти. |
| | Густина нафти (ρ_o) та води (ρ_w) (Різниця $\Delta\rho=\rho_w-\rho_o$) | Визначає величину гравітаційних сил; впливає на гравітаційну сегрегацію (розшарування) та стабільність фронту витіснення в похилих або товстих пластах. |
| Фізичні процеси (10-30%) | Відносні фазові проникності (ВФП: k_{rw}, k_{ro}) | Характеризують залежність проникності для кожної фази від її насиченості; визначають рухливість фаз, динаміку фронту витіснення (через f_w) та ефективність заміщення. |
| | Залишкова нафтонасиченість (S_{orw}) | Мінімальна насиченість нафти, що залишається після витіснення водою; визначає максимальний мікроскопічний КВН. Залежить від властивостей породи та флюїдів. |

Продовження таблиці 1.1

| 1 | 2 | 3 |
|------------------------------------|---|---|
| | Зв'язана (нерухома) водонасиченість (S_{wc} , S_{wirr}) | Мінімальна насиченість води, при якій вона нерухома; визначає початкову рухома насиченість нафти. |
| | Баланс сил (в'язкісних, капілярних, гравітаційних) | Співвідношення цих сил визначає загальну картину потоку, стабільність фронту, ефективність макрота мікроритіснення. |
| | Гравітаційні сили (кут нахилу пласта, α) | Впливають на гравітаційну сегрегацію та стабільність фронту витіснення, особливо в похилих та товстих пластах. |
| Технологія розробки (20-40%) | Система розміщення свердловин | Визначає напрямки потоків, площу дренавання та макроскопічний коефіцієнт охоплення пласта за площею. |
| | Темпи закачування та відборів (швидкість потоку) | Впливають на співвідношення сил (особливо в'язкісних та гравітаційних/капілярних), стабільність фронту та час розробки. |
| | Властивості води, що закачується | Хімічний (сольовий) склад та температура можуть впливати на взаємодію "вода-порода-нафта", змінюючи змочуваність, ВФП та ефективність витіснення (напр., low-salinity ефект). |
| Геологічна неоднорідність (10-50%) | Шарувата неоднорідність (макро) | Чергування шарів з різною проникністю; призводить до нерівномірного просування фронту по розрізу, раннього прориву води по високопроникних шарах, низького вертикального охоплення. |
| | Літологічна/фаціальна неоднорідність (мезо/макро) | Наявність різних типів порід (фацій) з унікальними ФСВ, ВФП, S_{or} , S_{wc} ; контролює шляхи фільтрації, розподіл залишкової нафти та загальну ефективність витіснення. |
| | Розривні порушення, тріщинуватість (макро) | Можуть виступати як провідні канали або як бар'єри для потоку, суттєво впливаючи на гідродинамічний зв'язок та ефективність заводнення. |
| Методологія розрахунку (10-30%) | Метод аналітичного розрахунку | Визначає фізичну та математичну основу прогнозу. Класичні методи (ГСТУ): Базуються на статичних кінцевих точках (S_{or} , S_{wi}), ігнорують динаміку потоку (ВФП, співвідношення рухливостей). Це призводить до значних спрощень. Метод Баклі-Лeverетта: Фізично обґрунтований, враховує ВФП, але має свої припущення (гомогенність, 1D потік, відсутність капілярних сил). Вибір методу визначає, які фізичні ефекти враховуються, що безпосередньо впливає на результат. |

З огляду на мету роботи щодо підвищення достовірності прогнозування $K_{вит}$, у вдосконаленому підході виділено пріоритетні фактори для інтеграції в аналітичну модель. Центральним об'єктом дослідження є геологічна неоднорідність на мезо- та макрорівнях [104 - 108]. На відміну від традиційних методів, що оперують усередненими показниками [109], даний підхід розглядає пласт як композитну систему літофацій, кожна з яких має унікальні фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) [110, 111].

Таблиця 1.2 ілюструє, як різні літофації теригенного колектора суттєво відрізняються за петрофізичними властивостями [112]. Аналіз властивостей теригенних колекторів свідчить, що чисті руслові пісковики мають найкращі ФЄВ та низькі залишкові насиченості [113, 114].

Таблиця 1.2

Типові діапазони властивостей для різних літофацій (приклад для теригенного колектора)

| Літофація | Пористість (ϕ), % | Проникність (k), мД | S_{wc} (S_{wirr}), % | S_{orw} , % | Змочуваність (типова) |
|--|--------------------------|-------------------------|----------------------------|---------------|-------------------------|
| Пісковик чистий, добре відсортований (напр., русловий) | 18 - 25 | > 100 | 10 - 20 | 15 - 25 | Переважно гідрофільна |
| Пісковик середньозернистий, помірно відсортований | 15 - 20 | 10 - 100 | 15 - 25 | 20 - 30 | Гідрофільна / Змішана |
| Пісковик дрібнозернистий, глинистий | 10 - 18 | 1 - 10 | 20 - 35 | 25 - 40 | Змішана / Гідрофобна |
| Алевроліт грубозернистий | 12 - 18 | 1 - 15 | 25 - 40 | 30 - 45 | Змішана |
| Алевроліт дрібнозернистий, глинистий | 8 - 15 | < 1 | 35 - 50+ | 35 - 50+ | Переважно гідрофобна |
| Глини/Аргіліти | < 10 (ефективна) | < 0.1 | > 50 | > 50 | Гідрофобна / Нейтральна |

Зростання глинистості погіршує ці параметри та змінює змочуваність породи [115 - 117]. У запропонованій моделі пористість (ϕ), абсолютна проникність (k), змочуваність (θ), відносні фазові проникності (ВФП) та залишкові насиченості (S_{orw} , S_{wc}) диференціюються відповідно до просторового поширення літофацій [118, 119]. Специфічна порова структура кожного літотипу безпосередньо визначає форму кривих ВФП та значення залишкових насиченостей [120, 121]. Зокрема, добре відсортовані пісковики демонструють

нижчу залишкову нафтонасиченість порівняно з алевролітами [122, 123]. Форма кривих ВФП контролює ефективність витіснення: гідрофільні системи зазвичай забезпечують краще заміщення нафти, попри ризик раннього прориву води [124 - 127]. Співвідношення в'язкостей флюїдів та різниця їх густин інтегруються через модифіковане рівняння фракційного потоку для оцінки впливу гравітаційних сил [128]. Швидкість фронту витіснення та час прориву води залежать від загальної швидкості потоку, яка визначається темпами закачування [129]. Врахування швидкості фільтрації дозволяє коректно описати баланс в'язкісних та гравітаційних сил [130].

Для забезпечення аналітичного розв'язку задачі прийнято низку обґрунтованих обмежень. Згідно з базовими припущеннями теорії Баклі-Лeverетта, не враховуються капілярні ефекти та хімічні взаємодії між водою і породою. Також поза межами дослідження залишаються конфігурація сітки свердловин та макроструктурна неоднорідність (розломи, тріщинуватість), що дозволяє виділити вплив літології в «чистому» вигляді [131 - 136]. Такий вибір факторів забезпечує фізичну реалістичність моделі при збереженні її обчислювальної ефективності.

1.5 Обґрунтування вибору методу для вдосконалення коефіцієнту витіснення

Метою даного підрозділу є систематизація та порівняння двох фундаментально різних підходів до розрахунку коефіцієнта витіснення: класичний K_{vit} за ГСТУ [53] та динамічний E_D^* за методом Баклі-Лeverетта-Велге [44]. Цей крок завершує виконання першого завдання дисертації (системний аналіз та порівняння методів) і логічно обґрунтовує вибір об'єкта для подальшого вдосконалення, що є передумовою для другого завдання. Обидві моделі у базовій формі розглядають пласт як гомогенний об'єкт, що призводить до ігнорування переважних шляхів фільтрації у високопроникних зонах та нерівномірного розподілу залишкової нафти [137, 138]. Традиційні методи усереднення не здатні адекватно описати ефективні властивості гетерогенного

середовища [139, 140]. Найбільш критичним спрощенням є використання єдиної кривої ВФП, яка не враховує специфічну динаміку витіснення у різних літофаціях [141, 142].

Таблиця 1.3

Ступінь врахування основних факторів в досліджуваних методах при визначенні $K_{вит}$

| Конкретний фактор | Врахування фактору при визначенні $K_{вит}$ за ГСТУ | Врахування фактору при визначенні E_D^* за методом Баклі-Левреттом |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Властивості породи | | |
| Пористість (φ) | Враховано. Використовуються унікальні значення для кожної літофації, що є основою для моделювання неоднорідності. | |
| Проникність (абсолютна, k) | | |
| Змочуваність (контактний кут, θ) | Враховано опосередковано. Лише через кінцеве значення залишкової нафтонасиченості ($K_{н.зал}$). | Враховано опосередковано. Вплив змочуваності враховується через індивідуальні для кожної фації криві ВФП та значення залишкових насиченостей (S_{or} , S_{wc}). |
| Капілярний тиск (P_c) | Не враховано. Відсутній в аналітичних формулах. | Не враховано. Для спрощення аналітичного розв'язку капілярні ефекти нехтуються, що є поширеним припущенням. |
| Структура порового простору | Враховано опосередковано. Враховується через ФЄВ. | Враховано опосередковано. Враховується через ФЄВ та форми кривих ВФП. |
| Властивості флюїдів | | |
| В'язкість нафти (μ_o) та води (μ_w) ($M=\mu_o/\mu_w$) | Враховано. В'язкості флюїдів є ключовими параметрами у аналітичних формулах. | |
| Міжфазний натяг (σ_{ow}) | Не враховано. Відсутній в аналітичних формулах. | Не враховано. Оскільки капілярний тиск не враховується, міжфазний натяг як його основна причина також не входить до моделі в явному вигляді. |
| Густина нафти (ρ_o) та води (ρ_w) (Різниця $\Delta\rho=\rho_w-\rho_o$) | Не враховано. Відсутній в аналітичних формулах. | Враховано. Різниця густин є ключовим параметром для розрахунку гравітаційного доданку в розширеній моделі фракційного потоку. |
| Фізичні процеси | | |
| Відносні фазові проникності (ВФП: k_{rw} , k_{ro}) | Не враховано. Це є ключовим спрощенням методу, який ігнорує динаміку двофазного потоку. | Враховано. Використання індивідуальних кривих ВФП для кожної літофації є центральним елементом запропонованої методики. |

Продовження таблиці 1.3

| 1 | 2 | 3 |
|--|--|--|
| Залишкова нафтонасиченість (S_{orw}) | Враховано. Визначається як унікальний параметр для кожної літофації, що дозволяє більш точно моделювати мікроскопічну ефективність витіснення. | |
| Зв'язана (нерухома) водонасиченість (S_{wc}, S_{wirr}) | | |
| Баланс сил (в'язкісних, капілярних, гравітаційних) | Не враховано. Це є спрощенням методу. | Враховано. Модель безпосередньо описує конкуренцію між в'язкісними силами (що рухають флюїд) та гравітаційними (що викликають розшарування). |
| Гравітаційні сили (кут нахилу пласта, α) | Не враховано. Відсутній в аналітичних формулах. | Враховано. Пласт моделюється під певним кутом нахилу. |
| Технологія розробки | | |
| Система розміщення свердловин | Не враховано. Дослідження зосереджено на коефіцієнті витіснення (мікро- та мезорівень), а не на КИН де врахований коефіцієнті охоплення $K_{ох.в}$, який залежить від системи розробки. | |
| Темпи закачування та відборів (швидкість потоку) | Не враховано. Це є спрощенням методу. | Враховано. Загальна швидкість потоку (темп закачування) є вхідним параметром для розрахунку швидкості руху фронту витіснення. |
| Властивості води, що закачується | Не враховано. Складні хімічні взаємодії, які динамічно змінюють змочуваність, не моделюються. | |
| Геологічна неоднорідність | | |
| Шарувата неоднорідність (макро) | Не враховано. Моделюється через представлення пласта як одного шару. | |
| Літологічна/фаціальна неоднорідність (мезо/макро) | Враховано. Це є ключовим предметом дисертаційного дослідження. | |
| Розривні порушення, тріщинуватість (макро) | Не враховано. Модель розглядає пласт як неперервне пористе середовище і не враховує розривні порушення або системи подвійної пористості (тріщинуватість). | |

Метод ГСТУ практично повністю ігнорує фізику багатозафазного потоку. Натомість апарат Баклі–Леверетта враховує ВФП та в'язкість, а його розрахункові залежності можуть бути доповнені врахуванням гравітаційних сил; капілярні ефекти в базовій постановці окремо не розглядаються [143, 144]. Ступінь врахування ключових факторів наведено в табл. 1.3.

Аналіз підтверджує, що метод Баклі-Леверетта-Велге є оптимальним об'єктом для вдосконалення. На відміну від емпіричного ГСТУ, він базується на фундаментальних рівняннях фільтрації, має міжнародне визнання та високу гнучкість для інтеграції геологічної неоднорідності. Це дозволяє перейти від усереднених характеристик до детального відображення структури пласта.

Таким чином, завданням дослідження є інтеграція літолого-фаціальної мінливості у формалізм Баклі–Левретта для вирішення задачі підвищення достовірності прогнозування.

1.6 Теоретичні основи та сфера застосування методу середньозваженого

Метод середньозваженого (або зваженого середнього арифметичного) є фундаментальним поняттям у статистиці та аналізі даних [145]. Принцип середньозваженого використовується в багатьох наукових та інженерних дисциплінах для отримання репрезентативних значень у неоднорідних системах. У фінансовій сфері метод застосовується при розрахунку дохідності інвестиційного портфеля, де вартість кожного активу є його вагою [146]. У хімії – при визначенні середньої атомної маси хімічного елемента на основі поширеності його ізотопів [147]. У економіці – для розрахунку індексу споживчих цін (інфляції), де вага кожного товару визначається його часткою у споживчому кошику [148]. У матеріалознавстві – присутній у міжнародних стандартах, наприклад, ASTM D792 [149], використовують зважені середні для визначення густини та питомої ваги композитних матеріалів, що складаються з кількох компонентів [150].

На відміну від простого середнього арифметичного, де всі елементи вибірки мають однакову вагу, у середньозваженому кожному значенню надається певна «вага» або «значущість» (коефіцієнт w_i), яка визначає його внесок у кінцевий результат, що виражається наступним рівнянням (1.9)

$$x_{cp.zb} = \frac{\sum v_i x_i}{\sum v_i}, \quad (1.9)$$

де x_i - значення i -го елемента (у контексті даного дослідження x коефіцієнт витіснення, а i - приналежність до фації); v_i - вага i -го елемента.

У нафтогазовій інженерії та гідрогеології метод середньозваженого є ключовим інструментом переходу від властивостей, вимірних на малому масштабі (наприклад, зразки керна), до ефективних властивостей, що

характеризують весь пласт або його значну частину. Численні дослідження демонструють його ефективність. Розрахунок ефективної проникності шаруватого пласта. Для потоку, паралельного напластуванню, використовується середньозважене арифметичне (вага - товщина прошарку), а для потоку, перпендикулярного напластуванню, - середньозважене гармонійне [128]. Розрахунок середньої пористості та водонасиченості для геологічного тіла на основі даних з різних прошарків або фацій. Цей підхід є стандартною практикою при підрахунку запасів [6].

Ключова перевага методу полягає у підвищенні точності порівняно з простим усередненням, коли внесок окремих компонентів у загальну систему є нерівнозначним. Дослідження, проведене у сфері екологічного моделювання [151], показало, що використання середньозваженого підходу для усереднення властивостей ґрунтів (де вагою виступала площа поширення кожного типу ґрунту) дозволило отримати значно точніші прогнози розповсюдження забруднювачів порівняно з використанням простого середнього арифметичного, яке ігнорувало просторову мінливість. Цей висновок є прямою аналогією до завдання даної дисертації: так само, як ігнорування типів ґрунтів призводить до помилок у прогнозі, ігнорування літофацій призводить до неточностей у прогнозі витіснення нафти.

1.7 Висновки за розділом 1. Мета та задачі досліджень

Проведений аналіз стану питання прогнозування ефективності заводнення дозволив зробити наступні висновки.

1. Коефіцієнт витіснення ($K_{вмт}$) є базовим фізичним параметром, що характеризує мікроскопічну ефективність заміщення нафти водою в охопленій частині пласта. Його достовірність безпосередньо впливає на результати підрахунку видобувних запасів (КВН) та обґрунтованість інвестиційних рішень, оскільки помилки у прогнозуванні призводять до системних розбіжностей між проектними та фактичними показниками розробки.

2. Системний аналіз методики чинного стандарту ГСТУ 41-00032626-00-022-2000 та теорії Баклі-Лeverетта-Велге дав змогу встановити особливості їх застосування до літологічно неоднорідних колекторів. Методика ГСТУ базується на емпіричних залежностях кінцевих значень насиченостей і безпосередньо не використовує криві відносних фазових проникностей. Підхід Баклі-Лeverетта-Велге враховує динаміку двофазної фільтрації, однак у базовій постановці використовує усереднене представлення властивостей пласта. Установлені особливості стали підґрунтям для розроблення фацієспецифічної модифікації аналітичного підходу.

3. Для врахування літологічної неоднорідності запропоновано перехід від усередненого представлення пласта до композитної системи, що складається з окремих літофацій. Для кожної літофації коефіцієнт витіснення визначається окремо за відповідними фацієспецифічними параметрами та кривими ВФП, після чого розраховується його інтегральне значення шляхом зважування локальних результатів за частками літофацій у нафтонасиченому поровому об'ємі пласта. Отже, зважуються вже розраховані коефіцієнти витіснення, а не безпосередньо нелінійні криві ВФП.

4. Найбільш доцільною основою для вдосконалення обрано аналітичний підхід Баклі-Лeverетта-Велге, оскільки він базується на рівняннях двофазної фільтрації та дозволяє враховувати гравітаційний вплив, що має суттєве значення для похилих пластів. Визначено, що науковою задачею дослідження є удосконалення цього підходу шляхом поєднання фацієспецифічного розрахунку коефіцієнта витіснення з інтегральним середньозваженим оцінюванням за частками літофацій у нафтонасиченому поровому об'ємі пласта.

Метою дисертаційного дослідження є підвищення достовірності прогнозування при заводненні для геологічно неоднорідних колекторів шляхом розробки, обґрунтування та апробації вдосконаленого аналітичного підходу, що детально враховує літологічний розподіл пласта.

Для досягнення цієї мети необхідно розв'язати такі **завдання**:

- провести системний аналіз та порівняльну оцінку існуючих аналітичних методів прогнозування (ГСТУ, західний підхід, метод Баклі-Леверетта) щодо їхньої здатності враховувати літологічну неоднорідність, гравітацію та відносні проникності, визначивши їхні обмеження для гетерогенних колекторів;

- науково обґрунтувати та розробити вдосконалений підхід до прогнозування, що інтегрує фактор літологічного розподілу в метод Баклі-Леверетта-Велге через визначення фацієспецифічних фільтраційних характеристик (ФЄВ, ВФП) та їхнього просторового поширення за даними геологічного моделювання;

- розробити та реалізувати обчислювальний алгоритм мовою Python для автоматизації розрахунків за запропонованим підходом, що дозволить визначати фацієспецифічні та інтегральні значення коефіцієнта витіснення з урахуванням літологічного розподілу, пористості, абсолютної проникності та гравітаційного впливу;

- виконати апробацію розробленого підходу та алгоритму на даних Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ, провести порівняння отриманих коефіцієнтів витіснення за різними розрахунковими методиками та оцінити зіставність результатів для детерміністичних і стохастичних сценаріїв.

Структурна схема дисертаційної роботи ілюструє послідовність вирішення сформульованої наукової задачі (рис. 1.3).

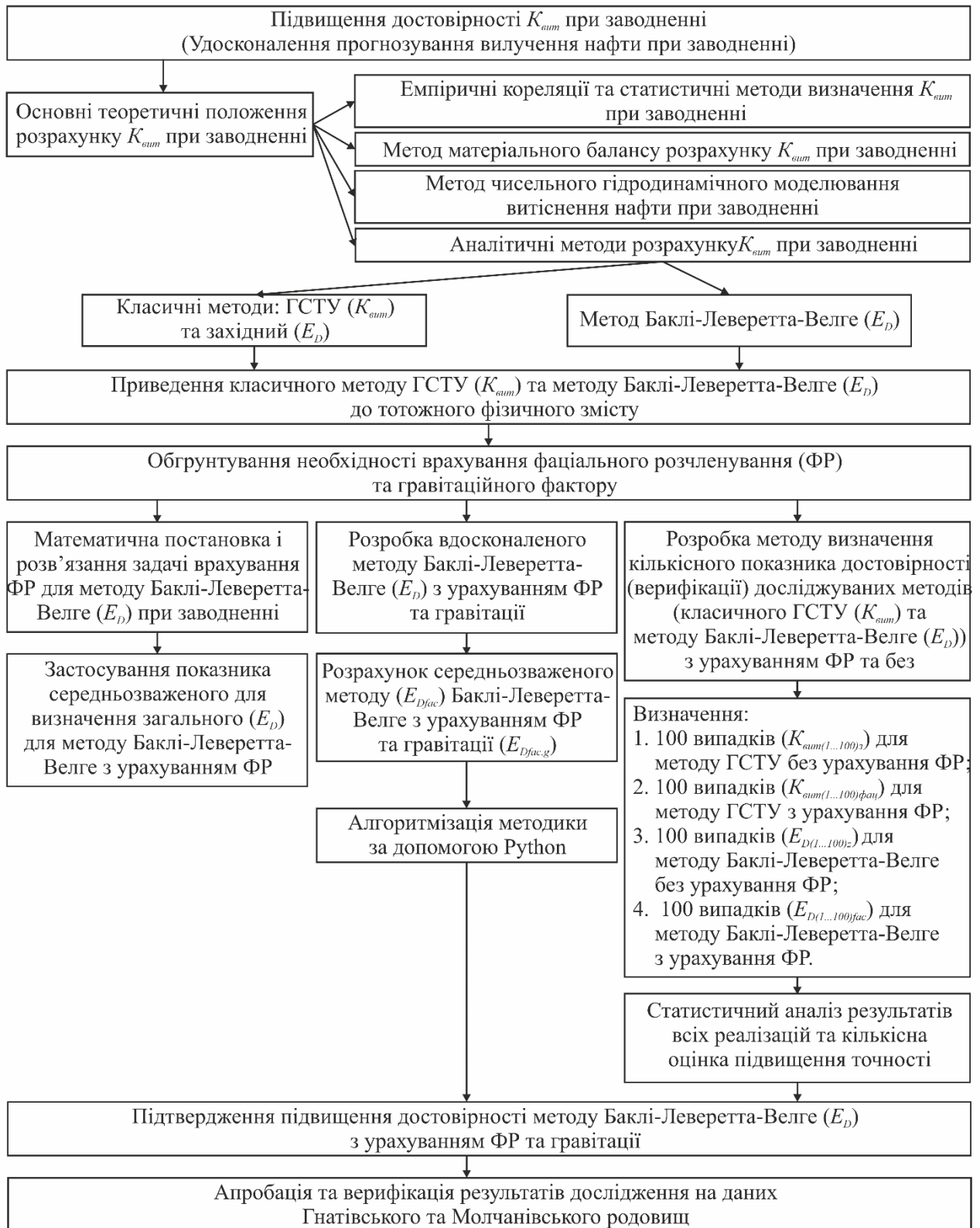


Рис. 1.3. Структурна схема досліджень, викладених у дисертації

РОЗДІЛ 2

ПІДГОТОВКА ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ВХІДНИХ ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ ОБЧИСЛЮВАЛЬНОГО ЕКСПЕРИМЕНТУ

Для забезпечення відтворюваності дослідження використано об'єднану геологічну модель, що охоплює сегменти Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ. Обидва об'єкти розташовані в Новосанжарському районі Полтавської області, приурочені до Нехворощанського структурного виступу південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини та належать до спільного регіонального геологічного комплексу. За даними Атласу, Гнатівське підняття на південному сході через неглибоку сідловину безпосередньо межує з Мовчанівським підняттям. Спочатку буде представлено загальну геологічну та петрофізичну характеристику цієї моделі. Далі буде послідовно обґрунтовано кожен групу параметрів від сталих технологічних та флюїдальних величин до стохастично змінних петрофізичних властивостей, що визначаються за допомогою геостатистичного моделювання. На завершення розділу буде сформовано підсумкові набори даних для кожного з шести розрахункових сценаріїв.

Таким чином, цей розділ слугує необхідним підготовчим етапом, що забезпечує обчислювальний експеримент конкретними, фізично-обґрунтованими числовими даними. Результати застосування цих даних для розрахунків та їх подальший аналіз будуть представлені в наступному розділі.

2.1 Класифікація вхідних даних для аналітичного моделювання коефіцієнта витіснення

Важливим елементом методології є підготовка вхідних даних. Особистим внеском здобувача є розроблена класифікація вхідних параметрів у залежності від методу моделювання та літологічної неоднорідності (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Класифікація вхідних параметрів за впливом фактору літологічного розчленування (ФР)

| Параметр | Категорія впливу ФР | Індекс <u>стандарт.</u> з урах. ФР | СО <u>Метрична</u> Америк. | Спосіб визначення в моделі |
|--|---------------------|------------------------------------|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Технологічні | | | | |
| Об'ємний коефіцієнт нафти (B_o) | 1. Статичний | $\frac{B_o}{-}$ | <u>безрозмір.</u> bbl/STB | Приймається константою з PVT-аналізу. |
| Об'ємний коефіцієнт води (B_w) | 1. Статичний | $\frac{B_w}{-}$ | <u>Безрозмір.</u> bbl/STB | Приймається константою з PVT-аналізу. |
| Темп закачування (i_w) | 1. Статичний | $\frac{i_w}{-}$ | <u>м³/добу</u> bbl/day | Приймається як заданий технологічний параметр. |
| Геометричні | | | | |
| Потужність пласта (h) | 2. Первинний | $\frac{h}{-}$ | <u>м</u> ft | Визначається з 3D геостатистичної моделі і приймається константою, оскільки покрівля та підшва покладу фіксовані. |
| Площа поперечного перерізу (A) | 2. Первинний | $\frac{A}{-}$ | <u>м²</u> ft ² | Розраховується на основі 3D геостатистичної моделі. |
| Кут нахилу пласта (a) | 1. Статичний | $\frac{a}{-}$ | <u>градуси</u> градуси | Визначається з 3D геостатистичної моделі. Приймається константою |
| Відстань між свердловинами (L) | 1. Статичний | $\frac{L}{-}$ | <u>м</u> ft | Приймається як заданий геометричний параметр. |
| Частка фації від усього об'єму (v_i) | 2. Первинний | <u>відсутній</u> w_i | <u>долі од.</u> долі од. | Розраховується з 3D моделі розподілу фацій для кожної реалізації. |
| Властивості флюїдів | | | | |
| В'язкість нафти (μ_o) | 1. Статичний | $\frac{\mu_o}{-}$ | <u>сП</u> ср | Приймається константою з PVT-аналізу. |
| В'язкість води (μ_w) | 1. Статичний | $\frac{\mu_w}{-}$ | <u>сП</u> ср | Приймається константою з PVT-аналізу. |
| Густина нафти (ρ_o) | 1. Статичний | $\frac{\rho_o}{-}$ | <u>кг/м³</u> g/cm ³ | Приймається константою з PVT-аналізу. |
| Густина води (ρ_w) | 1. Статичний | $\frac{\rho_w}{-}$ | <u>кг/м³</u> g/cm ² | Приймається константою з PVT-аналізу. |

Продовження таблиці 2.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------|--|
| Параметри пласта та ВФП | | | | |
| Пористість (φ) | 2. Первинний | φ φ_i | <u>долі од.</u> долі од. | Моделюється геостатистично; розраховується середнє для кожної фації. |
| Проникність (k) | 2. Первинний | k k_i | <u>мД</u> md | Моделюється геостатистично; розраховується середнє для кожної фації. |
| Початкова водонасиченість (S_{wi}) | 2. Первинний | S_{wi} $S_{wi,i}$ | <u>долі од.</u> долі од. | Моделюється геостатистично; розраховується середнє для кожної фації. |
| Залишкова водонасиченість (S_{wc}) | 4. Усереднений лабораторний | S_{wc} $S_{wc,i}$ | <u>долі од.</u> долі од. | Визначається як стале середнє значення для кожної фації з даних керну. |
| Параметри змочуваності (n/m) | 5. Довідковий | n_o/n_w $n_{o,i}/n_{w,i}$ | $\bar{\quad}$ - | Приймаються з довідників як сталі значення, унікальні для кожної фації. |
| Залишкова нафтонасиченість (S_{or}) | 3. Вторинний | S_{or} $S_{or,i}$ | <u>долі од.</u> долі од. | Розраховується для кожної фації за кореляціями з первинними параметрами. |

Ця система дозволяє чітко розмежувати джерела інформації та характер їхньої мінливості.

1. Статичні (інваріантні) параметри. Властивості флюїдів та геометричні константи (відстань між свердловинами), що залишаються незмінними для всього об'єкта.

2. Первинні просторово-розподілені параметри. Дані, що безпосередньо генеруються геостатистичною моделлю (v_i, ϕ, k, S_{wi}). Саме вони визначають геологічну структуру кожної реалізації.

3. Вторинні (розрахункові) параметри. Величини, що розраховуються на основі первинних даних через аналітичні залежності (наприклад, залишкова нафтонасиченість S_{orw} та криві ВФП), будучи унікальними для кожної фації.

4. Усереднені лабораторні параметри. Показники (наприклад, S_{wc}), що приймаються сталими для фації на основі досягнення репрезентативного елементарного об'єму (REV) за результатами досліджень керна.

5. Довідкові параметри. Значення (експоненти Корі), які

диференціюються відповідно до літологічного типу кожної фації за даними літературних джерел.

Узагальнена класифікація всіх параметрів, що використовуються у дослідженні, наведена у таблиці 2.1.

2.2 Характеристики Гнатівського та Новомиколаївського родовищ

Для виконання завдань дисертаційного дослідження, зокрема для проведення об'єктивного порівняльного аналізу аналітичних методик, було використано геологічні дані Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ. Вибір цих об'єктів зумовлений їхньою складною геологічною будовою. Використання параметрів реальних пластів (зокрема теригенних відкладів візейського та турнейського ярусів) дозволяє працювати в контрольованих умовах, де геологічна складність є відомою та відтворюваною, що є критично важливим для коректної інтерпретації результатів та ізоляції впливу саме методології розрахунку.

Геологічна суміжність досліджуваних об'єктів, наявність у їхніх розрізах турнейських теригенних колекторів та застосування єдиних критеріїв літофаціального розчленування дали підстави для використання спільної фацієспецифічної лабораторної бази. За відсутності окремих лабораторних визначень для Мовчанівського об'єкта значення залишкової водонасиченості, встановлені для відповідних типів літофацій, прийнято як аналогові параметри. Таке перенесення ґрунтується на відповідності літофаціальної належності та зіставності петрофізичних характеристик, а не лише на територіальній близькості родовищ. Прийняте припущення обмежується досліджуваним регіональним комплексом; застосування методики до інших родовищ потребує формування власної фацієспецифічної лабораторної бази.

2.2.1 Геологічна основа та характеристика досліджуваних об'єктів

У межах об'єднаної моделі, що включає Гнатівське та Новомиколаївське (Мовчанівське) нафтогазоконденсатні родовища, було обрано продуктивні

нафтові горизонти В-26, Т-2, Т-3 візейського та турнейського ярусів.

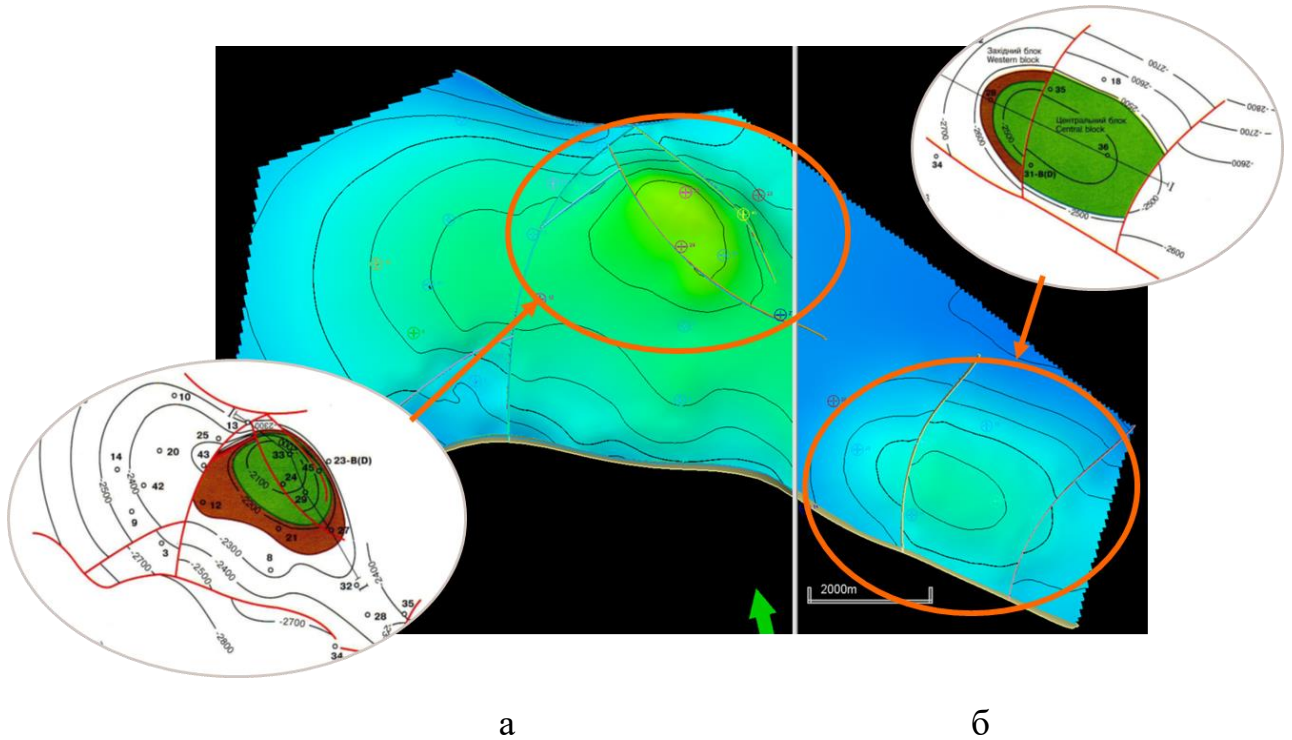


Рис. 2.1. Структурна карта покрівлі продуктивних горизонтів:

а - В-26 (C_{1V1}); б - Т-3 (C_{1t})

Дані продуктивні горизонти було обрано через два ключові фактори: наявність великого масиву даних та вираженої геологічної неоднорідності. Тривимірні моделі будувались на даних Атласу родовищ України, а саме, Гнатівського (додаток А, рис. А.1, рис. А.2) та Новомиколаївського (додаток Б, рис. Б.1, рис. Б.2) родовищ.

Об'єкт характеризується високим ступенем вивченості, що включає дані ГДС та аналізи керна по 25 свердловинах (3, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 18, 20, 21, 23, 24, 25, 27, 28, 29, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 42, 43, 45), що є необхідною умовою для побудови достовірної геостатистичної моделі, як було обґрунтовано в розділі 3.

Продуктивні горизонти В-26, Т-2, Т-3 візейського та турнейського ярусів, є класичними прикладами теригенних колекторів зі складною будовою. Вони представлені перешаруванням порід різного гранулометричного складу та літології, що відображає мінливі умови осадконакопичення. Саме ця фаціальна мінливість робить об'єкти ідеальними для дослідження впливу геологічного фактору на точність прогнозування.

2.2.2 Літолого-фаціальний склад та виділення проникних зон

На основі комплексного аналізу керн в межах горизонтів В-26, Т-2, Т-3 було виділено декілька основних літологічних різновидів: пісковики середньозернисті, пісковики дрібнозернисті, алевроліти, аргіліти (глини), вугілля та вапняки.

Для цілей даного дослідження, яке фокусується на процесах фільтрації в проникній частині пласта, було введено граничні значення колекторських властивостей:

- гранична пористість ($\varphi_{cut-off}$) - 4.8%;
- гранична проникність ($k_{cut-off}$) - 1 мД (0,001 мкм²).

Породи, що мають властивості нижчі за ці граничні значення (аргіліти, глини, вугілля, щільні вапняки), були класифіковані як «непроникна зона» і виключені з подальшого аналізу фільтраційних процесів.

В межах проникної частини колектора було виділено три основні літофації (табл. 2.2), що мають принципово різні фільтраційно-ємнісні властивості та є ключовими для моделювання геологічної неоднорідності: пісковик середньозернистий, середньозцементований; пісковик дрібнозернистий, міцний; алевроліт.

Пісковик середньозернистий, середньозцементований (категорія 1) представлений переважно середньо- та дрібнозернистими пісковиками з низьким вмістом глинистого матеріалу. Характеризується найкращими колекторськими властивостями.

Пісковик дрібнозернистий, міцний (категорія 2) представлений пісковиками з помітним вмістом глинистого цементу або тонкими глинистими прошарками. Має проміжні колекторські властивості.

Алевроліт (категорія 3) складається з алевролітових порід, часто з високим вмістом глинистої фракції. Характеризується найгіршими колекторськими властивостями серед проникних фацій.

Таблиця 2.2

**Відомості про літолого-фізичні властивості порід продуктивних пластів
В-26, Т-2 (С_{1v1}-С_{1t})**

| Інтервал відбору керна, м | | Опис зразків | Категорія фації | Пористість відкрита, % | Проникність, млд. | Нафтонасиченість (K _н =%) | насиченість |
|---|------|--|-----------------|---------------------------|----------------------|---|-------------|
| від | до | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| В-26, Т-2 (С_{1v1}-С_{1t}) | | | | | | | |
| 3 св. | | | | | | | |
| 3906 | 3917 | Пісковик дрібнозернистий, міцний | 2 | 5,5 | 1 | | Водонас. |
| | | | | 6 | 0,95 | | |
| | | | | 6,5 | 1,1 | | |
| 3917 | 3933 | Пісковик середньозернистий, середньозцементований | 1 | 11,1 | 7,9 | | Водонас. |
| | | | | 13,2 | 1,95 | | |
| | | | | 12,4 | 8 | | |
| 3933 | 3946 | Пісковик дрібнозернистий, міцний | 2 | 4,9 | 1,1 | | Водонас. |
| 12 св | | | | | | | |
| 3295 | 3310 | Пісковик середньозернистий, середньозцементований | 1 | 7,2 | 2,3 | | Нафтонас. |
| 14 св | | | | | | | |
| 3601 | 3606 | Пісковик дрібнозернистий, міцний | 2 | 4,9 | 1,1 | | Водонас. |
| 29 св. | | | | | | | |
| 2405 | 2421 | Пісковик дрібнозернистий, міцний | 2 | 7,9 | 9,9 | | |
| 2585 | 2600 | Алевроліт | 3 | 6 | 1,2 | | |
| 33 св. | | | | | | | |
| 2380 | 2384 | Пісковик дрібнозернистий, міцний | 2 | 16 | 999,1 | | |
| | | | | 16 | 256,64 | | |
| 2414 | 2420 | Пісковик середньозернистий, середньозцементований | 1 | 13,4 | 913,38 | | |
| | | | | 14,8 | 758,69 | | |
| | | | | 13,0 | 309,23 | | |
| | | | | 14,3 | 1147 | | |
| | | | | 16,5 | 758,71 | | |
| | | | | 12,3 | 340,1 | | |
| 14,5 | 167 | | | | | | |
| 43 св. | | | | | | | |
| 2494 | 2508 | Пісковик середньозернистий, середньозцементований | 1 | 10,5 | | | |
| 2494 | 2508 | Пісковик дрібнозернистий, міцний | 2 | 9,42 | | | |

Продовження таблиці 2.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---------------|------|--|---|------|--------|---|---|
| Г-3 | | | | | | | |
| 14 св. | | | | | | | |
| 3740 | 3754 | Алевроліт | 3 | 8,4 | 1,01 | | |
| 28 св. | | | | | | | |
| 2835 | 2844 | Пісковик дрібнозернистий, міцний | 2 | 8,5 | 9,52 | | |
| | | | | 9,9 | 8,84 | | |
| | | | | 10,4 | 2,63 | | |
| | | | | 6 | 0,94 | | |
| 2844 | 2851 | Пісковик середньозернистий, середньозцементований | 1 | 9,9 | 4,92 | | |
| | | | | 8 | 1,16 | | |
| | | | | 8,7 | 8,71 | | |
| | | | | 8,6 | 3,54 | | |
| | | | | 7,8 | 2,2 | | |
| | | | | 7,9 | 3,79 | | |
| | | | | 13,2 | 38,4 | | |
| | | | | 8,9 | 3,49 | | |
| | | | | 9,1 | 11,7 | | |
| | | | | 11,3 | 1,34 | | |
| | | | | 8,9 | 5,59 | | |
| | | | | 14,5 | 90,4 | | |
| | | | | 10,2 | 10,4 | | |
| 11,3 | 13,4 | | | | | | |
| 10,7 | 31,8 | | | | | | |
| 33 св. | | | | | | | |
| 2380 | 2384 | Пісковик середньозернистий, середньозцементований | 1 | 16 | 256,64 | | |
| | | | | 16 | 999,1 | | |
| 2414 | 2420 | Пісковик дрібнозернистий, міцний | 2 | 13,4 | 913,38 | | |
| | | | | 14,8 | 758,69 | | |
| | | | | 13 | 309,23 | | |
| | | | | 14,3 | 1147 | | |
| | | | | 16,5 | 758,71 | | |
| | | | | 12,3 | 340,1 | | |
| | | | | 14,5 | 167 | | |
| 34 св. | | | | | | | |
| 2919 | 2931 | Алевроліт | 3 | 8,9 | 4,16 | | |
| | | | | 7,6 | 2,58 | | |
| | | | | 7,6 | 1,41 | | |

Для визначення коефіцієнтів відкритої та ефективної пористості використовувались затверджені однойменні методичні вказівки: Стандарт державної геологічної служби України «Визначення коефіцієнтів відкритої та ефективної пористості гірських порід» (Методичні вказівки, 2006) [152]. Методологічною базою для вимірювання абсолютної проникності та нафтонасиченості та інтерпретації результатів послужили методичні рекомендації з підрахунку запасів та оцінки ресурсів нафти та газу у надрах і їхньої класифікації [153].

2.2.3 Геометричні характеристики сегментів Гнатівського та Новомиколаївського родовищ для розрахунків

Хоча загальна геостатистична модель охоплює значну площу, для аналітичних розрахунків процесу витіснення було обрано репрезентативний сегмент, а саме, об'єкт горизонтів В-26 і Т-2 Гнатівського родовища між свердловинами № 21 і № 8 та сегмент горизонту Т-3 Мовчанівського родовища між свердловинами № 28 і № 32 (рис. 2.2).

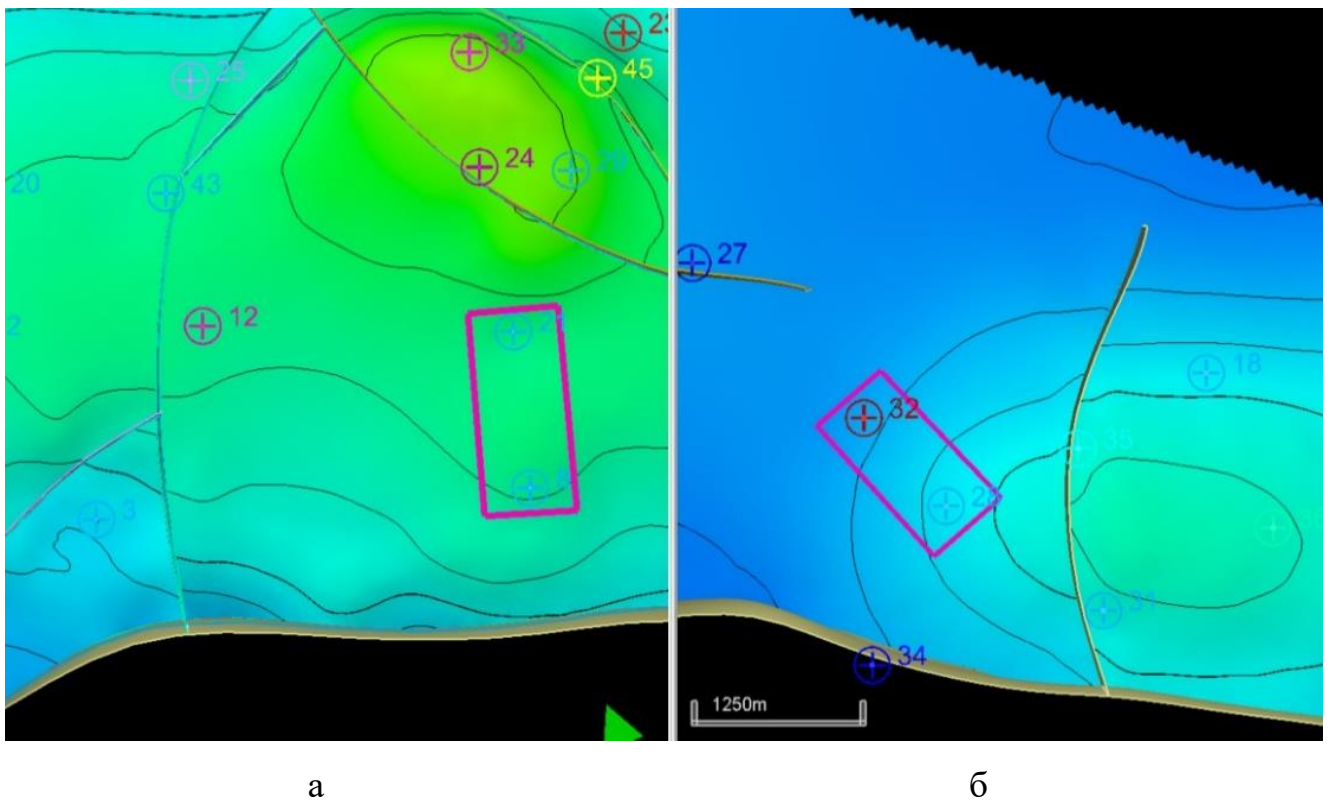
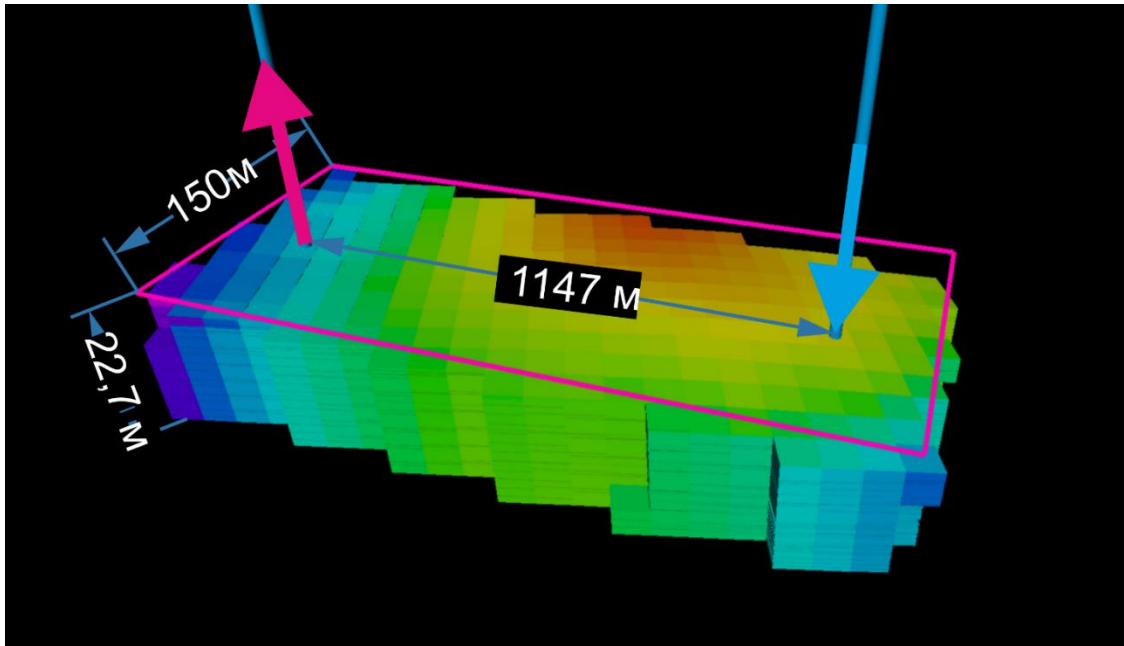


Рис. 2.2. Структурна карта покрівлі продуктивних горизонтів з виділеними сегментами: а - В-26 (C_{1V1}); б - Т-3 (C_{1t})

У рамках родовищ було прийнято, що свердловини № 8 та № 32, розташовані нижче по структурі, є нагнітальними, а свердловини № 21 та № 28 - видобувними (рис. 2.3).



а

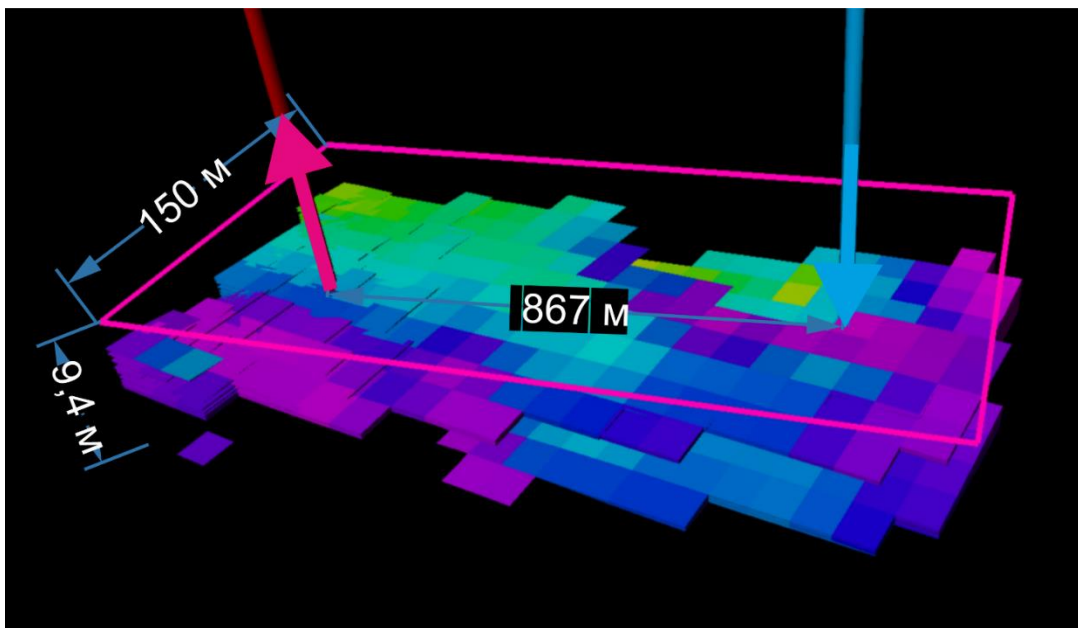


Рис. 2.3. Геометричні параметри сегментів: а - горизонтів В-26 та Т-2 між свердловинами № 21 і № 8; б - горизонту Т-3 між свердловинами № 28 і № 32

Таким чином, було побудовано геологічну модель Гнатівського та Мовчанівського родовищ, яка містить реальну геологічну складність (високу фаціальну мінливість) теригенного колектора з чітко визначеними геометричними параметрами. В даній геологічній моделі було виділено два сегменти, що відповідають завданню заводнення. Це створює ідеальні контрольовані умови для проведення обчислювального експерименту та об'єктивної оцінки ефективності розробленої методики.

2.3 Обґрунтування сталих вхідних параметрів для сценаріїв розрахунку коефіцієнта витіснення нафти

Оскільки дослідження присвячене процесам витіснення вуглеводнів, фізико-хімічні властивості пластових флюїдів були прийняті за фактичними даними Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ. Для моделювання використано показники нафти, пластової води, що містяться в Атласі родовищ України для Гнатівського (додаток А, табл. А.1, табл. А.2) та Новомиколаївського (додаток Б, табл. Б.1, табл. Б.2) родовищ.

Інформаційною базою для формування флюїдальної моделі слугували дані «Атласу родовищ нафти і газу України» [154], а за відсутності окремих показників у довідковій літературі - значення по сусідніх родовищах-аналогах Руденківсько-Новомиколаївської групи для ідентичних стратиграфічних горизонтів. Прийняті параметри флюїдів є сталими для всіх шести розрахункових сценаріїв та у всіх 100 стохастичних реалізацій геологічної моделі. Технологічний параметр, а саме, темп закачування (i_w), прийнятий на рівні 100 м³/добу або 629 bbl/day (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

Сталі вихідні параметри, що залишаються не змінними в детермінованому випадку та у всіх шести стохастичних випадках

| Параметр | Стандартний індекс параметру | Значення Гнатівського родовища | Значення Мовчанівського родовища | Метрична система одиниць |
|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|--------------------------|
| Технологічні | | | | |
| Об'ємний коеф. нафти | B_o | 1.492 | 1.492 | безрозмірний |
| Об'ємний коеф. води | B_w | 1.02 | 1.02 | безрозмірний |
| Темп закачування | i_w | 100 | 100 | м ³ /добу |
| Геометричні | | | | |
| Ширина потоку витіснення | b | 150 | 150 | м |
| Відстань між свердловинами | L | 1147 | 867 | м |
| Кут нахилу пласта | α | 9.6 | 5.06 | градуси |
| Властивості флюїдів | | | | |
| В'язкість нафти | μ_o | 0.26 | 0.26 | ср |
| В'язкість води | μ_w | 0.5 | 0.5 | ср |
| Густина нафти | ρ_o | 774 | 663.7 | кг/м ³ |
| Густина води | ρ_w | 1173 | 1173 | кг/м ³ |

Такий темп закачування є типовим для систем підтримання пластового тиску і забезпечує швидкість фільтрації, при якій, згідно з теорією, домінують в'язкісні сили, що відповідає одному з базових припущень методу Баклі-Левретта.

2.4 Визначення вхідних параметрів на основі геостатистичного моделювання фаціального розподілу та петрофізичних властивостей

Для забезпечення високої достовірності результатів обчислювального експерименту та врахування геологічної специфіки колекторів, обсяг розрахунків диференціюється за типом моделювання. Детерміністичний розрахунок за вдосконаленою методикою проводиться для сегментів обох досліджуваних об'єктів - Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ. Це дозволяє верифікувати працездатність аналітичного підходу на різних масивах фактичних даних та оцінити вплив гравітаційного фактору в умовах різних кутів нахилу пластів.

Водночас, стохастичне моделювання для аналізу прогнозної невизначеності та проведення порівняльного статистичного аналізу сценаріїв виконується виключно для Гнатівського родовища. Вибір даного об'єкта як основного для багатоваріантних розрахунків обумовлений його високою вивченістю: наявність детальних даних ГДС та аналізів керна по 25 свердловинах забезпечує необхідну репрезентативність статистичної вибірки для генерації 100 стабільних рівномірних реалізацій фаціального розподілу.

2.4.1 Детерміністичне моделювання Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ

Метою детерміністичного моделювання є детальна ідентифікація літофацій та визначення їх просторового поширення для формування композитної моделі пласта. На основі комплексного аналізу даних ГДС та опису кернового матеріалу встановлюються діагностичні ознаки кожної літофації (пісковиків різних типів, алевролітів тощо). Виконання цього етапу не є жорстко

обмеженим використанням спеціалізованого програмного забезпечення. Розрахунок часток фацій може бути проведений і традиційними методами (наприклад, за допомогою побудови 2D-карт або ручного опрацювання розрізів свердловин). Проте, для забезпечення високої оперативності розрахунків та зручності візуалізації, у даному дослідженні геологічна характеристика виконується у тривимірному цифровому середовищі програмного комплексу Petrel.

Геостатистичний інструментарій дозволяє врахувати просторову кореляцію даних у міжсвердловинному просторі [155]. У межах дисертаційного дослідження цей інструментарій дозволяє вирішити дві принципові задачі: побудову єдиної детермінованої моделі для розрахунку вагових коефіцієнтів (v_i) та генерацію множини рівномірних стохастичних реалізацій для оцінки прогнозної невизначеності.

Для побудови єдиної детермінованої моделі, яка слугує основою для розрахунку вагових коефіцієнтів (v_i), застосовується метод індикаторного крігінгу (Indicator Kriging, IK) [156, 157]. Цей підхід забезпечує отримання найкращої лінійної незміщеної оцінки розподілу категорійних фацій. Результат детерміністичного моделювання розподілу літофацій методом індикаторного крігінгу та виділення розрахункового сегмента горизонтів В-26 і Т-2 Гнатівського родовища наведено на рисунку 2.4. Розподіл неперервних петрофізичних властивостей у межах виділених фаціальних тіл виконується методом ординарного крігінгу (ОК).

На рис. 2.4 (а) показано результат детерміністичного моделювання просторового розподілу літофацій методом індикаторного крігінгу. Для подальшої числової реалізації модифікованого методу з моделі виділено сегмент горизонтів В-26 і Т-2 Гнатівського родовища між свердловинами № 21 і № 8 (рис. 2.4 б). У межах цього сегмента визначаються фаціальний склад, вагові частки літофацій та їхні усереднені петрофізичні параметри. Розподіл пористості, проникності та початкової водонасиченості виконується методом ординарного крігінгу в межах сформованих фаціальних тіл.

У межах сегмента виділено дві проникні літофації - пісковик середньозернистий і пісковик дрібнозернистий. Непроникні літотипи та водонасичені зони зберігаються у складі геологічної моделі, але не включаються до ефективного об'єму. Після їх виключення частки проникних літофацій нормуються за умовою $\Sigma v_i = 1$.

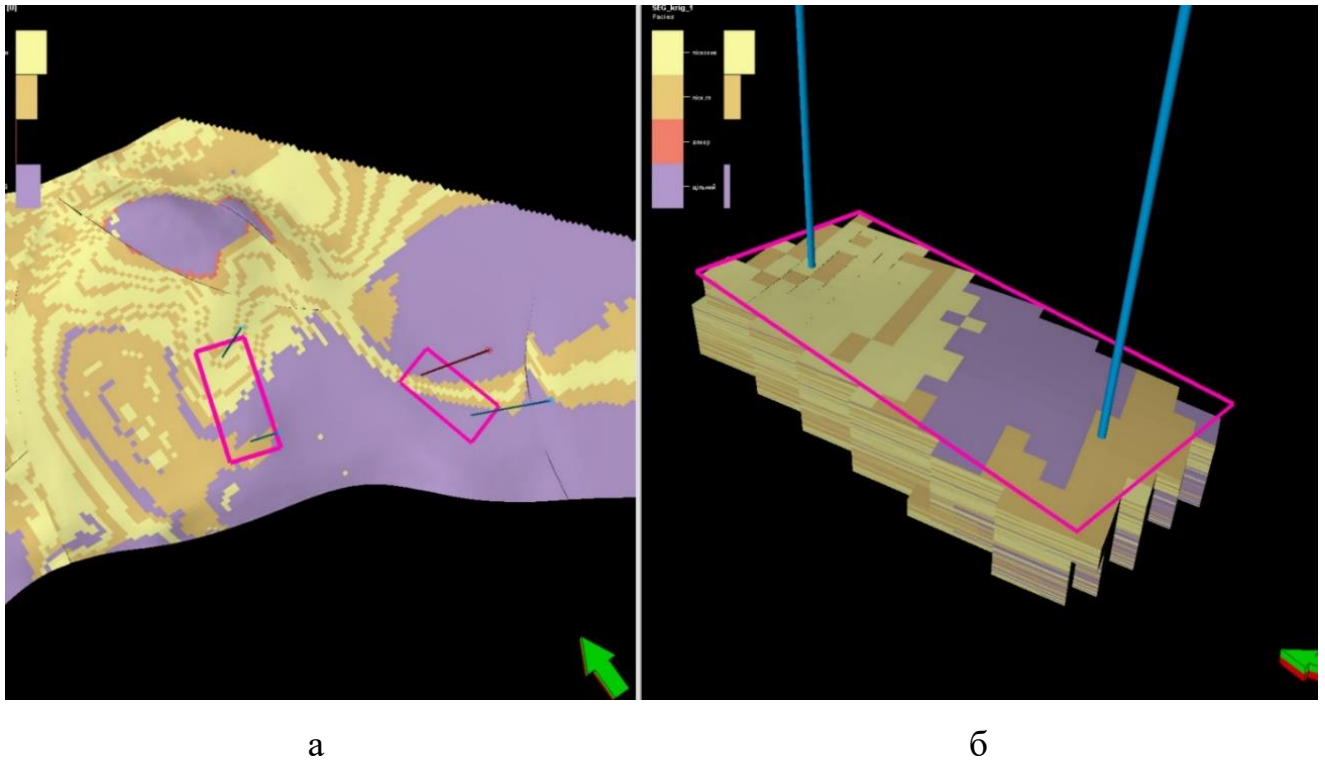


Рис. 2.4. Детерміністична 3D модель розподілу літофацій: а – горизонти В-26, Т-2; б - вибудований сегмент горизонтів В-26 та Т-2 Гнатівського родовища

Для виокремлення сегменту та визначення його вагових часток необхідно виконати наступні кроки. У налаштуваннях фаціального моделювання кожному літологічному типу за даними ГДС присвоєно окремий категорійний індекс. У результаті сформовано детерміністичну модель, у якій кожна комірка характеризується відповідним фаціальним кодом (рис. 2.5). Дана властивість отримала назву «FACIES2_Kriging».

Отримана модель відображає просторове положення трьох проникних літофацій і непроникної зони в межах досліджуваних горизонтів. Наступним кроком із загальної геологічної моделі виділено розрахунковий сегмент горизонтів В-26 і Т-2 Гнатівського родовища між свердловинами № 21 і № 8.

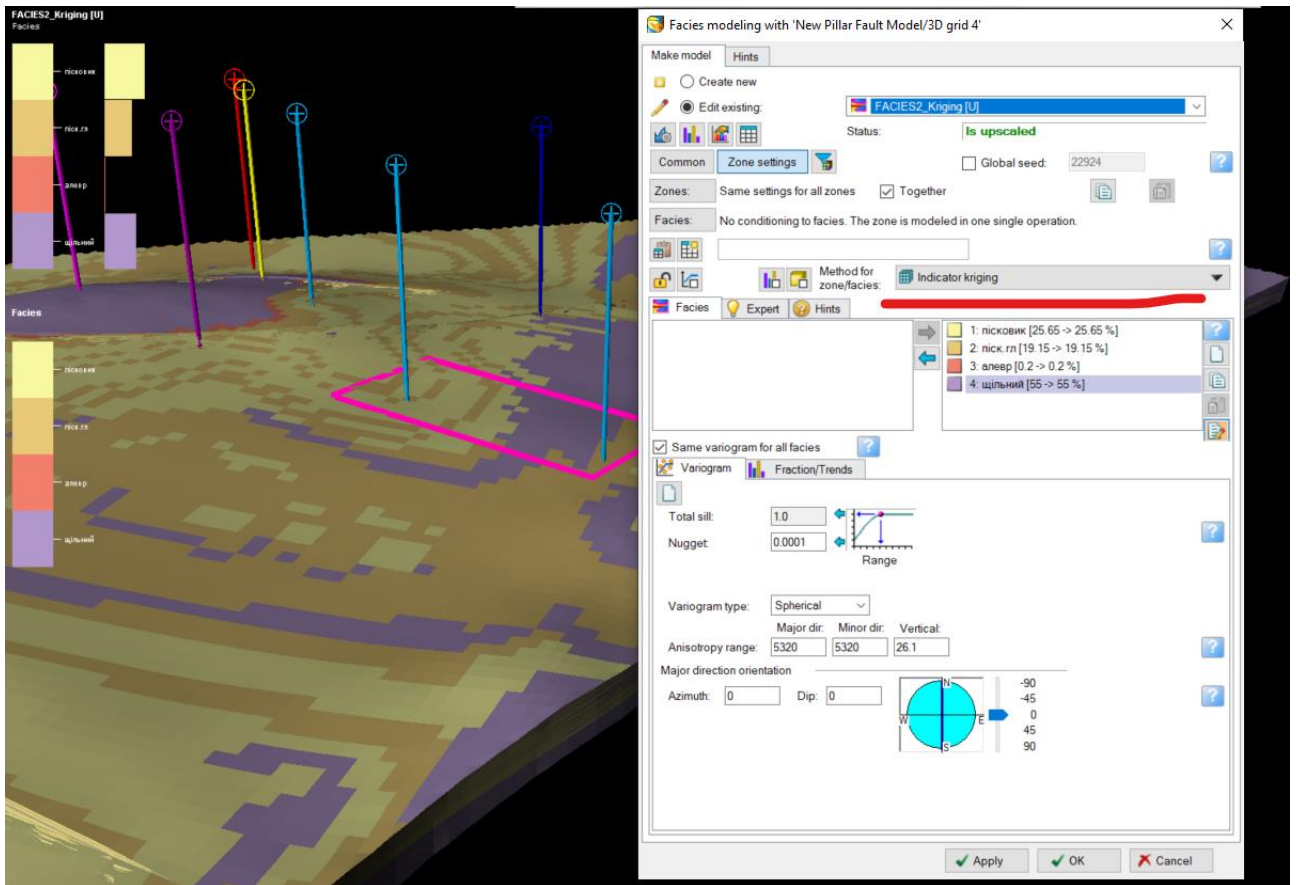


Рис. 2.5. Налаштування детерміністичного моделювання просторового розподілу літофацій методом індикаторного кригінгу в програмному комплексі Petrel

Виділення сегмента виконано за допомогою інструменту Geometry modeling із використанням методу Assign between surfaces and polygons. Верхня і нижня межі сегмента задані відповідними структурними поверхнями, а латеральні межі - попередньо побудованим полігоном. Коміркам, розташованим усередині заданого об'єму, присвоєно індекс 1, а комірки поза його межами залишено невизначеними (рис. 2.6).

Створена властивість «Segment_21_8» визначає просторові межі розрахункового сегмента, але ще не містить інформації про його фаціальний склад. Для перенесення результатів індикаторного кригінгу в межі виділеного сегмента використано інструмент Property Calculator.

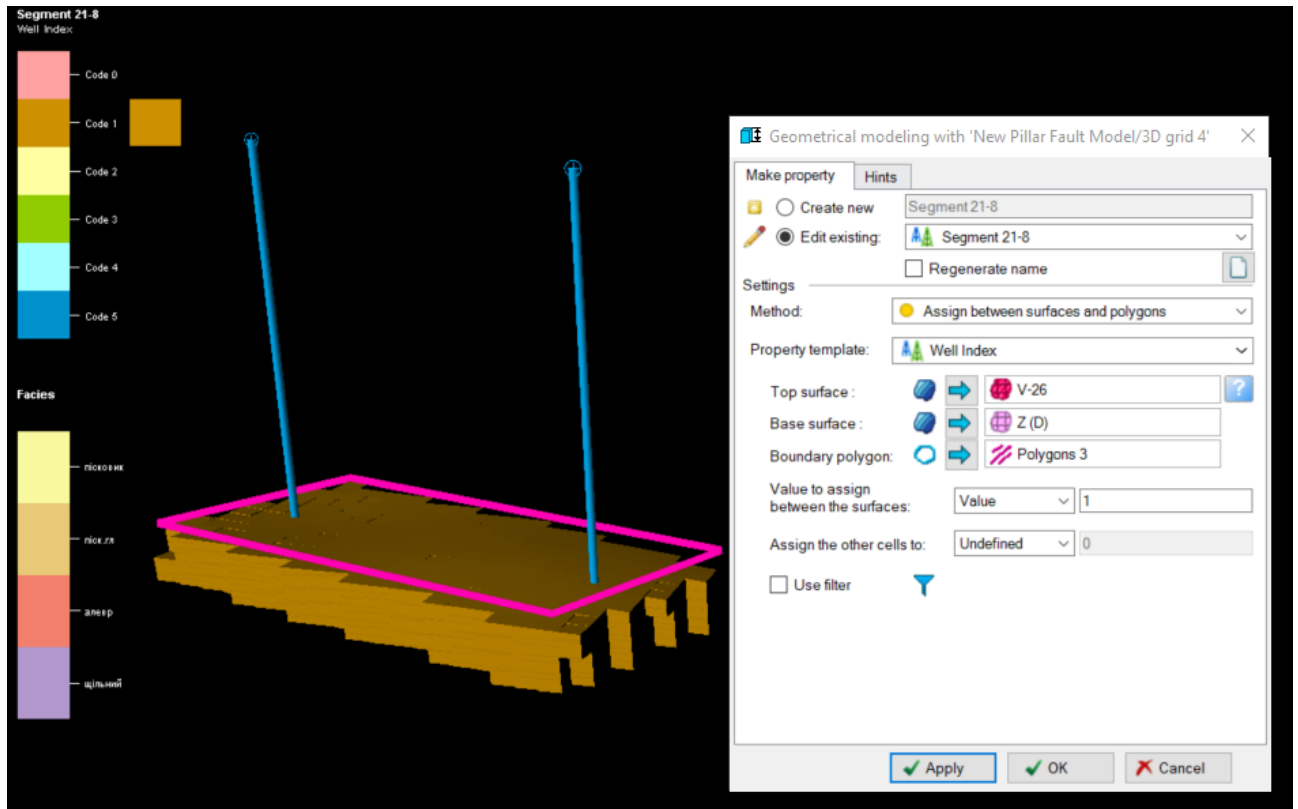


Рис. 2.6. Налаштування виділення розрахункового сегмента горизонтів В-26 і Т-2 Гнатівського родовища методом Assign between surfaces and polygons у програмному комплексі Petrel

Нову категоріальну властивість «Facies_kriging_seg» сформовано за виразом: $Facies_kriging_seg = If(FACIES2_Kriging > 0 \text{ And } Segment_21_8=1, FACIES2_Kriging, U)$. У цій умові значення властивості «FACIES2_Kriging» зберігаються лише для комірок, які одночасно належать до виділеного сегмента з індексом 1. Позначення U відповідає невизначеному значенню, яке присвоюється коміркам поза межами сегмента. У результаті отримано окрему фаціальну модель розрахункового сегмента (рис. 2.7).

Сформована властивість «Facies_kriging_seg» містила всі фаціальні категорії, наявні в межах сегмента, включно з непроникною фацією. Для формування ефективного розрахункового об'єму непроникну фацію з індексом 4 було виключено за допомогою виразу: $Facies_kriging_seg_1 = If(Facies_kriging_seg \leq 3, Facies_kriging_seg, U)$. Зазначена умова зберігає комірки проникних літофацій з індексами від 1 до 3, а коміркам непроникної фації з індексом 4 присвоює невизначене значення U . Таким чином сформовано

ефективний розрахунковий об'єкт, який містить лише проникну частину виділеного сегмента (рис. 2.8).

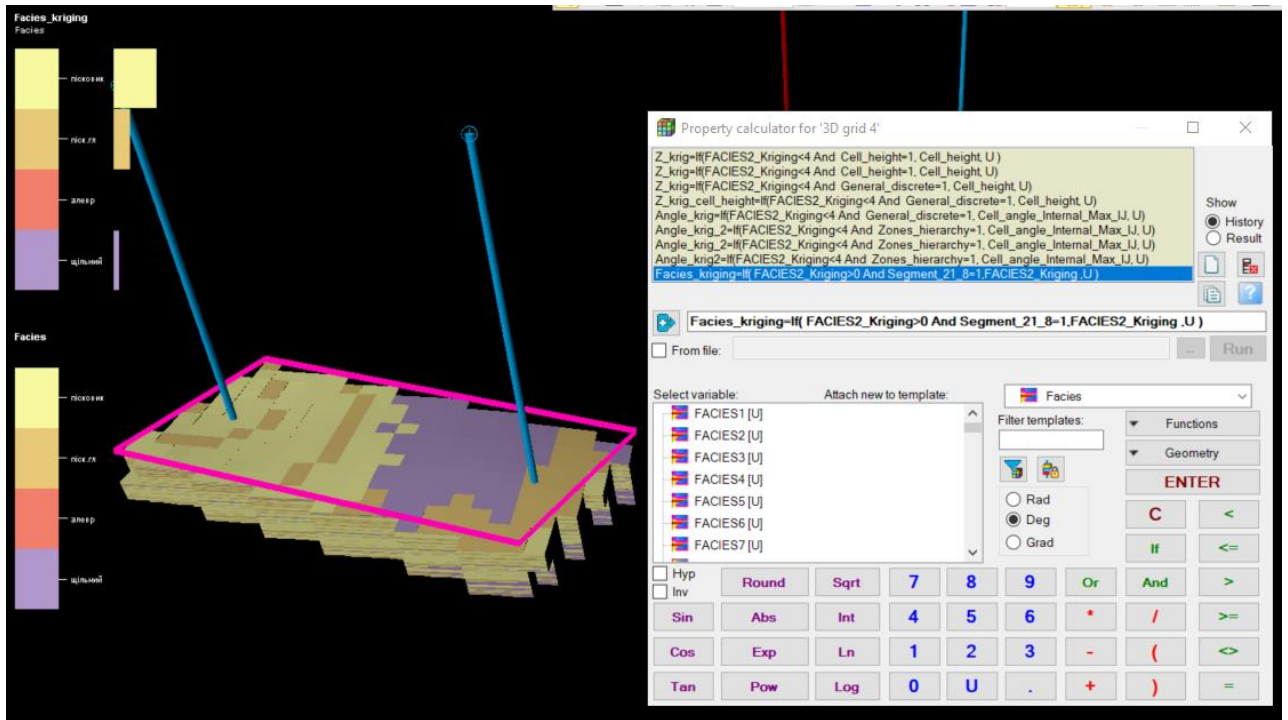


Рис. 2.7. Формування фаціальної властивості в межах розрахункового сегмента за допомогою Property Calculator у програмному комплексі Petrel

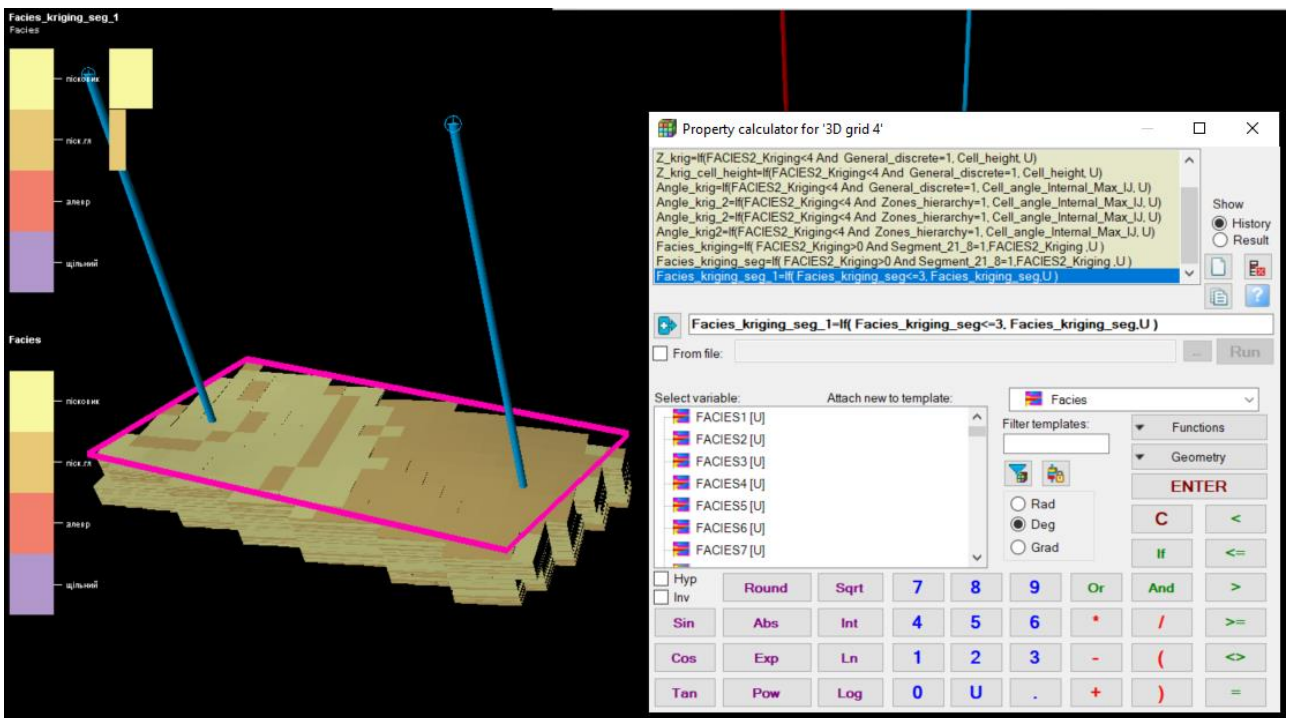


Рис. 2.8. Виключення непроникної фації та формування ефективного розрахункового об'єму за допомогою Property Calculator у програмному комплексі Petrel

Хоча розрахункова умова передбачала збереження трьох проникних фаціальних індексів, у межах вибраного сегмента фактично представлені дві проникні літофації: пісковик середньозернистий та пісковик дрібнозернистий. Алевроліт у сформованому ефективному об'ємі відсутній.

На завершальному кроці для властивості «Facies_kriging_seg_1» відкрито вкладку Discrete statistics, у якій Petrel визначає кількість і відсоткову частку комірок кожної категорійної фації в межах активної властивості. Після виключення непроникної зони відсоткові частки проникних літофацій автоматично нормуються відносно всього ефективного розрахункового об'єму, тому їх сума становить 100% (рис. 2.9).

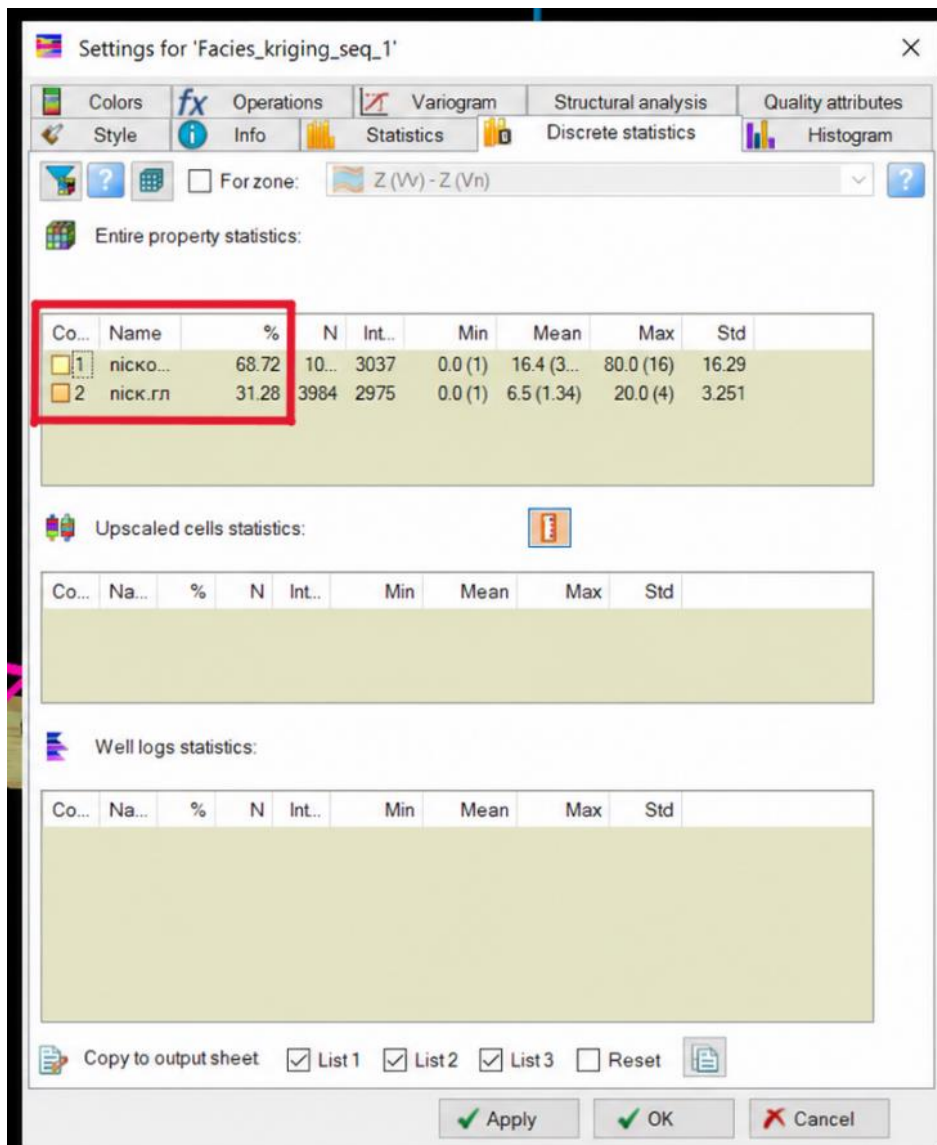


Рис. 2.9. Визначення вагових часток проникних літофацій за даними дискретної статистики в програмному комплексі Petrel

За результатами дискретної статистики частка пісковика середньозернистого становить 68,72%, а частка пісковика дрібнозернистого - 31,28%. У межах прийнятого коміркового представлення ці значення використано як частки літофацій в ефективному розрахунковому об'ємі. Отже, вагові коефіцієнти не задавалися довільно, а були визначені безпосередньо за результатами дискретної статистики детерміністичної фаціальної моделі після виділення сегмента та виключення непроникної зони. Отримані значення $v_1=0,6872$ і $v_2=0,3128$ надалі використовуються для визначення інтегрального коефіцієнта витіснення як середньозваженого значення локальних фацієспецифічних коефіцієнтів.

Розподіл неперервних петрофізичних властивостей у межах виділених фаціальних тіл виконується методом ординарного кригінгу (ОК). На основі цієї детерміністичної моделі було розраховано два набори вхідних параметрів за вибудованими сегментами для Гнатівського (табл. 2.4) та Новомиколаївського (Мовчанівського) (табл. 2.5) родовищ окремо.

Таблиця 2.4

**Вхідні параметри для сегменту еталонної детерміністичної моделі (крігінг)
Гнатівського родовища**

| Параметр | Пісковик середньозернистий (Категорія 1) | Пісковик дрібнозернистий (Категорія 2) | Алевроліт (Категорія 3) |
|---|--|--|-------------------------|
| Частка об'єму (v_i), % | 68,72 | 31,28 | - |
| Сер. пористість (ϕ), % | 15,23 | 14,2 | - |
| Сер. проникність (k), мД | 73,1 | 21,2 | - |
| Висота проникної частини пласта, (h), м | 22,7 | | |

Таблиця 2.5

**Вхідні параметри для сегменту еталонної детерміністичної моделі (крігінг)
Новомиколаївського (Мовчанівського) родовища**

| Параметр | Пісковик середньозернистий (Категорія 1) | Пісковик дрібнозернистий (Категорія 2) | Алевроліт (Категорія 3) |
|---|--|--|-------------------------|
| Частка об'єму (v_i), % | 95,6 | 3,1 | 1,3 |
| Сер. пористість (ϕ), % | 13,1 | 10,2 | 9,8 |
| Сер. проникність (k), мД | 68,5 | 34,2 | 5,3 |
| Висота проникної частини пласта, (h), м | 9,4 | | |

Таким чином сформовано вихідний набір даних з геологічної моделі, що ляже в основу подальших розрахунків коефіцієнту витіснення нафти.

2.4.2 Стохастичне моделювання для умов Гнатівського родовища

Для виконання статистичного аналізу та порівняння модифікованих методів K_{cut} та E_D з базовими було згенеровано по 100 рівноймовірних реалізацій для двох основних геологічних сценаріїв: «з урахуванням ФР» та «без урахування ФР» для Гнатівського родовища.

Для цього розроблено спеціальну процедуру уніфікації, що базується на принципі «спільної інтерпретаційної основи на рівні свердловинних даних». Уніфіковано вихідні інтерпретовані дані - каротажі фацій, що слугують основою для стохастичної симуляції.

Підготовка даних для сценарію «з урахуванням ФР». На основі аналізу керн та ГДС створюється оригінальний каротаж літофацій, де кожному інтервалу присвоюється певний літотип. Цей каротаж разом із петрофізичними даними слугує вхідною інформацією для стохастичного моделювання. На основі цих даних генерується 100 рівноймовірних тривимірних моделей із детальним розподілом літотипів.

Підготовка даних для сценарію «без урахування ФР». На основі оригінального каротажу літофацій створюється дублікат, де всі проникні літофації перекодовуються в єдину категорію «проникний колектор», а непроникні - в «непроникну зону». На основі цих узагальнених даних генерується 100 рівноймовірних моделей із двома категоріями (рис 2.10).

Застосування цієї процедури гарантує, що обидва набори стохастичних симуляцій базуються на одній первинній геологічній інформації. Хоча кожна реалізація є унікальною, статистична основа (гістограми та варіограми) є узгодженою. Такий підхід дозволяє зробити обґрунтований висновок: саме відмова від детального фаціального розчленування, а не варіації в даних, зумовлює зміну розподілу кінцевих результатів.

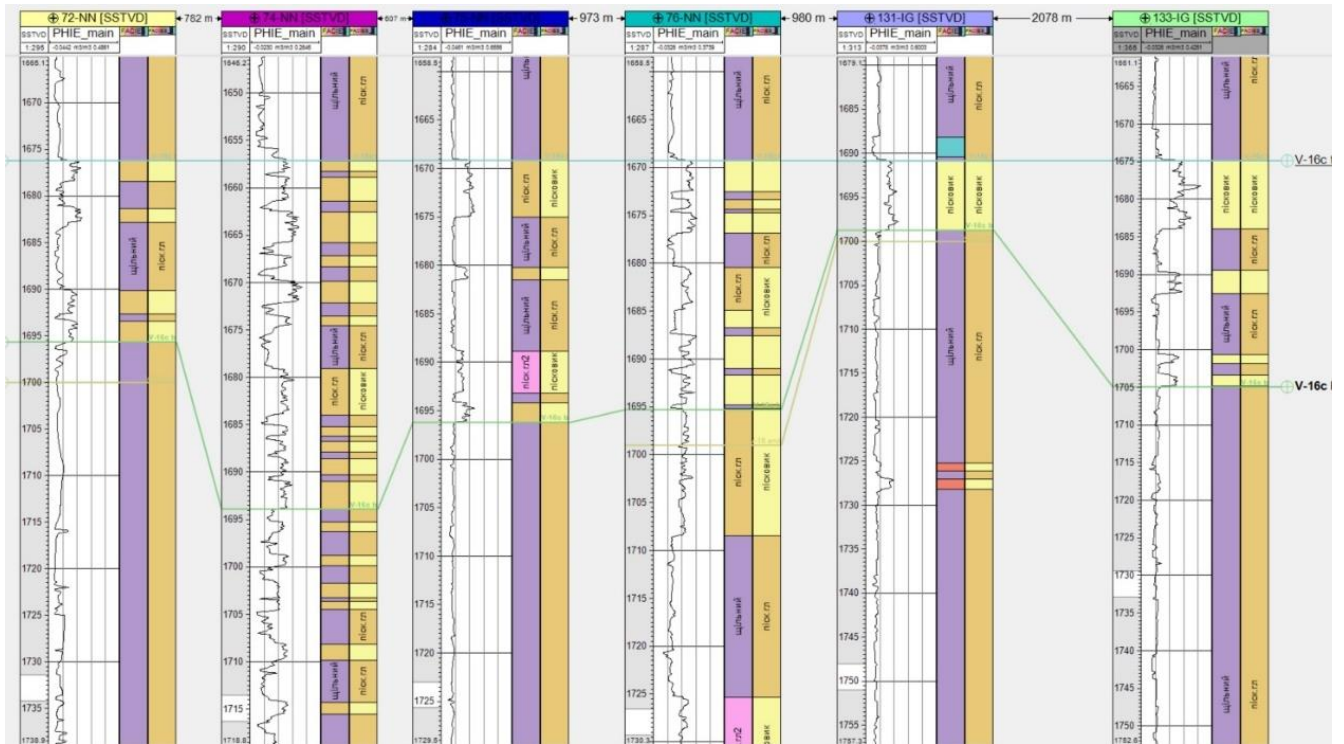


Рис. 2.10. Процедура уніфікації вхідних даних на рівні картотажів

Для сценарію «з урахуванням фаціального розчленування (ФР)» було згенеровано 100 реалізацій тривимірного розподілу трьох проникних літофацій методом послідовної індикаторної симуляції (SIS) (рис. 2.11 а). На відміну від згладженої моделі крігінгу, кожна стохастична реалізація відтворює реалістичну рівномірну геологічну мінливість.

Для сценаріїв «без урахування фаціального розчленування (ФР)», як було описано в процедурі уніфікації (рис. 2.10), усі три проникні фації були об'єднані в одну категорію «проникний колектор». Було згенеровано 100 стохастичних реалізацій, що моделюють розподіл лише двох категорій: «проникний колектор» та «непроникна зона» (рис. 2.11 б). Для кожної реалізації було розраховано усереднені властивості (φ_j , k_j , $S_{wi,j}$) для всього проникного об'єму.

Для кожної зі 100 реалізацій було розраховано унікальний набір вхідних параметрів: частки об'єму ($v_{i,j}$) для кожної фації i в кожній реалізації j ; петрофізичні властивості ($\varphi_{i,j}$, $k_{i,j}$, $S_{wi,i,j}$) для кожної фації i в кожній реалізації j ; висота пласта для кожної реалізації (h_j). Результатом є 100 наборів даних, що відображають геологічну невизначеність (рис. 2.12). Діапазон цих параметрів наведено в таблиці 2.6.

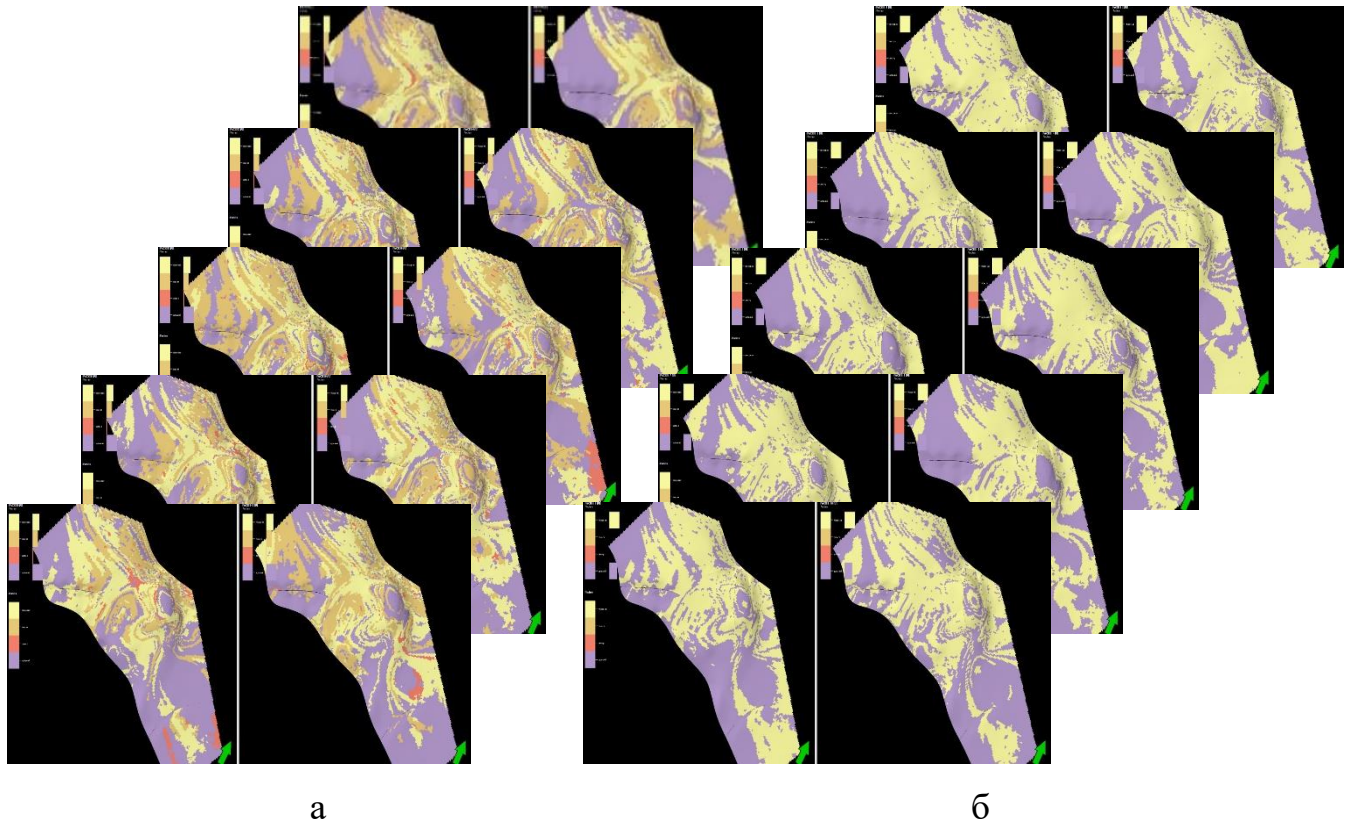


Рис. 2.11. Стохастичні реалізації розподілу горизонтів В-26, Т-2, Т-3: а – за літофаціями; б - за «проникними-непроникними» зонами

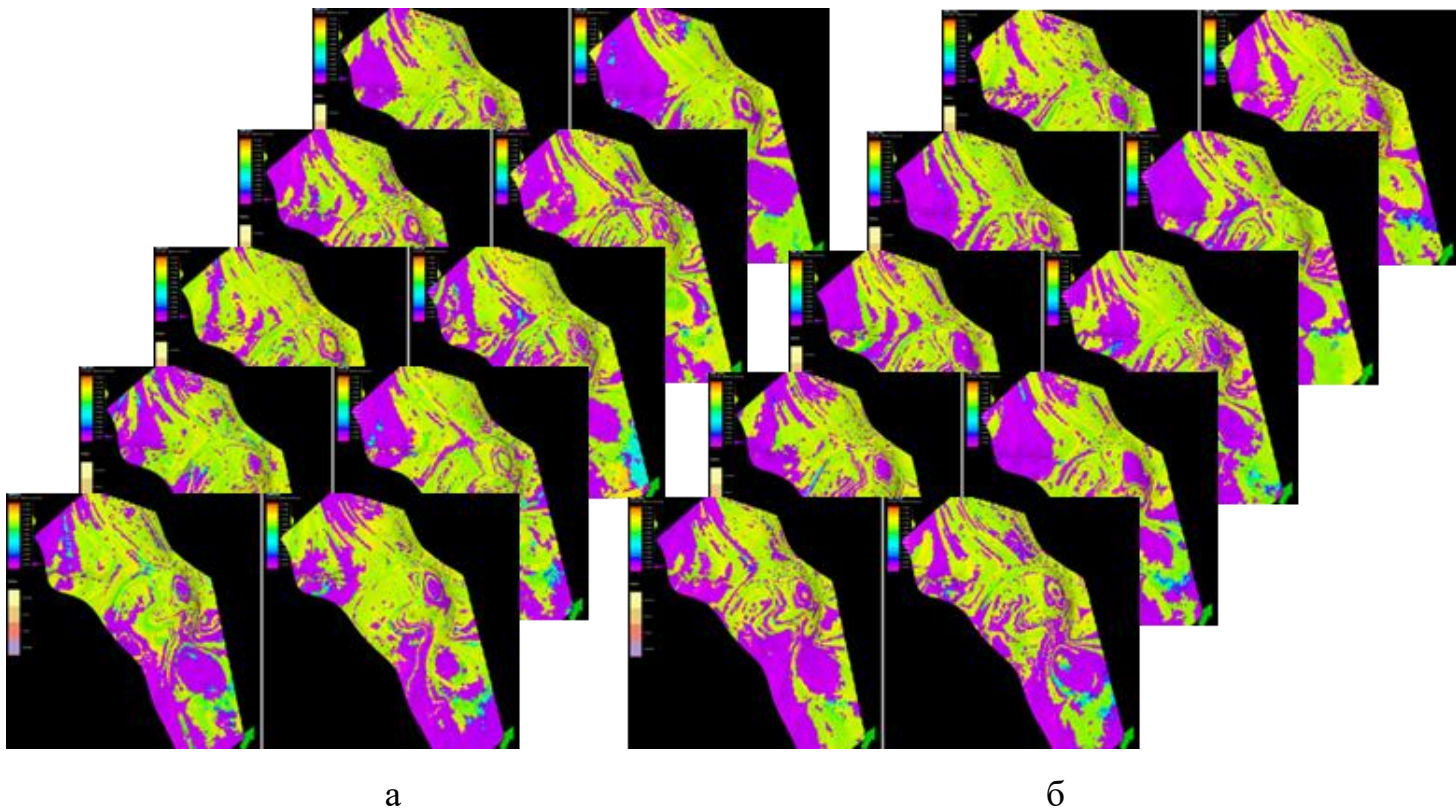


Рис. 2.12. Стохастичні реалізації розподілу пористості горизонтів В-26, Т-2, Т-3: а - на основі літофацій; б - на основі «проникних-непроникних» зон

Таблиця 2.6

**Діапазон значень вхідних параметрів для сегменту горизонтів В-26, Т-2
Гнатівського родовища, отримані із стохастичних моделей**

| Параметр | Реалізації з урахуванням ФР | | | Реалізації без урахування ФР |
|---|-----------------------------|--------------------------|-------------|------------------------------|
| | Пісковик середньозернистий | Пісковик дрібнозернистий | Алевроліт | |
| Частка об'єму (v_i), % | 49,2 – 59,3 | 39,2 – 48,1 | 1,48 – 4,31 | 100 |
| Сер. пористість (ϕ), % | 11,5 – 19,3 | 10,8 – 17,6 | 10 – 12,5 | 11,3 - 15,57 |
| Сер. проникність (k), мД | 13 - 147 | 9,44 – 46,1 | 5,4 – 94,2 | 7,8 – 84,9 |
| Висота проникної частини пласта, (h), м | 71,9 – 74,1 | | | 71,9 – 74,1 |

Важливо зазначити, що в стохастичних сценаріях такі параметри, як ефективна потужність (h) та площа поперечного перерізу (A), стають змінними величинами. Це пов'язано з тим, що в кожній зі 100 реалізацій розподіл непроникних тіл (глин) є унікальним. Відповідно, сумарна товщина проникних прошарків (ефективна потужність h_j) та площа їх поперечного перерізу ($A_j = h_j * b$) є різними для кожної реалізації j . Ця змінність є прямим наслідком геологічної невизначеності і коректно враховується в розрахунках.

**2.5 Визначення параметрів відносних фазових проникностей (ВФП) зразків
Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ**

Криві відносних фазових проникностей (ВФП) є ключовим елементом для методу Баклі-Левретта, оскільки саме вони описують динаміку двофазної фільтрації. На відміну від методу ГСТУ, який не використовує ВФП, для сценаріїв, що базуються на теорії Баклі-Левретта, необхідна їх коректна підготовка.

У даному дослідженні, через обмежену кількість лабораторних досліджень ВФП, криві розраховувалися аналітично за допомогою широко визнаної моделі Корі. Цей підхід дозволяє побудувати криві ВФП на основі набору ключових петрофізичних параметрів: змочуваності (експоненти Корі n_o та n_w) залишкової водонасиченості (S_{wc}) та залишкової нафтонасиченості (S_{or}).

2.5.1 Визначення залишкової водонасиченості (S_{wc}) зразків

Визначення залишкової водонасиченості (S_{wc}) встановлює нижню межу насиченості для рухомої води та є основою для подальших розрахунків за методом Баклі-Левретта. На відміну від більшості інших параметрів, що враховують просторову невизначеність, значення S_{wc} у даному дослідженні визначалося експериментально в лабораторних умовах.

Для забезпечення достовірності та статистичної стабільності отриманих значень, а також для оптимізації кількості дорогих лабораторних досліджень, була застосована концепція репрезентативного елементарного об'єму (REV). Концепція REV передбачає визначення мінімального об'єму досліджуваного зразка породи, що необхідний для усередненого репрезентативного відображення будь-якої характеристики цього зразка, пласта, родовища, при якому величина похибки не перевищує 0,5 % [158]. На практиці REV дозволяє визначити кількість зразків породи, властивості яких можна вважати середніми для всієї сукупності (у даному випадку – для кожної літофації).

Усереднена величина F для будь-якої просторово залежної змінної f , визначеної в межах об'єму V , розраховується за формулою

$$F = \frac{1}{V} \int f dV, \quad (2.1)$$

де F – усереднене (макроскопічне) значення властивості; V – загальний об'єм REV (включаючи поровий простір і тверду матрицю); f – локальна змінна або індикаторна функція (для пористості ($F \equiv \varphi$): $f=1$ у поровому просторі і $f=0$ у твердій матриці), яка приймає певне значення в кожній точці об'єму, причому інтегрування проводиться по всьому об'єму V .

Аналіз наявних даних (табл. 2.1) показав, що пористість є найбільш повно представленим петрофізичним параметром для всіх літотипів родовища-прототипу. Тому саме вона була обрана для визначення мінімально необхідної кількості зразків для кожної літофації, що гарантувало статистичну значущість експериментальних результатів S_{wc} .

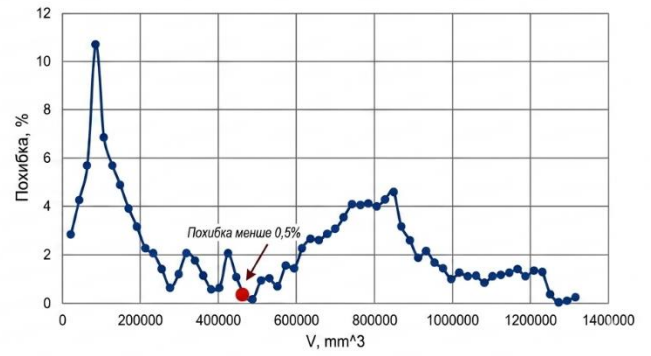
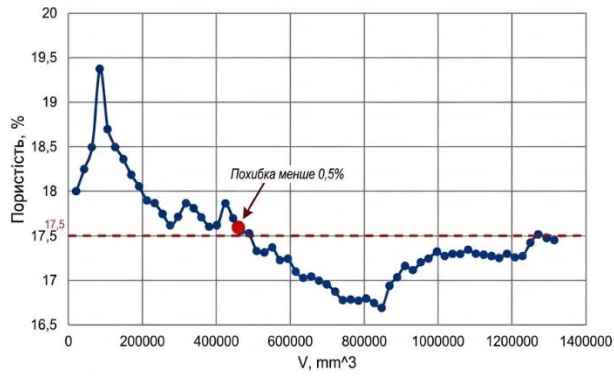
Для літофації «пісковик середньозернистий», що представлена 62

зразками, було встановлено, що репрезентативний об'єм досягається вже на 22 зразках. При такій кількості середня пористість стабілізується на значенні 17,55% з похибкою 0,31%, що практично ідентично середньому значенню всієї вибірки (17,5%). Для літофації «пісковик дрібнозернистий» (31 зразок) REV було досягнуто на 15 зразках, що дало середню пористість 15,87% при похибці 0,42% (порівняно з 15,8% для повної вибірки). Аналогічно, для літофації «алевроліт» (54 зразки) достатньою виявилася кількість у 25 зразків, при якій середня пористість склала 12,23% з похибкою 0,23% (порівняно з 12,2% для повної вибірки). Проведений аналіз REV підтвердив, що для отримання стабільного середнього значення властивості достатньо використати значно меншу кількість зразків, ніж загальна наявна кількість [159, 160] (рис. 2.13).

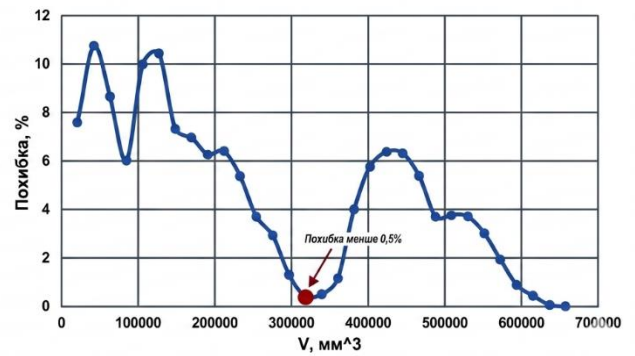
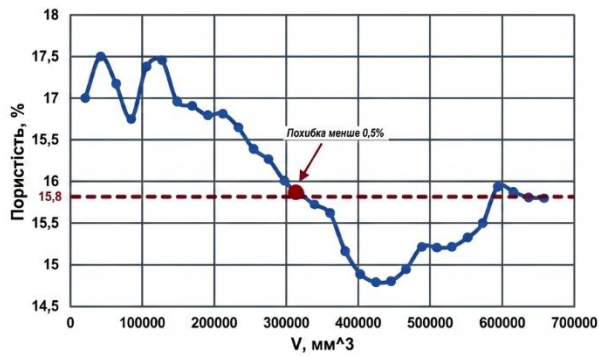
Для сценарію «без урахування фаціального розчленування» прийнята кількість зразків дорівнює це сумі зразків, що отримані за REV для кожної фації (22+15+25) і становить 62.

Для експериментального визначення S_{wc} використовувався галузевий стандарт України ГСТУ 41-00032626-00-025-2000 «Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків» [161]. Цей метод базується на витісненні води зі зразка керна, попередньо насиченого нею на 100%, під дією відцентрової сили в центрифугу. Процес імітує створення капілярного тиску, що дозволяє визначити рівень нерухомої (зв'язаної) води в пористому середовищі.

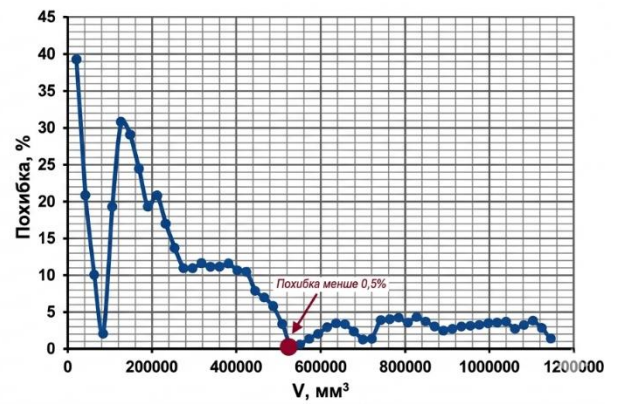
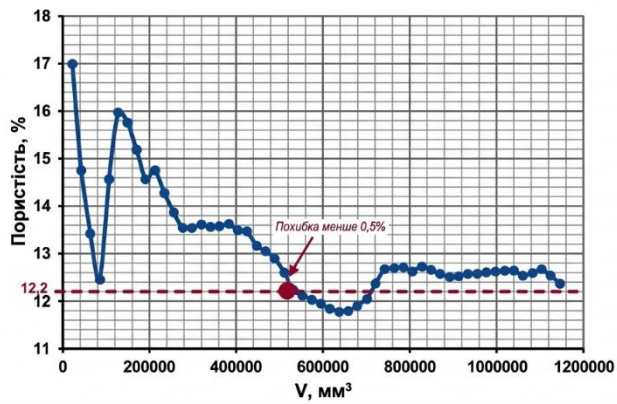
Метод вимірювань ґрунтується на моделюванні пластових умов водонасичення для зразків, попередньо виготовлених з керна порід-колекторів. Зразки насичують пластовою водою (або її моделлю відповідної мінералізації) і центрифугують (рис. 2.14). Під час центрифугування частина пластової води (гравітаційна) витісняється із зразка під дією відцентрової сили, інша - залишається в пустотному просторі. Використання різних режимів центрифугування дозволяє створювати різний тиск витіснення пластової води із зразка.



а



б



в

Рис. 2.13. REV та величина похибки REV за коефіцієнтом пористості для:
а - пісковика середньозернистого; б - пісковика дрібнозернистого; в - алевроліта



а

б

в

Рис. 2.14. Лабораторне обладнання на якому виконувались заміри:
 а - екстраційний прилад типу Сокслета для промивки зразків; б - вакуум-насос
 для насичення зразків; в - центрифуга лабораторна рефрижираторна
 типу ЦЛР-1 для центрифугування зразків

Коефіцієнт водонасичення ($K_{ен}$, у відсотках) розраховують за формулою

$$K_{ВП} = 100 \frac{m_{ен} - m_c}{m_г - m_c}, \quad (2.2)$$

де $m_{ен}$ – маса зразка після центрифугування, г; m_c – маса сухого зразка, г;
 $m_г$ – маса повністю водонасиченого зразка до центрифугування, г.

Тиск витіснення (p) залежить від режиму центрифугування і визначається (у мегапаскалях) за формулою

$$p = 0.11 \cdot 10^{-8} \cdot (\rho_1 - \rho_2) \cdot n^2 \cdot R \cdot h \cdot \cos \theta, \quad (2.3)$$

де ρ_1 – густина пластової води, г/см³; ρ_2 – густина сухого повітря, г/см³;
 n – обертова частота ротора центрифуги, об/хв; R – радіус обертання зразка керна,
 см; h – висота зразка керна, см; θ – кут нахилу зразка до горизонту, градуси.

За результатами визначень коефіцієнта водонасичення $K_{ен}$ та тиску

витіснення p будують криву капілярного тиску - графік залежності коефіцієнта водонасичення від тиску витіснення (рис. 2.15).

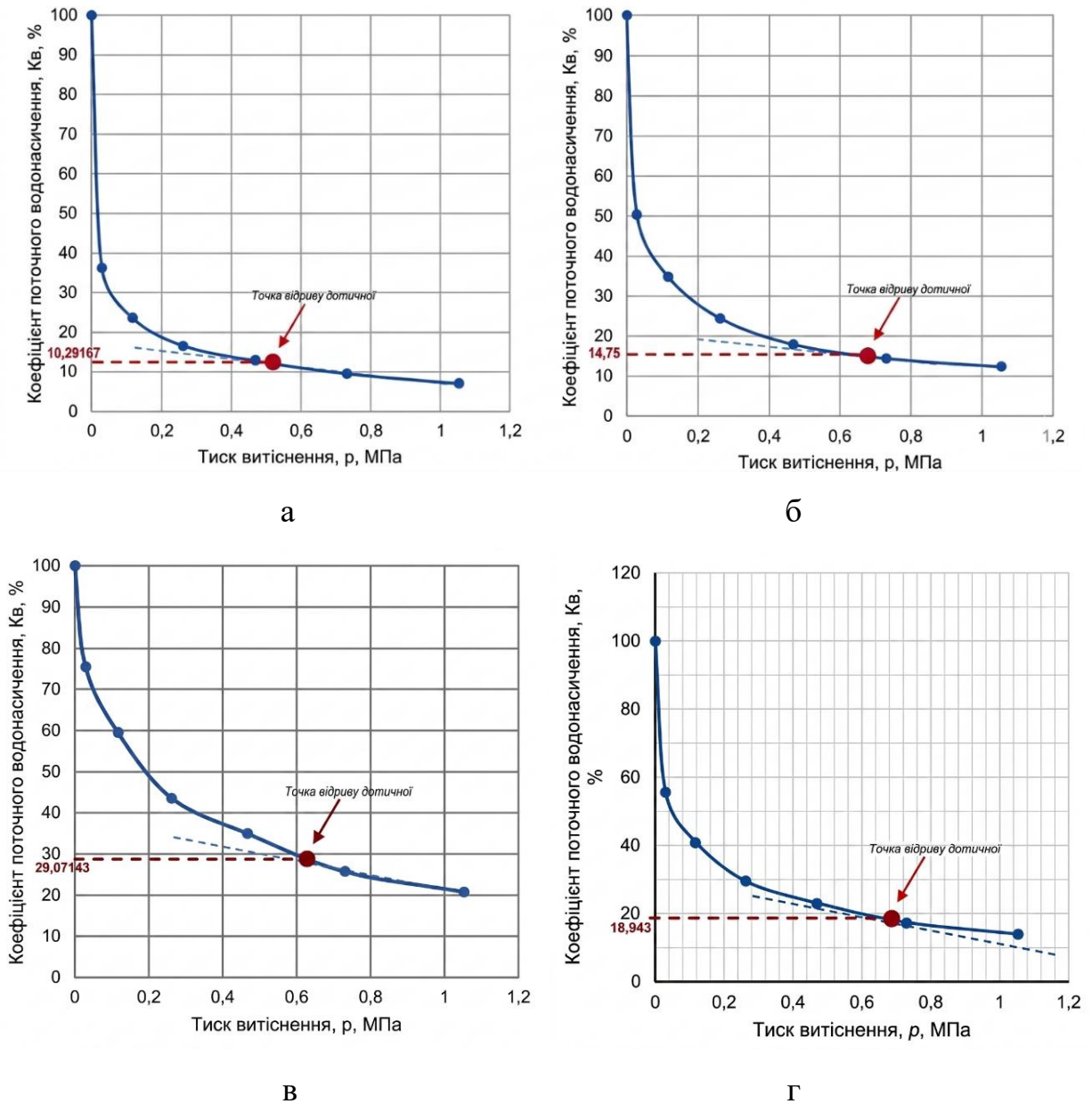


Рис. 2.15. Криві капілярного тиску усереднених значень поточного водонасичення від тиску витіснення для: а - пісковика середньозернистого, б - пісковика дрібнозернистого, в – алевроліта, г – проникної зони

Для сценарію з урахуванням фаціального розчленування (ФР) зразки ядра було згруповано за трьома літофаціями (пісковик середньозернистий, пісковик дрібнозернистий та алевроліт), для кожної з яких за результатами центрифугування побудовано графіки залежності водонасичення від капілярного тиску. Це дозволило отримати унікальні значення коефіцієнта залишкового

водонасичення для кожного літотипу окремо (рис. 2.15 а, б, в). У сценарії без урахування ФР увесь масив зразків розглядався як єдина сукупність (усереднений проникний колектор), для якої за аналогічною процедурою встановлено одне загальне значення залишкового водонасичення (рис. 2.15 г).

Коефіцієнт залишкової водонасиченості в поверхневих умовах (K_{36}) визначають (у відсотках) за кривою капілярного тиску та за стабілізованим значенням коефіцієнта водонасичення K_{en} (табл. 2.7). Коефіцієнт залишкової водонасиченості, визначений за кривою капілярного тиску в поверхневих (лабораторних) умовах, приводять до пластових термобаричних умов введенням поправочного коефіцієнта (α) за формулами

$$K_{36.пл} = K_{36} \cdot \alpha, \quad (2.4)$$

$$\alpha = \frac{K_n}{K_{n.пл}}, \quad (2.5)$$

де $K_{36.пл}$ – коефіцієнт залишкової водонасиченості в пластових умовах, %; K_{36} – коефіцієнт залишкової водонасиченості в поверхневих умовах, %; α – поправочний коефіцієнт; K_n – коефіцієнт відкритої пористості в поверхневих умовах, %; $K_{n.пл}$ – коефіцієнт відкритої пористості в пластових умовах, %.

Таблиця 2.7

Фацієспецифічні значення коефіцієнту залишкового водонасичення для горизонтів В-26, Т-2, Т-3 отримані з лабораторних досліджень

| Фація | Коефіцієнт залишкового водонасичення в поверхневих умовах, Кзв. % | Коефіцієнт залишкового водонасичення в пластових умовах, Кзв.пл % |
|----------------------------|---|---|
| Пісковик середньозернистий | 10,29167 | 12,30916667 |
| Пісковик дрібнозернистий | 14,75 | 17,607 |
| Алевроліт | 29,07143 | 35,236 |
| Проникний колектор | 18,943 | 22,6119 |

Отримані в результаті лабораторних досліджень значення S_{wc} є фацієспецифічними та усередненими, але сталими (детермінованими) для всіх 100 стохастичних реалізацій у відповідних сценаріях.

2.5.2 Визначення змочуваності (експоненти Корі) зразків

Змочуваність породи є складним параметром, що залежить від мінералогії та структури порового простору. У зв'язку з тим, що прямі лабораторні дослідження з вимірювання ВФП для родовища-прототипу були обмежені, на заміну ним використовувалася широко визнана модель Корі, ключовими параметрами якої є експоненти степеня для фази нафти (n_o) та води (n_w). Експоненти Корі були обґрунтовані на основі аналізу літературних джерел та узагальнених даних для теригенних колекторів [162, 163]. Такий підхід є стандартною інженерною практикою за відсутності повного комплексу лабораторних досліджень і дозволяє отримати фізично обґрунтовані вхідні параметри.



а

б

Рис. 2.16. Змочуваність: а - пісковика середньозернистого; б - пісковика дрібнозернистого

Для добре відсортованих водозмочуваних пісковиків обидва показники n_o та n_w мають типові значення близько 2.0, що відповідає класичній Corey-кореляції [164]. Для консолідованих або слабо змочуваних порід (наприклад, глинистих пісковиків) значення n_o та n_w можуть перевищувати 2.0, що відображає більш плавний перехід кривої внаслідок капілярних ефектів (табл. 2.8) [165, 166].

Таблиця 2.8

Фацієспецифічні експоненти Корі n_o , n_w , прийняті сталими

| Літофація / Категорія | Характеристика та обґрунтування | Експонента Корі для нафти (n_o) | Експонента Корі для води (n_w) |
|---|--|-------------------------------------|------------------------------------|
| Пісковик середньозернистий (категорія 1) | Добре відсортований, відносно чистий колектор; прийнята переважно гідрофільна система. | 2.0 | 2.5 |
| Пісковик дрібнозернистий, глинистий (категорія 2) | Підвищений вміст глинистих мінералів, що може змінювати змочуваність; прийнята змішана змочуваність. | 2.5 | 2.0 |
| Алевроліт (категорія 3) | Дуже дрібнозернистий, висока капілярність; прийнята змішана змочуваність. | 3.0 | 2.0 |
| Проникний колектор (усереднено) | Усереднений параметр для сценарію «без урахування ФР», що відображає загальні властивості колектора. | 2.5 | 2.0 |

Кут змочування прийнято константним (30°), оскільки фації мають схожу мінералогію. Варіація показників Корі n_o та n_w відображає відмінності в архітектурі порового простору та розподілі розмірів пор між пісковиками різної зернистості та алевролітом. Вказані значення базуються на відкритих літературних джерелах, а також узагальненнях, наведених у роботах з мікротомографії та моделювання колекторів [167]. Як і S_{wc} , ці параметри є фацієспецифічними, але сталими для всіх реалізацій.

2.5.3 Визначення залишкової нафтонасиченості (S_{orw}) зразків

Залишкову нафтонасиченість (S_{orw}) [168] для кожної літофації визначено за емпіричною залежністю, наведеною в ГСТУ, з урахуванням в'язкості нафти та абсолютною проникністю, отриманою за детерміністичною геологічною моделлю. Визначені фацієспецифічні значення S_{orw} використано для формування окремих кривих відносних фазових проникностей і прийнято сталими для всіх рівноймовірних геологічних реалізацій.

Для визначення S_{orw} використовувалася емпірична залежність, наведена в галузевому стандарті, яка пов'язує залишкову нафтонасиченість з в'язкістю нафти та абсолютною проникністю пласта.

Згідно з цим підходом, розрахунок $S_{orw}(K_{н.зал})$ проводиться за формулою

$$K_{н.зал} = K_n \times K_{н.зал}(\mu_n) \times [1 + \Delta K_{н.зал}(K_{пр})] \quad (2.6)$$

де $K_{н.зал}$ - коефіцієнт залишкової нафтонасиченості; K_n - середній коефіцієнт початкової нафтонасиченості пласта; $K_{н.зал}(\mu_n)$ - коефіцієнт залишкової нафтонасиченості для конкретного значення в'язкості пластової нафти; $K_{н.зал}(K_{пр})$ - поправочний коефіцієнт на середню проникність пласта до залишкової нафтонасиченості.

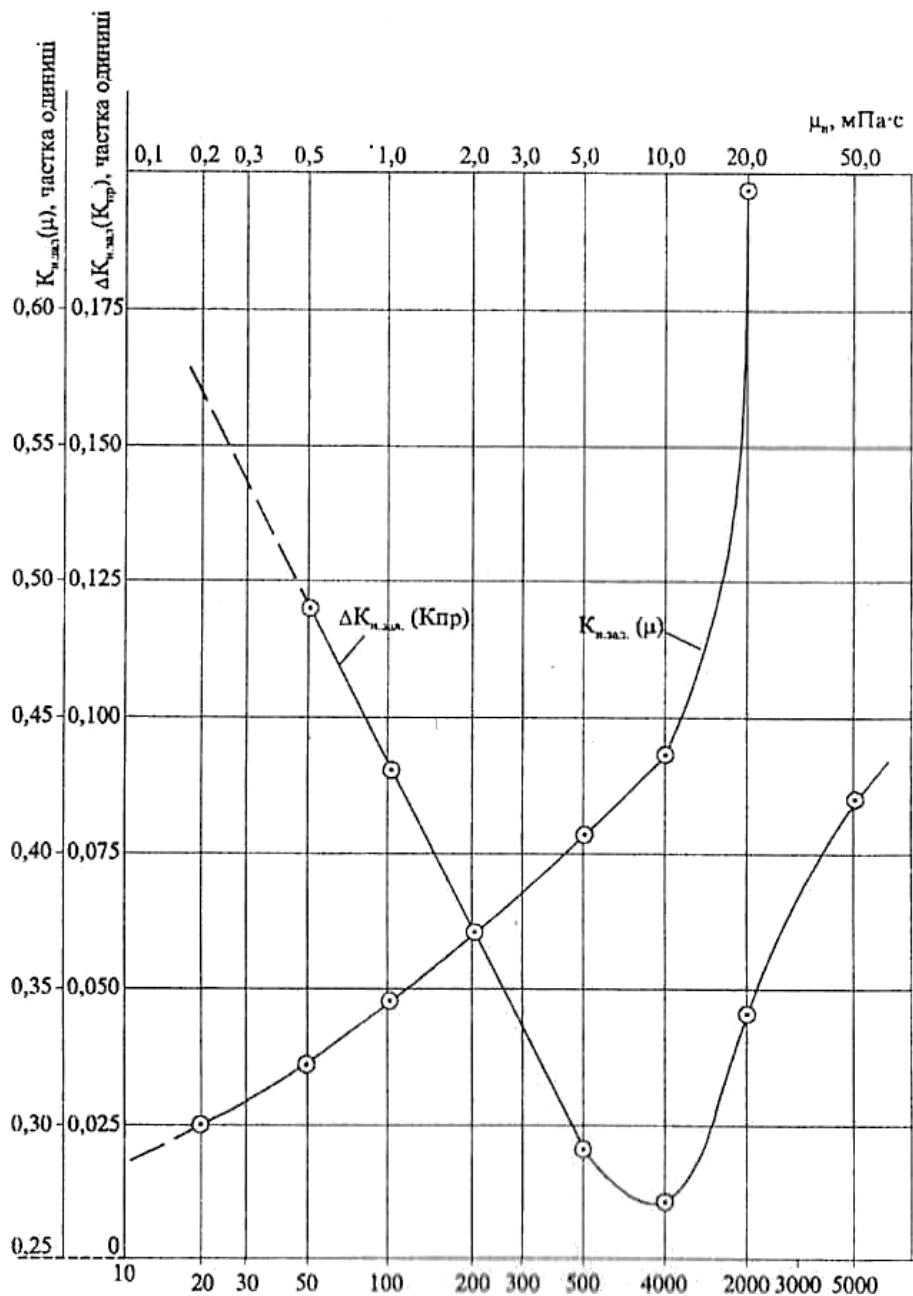


Рис. 2.17. Графіки визначення залишкової нафтонасиченості в залежності від в'язкості пластової нафти та поправки на середню проникність пласта

У формулі (4.6) коефіцієнт залишкової нафтонасиченості для конкретного значення в'язкості пластової нафти та поправочний коефіцієнт на середню проникність пласта до залишкової нафтонасиченості визначаються за однойменним графіком «Графіки визначення залишкової нафтонасиченості в залежності від в'язкості пластової нафти та поправки на середню проникність пласта» рис. 2.17, що наявний в галузевому стандарті.

Таблиця 2.9

Фацієспецифічні значення коефіцієнту залишкового нафтонасичення (S_{orw}) для горизонтів В-26, Т-2, Т-3 прийняті сталими для розрахункових сценаріїв

| Фація | Коефіцієнт залишкового нафтонасичення S_{orw} (детерміністичний) |
|----------------------------|---|
| Пісковик середньозернистий | 0,23 |
| Пісковик дрібнозернистий | 0,245 |
| Алевроліт | 0,262 |
| Проникний колектор | 0.255 |

Для сценаріїв із фаціальним розчленуванням застосовано окремі сталі значення S_{orw} для кожної літофації, а для сценаріїв без фаціального розчленування - єдине значення для усередненого проникного колектора (табл. 2.9). Параметри S_{wc} , S_{orw} та експоненти Корі були фацієспецифічними, але не змінювалися між рівноймовірними геологічними реалізаціями. Отже, невизначеність параметрів кривих ВФП у межах стохастичного експерименту не оцінювалася.

2.6 Висновок до розділу 2

За результатами проведеної підготовки вхідних параметрів та обґрунтування розрахункових сценаріїв для обчислювального експерименту сформульовано наступні висновки.

1. Сформовано масив вхідних даних, необхідних для прогнозування коефіцієнта витіснення нафти за різними розрахунковими підходами. Для кожної групи параметрів визначено джерело, спосіб отримання та характер використання в детерміністичних і стохастичних розрахунках, що забезпечує

узгодженість та відтворюваність виконаного обчислювального експерименту.

2. Для досліджуваних об'єктів використано геологічну модель, що охоплює продуктивні горизонти Гнатівського та Новомиколаївського родовищ. У межах моделі враховано реальну геологічну будову теригенних колекторів, просторовий розподіл літофацій, пористість, абсолютну проникність, нафтонасичений поровий об'єм і геометричні характеристики пластів, необхідні для подальших розрахунків коефіцієнта витіснення.

3. Виділено три основні проникні літофації: пісковик середньозернистий, пісковик дрібнозернистий та алевроліт. Для них на основі комплексного аналізу кернового матеріалу, результатів лабораторних досліджень і даних геофізичних досліджень свердловин обґрунтовано фацієспецифічні фільтраційно-ємнісні параметри. Такий підхід дозволяє врахувати відмінності між літофаціями не лише за їх просторовим поширенням, а й за пористістю, абсолютною проникністю та параметрами, що визначають форму кривих відносних фазових проникностей.

4. Для побудови фацієспецифічних кривих відносних фазових проникностей за моделлю Корі використано результати лабораторного центрифугування кернового матеріалу. Застосування концепції репрезентативного елементарного об'єму дозволило обґрунтувати репрезентативність вибірок керна для окремих літофацій та визначити відповідні значення залишкової водонасиченості, які надалі використано при параметризації кривих відносних фазових проникностей.

5. Підготовлено детерміністичні набори вхідних даних для Гнатівського та Новомиколаївського родовищ, а також набір даних для стохастичних розрахунків Гнатівського родовища. У стохастичних реалізаціях змінювалися просторовий розподіл літофацій, їхні об'ємні частки, пористість і абсолютна проникність, тоді як фацієспецифічні параметри кривих відносних фазових проникностей приймалися сталими. Сформовані набори даних використано в розділі 4 для розрахунку та порівняння коефіцієнтів витіснення нафти за різними методиками.

Таблиця 2.10

Узагальнені вхідні параметри для обчислювального експерименту

| Параметр | Детерміністичний метод Б-Л з урахуванням ФР та гравітації | | Стохастичний метод для Гнатівського родовища | | | | | |
|---|---|------------------------|--|-------------|-----------------------|-------------|-----------------------|-------------------------|
| | Гнатівське родовище | Новомикол. родовище | ГСТУ | | Баклі-Лeverетта-Велге | | | |
| | | | З ФР | Без ФР | З ФР | Без ФР | З ФР з гравітацією | Без ФР з гравітацією |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Технологічні | | | | | | | | |
| Об'ємний коефіцієнт нафти (B_o) | 1.492 | 1.492 | 1.492 | | | | | |
| Об'ємний коефіцієнт води (B_w) | 1.02 | 1.02 | 1.02 | | | | | |
| Темп закач., м ³ /добу (i_w) | 100 | 100 | 100 | | | | | |
| Геометричні | | | | | | | | |
| Потужність пласта, м (h) | 22,7 | 9.4 | 22,9-22,1 | | | | | |
| Кут нахилу пласта, (α) | 9.6 | 5.06 | - | - | - | - | 10.65 | 10.65 |
| Відстань між свердловинами, м (L) | 1147 | 867 | 1147 | | | | | |
| Ширина сектору, м (b) | 150 | 150 | 150 | | | | | |
| Частка фації від усього об'єму (v_i) | 0.6872 | 0.956 | 0.492-0.593 | - | 0.492-0.593 | - | 0.492-0.593 | - |
| | 0.3128 | 0.031 | 0.392-0.481 | | 0.392-0.481 | | 0.392-0.481 | |
| | - | 0.013 | 0.148-0.043 | | 0.148-0.043 | | 0.148-0.043 | |
| Властивості флюїдів | | | | | | | | |
| В'язкість нафти, мПа·с (μ_o) | 0.26 | 0.26 | 0.26 | | | | | |
| В'язкість води, мПа·с (μ_w) | 0.5 | 0.5 | 0.5 | | | | | |
| Густина нафти, кг/м ³ (ρ_o) | 774 | 663.7 | 774 | | | | | |
| Густина води, кг/м ³ (ρ_w) | 1173 | 1173 | 1173 | | | | | |
| Параметри пласта та ВФП | | | | | | | | |
| Пористість (ϕ) | 0.152 | 0.131 | 0.115-0.193 | 0.113-0.156 | 0.115-0.193 | 0.113-0.156 | 0.115-0.193 | 0.113-0.156 |
| | 0.142 | 0.102 | 0.108-0.176 | | 0.108-0.176 | | 0.108-0.176 | |
| | - | 0.098 | 0.1-0.125 | | 0.1-0.125 | | 0.1-0.125 | |

Продовження таблиці 2.10

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|--|---------|---------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|
| Проникність, мД (k) | 73.1 | 68.5 | 13-147 | | 13-147 | | 13-147 | |
| | 21.2 | 34.2 | 9.44-46.1 | 7.8-84.9 | 9.44-46.1 | 7.8-84.9 | 9.44-46.1 | 7.8-84.9 |
| | - | 5.3 | 5.4-94.2 | | 5.4-94.2 | | 5.4-94.2 | |
| Залишкова водонасиченість (S_{wc}) | 0.123 | 0.123 | | | 0.123 | | 0.123 | |
| | 0.176 | 0.176 | - | - | 0.176 | 0.226 | 0.176 | 0.226 |
| | - | 0.352 | | | 0.352 | | 0.352 | |
| Параметри змочуваності (n_o/n_w) | 2.0/2.5 | 2.0/2.5 | | | 2.0/2.5 | | 2.0/2.5 | |
| | 2.5/2.0 | 2.5/2.0 | - | - | 2.5/2.0 | 2.5/2.0 | 2.5/2.0 | 2.5/2.0 |
| | - | 3.0/2.0 | | | 3.0/2.0 | | 3.0/2.0 | |
| Залишкова нафтонасиченість (S_{or}) | 0.23 | 0.23 | 0.23 | | 0.23 | | 0.23 | |
| | 0.245 | 0.245 | 0.245 | 0.255 | 0.245 | 0.255 | 0.245 | 0.255 |
| | - | 0.262 | 0.262 | | 0.262 | | 0.262 | |

Примітка: перше число (або діапазон чисел) в стовпчику відповідає пісковіку середньозернистому, друге – пісковіку дрібнозернистому, третє – алевроліту.

У стохастичних сценаріях на основі аналітичного підходу Баклі–Левретта–Велге між рівноймовірними геологічними реалізаціями змінювалися просторовий розподіл літофаций, їхні об'ємні частки, пористість і абсолютна проникність. Фацієспецифічні значення S_{wc} , S_{orw} та експонент Корі приймалися сталими. Реалізаційне значення абсолютної проникності враховувалося у гравітаційній складовій рівняння фракційного потоку.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ПІДХОДІВ ДО ПРОГНОЗУВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИТІСНЕННЯ НАФТИ

Даний розділ присвячений аналітичному обґрунтуванню та авторській розробці шляхів вирішення цієї задачі. Науковий підхід базується на поєднанні законів фільтрації з методами просторового моделювання.

Задачею розділу є формування єдиної методологічної бази для підвищення достовірності прогнозування коефіцієнта витіснення ($K_{вм}$). Для цього у роботі реалізовано два етапи:

- авторська аналітична модифікація методу Баклі-Леверетта-Велге (та методу ГСТУ для порівняння), що полягає в переході від моделі гомогенного пласта до композитної системи через інтеграцію фаціального розподілу;
- розробка комплексної методики розрахунку, яка охоплює геостатистичне моделювання просторової неоднорідності, петрофізичну характеристику фацій та процедуру усереднення локальних результатів.

Результатом розділу є створена розрахункова модель, яка враховує літологічний розподіл та слугує основою для подальшої алгоритмізації мовою Python та кількісної оцінки підвищення достовірності прогнозування. Запропонований підхід є ефективною проміжною ланкою між спрощеними формулами та повномасштабним тривимірним моделюванням, забезпечуючи високу фізичну обґрунтованість при збереженні швидкості розрахунків.

3.1 Модифікація аналітичних розрахунків коефіцієнта витіснення за рахунок середньозваженого

На основі встановлених обмежень існуючих методів, запропоновано та науково обґрунтовано авторську модифікацію, яка дозволяє подолати головну задачу - нехтування геологічною неоднорідністю.

Якщо класична теорія Баклі-Леверетта та нормативи ГСТУ розглядають пласт як гомогенний об'єкт, то запропонований у дисертації підхід базується на

концепції композитної системи. Особистим внеском здобувача є перенесення принципу середньозваженого на інтеграцію локальних фацієспецифічних кривих для отримання достовірного прогнозу на макрорівні.

3.1.1 Аналітична модифікація коефіцієнта витіснення нафти за Баклі-Левереттом-Велге шляхом інтеграції фактору фаціальної неоднорідності

Як було обґрунтовано в попередніх розділах, метод Баклі-Леверетта-Велге має значні переваги над класичним підходом ГСТУ завдяки своїй фізичній основі, що враховує динаміку багатофазної фільтрації через відносні фазові проникності (ВФП). Водночас його ключовим обмеженням залишається припущення про гомогенність пласта, що призводить до значних похибок у прогнозах для реальних, геологічно складних колекторів.

Тому саме метод Баклі-Леверетта обрано як основний об'єкт для вдосконалення. Запропонована модифікація полягає у відмові від використання єдиних усереднених властивостей для всього пласта та переході до диференційованого підходу, який враховує властивості кожної окремої літофації. Інтеграція геологічної інформації в розрахунок здійснюється за допомогою методу середньозваженого [169]. Математично, запропонований підхід до розрахунку вдосконаленого коефіцієнта витіснення описується формулою 3.1.

Ключова перевага даної модифікації полягає в тому, що вона уникає фізично некоректного усереднення вхідних параметрів (наприклад, кривих ВФП, які мають складну нелінійну залежність). Замість цього, розрахунок проводиться для кожного геологічного тіла окремо з його унікальними властивостями, і лише кінцевий скалярний результат (коефіцієнт витіснення) усереднюється. Такий підхід дозволяє значно точніше відобразити реальний фізичний процес витіснення в геологічно неоднорідному середовищі та сформульований наступним виразом

$$E_{D, fac} = \frac{\sum_{i=1}^n E_{D,i} \cdot v_i}{\sum_{i=1}^n v_i}, \quad (3.1)$$

де $E_{D, fac}$ – середньозважений (інтегральний) коефіцієнт витіснення для всього пласта; n – загальна кількість літофацій у моделі; $E_{D,i}$ – локальний коефіцієнт витіснення для i -ї літофації, розрахований за методом Баклі-Леверетта-Велге; v_i - ваговий коефіцієнт для i -ї літофації, що дорівнює її частці в загальному об'ємі пласта ($v_i = V_i / V_{total}$).

Таким чином, розроблена модифікація безпосередньо інтегрує фактор літологічного розподілу в аналітичні розрахунки методу Баклі-Леверетта-Велге, що є друге завдання дисертаційного дослідження.

3.1.2 Аналітична модифікація коефіцієнта витіснення нафти для методу ГСТУ шляхом інтеграції фактору фаціальної неоднорідності

Незважаючи на те, що класичний метод ГСТУ має суттєві фізичні обмеження (ігнорування ВФП та динаміки процесу), він залишається нормативно закріпленим стандартом в Україні і широко використовується на практиці. Тому для повноти дослідження та для можливості проведення коректного порівняльного аналізу доцільно застосувати розроблений підхід інтеграції геологічного фактору і до цього методу.

Хоча ця модифікація не є головною метою роботи, її розробка є критично важливою для виконання четвертого завдання дисертації. Вона дасть змогу провести повний і коректний порівняльний аналіз: порівняння не лише базових методів між собою, але й оцінити, наскільки врахування літології покращує точність кожного з них окремо.

Модифікація класичного методу ГСТУ базується на тому ж принципі середньозваженого, що був описаний у підрозділі 1.5. Основна ідея полягає у відмові від використання єдиних усереднених для всього пласта значень початкової (K_g) та залишкової ($K_{n, зал}$) насиченостей. Замість цього розрахунок

коефіцієнта витіснення проводиться для кожної літофації окремо, з використанням її індивідуальних параметрів, після чого результати усереднюються [170]. Математично модифікований метод ГСТУ описується формулою

$$K_{\text{вит.фац}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{вит.}i} \cdot v_i}{\sum_{i=1}^n v_i}, \quad (3.2)$$

де $K_{\text{вит.фац}}$ – середньозважений (інтегральний) коефіцієнт витіснення для всього пласта за модифікованим методом ГСТУ; n – загальна кількість літофацій у моделі; $K_{\text{вит.}i}$ – локальний коефіцієнт витіснення для i -ї літофації, розрахований за класичною формулою ГСТУ; v_i – ваговий коефіцієнт для i -ї літофації, що дорівнює її частці в загальному поровому об'ємі пласта.

Дана модифікація, хоч і не усуває фундаментальних фізичних недоліків методу ГСТУ, проте дозволяє значно підвищити його геологічну обґрунтованість. Вона дає можливість оцінити, наскільки точність прогнозу за стандартним методом залежить саме від способу усереднення вхідних даних.

3.2 Методологія розрахунку модифікованого методу Баклі-Левретта-Велге на даних Гнатівського родовища

Цей підрозділ є кульмінацією методологічної частини дослідження. Його мета - консолідувати теоретичні основи, проаналізовані раніше, в єдину, цілісну та готову до практичного застосування методику розрахунку коефіцієнта витіснення нафти. Тут ми формально описуємо покроковий алгоритм вдосконаленого методу Баклі-Левретта-Велге, який є головним науковим та практичним результатом роботи.

На виході ми отримуємо один основний, науково обґрунтований та детально описаний метод для розрахунку коефіцієнта витіснення ($E_{D, \text{fac}}$), який враховує літолого-фаціальну неоднорідність пласта. Саме цей метод буде

основним інструментом для проведення розрахунків, апробації та порівняння в наступному розділі дисертації.

Для підтвердження практичної реалізованості методики в цьому розділі наведено її наскрізну числову реалізацію на прикладі об'єднаного розрахункового об'єкта пластів В-26 і Т-2 Гнатівського родовища. Вибір цього об'єкта обумовлений наявністю повного набору геологічних, петрофізичних, флюїдальних, геометричних і технологічних параметрів. У доступних матеріалах Атласу родовищ нафти і газу України пласти В-26 і Т-2 характеризуються спільно, а наявна інформація не забезпечує їх коректного роздільного параметричного опису. Тому в межах дослідження вони розглядаються як єдиний розрахунковий об'єкт.

Процедура розрахунку середньозваженого коефіцієнта витіснення за методом Баклі-Леверетта ($E_{D, fac}$) складається з чотирьох послідовних етапів:

- геологічна характеристика та фаціальне розчленування;
- петрофізична характеристика фацій;
- розрахунок локального коефіцієнта витіснення;
- усереднення.

Розпишемо кожен етап детально.

Геологічна характеристика та фаціальне розчленування детально описані в розділі 2. Результатом даного етапу є визначення геометрії розрахункового сегмента, його фаціального складу та вагових часток проникних літофацій. Для Гнатівського розрахункового об'єкта частка (v_1) пісковика середньозернистого становить 0,6872, а пісковика дрібнозернистого (v_2) - 0,3128; відповідно, $v_1 + v_2 = 1$. Ці значення надалі використовуються для агрегування локальних коефіцієнтів витіснення.

Петрофізичні характеристики фацій також детально описані в розділі 2. Ключові параметри, чутливі до літологічного розподілу (група ФЄВ та ВФП), наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

**Вхідні параметри числової реалізації модифікованого методу для пластів
В-26 і Т-2 Гнатівського родовища**

| Параметр | Гнатівське родовище | |
|---|----------------------------|--------------------------|
| Технологічні | | |
| Об'ємний коефіцієнт нафти (B_o) | 1.492 | |
| Об'ємний коефіцієнт води (B_w) | 1.02 | |
| Темп закач., м ³ /добу (i_w) | 100 | |
| Геометричні | | |
| Потужність пласта, м (h) | 22,7 | |
| Кут нахилу пласта, (a) | 9.6 | |
| Відстань між свердловинами, м (L) | 1147 | |
| Ширина сектору, м (b) | 150 | |
| Частка фації від усього об'єму (v_i) | 0.6872 (піск. сер.) | 0.3128 (піск. дріб.) |
| Властивості флюїдів | | |
| В'язкість нафти, мПа·с (μ_o) | 0.26 | |
| В'язкість води, мПа·с (μ_w) | 0.5 | |
| Густина нафти, кг/м ³ (ρ_o) | 774 | |
| Густина води, кг/м ³ (ρ_w) | 1173 | |
| Параметри пласта та ВФП | | |
| Назва фації | Пісковик середньозернистий | Пісковик дрібнозернистий |
| Пористість (ϕ) | 0.152 | 0.142 |
| Проникність, мД (k) | 73.1 | 21.2 |
| Залишкова водонасиченість (S_{wc}) | 0.123 | 0.176 |
| Параметри змочуваності (n_o/n_w) | 2.0/2.5 | 2.5/2.0 |
| Залишкова нафтонасиченість (S_{or}) | 0.23 | 0.245 |

Примітка. Джерела, методи визначення та геолого-петрофізичне обґрунтування наведених параметрів детально розглянуто в розділі 4. У цьому підрозділі значення використано для наскрізної числової реалізації розрахункового алгоритму.

Розрахункові залежності використано у формі, наведеній Т. Ахмедом у «Reservoir Engineering Handbook» [6], яка передбачає підстановку величин в англо-американських нафтопромислових одиницях. Тому вихідні дані перед виконанням розрахунків переводилися в одиниці, наведені в таблиці 3.1. Після завершення розрахунків отримані об'єми та дебіти переводяться в одиниці SI. Такий порядок забезпечує розмірнісну узгодженість застосованих рівнянь.

Після формування та переведення вхідних параметрів у нафтопромислову систему одиниць виконано фацієспецифічний розрахунок локальних коефіцієнтів витіснення для двох проникних літофацій Гнатівського об'єкта.

Таблиця 3.2

**Вихідні дані, індекси та система одиниць для обчислення за методологією
Баклі-Левретта та Велге з урахуванням ФР**

| Параметр | Одиниці вихідних даних | Переведення в англо-американські нафтопромислові одиниці (field units) |
|---|---|--|
| Технологічні | | |
| Об'ємний коефіцієнт нафти (B_o) та води (B_w) | безрозмірний | bbbl/STB - фізичний зміст однаковий що й у Метричній системі координат, але розмірність зберігається, щоб вказати, до яких саме умов стосується чисельник (пластові) і знаменник (поверхневі). Це є традиційною інженерною угодою в нафтогазовій галузі США. |
| Темп закачування (i_w) | м ³ /добу | bbbl/day = м ³ /добу · 6,28981 |
| Геометричні | | |
| Потужність пласта (h) та відстань між свердловинами (L) | м | ft = м · 3,2808 |
| Площа поперечного перерізу (A) | м ² | ft ² = м ² · 10,7639 |
| Властивості флюїдів | | |
| В'язкість нафти (μ_o) та води (μ_w) | мПа·с | 1 мПа·с = 1сР |
| Густина нафти (ρ_o) та води (ρ_w) | кг/м ³ | g/cm ³ = кг/м ³ / 1000 |
| Параметри пласта та ВФП | | |
| Проникність (k) | мкм ² | md = 0,9869 · 1000 · мкм ² |
| Розрахунковий результат | | |
| Накопичені об'єми нафти й води | м ³ = STB (bbl) · 0.158987 | STB, bbl |
| Дебіти нафти й води | м ³ /добу = STB/day (bbl/day) · 0.158987 | STB/day, bbl/day |

Локальний рентабельний коефіцієнт витіснення (ED_i) для кожної літофації розраховується за підходом Баклі-Левретта-Велге при досягненні економічної межі (наприклад, $WOR = 10$). Математичною основою теорії є закон збереження маси у лінійній системі (рис. 3.1), де зміна об'єму рідини визначається різницею між вхідним та вихідним об'ємами рідини. Такий диференційований розрахунок дозволяє вирішити задачу точного опису динаміки двофазної фільтрації, що забезпечує високу достовірність результатів для кожного геологічного елемента.

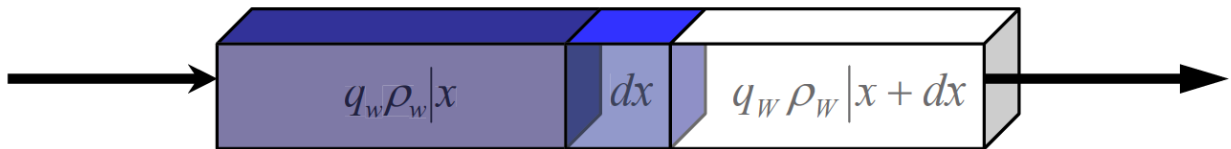


Рис. 3.1. Потік води через лінійний диференціальний елемент

Розглянемо основні припущення та обмеження теорії БЛ, які визначають сферу її застосування:

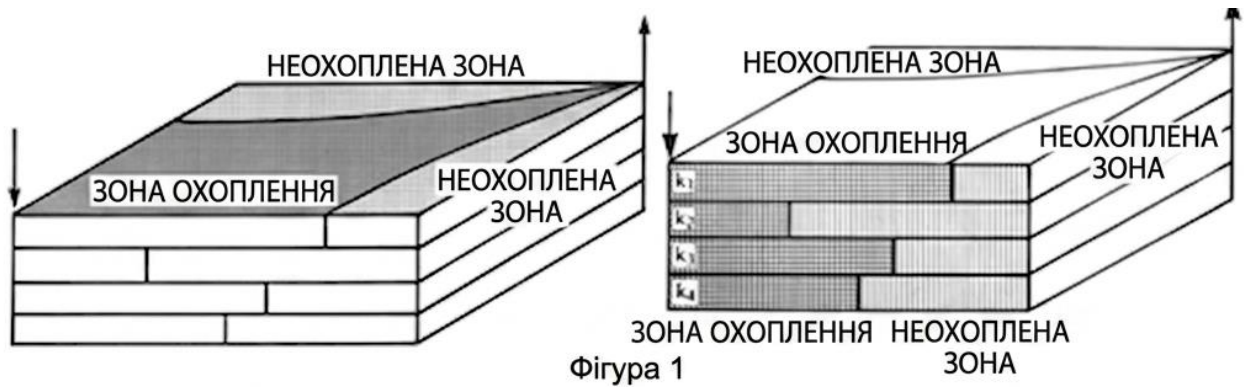
- одношаровий однорідний резервуар (гомогенність);
- прийняття просторового градієнта капілярного тиску малим ($\partial P_c / \partial x \approx 0$) зі збереженням лабораторно визначеного граничного значення незниженої водонасиченості S_{wc} ;

- лінійний потік рідини;
- відсутність вільного газу у резервуарі в будь-який час;
- нестисливі рідини.

Теорія Баклі–Леверетта демонструє високу достовірність при $M < 1$, проте при $M > 10$ її точність обмежується через в'язкісне розшарування. Через припущення про повне горизонтальне (E_A) та вертикальне (E_V) охоплення, даний підхід розглядається як інструмент для вирішення задачі розрахунку виключно коефіцієнта витіснення (E_D), а не загального КВН (рис. 3.2).

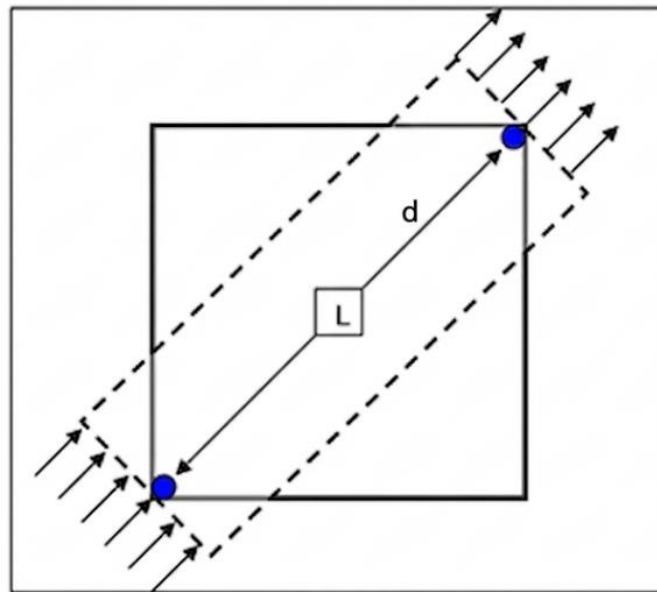
Подальші розрахунки ґрунтуються на припущенні, що нагнітання води розпочинається одночасно з початком видобутку нафти. Проте, викладені принципи залишаються чинними, навіть якщо початковий об'єм нафти в пласті (ООІР) скориговано на фактор первинного видобутку:

- обчислити та побудувати профіль насиченості водою (S_w) у різні моменти часу: 100, 400 та 800 діб;
- обчислити час до прориву води (breakthrough time, t_{BT});
- обчислити сумарний об'єм нагнітної води на момент прориву ($W_{inj,BT}$);
- обчислити об'єм нагнітної води у частках порового об'єму ($V_{PV,BT}$) на момент прориву.



Фігура 1

а



Фігура 2

б

Рис. 3.2. Схематичний процес заводнення: а - ізометрична проекція

горизонтального (E_A) та вертикального охоплення пласта (E_V);

б - горизонтальна проекція (вигляд зверху)

До першого кроку відноситься розрахунок відносних проникностей (ВФП). Криві ВФП можуть бути розраховані за допомогою аналітичних моделей Корі [171], що використовує емпіричні показники ступеня (n_o та n_w) для відображення характеру кривих.

Оскільки модифікована методика передбачає використання фаціспецифічних параметрів, необхідно визначити для кожної фації параметри $S_{orw.i}$, $S_{wc.i}$ та показники ступеня $n_{o.i}$ та $n_{w.i}$. Для кожної літофації i розраховуються унікальні криві відносної проникності для нафти ($k_{ro.i}$) та води ($k_{rw.i}$) за

модифікованими формулами (3.3) та (3.4) відповідно

$$k_{ro.i} = (k_{ro.i})_{S_{wc.i}} \left[\frac{1 - S_{w.i} - S_{orw.i}}{1 - S_{wc.i} - S_{orw.i}} \right]^{n_{o.i}} ; \quad (3.3)$$

$$k_{rw.i} = (k_{rw.i})_{S_{orw.i}} \left[\frac{S_{w.i} - S_{wc.i}}{1 - S_{wc.i} - S_{orw.i}} \right]^{n_{w.i}} , \quad (3.4)$$

де $k_{ro.i}$ - відносна проникність для нафти i фації; $k_{rw.i}$ - відносна проникність для води i фації; $(k_{ro.i})_{S_{wc.i}}$ - відносна проникність нафти при залишковій водонасиченості i фації; $(k_{rw.i})_{S_{orw.i}}$ - відносна проникність води при залишковій нафтонасиченості i фації; $S_{orw.i}$ - залишкове насичення нафтою у водо-нафтовій системі i фації; $n_{o.i}$, $n_{w.i}$ - показники на кривих відносної проникності i фації; $S_{w.i}$ - водонасичення i фації (не є початковим водонасичення (S_{wi})); $S_{wc.i}$ - залишкове водонасичення i фації.

Для кожної з двох виділених літофацій (пісковик середньозернистий, пісковик дрібнозернистий) були розраховані унікальні криві ВФП за формулами (3.3) та (3.4) другого розділу (рис 3.3). Для цього використовувалися фацієспецифічні параметри, обґрунтовані в розділі 2: залишкова водонасиченість (S_{wc}), залишкова нафтонасиченість (S_{orw}) та експоненти Корі (n_o , n_w). Значення залишкової водонасиченості (S_{wc}) детерміновані та отримані з лабораторних досліджень для кожної фації. Значення залишкової нафтонасиченості (S_{orw}) детерміновані та розраховані для середньої проникності кожної фації в еталонній (крігінговій) моделі. Значення експонентів Корі (n_o , n_w) детерміновані та обґрунтовані для кожної літофації.

Результати розрахованих кривих відносної проникності для нафти ($k_{ro.i}$) та води ($k_{rw.i}$) записуються до таблиць, що відповідають певній фації (табл. 3.4, табл. 3.5), а по їх результатам будуються фацієспецифічні криві (рис 3.3). З таблиці 3.3 видно, що водонасиченість для i фації ($S_{w.i}$) починається із значення залишкової водонасиченості для i фації ($S_{wc.i}$) і завершується значенням водонасичення що дорівнює $1 - S_{orw.i}$, а розрахунковий крок (інтервал) водонасиченості становить 0,01.

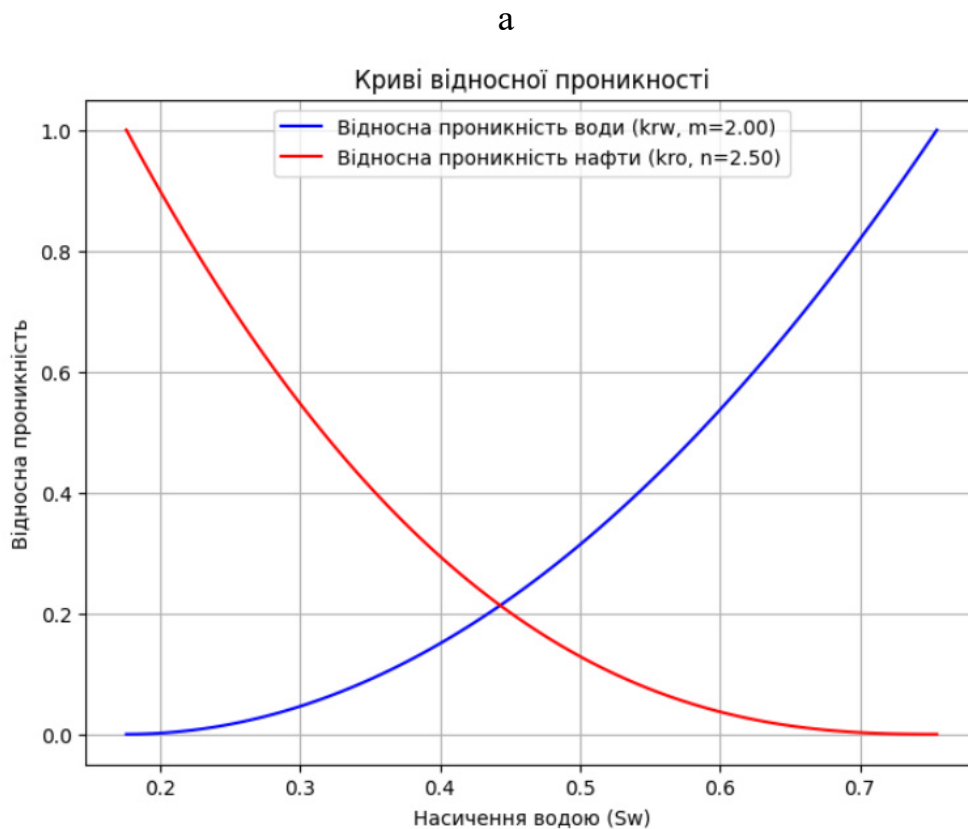
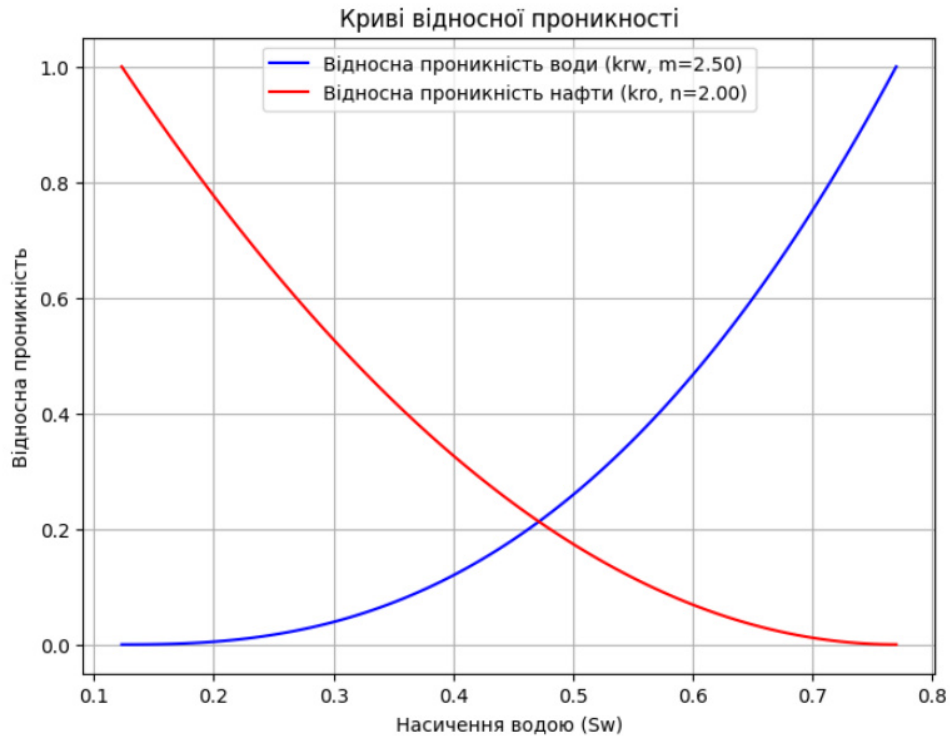


Рис. 3.3. Фацієспецифічні криві відносних проникностей (ВФП) для сегменту Гнатівського родовища: а - пісковик середньозернистий; б - пісковик дрібнозернистий

Для скорочення обсягу розрахункової частин надалі всі формули одразу будуть записані у модифікованому вигляді з урахуванням ФР. Переведення вхідних параметрів у розрахункові одиниці та подальше подання результатів в одиницях SI виконано відповідно до таблиці 3.2.

До другого кроку відноситься побудова кривої фракційного потоку. У загальному рівнянні фракційного потоку капілярний складник представлений просторовим градієнтом капілярного тиску $\partial P_c / \partial x$ за формулою (3.5)

$$f_{w.i.g} = \frac{1 \pm \left(\frac{0.001127 k_{ro.i} A}{\mu_o q_t} \right) \left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - 0.433 \Delta \rho \sin(\alpha) \right]}{1 + \frac{k_{ro.i} \mu_w}{k_{rw.i} \mu_o}}, \quad (3.5)$$

де $f_{w.i.g}$ - фракційний потік з урахуванням гравітаційного фактору для i фації; q_t - загальний дебіт, bbl/day; $k_{ro.i}$, $k_{rw.i}$ - відносні проникності по нафті і воді i фації; A - площа поперечного перерізу пласта, ft²; $\Delta \rho$ - різниця густин води та нафти, g/cm³; $\sin(\alpha)$ - кут нахилу пласта; μ_o , μ_w - в'язкості нафти і води, ср; $\partial P_c / \partial x$ - просторовий градієнт капілярного тиску.

У роботі використано результати центрифужних досліджень, представлені залежностями поточної водонасиченості від тиску витіснення (розділ 2). Ці дані застосовано для визначення незниженої водонасиченості S_{wc} , але просторовий розподіл капілярного тиску вздовж напрямку фільтрації окремо не моделювався.

Відповідно до спрощення, наведеного Т. Ahmed у «Reservoir Engineering Handbook» [6], градієнт капілярного тиску прийнято малим. Після прийняття $\partial P_c / \partial x \approx 0$ загальне рівняння зводиться до формули (3.6)

$$f_{w.i.g} = \frac{1 \pm \left[\frac{(0.001127)(0.433)(k_i k_{ro.i}) A (\rho_w - \rho_o)}{\mu_o} \times \frac{\sin(\alpha)}{i_w} \right]}{1 + \frac{k_{ro.i} \mu_w}{k_{rw.i} \mu_o}}, \quad (3.6)$$

де $f_{w.i.g}$ - фракційний потік з урахуванням гравітаційного фактору для i фації; k_i - проникність i фації, md; $k_{ro.i}$, $k_{rw.i}$ - відносні проникності по нафті і воді

i фації; A - площа поперечного перерізу пласта, ft^2 ; ρ_o, ρ_w - густини нафти і води, g/cm^3 ; $\sin(a)$ - кут нахилу пласта; μ_o, μ_w - в'язкості нафти і води, ср ; i_w - дебіт води, що закачується, bbl/day .

Проте, для майбутнього порівняння методик за ГСТУ та за Баклі-Левереттом та для вірного співставлення даних методів доцільніше буде використання формули, що ігнорує гравітаційний фактор, а саме формули (3.7)

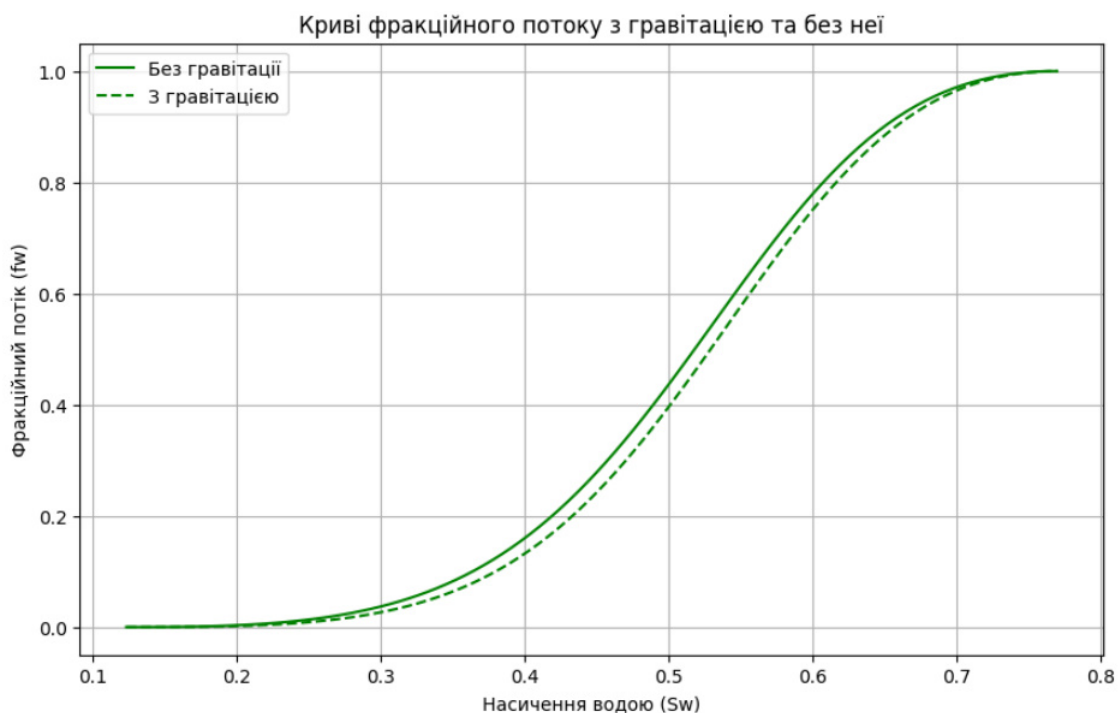
$$f_{w,i} = \frac{1}{1 + \left(\frac{k_{ro,i} \mu_w}{k_{rw,i} \mu_o} \right)}, \quad (3.7)$$

де $f_{w,i}$ - фракційний потік без урахуванням гравітаційного фактору для i фації; $k_{ro,i}, k_{rw,i}$ - відносні проникності по нафті і воді i фації; μ_o, μ_w - в'язкості нафти і води, ср .

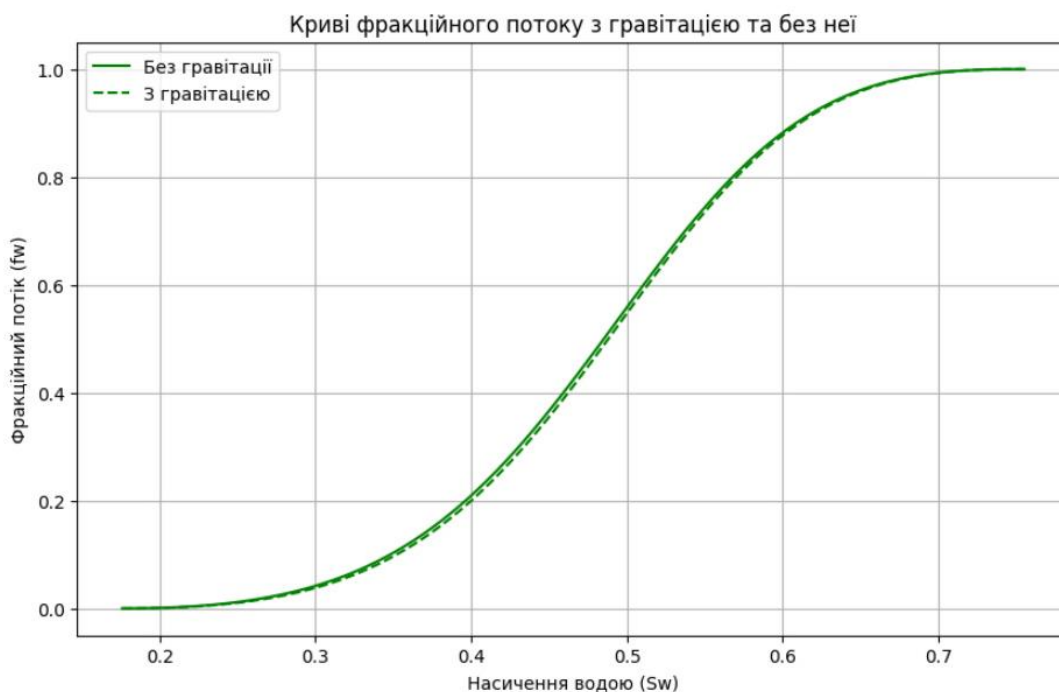
Використовуючи отримані криві ВФП, а також властивості флюїдів та геометричні параметри моделі (кут нахилу пласта) з розділу 4, для кожної літофації було розраховано криві фракційного потоку з урахуванням та без урахування гравітаційного доданку за формулами (3.6) та (3.7). Отримані криві (рис. 3.4) мають характерну S-подібну форму, проте їх положення та кривизна відрізняються для кожної фації. Це зумовлено як відмінностями у ВФП, так і різною абсолютною проникністю, яка впливає на величину гравітаційного доданку.

За однакових геометричних і технологічних умов та властивостей флюїдів величина гравітаційної складової фракційного потоку визначається абсолютною проникністю, кутом нахилу пласта та фацієспецифічними відносними фазовими проникностями (рис 3.4). Криві ВФП для кожної літофації сформовано окремо з використанням лабораторно визначених методом центрифугування значень залишкової водонасиченості S_{wc} , які задають початкову точку та діапазон зміни водонасиченості (розділ 2). Оскільки кут нахилу, темп закачування та властивості флюїдів для досліджуваних літофацій прийнято однаковими, відмінності між кривими фракційного потоку з урахуванням гравітації та без неї зумовлені проникністю і параметрами відповідних кривих ВФП. Для середньозернистого

пісковика (рис. 3.4 а), який має вищу абсолютну проникність, вплив гравітаційної складової на фракційний потік виражений сильніше, ніж для дрібнозернистого пісковика (рис. 3.4 б).



а



б

Рис. 3.4. Фацієспецифічні криві фракційного потоку (f_w) з урахуванням гравітації та без для сегменту Гнатівського родовища, що описують літофації:

а - пісковик середньозернистий; б - пісковик дрібнозернистий

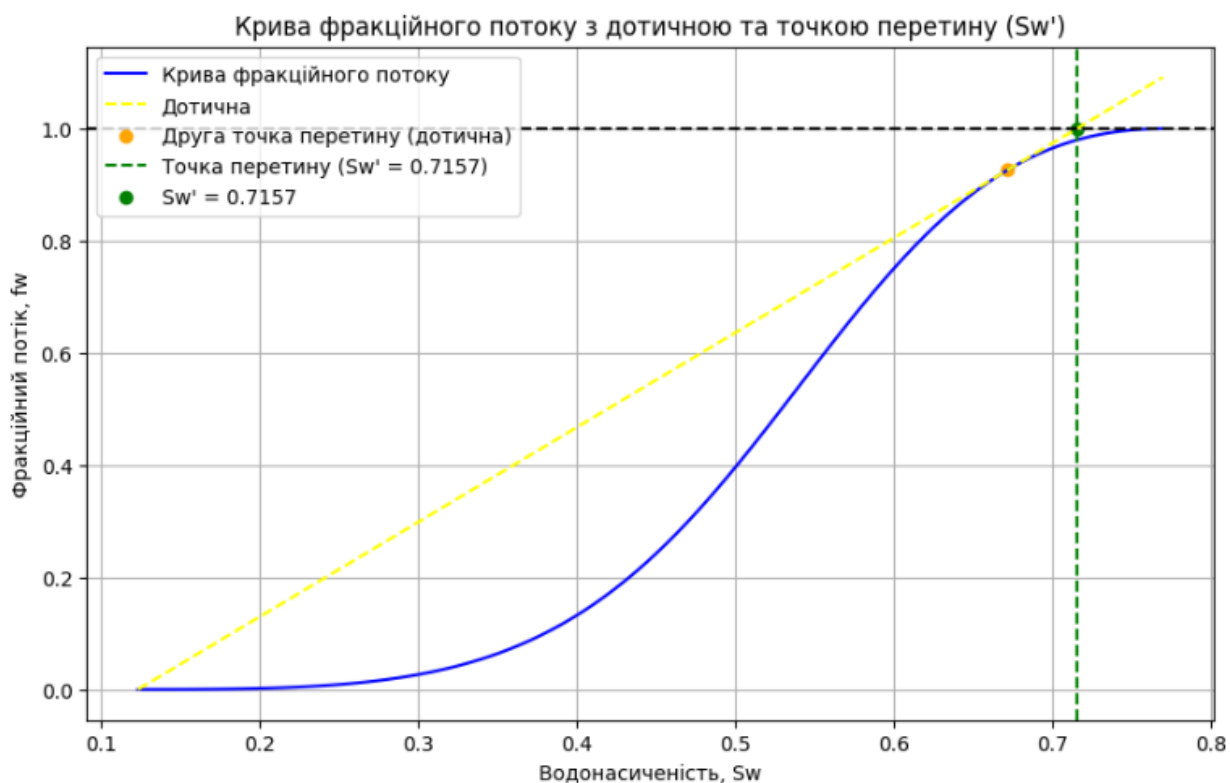
Надалі модифікована методологія розрахунку коефіцієнту витіснення передбачає використання кривих фракційного потоку, що враховують гравітаційний фактор (формула 3.6).

Для визначення фацієспецифічних значень водонасичення фракційного потоку та похідних фракційного потоку під час прориву води необхідно провести дотичну (рис. 3.5). Лінія дотичної бере початок із залишкового водонасичення ($S_{w.i}$). Також за результатами фацієспецифічних фракційних потоків води з урахуванням гравітації ($f_{w.i.g}$) обчислюється похідна фракційного потоку за насиченістю $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w.i}}$, що визначає нахил кривої фракційного потоку, і є критично важливим для знаходження швидкості фронту. Визначені фацієспецифічні значення фракційного потоку ($f_{w.BT.i.g}$), водонасичення ($S_{w.BT.i}$) та похідних фракційного потоку $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w.BT.i}}$ під час прориву води відмічаємо (виділяємо) в таблиці 3.3 та таблиці 3.4.

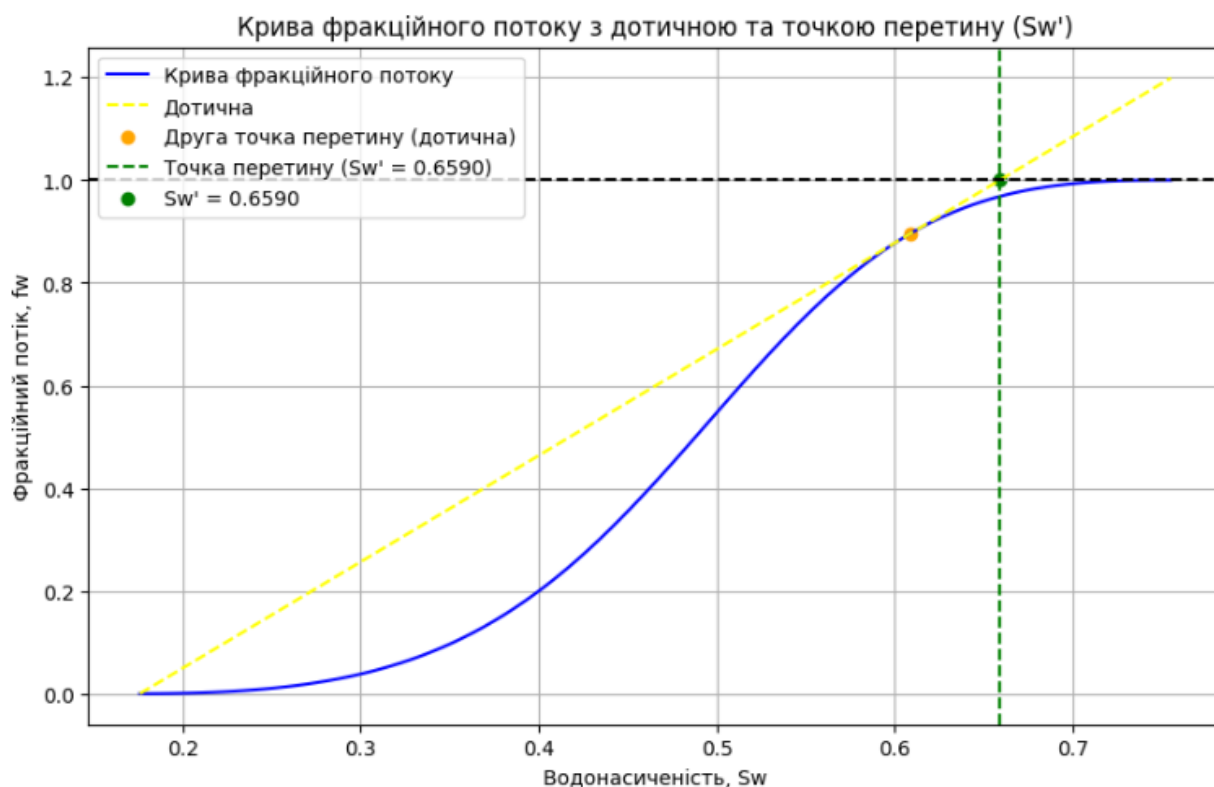
Таблиця 3.3

Результуюча таблиця значень відносних проникностей, фракційних потоків з урахуванням гравітаційного фактору ($f_{w.i.g}$) та похідна фракційного потоку ($(df_w/dS_w)_{S_{w.i}}$) для фації пісковик середньозернистий Гнатівського родовища

| $S_{w.i}$ | $k_{ro.i}$ | $k_{rw.i}$ | $f_{w.i.g}$ | $(df_w/dS_w)_{S_{w.i}}$ |
|--------------------------|------------|------------|-------------|-------------------------|
| 0,1231 | 0,0 | 1.0 | 0 | 0,0004 |
| 0,1296 | 0,00001 | 0,97989 | 0,000003 | 0,00117 |
| | | | | |
| 0,67198 ($S_{w.BT.i}$) | 0,663 | 0,0229 | 0,9262 | 1,6875 |
| | | | | |
| 0,7635 | 0,9749 | 0,00010 | 0,99975 | 0,0794 |
| 0,77 | 1 | 0 | 1 | 0,03892 |



а



б

Рис. 3.5. Крива фракційного потоку з урахуванням гравітації та проведена дотична від залишкового водонасичення до кривої фракційного потоку для літофацій: а - пісковик середньозернистий; б - пісковик дрібнозернистий

Таблиця 3.4

Результуюча таблиця значень відносних проникностей, фракційних потоків з урахуванням гравітаційного фактору ($f_{w.i.g}$) та похідна фракційного потоку $((df_w/dS_w)_{S_{w.i}})$ для фації пісковик дрібнозернистий Гнатівського родовища

| $S_{w.i}$ | $k_{ro.i}$ | $k_{rw.i}$ | $f_{w.i.g}$ | $(df_w/dS_w)_{S_{w.i}}$ |
|--------------------------|------------|------------|-------------|-------------------------|
| 0,176 | 0 | 1 | 0 | 0,030468 |
| 0,181848 | 0,000103 | 0,974983 | 0,000178 | 0,000047 |
| | | | | |
| 0,60879 ($S_{w.BT.i}$) | 0,559 | 0,032 | 0,896 | 2,01 |
| | | | | |
| 0,749152 | 0,97992 | 0,0000103 | 0,999978 | 0,0107 |
| 0,755 | 1 | 0 | 1 | 0,0037 |

Також важливим кроком в підготовці даних до розрахунку експлуатаційних характеристик є знаходження фацієспецифічного середнього водонасичення пласта ($\overline{S_{w2.i}}$). Середня водонасиченість пласта на момент прориву визначається за абсцисою точки перетину продовження дотичної Велге з горизонтальною лінією $f_w=1$. Водонасиченість фронту $S_{w.BT}$ відповідає точці дотику прямої до кривої фракційного потоку (рис. 3.5). Середнє водонасичення пласта в момент прориву води та після прориву води також можна знайти за формулами (3.8) та (3.9) відповідно

$$\overline{S_{w.BT.i}} = S_{w.BT.i} + \frac{1 - f_{w.BT.i.g}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w.BT.i}}}, \quad (3.8)$$

$$\overline{S_{w2.i}} = S_{w2.i} + \frac{1 - f_{w2.i.g}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w2.i}}}, \quad (3.9)$$

де $\overline{S_{w.BT.i}}$ – середнє водонасичення пласта на момент прориву води для i фації; $S_{w2.i}$ – середнє водонасичення пласта після прориву води для i фації; $S_{w.BT.i}$ – водонасичення під час прориву води (водонасичення точки перетину дотичної з фракційним потоком на рис. 2.7) для i фації; $S_{w2.i}$ – водонасичення після

прориву води для i фації; $f_{w.BT.i.g}$ - фракційний потік з урахуванням гравітаційного фактору в момент прориву води для i фації; $f_{w2.i.g}$ - фракційний потік з урахуванням гравітаційного фактору після прориву води для i фації; $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w.BT.i}}$ – похідна фракційного потоку з урахуванням гравітації під час прориву води для i фації; $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w2.i}}$ - похідна фракційного потоку з урахуванням гравітації після прориву води для i фації.

До третього кроку належить розрахунок профілю насиченості. За допомогою попереднього кроку ми розділили профіль водонасичення на 3 блоки: до прориву води, момент прориву води та після прориву води.

Фацієспецифічний профіль водонасичення до моменту прориву визначається, як функція дистанції та часу, на момент прориву води для трьох різних часових проміжків (100 днів, 400 днів, 800 днів) за формулою (3.10)

$$L_{BT.i} = \left(\frac{5.615 i_w t}{\varphi_i A} \right) \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{w.BT.i}}, \quad (3.10)$$

де $L_{i.BT}$ – дистанція за час t на момент прориву води для i фації, ft; $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w.BT.i}}$ – похідна фракційного потоку з урахуванням гравітації під час прориву води для i фації; φ_i - пористість i фації; A - площа поперечного перерізу пласта, ft²; i_w - дебіт води, що закачується, bbl/day.

Профіль насичення після прориву води розраховується за формулою (3.11)

$$L_i = \left(\frac{5.615 i_w t}{\varphi_i A} \right) \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{w.i}}, \quad (3.11)$$

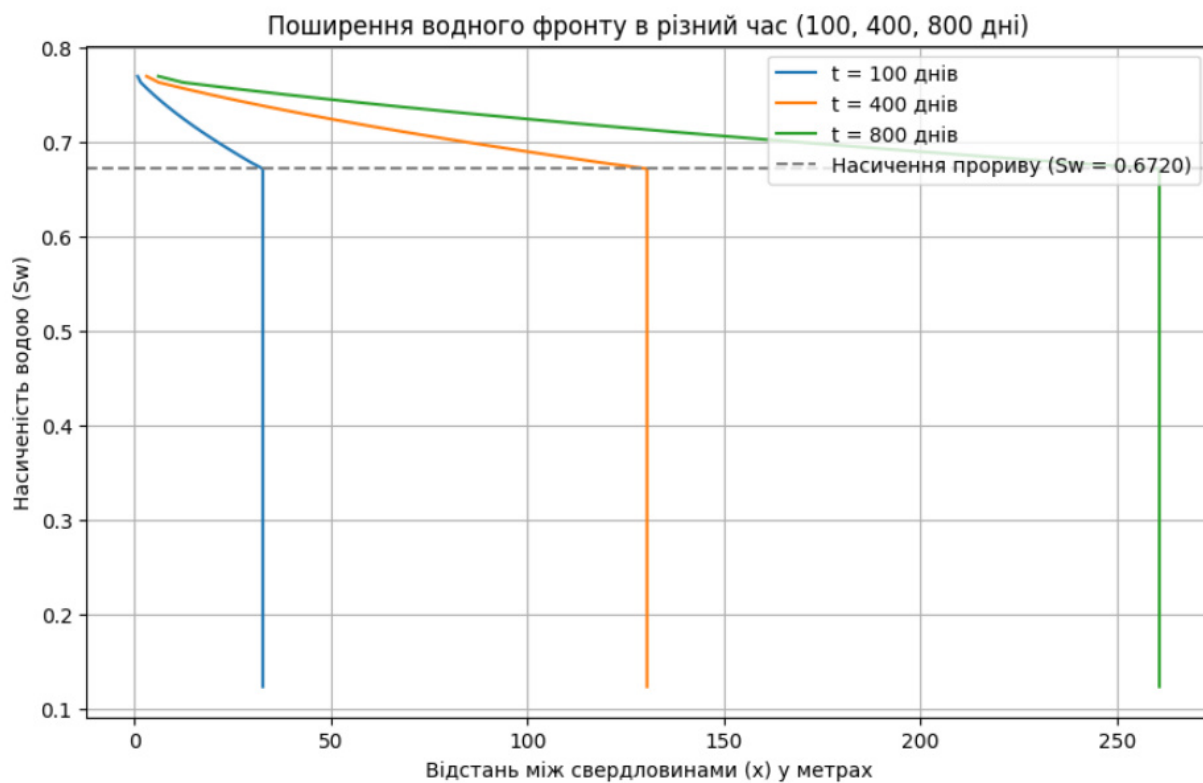
де L_i - дистанція за час t після прориву води для i фації, ft; $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w.i}}$ - похідна фракційного потоку з урахуванням гравітації після прориву води для i фації; φ_i - пористість i фації; A - площа поперечного перерізу пласта, ft²; i_w - дебіт води, що закачується, bbl/day.

Різниця в розрахунках обумовлена тим, що похідна профілю насичення до моменту прориву води приймається, як похідна фракційного потоку, що розраховується на основі дотичної, що в свою чергу проводиться від залишкового водонасичення і є прямою лінією. Оскільки дотична є прямою лінією, то її похідна є рівною похідній в момент прориву води $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w.BT.i}$.

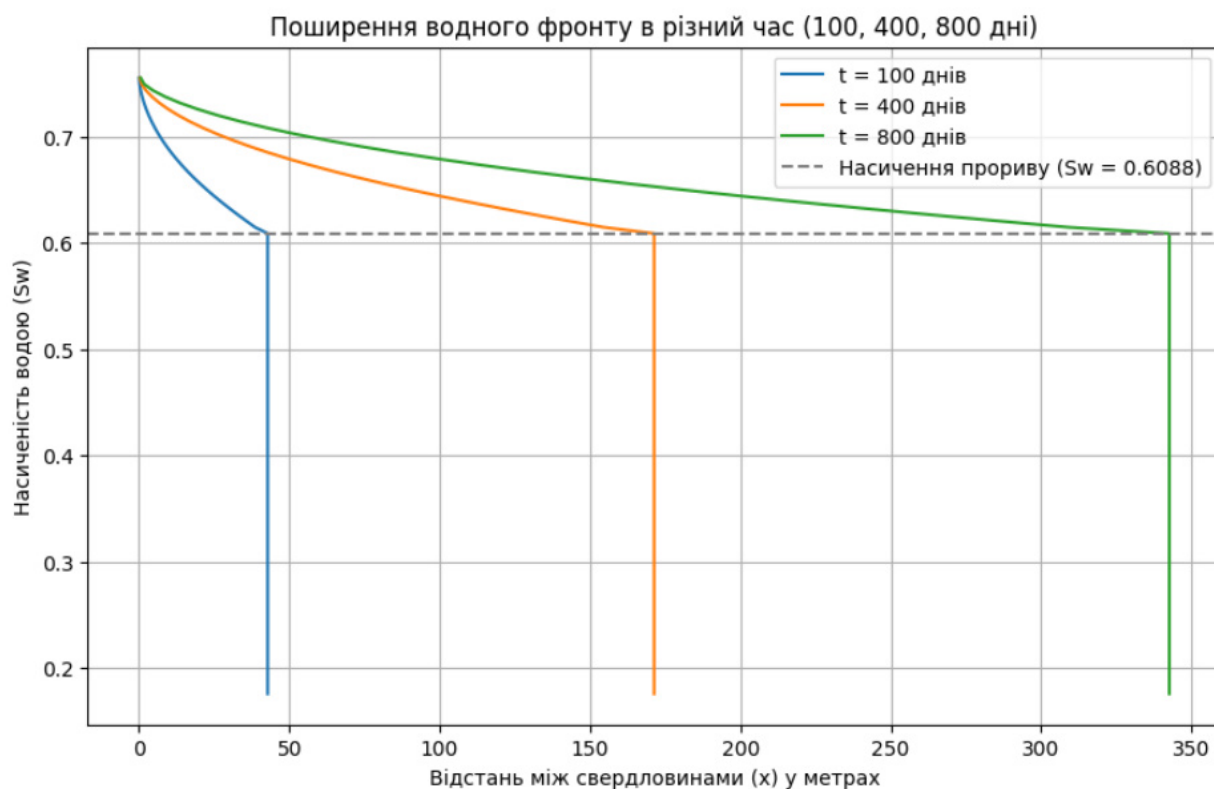
Профіль насичення після прориву води розраховується за формулою (2.11), тому що його фацієспецифічна похідна відповідає похідній яку було розраховано за фацієспецифічним фракційним потоком ($f_{w.i.g}$) і дорівнює $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w.i}$.

До кожної з двох кривих фракційного потоку було визначені фацієспецифічні профіля насиченості за формулами (3.10) та (3.11). Результати обчислень були занесені в таблиці 3.5 та 3.6 і побудовані відповідні графіки рис 3.6.

За однакових геометричних і технологічних умов та властивостей флюїдів досліджувані літофації продемонстрували різну швидкість руху фронту витіснення (рис. 3.6). Розрахунки виконано за фацієспецифічними кривими ВФП, сформованими з урахуванням лабораторно визначених значень залишкової водонасиченості: $S_{wc} = 0,123$ для середньозернистого пісковика та $S_{wc} = 0,176$ для дрібнозернистого пісковика. Для середньозернистого пісковика положення фронту через 100, 400 і 800 діб становило відповідно 32,61; 130,42 і 260,85 м (рис. 3.6 а), тоді як для дрібнозернистого пісковика 42,83; 171,30 і 342,60 м (рис. 3.6 б). Отже, у дрібнозернистому пісковіку фронт рухався швидше, незважаючи на нижчу абсолютну проникність. Така відмінність пояснюється сукупним впливом пористості, лабораторно визначеної залишкової водонасиченості та форми кривої фракційного потоку, зокрема величини її похідної, яка безпосередньо визначає швидкість поширення фронту.



а



б

Рис. 3.6. Профіля насичення для різних часових проміжків (100, 400, 800 днів) Гнатівського родовища для фацій: а - пісковик середньозернистий; б - пісковик дрібнозернистий

Таблиця 3.5

Значення профілів насиченості для часових проміжків (100, 400, 800 днів)

Гнатівського родовища для фації пісковик середньозернистий

| $S_{w,i}$ | $L_{i,BT}, L_{i,afterBT} (t_{100})$ | $L_{i,BT}, L_{i,afterBT} (t_{400})$ | $L_{i,BT}, L_{i,afterBT} (t_{800})$ |
|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 0,1231 | 32,6058 | 130,42315 | 260,8463 |
| 0,1296 | 32,6058 | 130,42315 | 260,8463 |
| 0,1362 | 32,6058 | 130,42315 | 260,8463 |
| 0,67198 ($S_{w,BT,i}$) | 32,6058 | 130,42315 | 260,8463 |
| 0,6785 | 29,6649 | 118,659 | 237,3189 |
| 0,763466 | 1,5349 | 6,13965 | 12,2793 |
| 0,77 | 0,752 | 3,00 | 6,0161 |

Таблиця 3.6

Значення профілів насиченості для часових проміжків (100, 400, 800 днів)

Гнатівського родовища для фації пісковик дрібнозернистий

| $S_{w,i}$ | $L_{i,BT}, L_{i,afterBT} (t_{100})$ | $L_{i,BT}, L_{i,afterBT} (t_{400})$ | $L_{i,BT}, L_{i,afterBT} (t_{800})$ |
|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| 0,176 | 42,8254 | 171,30175 | 342,6035 |
| 0,181848 | 42,8254 | 171,30175 | 342,6035 |
| 0,1877 | 42,8254 | 171,30175 | 342,6035 |
| 0,60879 ($S_{w,BT,i}$) | 42,8254 | 171,30175 | 342,6035 |
| 0,6146 | 38,632 | 154,528 | 309,057 |
| 0,74915 | 0,222 | 0,8885 | 1,777 |
| 0,755 | 0,0771 | 0,3085 | 0,617 |

Четвертий крок передбачає розрахунок експлуатаційних характеристик видобутку. Основною метою розрахунку експлуатаційних характеристик видобутку нафти є визначення набору кривих ефективності (performance curves) для конкретного сценарію нагнітання води. Ці криві слугують основою для прогнозування та оптимізації процесу розробки родовища.

Криві ефективності визначаються для кожної фації окремо як графічне представлення розрахунків видобутку нафти в часі, включаючи такі ключові параметри:

- дебіт нафти (Q_o), STB/day;
- дебіт води (Q_w), STB/day;
- обводненість на поверхні (WOR_s , співвідношення дебітів води та нафти);
- накопичений видобуток нафти (N_p), STB;

- коефіцієнт витіснення нафти (E_D);
- накопичений видобуток води (W_p), STB;
- накопичений об'єм нагнітальної води (W_{inj}), bbl;
- накопичений поровий об'єм що заповнений водою (Q_i).

Спочатку визначається фацієспецифічний поровий об'єм (PV_i) за формулою (3.12)

$$PV_i = \frac{\varphi_i AL}{5.615}, \quad (3.12)$$

де PV_i - поровий об'єм i фації, ft^3 (або bbl); φ_i - пористість i фації; A - площа поперечного перерізу пласта, ft^2 ; L – відстань між свердловинами нагнітальною та видобувною, ft^2 .

Далі визначаються фацієспецифічні початкові запаси нафти ($N_{s.i}$) за формулою (3.13)

$$N_{s.i} = 7758 AL \varphi_i \frac{1 - S_{wi.i}}{B_o}, \quad (3.13)$$

де $N_{s.i}$ - початкові запаси нафти для i фації, STB; A - площа поперечного перерізу пласта, ft^2 ; L – відстань між свердловинами нагнітальною та видобувною, ft^2 ; φ_i - пористість i фації; $S_{wi.i}$ – початкове водонасичення для i фації; B_o - об'ємний коефіцієнт нафти.

Оскільки криві ефективності будуються в залежності від часу. Першочерговим завданням визначити час до прориву води, в момент прориву та після. Фацієспецифічний час в момент прориву води визначається за формулою (3.14)

$$t_{BT.i} = \left[\frac{PV_i}{i_w} \right] \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{w.BT.i}}}, \quad (3.14)$$

де $t_{BT.i}$ - час в момент прориву води i фації, day; PV_i - поровий об'єм i фації, ft^3 (або bbl); i_w - дебіт води, що закачується, bbl/day; $\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{w.BT.i}}$ – похідна фракційного потоку з урахуванням гравітації під час прориву води для i фації.

Для того щоб побудувати криві ефективності до прориву води, потрібно визначити декілька точок часу від яких будуть залежати розрахунки кривих інших параметрів також до прориву води. Визначити декілька фацієспецифічних рівновіддалених часових точок до прориву води можна за формулою (3.15).

$$t_{n.i} = (n-1) \frac{t_{BT.i}}{n}, \quad (3.15)$$

де n – кількість точок до прориву води, при умові де $t_{1.i} = 0 \text{ day}$, а $t_{n.i+1} = t_{BT.i}$; $t_{n.i}$ – час для n точки до прориву води i фації, де n змінюється від 1 до n , day; $t_{BT.i}$ - час в момент прориву води i фації, day.

Фацієспецифічний час після прориву води залежить від встановленого нами кроку для водонасичення ($S_{w.i}$) 0,01 та розраховується за формулою (3.16)

$$t_i = \frac{W_{inj.i}}{i_w}, \quad (3.16)$$

де t_i – час після прориву води i фації, day; $W_{inj.i}$ - накопичений об'єм нагнітальної води для i фації, bbl; i_w - дебіт води, що закачується, bbl/day.

Фацієспецифічний накопичений поровий об'єм, що заповнений водою ($Q_{i.i}$) до прориву води, під час прориву та після визначається за формулами (3.17), (3.18), (3.19) відповідно

$$Q_{i.i} = \frac{W_{inj.i}}{PV_i}; \quad (3.17)$$

$$Q_{i.BT.i} = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w.BT.i}}}; \quad (3.18)$$

$$Q_{i.i} = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w.i}}}, \quad (3.19)$$

де $Q_{i.i}$ - накопичений поровий об'єм, що заповнений водою до та після прориву води для i фації; $Q_{i.BT.i}$ - накопичений поровий об'єм, що заповнений водою на момент прориву води для i фації; $W_{inj.i}$ - накопичений об'єм нагнітальної

води для i фації, bbl; PV_i - поровий об'єм i фації, ft³(або bbl); $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w.BT.i}}$ – похідна фракційного потоку з урахуванням гравітації під час прориву води для i фації; $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w.i}}$ - похідна фракційного потоку з урахуванням гравітації після прориву води для i фації.

Фацієспецифічний накопичений об'єм нагнітної води ($W_{inj.i}$) до прориву води, під час прориву та після визначається за формулами (3.20), (3.21), (3.22) відповідно

$$W_{inj.i} = i_w t_{n.i} ; \quad (3.20)$$

$$W_{inj.BT.i} = i_w t_{BT.i} ; \quad (3.21)$$

$$W_{inj.i} = PV_i Q_{i.i} , \quad (3.22)$$

де $W_{inj.i}$ - накопичений об'єм нагнітальної води до та після прориву води для i фації, bbl; $W_{inj.BT.i}$ - накопичений об'єм нагнітальної води під час прориву води для i фації, bbl; i_w - дебіт води, що закачується, bbl/day; t_i – час до та після прориву води i фації, day; $t_{BT.i}$ – час під час прориву води i фації, day; PV_i - поровий об'єм i фації, ft³(або bbl); $Q_{i.i}$ - накопичений поровий об'єм, що заповнений водою після прориву води для i фації.

Фацієспецифічний коефіцієнт витіснення нафти ($E_{D.i}$) до прориву води, під час прориву та після визначається за формулами (3.23), (3.24), (3.25) відповідно

$$E_{D.i} = \frac{N_{p.i}}{N_{s.i}} ; \quad (3.23)$$

$$E_{D.BT.i} = \frac{\overline{S_{w.BT.i}} - S_{wi.i}}{1 - S_{wi.i}} ; \quad (3.24)$$

$$E_{D.i} = \frac{\overline{S_{w2.i}} - S_{wi.i}}{1 - S_{wi.i}} , \quad (3.25)$$

де $E_{D.i}$ – коефіцієнт витіснення нафти до прориву води або після i фації; $E_{D.BT.i}$ - коефіцієнт витіснення нафти під час прориву води i фації;

$N_{p.i}$ – накопичений видобуток нафти для i фації, STB; $N_{s.i}$ - початкові запаси нафти для i фації, STB; $\overline{S_{w.BT.i}}$ – середнє водонасичення пласта на момент прориву води для i фації; $S_{w2.i}$ - середнє водонасичення пласта після прориву води для i фації; $S_{wi.i}$ – початкове водонасичення i фації.

Фацієспецифічний накопичений видобуток нафти (N_p) до прориву води, під час прориву та після визначається за формулами (3.26), (3.27), (3.28) відповідно

$$N_{p.i} = \frac{W_{inj.i}}{B_o} ; \quad (3.26)$$

$$N_{p.BT.i} = N_{s.i} E_{D.BT.i} ; \quad (3.27)$$

$$N_{p.i} = N_{s.i} E_{D.i} , \quad (3.28)$$

де $N_{p.i}$ – накопичений видобуток нафти до та після прориву води для i фації, STB; $N_{p.BT.i}$ – накопичений видобуток нафти під час прориву води для i фації, STB; $W_{inj.i}$ - накопичений об'єм нагнітальної води до прориву води для i фації, bbl; B_o - об'ємний коефіцієнт нафти; $N_{s.i}$ - початкові запаси нафти для i фації, STB; $E_{D.i}$ – коефіцієнт витіснення нафти до прориву води або після i фації; $E_{D.BT.i}$ - коефіцієнт витіснення нафти під час прориву води i фації.

Фацієспецифічний накопичений видобуток води (W_p) до прориву та після прориву води не визначається (або прирівнюється до 0). Накопичений видобуток води після прориву води визначається за формулою (3.29)

$$W_{p.i} = \frac{W_{inj.i} - N_{p.i} B_o}{B_w} , \quad (3.29)$$

де $W_{p.i}$ - накопичений видобуток води після прориву води для i фації, bbl; $W_{inj.i}$ - накопичений об'єм нагнітальної води після прориву води для i фації, bbl; $N_{p.i}$ – накопичений видобуток нафти після прориву води для i фації, STB; B_o - об'ємний коефіцієнт нафти; B_w - об'ємний коефіцієнт води.

Всі отримані розрахунки записуються в таблицю 3.8 та таблицю 3.9 для кожної фації окремо. На основі таблиці будуються фацієспецифічні криві

ефективності (рис. 3.7 – рис. 3.10).

Фацієспецифічна обводненість на поверхні ($WOR_{s,i}$, співвідношення дебітів води та нафти) до прориву води становить 0. Обводненість на поверхні під час та після прориву води визначається за формулами (3.30), (3.31) відповідно

$$WOR_{s.BT.i} = \frac{B_o}{B_w \left(\frac{1}{f_{w.BT.i.g}} - 1 \right)} ; \quad (3.30)$$

$$WOR_{s.i} = \frac{B_o}{B_w \left(\frac{1}{f_{w2.i.g}} - 1 \right)} , \quad (3.31)$$

де $WOR_{s.BT.i}$ – обводненість на поверхні під час прориву води для i фації; $WOR_{s,i}$ – обводненість на поверхні після прориву води для i фації; B_o - об'ємний коефіцієнт нафти; B_w - об'ємний коефіцієнт води; $f_{w.BT.i.g}$ - фракційний потік з урахуванням гравітаційного фактору в момент прориву води для i фації; $f_{w2.i.g}$ - фракційний потік з урахуванням гравітаційного фактору після прориву води для i фації.

Фацієспецифічний дебіт нафти ($Q_{o,i}$) до, після та під час прориву води визначається за формулами (3.32), (3.33), (3.34) відповідно

$$Q_{o,i} = \frac{i_w}{B_o} ; \quad (3.32)$$

$$Q_{o.BT.i} = \frac{i_w}{B_o + B_w WOR_{s.BT.i}} ; \quad (3.33)$$

$$Q_{o,i} = \frac{i_w}{B_o + B_w WOR_{s,i}} , \quad (3.34)$$

де $Q_{o,i}$ - дебіт нафти до або після прориву води для i фації; $Q_{o.BT.i}$ - дебіт нафти під час прориву води для i фації; i_w - дебіт води, що закачується, bbl/day; B_o - об'ємний коефіцієнт нафти; B_w - об'ємний коефіцієнт води;

$WOR_{s.BT.i}$ – обводненість на поверхні під час прориву води для i фації;
 $WOR_{s.i}$ – обводненість на поверхні після прориву води для i фації.

Фацієспецифічний дебіт води ($Q_{w.i}$) до прориву води прирівнюється до 0. Дебіт води під час прориву та після визначається за формулами (3.35), (3.36) відповідно

$$Q_{w.BT.i} = Q_{o.BT.i} WOR_{s.BT.i}, \quad (3.35)$$

$$Q_{w.i} = Q_{o.i} WOR_{s.i}, \quad (3.36)$$

де $Q_{w.BT.i}$ - дебіт води під час прориву води для i фації; $Q_{w.i}$ - дебіт води після прориву води для i фації; $Q_{o.BT.i}$ - дебіт нафти під час прориву води для i фації; $Q_{o.i}$ - дебіт нафти після прориву води для i фації; $WOR_{s.BT.i}$ – обводненість на поверхні під час прориву води для i фації; $WOR_{s.i}$ – обводненість на поверхні після прориву води для i фації.

За формулами (3.12) - (3.36) у системі англо-американських нафтопромислових одиниць розраховано криві ефективності для середньозернистого та дрібнозернистого пісковиків. Отримані розмірні результати переведено в одиниці SI та наведено в таблицях 3.7 і 3.8, на основі яких побудовано графіки на рисунках 3.7 - 3.10.

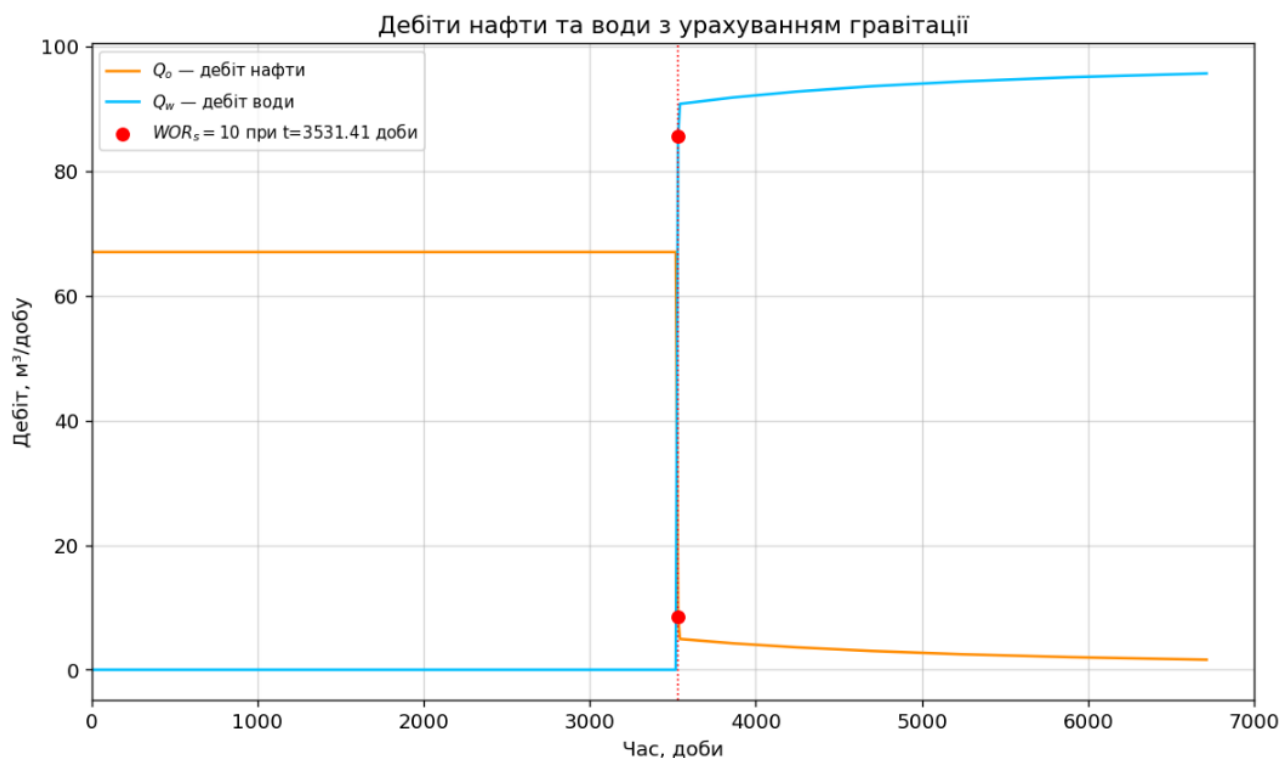
Таблиця 3.7

**Значення кривих ефективності витіснення для фації пісковик
середньозернистий Гнатівського родовища**

| t, дні | Q_i | E_D | N_p, M^3 | W_{inj}, M^3 | W_p, M^3 | WOR_s | $Q_o, M^3/добу$ | $Q_w, M^3/добу$ |
|---|--------|---------|------------|----------------|------------|---------|-----------------|-----------------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 67,024 | 0 |
| 879,39 | 0,148 | 0,1689 | 58940,44 | 87939,14 | 0 | 0 | 67,024 | 0 |
| 1758,78 | 0,2963 | 0,3379 | 117880,88 | 175878,27 | 0 | 0 | 67,024 | 0 |
| 3531,41 $WOR_s=10$ ($S_{w.BT.i}$) | 0,5969 | 0,6761 | 235833,76 | 353140,54 | 1256,78 | 10 | 8,553 | 85,529 |
| 5898,5 | 0,994 | 0,6974 | 243315,88 | 589847,91 | 222383,1 | 46,98 | 2,024 | 95,079 |
| 6714,12 | 1,1311 | 0,70164 | 244790,23 | 671411,77 | 300191,12 | 59,4156 | 1,61 | 95,684 |

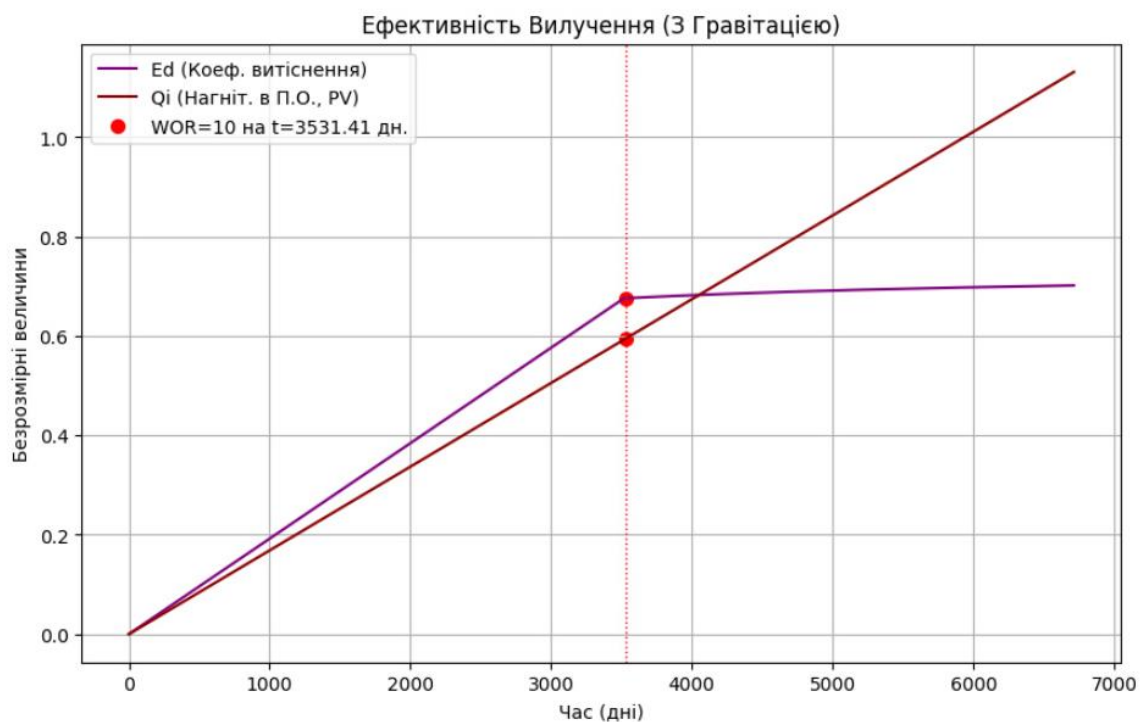


а

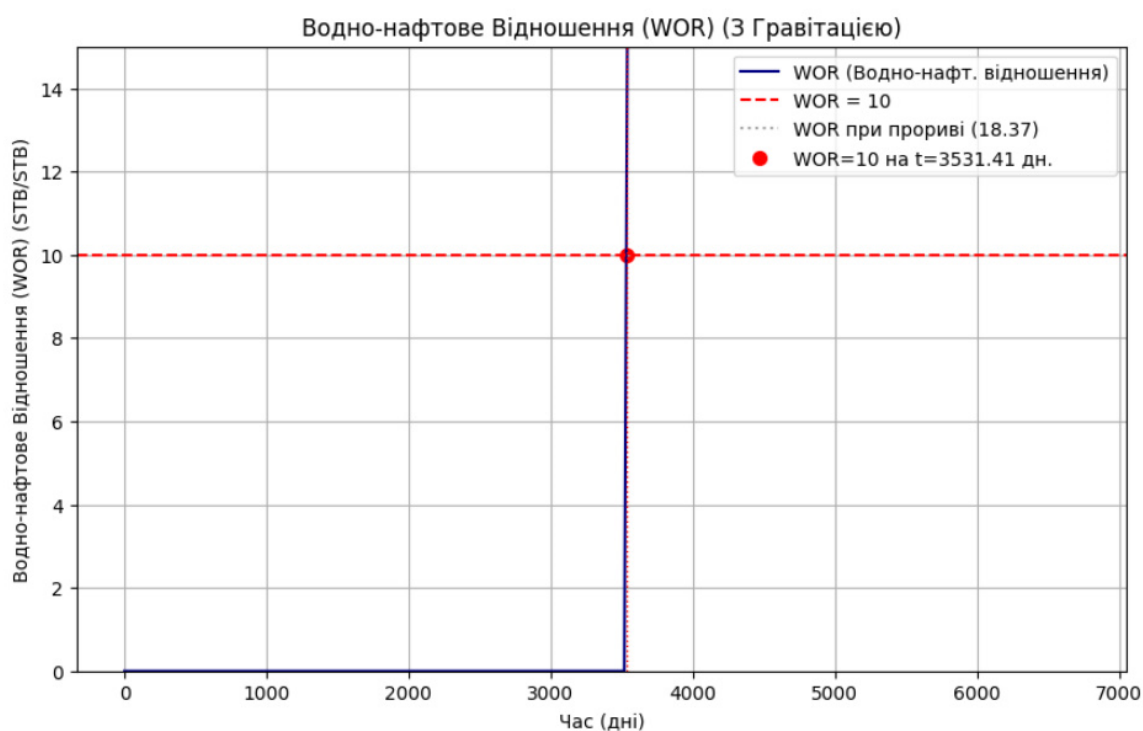


б

Рис. 3.7. Криві ефективності для фації пісковик середньозернистий Гнатівського родовища: а - накопичені видобуток нафти, видобуток води та об'єм нагнітальної води; б - дебіти нафти та води

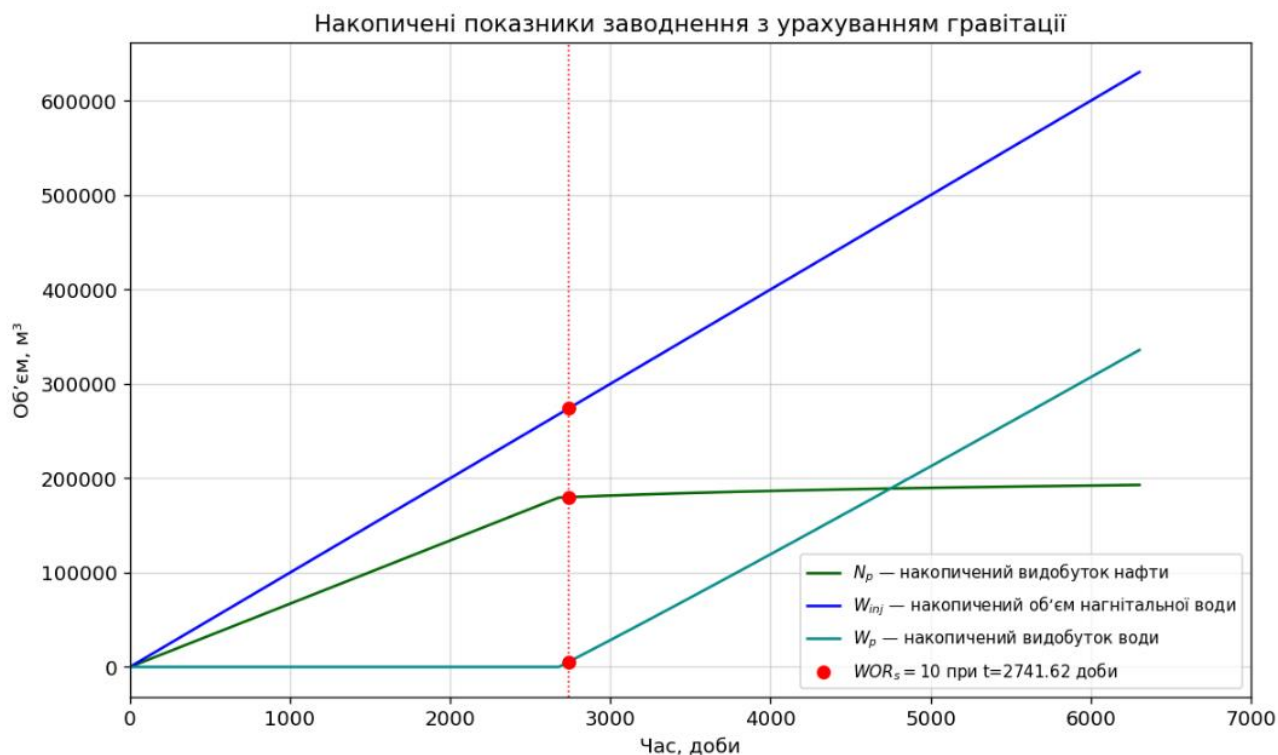


а

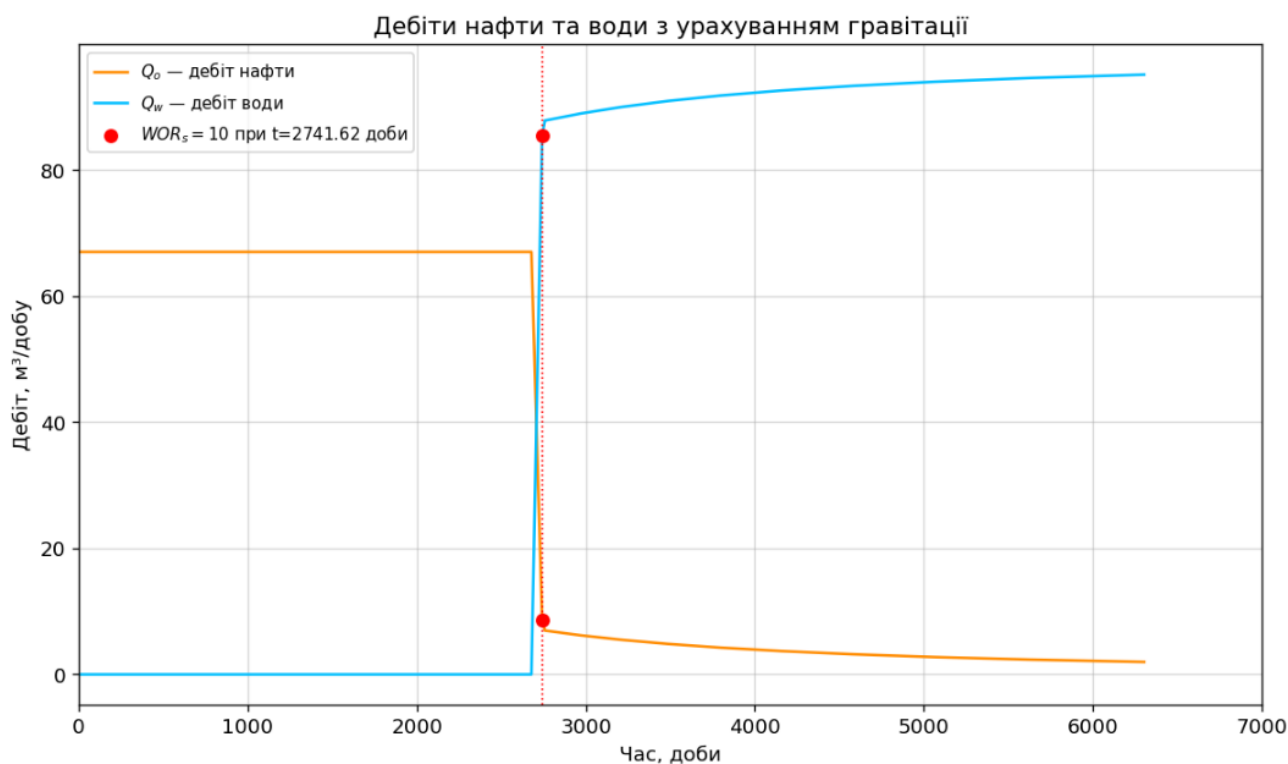


б

Рис. 3.8. Криві ефективності для фації пісковик середньозернистий Гнатівського родовища: а - коефіцієнт витіснення нафти та накопичений поровий об'єм що заповнений водою; б - обводненість на поверхні

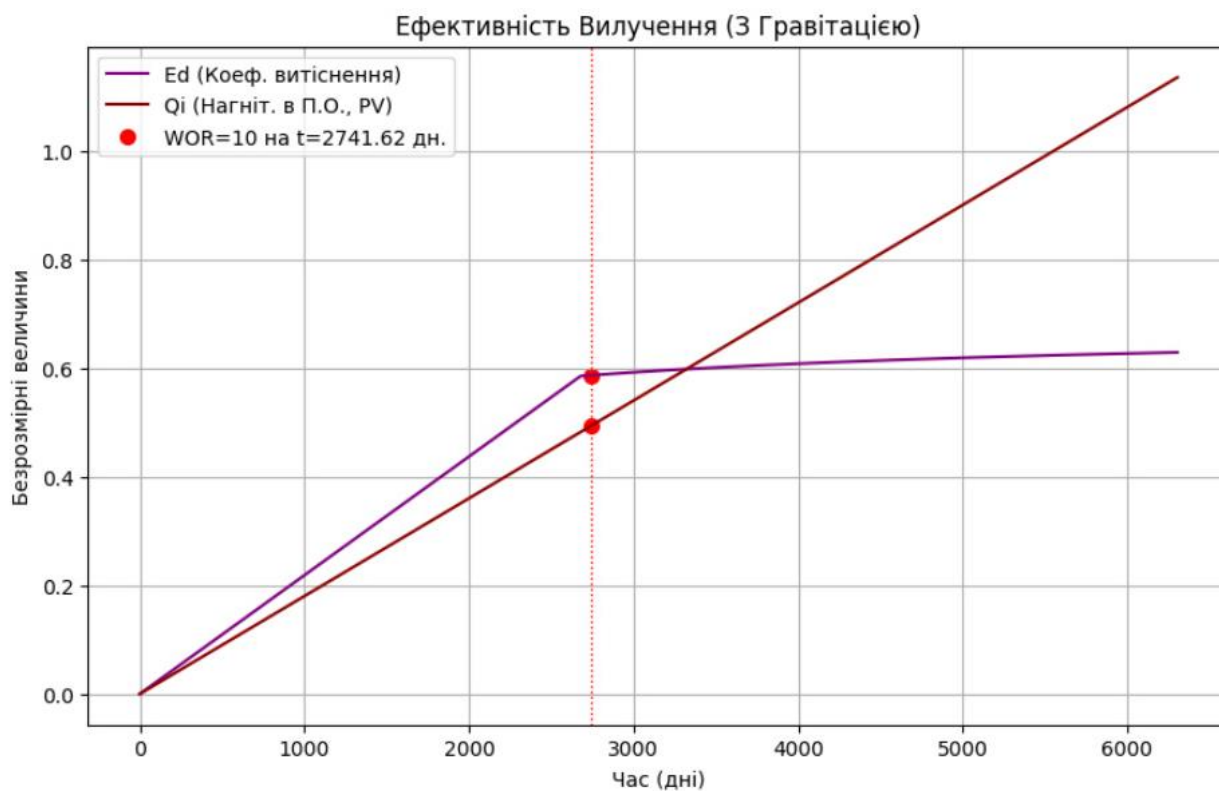


а

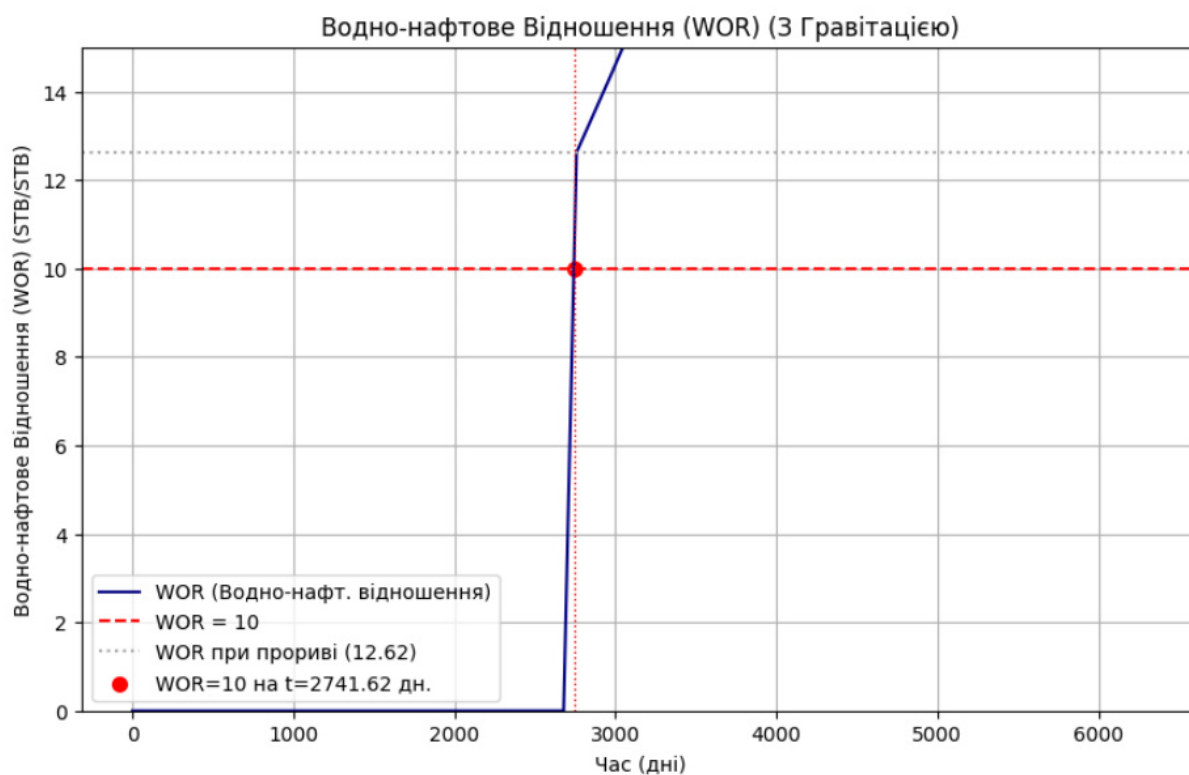


б

Рис. 3.9. Криві ефективності для фації пісковик дрібнозернистий Гнатівського родовища: а - накопичені видобуток нафти, видобуток води та об'єм нагнітальної води; б - дебіти нафти та води



а



б

Рис. 3.10. Криві ефективності для фації пісковик дрібнозернистий Гнатівського родовища: а - коефіцієнт витіснення нафти та накопичений поровий об'єм що заповнений водою; б - обводненість на поверхні

Таблиця 3.8

**Значення кривих ефективності витіснення для фації пісковик
дрібнозернистий Гнатівського родовища**

| t, дні | Q _i | E _D | N _p , м ³ | W _{inj} , м ³ | W _p , м ³ | WOR _s | Q _o , м ³ /добу | Q _w , м ³ /добу |
|---|----------------|----------------|---------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|------------------|--|--|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 67,02 | 0 |
| 669,5 | 0,1207 | 0,1465 | 44875,19 | 66953,8 | 0 | 0 | 67,02 | 0 |
| 1339,07 | 0,2415 | 0,293 | 134625,6 | 200861,3 | 0 | 0 | 67,02 | 0 |
| 2741,62 WOR_s=10 (S_{w.BT.i}) | 0,4974 | 0,5879 | 179946,6 | 274162,1 | 5576,21 | 10 | 8,55 | 85,53 |
| 5632,5 | 1,02 | 0,625 | 191459,3 | 563252,8 | 272160 | 40,35 | 2,35 | 94,61 |
| 7102,74 | 1,28 | 0,63 | 194356,2 | 710273,8 | 412061 | 57,76 | 1,66 | 95,62 |

Таким чином було визначено, що коефіцієнт витіснення (E_D) на момент обводненості ($WOR=10$) для пісковика середньозернистого становить 0,6761, а для пісковика дрібнозернистого - 0,588.

Результатом цього етапу є отримання масиву локальних показників $E_{D,i}$, які відображають унікальну фізику витіснення для кожної літофації та слугують необхідною базою для вирішення задачі отримання інтегрального результату з високою фізичною достовірністю.

Фінальний, інтегральний коефіцієнт витіснення для всього гетерогенного пласта ($E_{D, fac}$) розраховується за формулою (3.1), як середньозважене значення локальних коефіцієнтів витіснення ($E_{D,i}$), де ваговим коефіцієнтом (v_i) виступає частка порового об'єму кожної фації в загальному поровому об'ємі пласта. Локальні коефіцієнти витіснення при $WOR_{s,i}=10$, використані для визначення інтегрального показника, наведено в таблиці 3.8 і таблиці 3.9. Для розрахунку одного загального коефіцієнту витіснення на момент обводненості 10 ($E_{D, fac, WOR=10}$) використовуємо формулу (3.37).

$$E_{D, fac, WOR=10} = \frac{\sum_{i=1}^n E_{D,i, WOR=10} \cdot v_i}{\sum_{i=1}^n v_i}, \quad (2.37)$$

де $E_{D, fac, WOR=10}$ - середньозважений (інтегральний) коефіцієнт витіснення для всього пласта при обводненості $WOR_s=10$; n – загальна кількість літофацій у

моделі; $E_{D,i,WOR=10}$ – локальний коефіцієнт витіснення для i -ї літофації, розрахований за методом Баклі-Лeverетта/Велге при обводненості $WOR_{s,i}=10$; v_i – ваговий коефіцієнт для i -ї літофації, що дорівнює її частці в загальному об'ємі пласта ($v_i = V_i / V_{total}$).

У формулі (3.37) в якості ваг (v_i) використовувалися частки об'єму кожної літофації, визначені з детерміністичної (крігінгової) 3D моделі розподілу фацій (табл. 2.3).

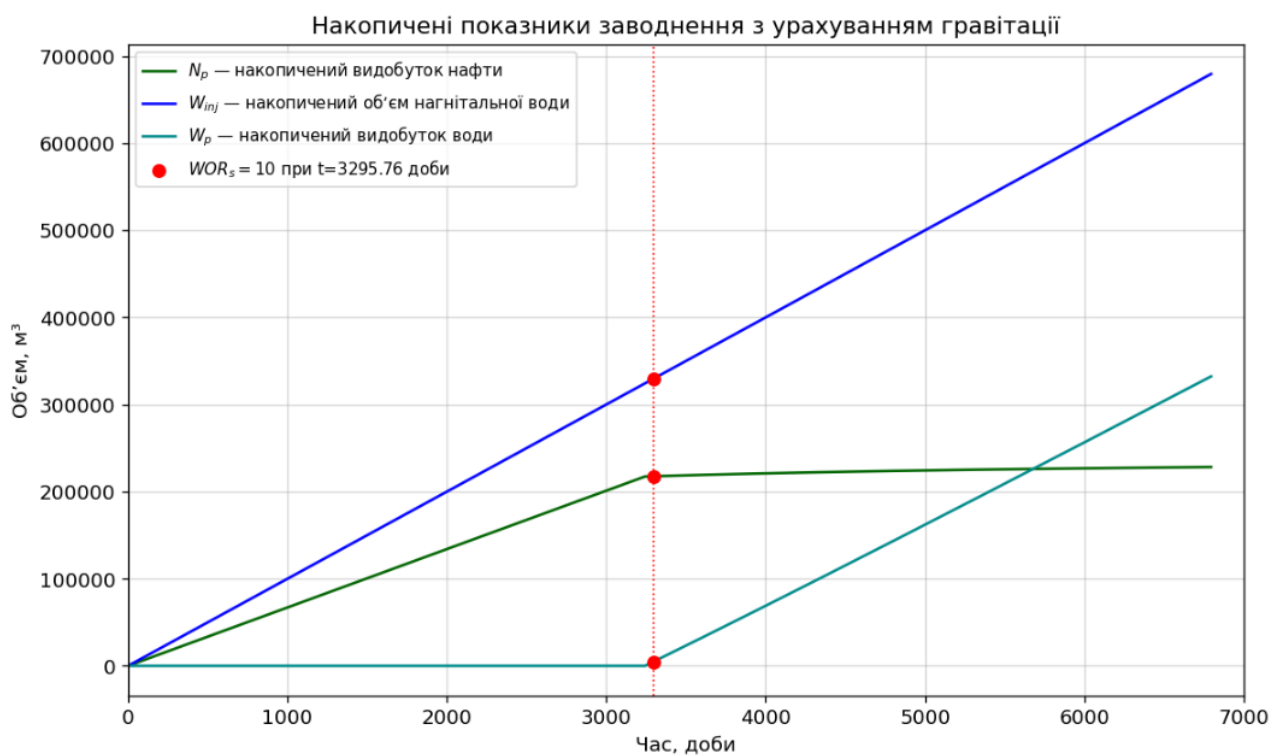
$$E_{D,fac} = \frac{0.676 * 0.6872 + 0.588 * 0.3128}{0.6872 + 0.3128} = 0.6485$$

Проведені розрахунки дали середньозважене значення коефіцієнта витіснення для еталонного сценарію $E_{D,fac} = 0.6485$. Аналогічним чином було розраховано усереднені криві ефективності. Результати наведено в таблиці 3.9 та на рисунках 3.11 і 3.12.

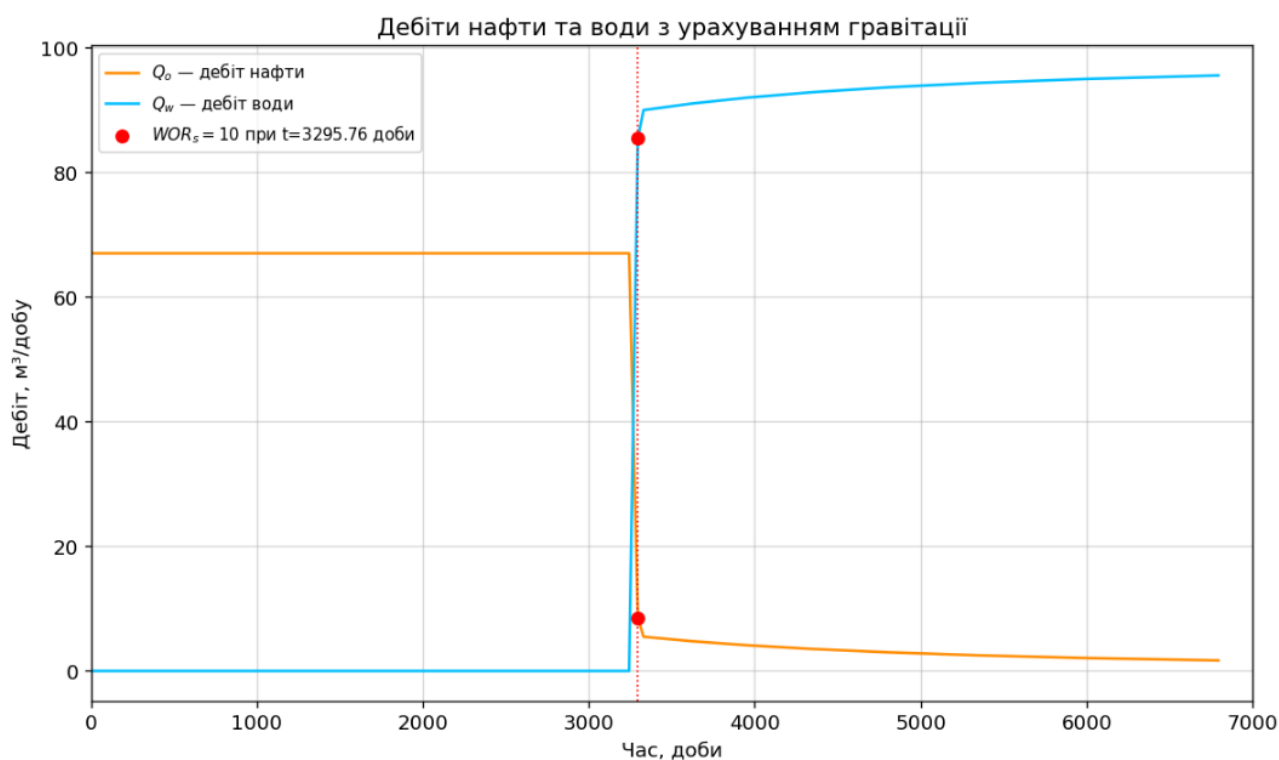
Таблиця 3.9

**Середньозважені значення кривих ефективності витіснення для
проникного колектора Гнатівського родовища**

| t, дні | Q_i | E_D | N_p, M^3 | W_{inj}, M^3 | W_p, M^3 | WOR_s | $Q_o,$ м ³ /добу | $Q_w,$ м ³ /добу |
|--|--------|--------|------------|----------------|------------|---------|--------------------------------|--------------------------------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 67,024 | 0 |
| 810,66 | 0,1394 | 0,162 | 54333,78 | 81066 | 0 | 0 | 67,024 | 0 |
| 1621,32 | 0,2788 | 0,324 | 108667,6 | 162132 | 0 | 0 | 67,024 | 0 |
| 3295,76 <i>WOR_s=10</i> <i>(S_{w,BTi})</i> | 0,5668 | 0,6485 | 217630,7 | 329575,9 | 4780,85 | 10 | 8,553 | 85,529 |
| 6000,5 | 1,0319 | 0,6762 | 226765,9 | 600050,2 | 256593,1 | 45,75 | 2,077 | 95,002 |
| 6794,88 | 1,1685 | 0,6807 | 228256,4 | 679487,7 | 332292,8 | 56,5225 | 1,691 | 95,566 |

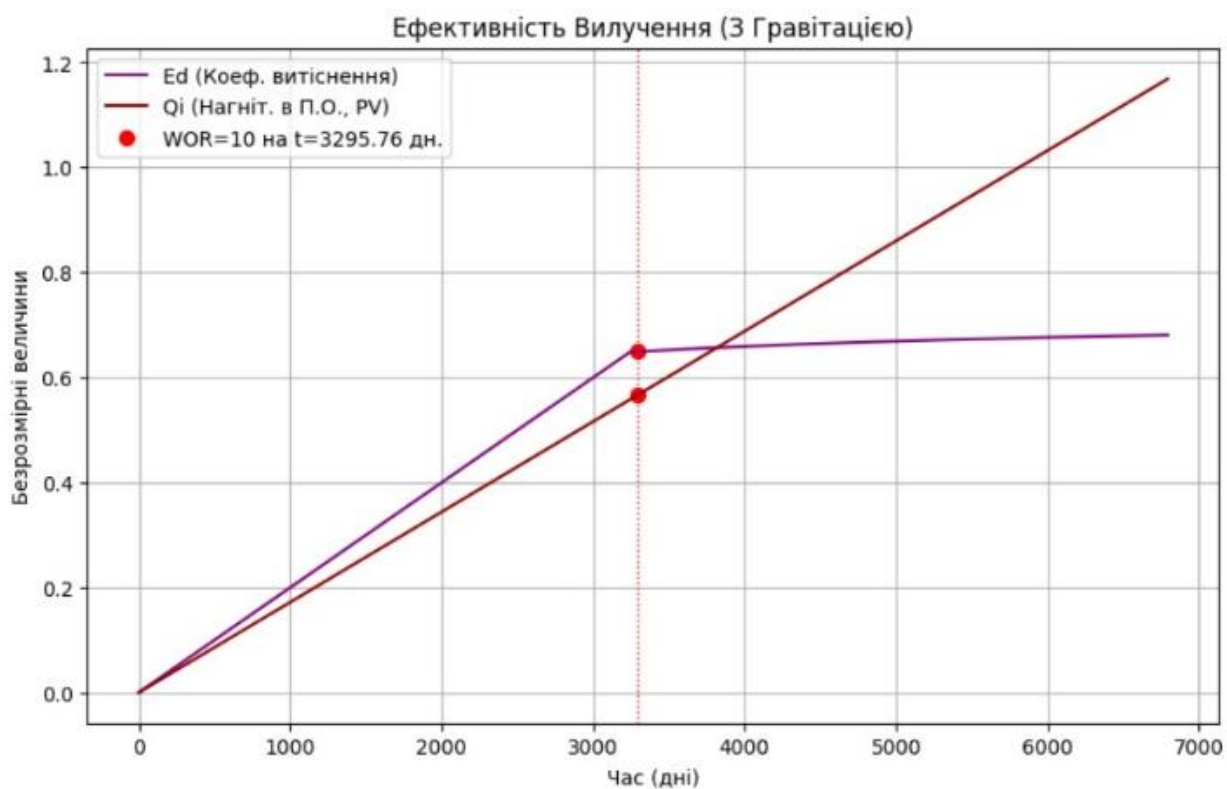


а

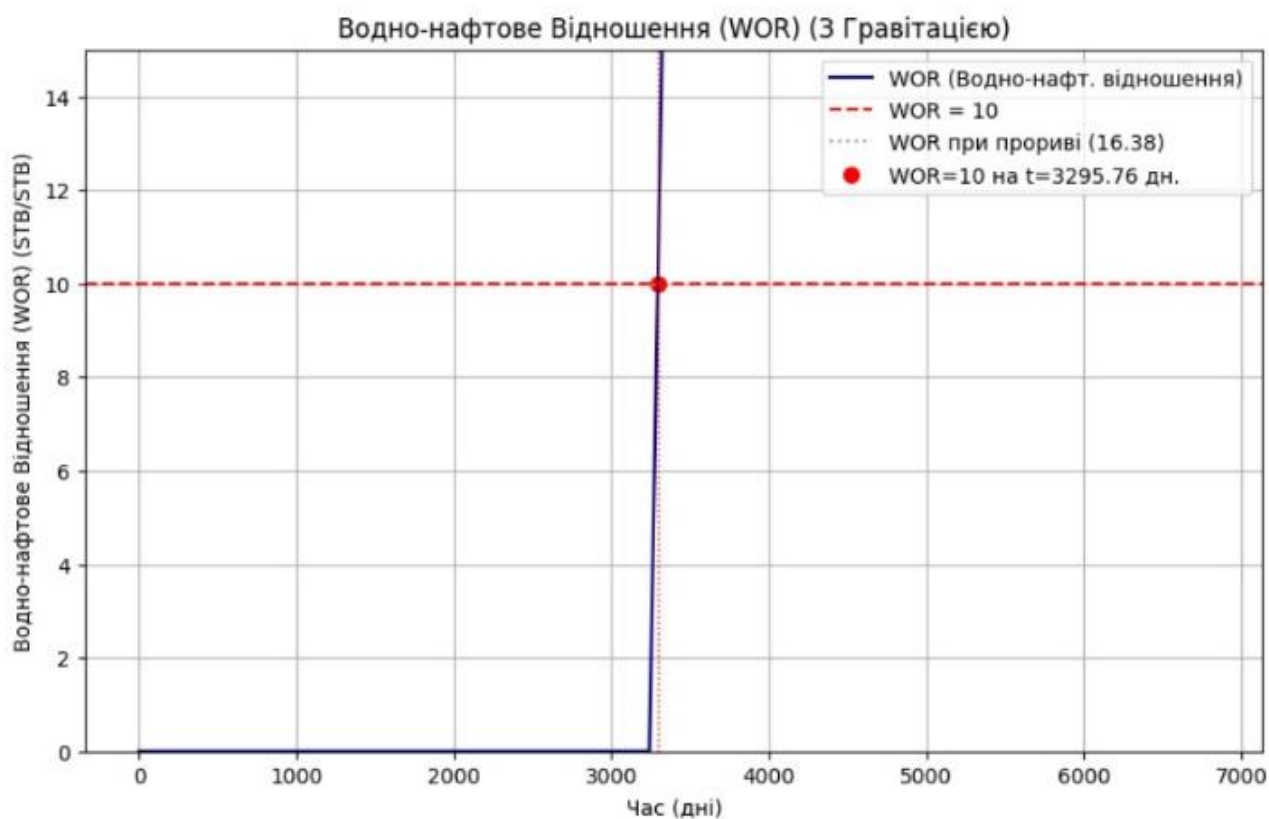


б

Рис. 3.11. Середньозважені криві ефективності для проникного колектора Гнатівського родовища: а - накопичені видобуток нафти, видобуток води та об'єм нагнітальної води; б - дебіти нафти та води



а



б

Рис. 3.12. Середньозважені криві ефективності для проникного колектора Гнатівського родовища: а - коефіцієнт витіснення нафти та накопичений поровий об'єм що заповнений водою; б - обводненість на поверхні

Таким чином, у цьому підрозділі було покроково продемонстровано практичну реалізацію вдосконаленої методики. Було показано, як інтеграція детальної геологічної інформації на рівні фацієспецифічних ВФП та їх подальше усереднення дозволяють отримати єдиний, фізично обґрунтований прогноз коефіцієнта витіснення. Отримане значення слугуватиме точкою відліку для порівняльного аналізу з результатами стохастичного моделювання.

3.3 Розрахунок коефіцієнта витіснення нафти за вдосконаленою методикою для Новомиколаївського (Мовчанівського) родовища

Для Новомиколаївського (Мовчанівського) родовища детерміністичний розрахунок проводився для сегменту горизонту Т-3 між свердловинами № 28 (видобувна) та № 32 (нагнітальна). Розрахунок базувався на геометричних параметрах пласта з кутом нахилу 5,06 градусів та відстанню між свердловинами 867 м. Згідно з побудованою літолого-фаціальною моделлю, основний об'єм проникного колектора представлений трьома літофаціями з унікальними фільтраційно-ємнісними властивостями.

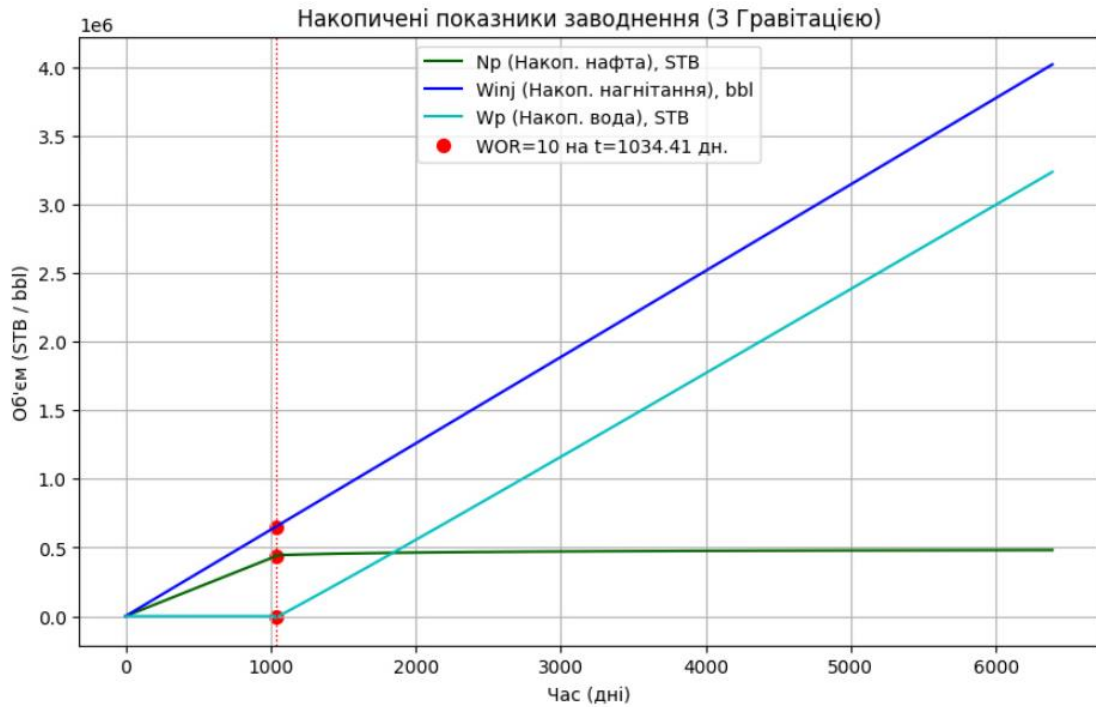
Таблиця 3.10

Середньозважені значення кривих ефективності витіснення для проникного колектора Новомиколаївського (Мовчанівського) родовища

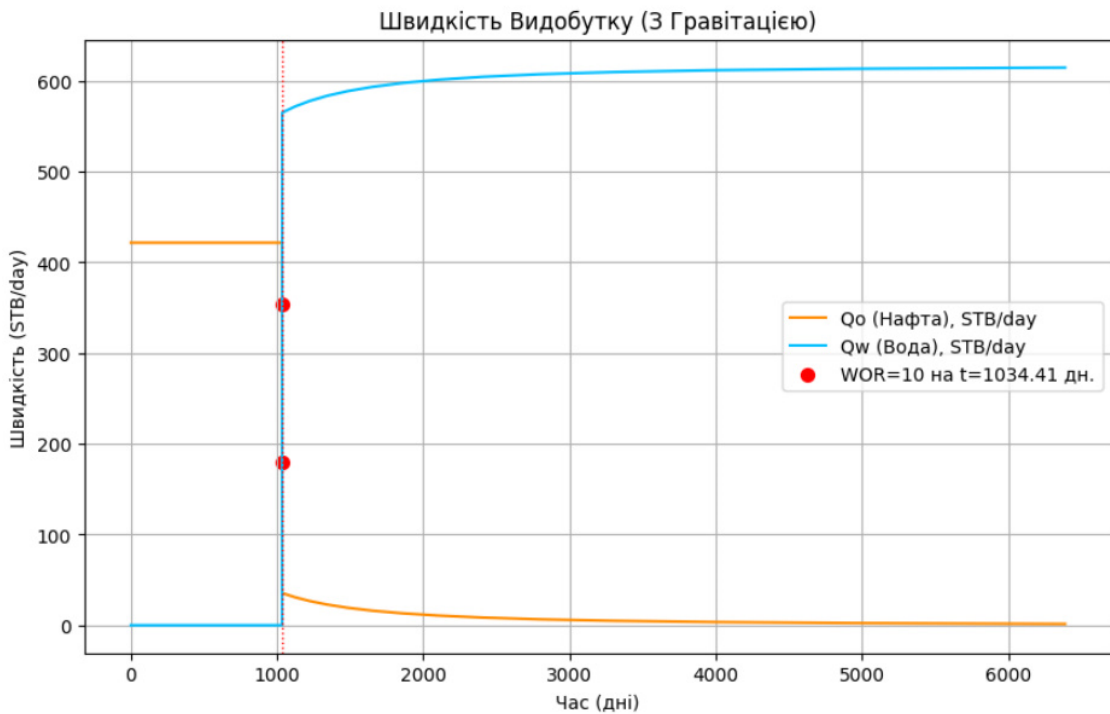
| t, дні | Q_i | E_D | $N_p, \text{ м}^3$ | $W_{inj}, \text{ м}^3$ | $W_p, \text{ м}^3$ | WOR_s | $Q_o, \text{ м}^3/\text{добу}$ | $Q_w, \text{ м}^3/\text{добу}$ |
|--|-------|--------|--------------------|------------------------|--------------------|---------|--------------------------------|--------------------------------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 67,024 | 0 |
| 775,34 | 0,426 | 0,489 | 51966,2 | 77533,6 | 0 | 0 | 67,024 | 0 |
| 1034,41 $WOR_s=10$ ($S_{w.BT.i.}$) | 0,568 | 0,6644 | 70106,9 | 103440,8 | 1134,2 | 10 | 8,553 | 85,53 |
| 6388,6 | 3,51 | 0,72 | 76540,3 | 638859 | 514376,5 | 415,63 | 0,235 | 97,7 |

Результати покрокового моделювання процесу витіснення нафти водою дозволили встановити фацієспецифічні показники для кожного літотипу. За результатами визначення інтегрального коефіцієнта як середньозваженого значення локальних фацієспецифічних коефіцієнтів при $WOR=10$ отримано $E_{D, fac.g} = 0,6644$. Середньозважені значення кривих ефективності витіснення

Мовчанівського родовища відображені в таблиці 3.10 та на рис. 3.13 і рис. 3.14.



а



б

Рис. 3.13. Середньозважені криві ефективності для проникного колектора Новомиколаївського (Мовчанівського) родовища: а - накопичені видобуток нафти, видобуток води та об'єм нагнітальної води; б - дебіти нафти та води

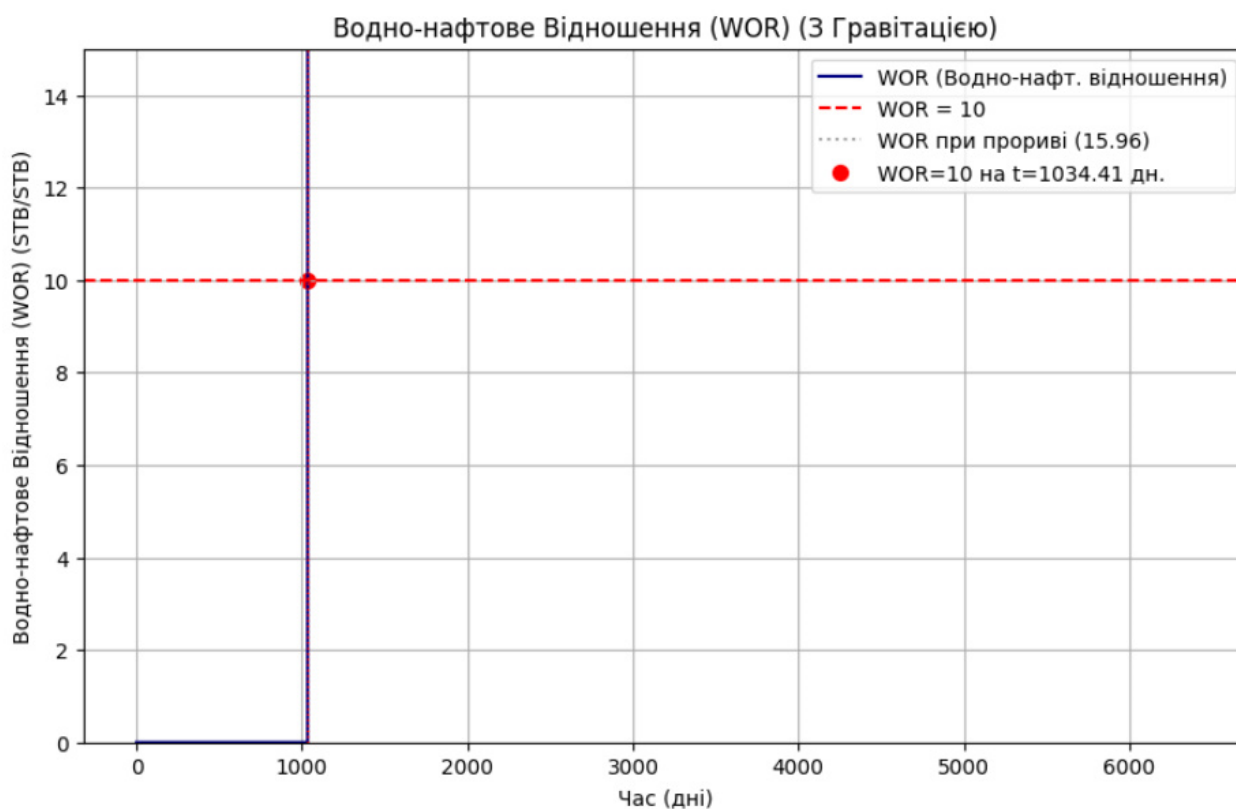
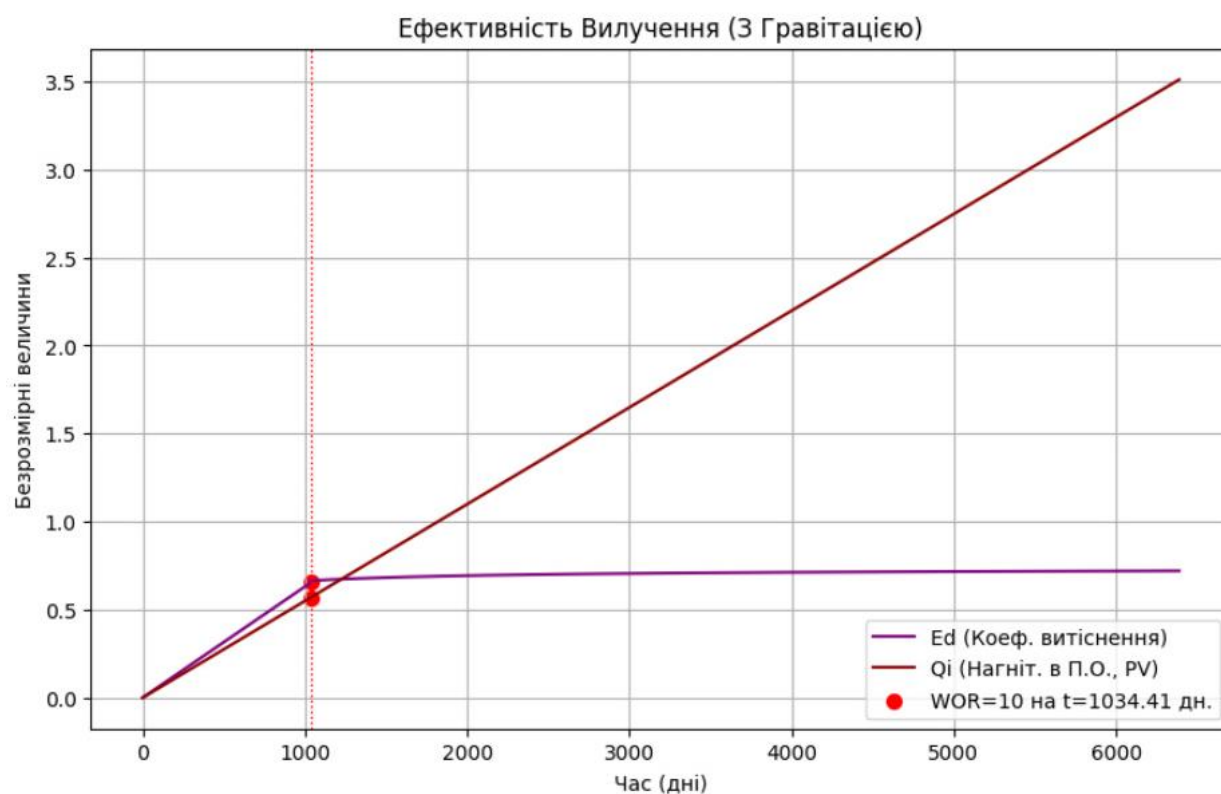


Рис. 3.14. Середньозважені криві ефективності для проникного колектора Новомиколаївського родовища: а - коефіцієнт витіснення нафти та накопичений поровий об'єм що заповнений водою; б - обводненість на поверхні

Отриманий результат середньозваженого значення коефіцієнта витіснення ($E_{D, fac}$) є базовим для подальшої валідації та порівняння з фактичними показниками нафтовилучення, зафіксованими в Атласі родовищ України.

3.4 Узгодження результатів розрахунку коефіцієнту витіснення нафти Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ з даними Атласу родовищ

Розрахунок кінцевого коефіцієнта вилучення нафти (КВН) для покладів Гнатівського та Новомиколаївського (Мовчанівського) родовищ потребує детальної корекції отриманих теоретичних значень коефіцієнта витіснення ($K_{вум}$) до фактичних показників, що зафіксовані в «Атласі родовищ нафти і газу України». Отримані розрахунковим шляхом значення $K_{вум}$ для Гнатівського родовища (0,6485) та Мовчанівського родовища (0,6644) відображають потенційні можливості витіснення нафти водою на мікрорівні, проте не враховують специфіку режиму розробки та геолого-технологічні умови експлуатації даних об'єктів. Підхід узгодження розрахункових показників із даними Атласу (0,30 та 0,35) ґрунтується на врахуванні специфіки робочого агента (газонапірний режим) та геометрії сітки свердловин, що безпосередньо впливає на коефіцієнт охоплення пласта витісненням.

Вихідні теоретичні значення $K_{вум} \approx 0,65 - 0,66$ отримані для умов ідеального витіснення нафти водою. Проте для досліджуваних покладів характерним є газонапірний режим розробки. Згідно з дослідженнями пострадянської школи підземної гідродинаміки (М. Котяхов, Ш. Гіматудінов), ефективність мікроскопічного витіснення нафти газом є нижчою порівняно з водою через високу рухливість газу та дію капілярних ефектів у пористому середовищі [172].

Для теригенних колекторів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) науково встановлено, що $K_{вум}$ газом становить лише 75 - 85% від значення $K_{вум}$ водою. Застосовуючи коефіцієнт фазової заміщення 0,75 до розрахунків, отримуємо скориговані значення $K_{вум}$ (газ) 0,486 для Гнатівського родовища та

0,498 для Мовчанівського родовища.

Кінцевий КВН визначається як інтегральний показник, що є добутком коефіцієнта витіснення ($K_{вит}$), коефіцієнт охоплення пласта процесом витіснення ($K_{ох.в}$) та коефіцієнт охоплення покладу процесом заводнення ($K_{ох.з}$). Важливим чинником для родовищ Новомиколаївської групи є значна переривчастість пластів-колекторів. На Гнатівському родовищі відстань між свердловинами становить 1147 м, а на Мовчанівському - 867 м. Згідно з класичними працями за таких значних відстаней у складних горизонтах (турнейські та візейські відклади) коефіцієнт охоплення пласта витісненням суттєво знижується через літологічне екранування та переривчастість лінз. Для сітки 750-1000 м значення $K_{ох.в}$ зазвичай приймається в межах 0,65-0,75.

Застосування геометричного чиннику (охоплення) спільно зі скоригованим за робочим агентом значенням $K_{вит}$ дозволяє вийти на показники, близькі до значень Атласу. Зокрема, при застосуванні коефіцієнтів охоплення $K_{ох.в} = 0,65$ та $K_{ох.з} = 0,7$ для Гнатівського та Мовчанівського родовищ відповідно, підсумкові значення КВН становлять 0,31 та 0,35.

Таким чином, офіційні значення КВН (0,30 та 0,35), зафіксовані в Атласі родовищ нафти і газу України, є обґрунтованим результатом взаємодії низької ефективності газонапірного витіснення та розрідженої сітки свердловин в умовах високої геологічної неоднорідності пластів. Високі розрахункові значення $K_{вит}$ підкреслюють значний нереалізований потенціал покладів, що вказує на необхідність впровадження методів інтенсифікації або переходу на штучне заводнення.

3.5 Припущення, обмеження та область застосування модифікованого підходу до визначення коефіцієнта витіснення нафти

Запропонований модифікований підхід Баклі-Левретта-Велге є інженерною аналітичною моделлю, у якій літолого-фаціальна неоднорідність враховується через окреме визначення фільтраційних характеристик і локальних

коефіцієнтів витіснення для кожної проникної літофації. Підхід використовує результати тривимірного геологічного моделювання як джерело геометричних, фаціальних і петрофізичних параметрів, але не є повномасштабною тривимірною гідродинамічною моделлю пласта. У зв'язку із цим отримані результати необхідно інтерпретувати в межах наведених нижче припущень та обмежень.

1. Метод є інженерною аналітичною моделлю, а не заміною повномасштабного чисельного моделювання пласта.

2. Витіснення розглядається у лінійно-паралельному потоці між нагнітальною та видобувною свердловинами.

3. Кожна літофація розглядається як умовно однорідний фільтраційний елемент; в'язкісні та капілярні перетоки між фаціями окремо не моделюються.

4. Інтегральний коефіцієнт витіснення визначається шляхом статичного середньозваженого об'єднання фацієспецифічних результатів. Динамічні коефіцієнти площового та вертикального охоплення окремо не перераховуються (оскільки вони є складовими КВН).

5. Капілярний тиск не враховується. Відповідно до Ahmed (Reservoir Engineering Handbook, 3-тє вид.) [6] прийнято $\partial P_c / \partial x \approx 0$, оскільки повні фацієспецифічні функції $P_c(S_w)$ були недоступні для визначення в лабораторних базах України, проте, лабораторно визначене значення S_{wc} збережено у фацієспецифічних розрахунках.

6. Метод найбільш придатний для умов, у яких в'язкісні та гравітаційні сили переважають над капілярними. Точність може знижуватися для низькопроникних порід.

7. Підхід застосовується для двофазного незмішуваного витіснення нафти водою за заданих технологічних умов і прийнятого критерію завершення розрахунку $WOR = 10$.

Отже, запропонований підхід не замінює промисловий тривимірний гідродинамічний симулятор, а виконує функцію проміжного інженерного інструменту між спрощеними емпіричними формулами та ресурсомістким

чисельним моделюванням. Наведені припущення визначають межі інтерпретації результатів, але не заперечують можливості використання підходу для кількісного оцінювання впливу літолого-фаціальної неоднорідності на коефіцієнт витіснення нафти.

3.6 Висновок до розділу 3

У третьому розділі науково обґрунтовано та реалізовано вдосконалений аналітичний підхід до прогнозування коефіцієнта витіснення нафти в геологічно неоднорідних колекторах.

1. На основі встановлених обмежень методу ГСТУ та класичної постановки Баклі-Левретта-Велге запропоновано перехід від представлення пласта як усередненого гомогенного об'єкта до композитної моделі, що складається з окремих літофацій із власними фільтраційно-ємнісними властивостями та кривими відносних фазових проникностей.

2. Розроблено аналітичну модифікацію визначення інтегрального коефіцієнта витіснення шляхом окремого розрахунку локальних фацієспецифічних коефіцієнтів $E_{D,i}$ та подальшого визначення інтегрального значення як середньозваженого за частками літофацій у нафтонасиченому поровому об'ємі пласта. Такий підхід дозволяє уникнути безпосереднього усереднення нелінійних кривих ВФП і зберегти фізичну відмінність між окремими літофаціями. Математичні рішення формалізовано для вдосконаленого підходу Баклі-Левретта-Велге у формулі (3.1) та модифікованого розрахунку за ГСТУ у формулі (3.2).

3. Сформовано структуру підготовки вхідних даних, що ґрунтується на класифікації параметрів за способом їх визначення та впливом літологічної неоднорідності. Виділено статичні, первинні просторово розподілені, вторинні розрахункові, усереднені лабораторні та довідкові параметри. Запропонована класифікація забезпечує послідовне формування фацієспецифічних наборів даних для аналітичного розрахунку.

4. Розроблено чотириетапний алгоритм визначення модифікованого коефіцієнта витіснення, який включає:

- геологічну характеристику та фаціальне розчленування розрахункового об'єкта;
- петрофізичну характеристику виділених літофацій;
- окремий розрахунок локального коефіцієнта витіснення для кожної літофації за методом Баклі-Левретта-Велге;
- визначення інтегрального коефіцієнта витіснення як середньозваженого значення локальних фацієспецифічних коефіцієнтів.

5. Виконано числову реалізацію розробленого алгоритму для розрахункового сегмента горизонтів В-26 і Т-2 Гнатівського родовища. Для виділеного сегмента між свердловинами № 21 і № 8 визначено геометричні та фацієспецифічні параметри, побудовано криві ВФП і фракційного потоку з урахуванням гравітації, визначено параметри фронту витіснення та розраховано локальні коефіцієнти витіснення. За результатами усереднення фацієспецифічних значень інтегральний коефіцієнт витіснення при $WOR=10$ становить $E_{D, fac.g}=0,6485$.

6. Установлено, що за однакових геометричних і технологічних умов та властивостей флюїдів досліджувані проникні літофації характеризуються різною чутливістю фракційного потоку до гравітаційної складової та різною швидкістю руху фронту витіснення. Відмінність впливу гравітації переважно визначається абсолютною проникністю та фацієспецифічними ВФП, тоді як швидкість фронту додатково залежить від пористості й похідної фракційного потоку.

7. Визначено припущення, обмеження та область застосування вдосконаленого підходу. Метод розглядається як лінійно-паралельний потік, не передбачає окремого моделювання міжфаціальних перетоків і динамічних коефіцієнтів охоплення, а просторовий градієнт капілярного тиску приймається малим. Отриманий показник характеризує ефективність витіснення нафти водою в межах розрахункового сегмента і не ототожнюється із загальним коефіцієнтом вилучення нафти.

Таким чином, у розділі вирішено завдання наукового обґрунтування та розроблення вдосконаленого підходу до прогнозування коефіцієнта витіснення нафти з урахуванням літолого-фаціальної неоднорідності. Сформований алгоритм є аналітичною основою програмного інструментарію мовою Python, а отримані детерміністичні результати використано в розділі 4 для апробації методики, порівняння розрахункових підходів та оцінювання зіставності результатів у детерміністичних і стохастичних сценаріях.

РОЗДІЛ 4

АПРОБАЦІЯ МЕТОДИК ПРОГНОЗУВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИТІСНЕННЯ НАФТИ ДЛЯ ГНАТІВСЬКОГО ТА НОВОМИКОЛАЇВСЬКОГО РОДОВИЩ

Метою даного розділу є практична реалізація запланованого обчислювального експерименту, отримання числових результатів для всіх визначених сценаріїв та проведення їх глибокого порівняльного аналізу для підтвердження висунутих наукових гіпотез і кількісної оцінки переваг запропонованої методики. Таким чином, цей розділ є кульмінацією дослідження, де теоретичні розробки перевіряються через статистичний аналіз.

Для досягнення цієї мети, структура розділу передбачає послідовне вирішення наступних завдань:

- опис розробленого програмного інструментарію мовою Python, що є практичною реалізацією третього завдання дисертації;
- проведення детального покрокового розрахунку для еталонного детерміністичного випадку з метою демонстрації роботи вдосконаленої методики;
- виконання масових стохастичних розрахунків для всіх шести сценаріїв та представлення отриманих результатів;
- проведення комплексного статистичного аналізу отриманих масивів даних за критеріями, розробленими в розділі 3, та інтерпретація результатів у контексті очікуваної поведінки моделей.

4.1 Алгоритмічна реалізація розрахункових методів оцінювання витіснення нафти мовою програмування Python

Для практичної реалізації розробленої методології та проведення запланованого обчислювального експерименту було створено програмний інструментарій з використанням мови програмування Python. Вибір Python обумовлений його широкими можливостями для наукових обчислень, наявністю

потужних бібліотек для аналізу даних та візуалізації, а також гнучкістю для автоматизації складних розрахункових процесів.

Було розроблено два окремі програмні модулі, кожен з яких призначений для вирішення специфічних завдань у рамках дисертаційного дослідження: модуль для детерміністичного аналізу та модуль для стохастичного моделювання.

Основним програмним засобом реалізації удосконаленої методики є детерміністичний модуль, призначений для розрахунку коефіцієнта витіснення за одиничним набором геологічних, петрофізичних і технологічних параметрів. Стохастичний модуль розроблено як допоміжний дослідницький інструмент для пакетного багаторазового виконання цього детерміністичного алгоритму за різними наборами вхідних даних. Його використано для обробки 100 рівноймовірних геологічних реалізацій, формування прогнозних розподілів і порівняльного оцінювання стійкості розрахункових сценаріїв.

Детерміністичний програмний модуль, реалізований у середовищі Jupyter Notebook, призначений для детального, покрокового розрахунку одного детерміністичного сценарію. Його головна мета - не лише отримати кінцевий результат, але й забезпечити глибоке розуміння процесу витіснення та наочно візуалізувати проміжні етапи. Це ідеальний інструмент для аналізу еталонної моделі, побудованої за методом крігінгу.

Логічну структуру розробленого програмного модуля, що реалізує розрахунок мікроскопічної ефективності витіснення для одиничного набору вхідних даних, представлено на рис. 4.1. Алгоритм передбачає послідовне введення геометричних і флюїдальних параметрів, побудову фізичних моделей ВФП та фракційного потоку, а також ітераційне визначення показників розробки до моменту досягнення встановленого критерію ($WOR = 10$).

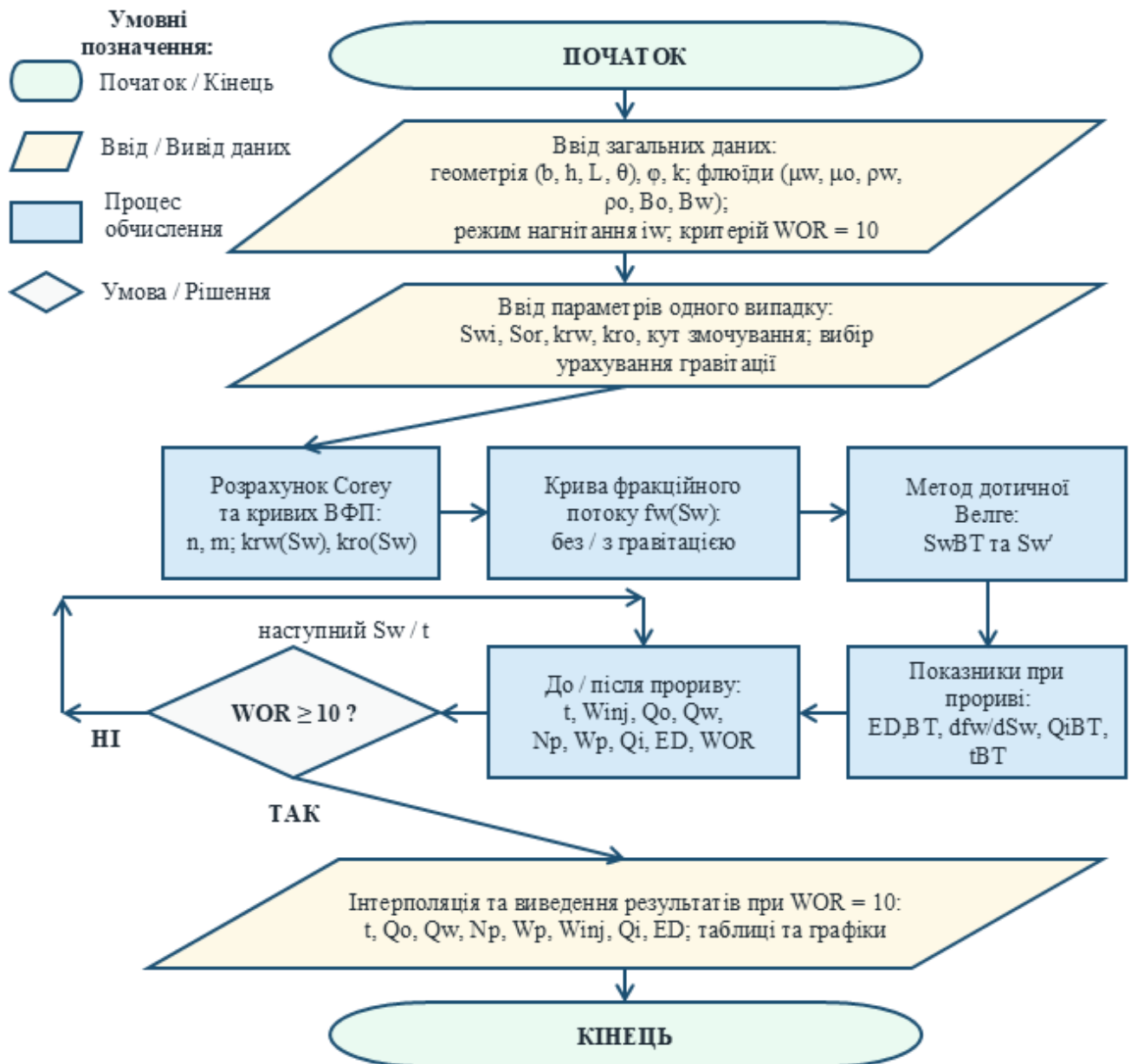


Рис. 4.1. Алгоритм детерміністичного розрахунку E_D для одного набору вхідних параметрів із визначенням показників при $WOR = 10$

Для реалізації було використано стандартні наукові бібліотеки Python: NumPy, Pandas, Matplotlib. Бібліотека NumPy використовувалась для виконання векторних математичних обчислень, розрахунку за аналітичними формулами та роботи з масивами даних. Бібліотека Pandas застосовувалась для структурування вхідних та вихідних даних у вигляді таблиць (DataFrames). Бібліотека Matplotlib використовувалась для побудови високоякісних 2D-графіків на кожному етапі розрахунку.

Робочий процес модуля чітко структурований і включає наступні кроки,

кожен з яких супроводжується візуалізацією:

- на основі фацієспецифічних параметрів (S_{wc} , S_{orw} , n_o , n_w), модуль розраховує та візуалізує унікальні криві ВФП для кожної літофації за моделлю Корі;

- обчислюється крива фракційного потоку (f_w) як з урахуванням, так і без урахування гравітаційного доданку;

- програмно реалізовано алгоритм знаходження дотичної до кривої f_w , що дозволяє графічно та аналітично визначити насиченість на фронті витіснення (S_{wBT}) та середню насиченість за фронтом;

- модуль розраховує та візуалізує положення фронту витіснення та розподіл насиченості в пласті на різні моменти часу;

- обраховуються прогнози ключових показників розробки в часі, такі як, накопичений видобуток нафти, обводненість, дебіти тощо.

Для забезпечення відкритості результатів та можливості їх верифікації, повна версія детерміністичного модуля у форматі Jupyter Notebook розміщена у публічному репозиторії GitHub, перехід до якого можливий за прямим посиланням (<https://github.com/OlenaMartus/Enhanced-Buckley-Leverett-Welge-Solver>) або QR-кодом (додаток В, рис. В.1). Фрагмент коду детерміністичного розрахунку наведено в додатку В, рис. В.2.

Стохастичний програмний модуль розроблено спеціально для вирішення задачі кількісної оцінки невизначеності та виконання масових розрахунків для чотирьох сценаріїв, що базуються на методі Баклі-Леверетта-Велге: з урахуванням ФР та з гравітацією, без урахування ФР та з гравітацією, з урахуванням ФР та без гравітації, без урахування ФР та без гравітації. Решта два сценарії, що базуються на методі ГСТУ, розраховувались в програмному комплексі Excel. Другий програмний модуль, для сценаріїв за методом Баклі-Леверетта-Велге, базується на тих самих аналітичних функціях, що й детерміністичний модуль, але його архітектура оптимізована для пакетної обробки даних.

Для проведення масових обчислень в умовах геологічної невизначеності

було розроблено архітектуру стохастичного модуля (рис. 4.2), ключовою особливістю якого є циклічна реалізація детерміністичного підалгоритму.

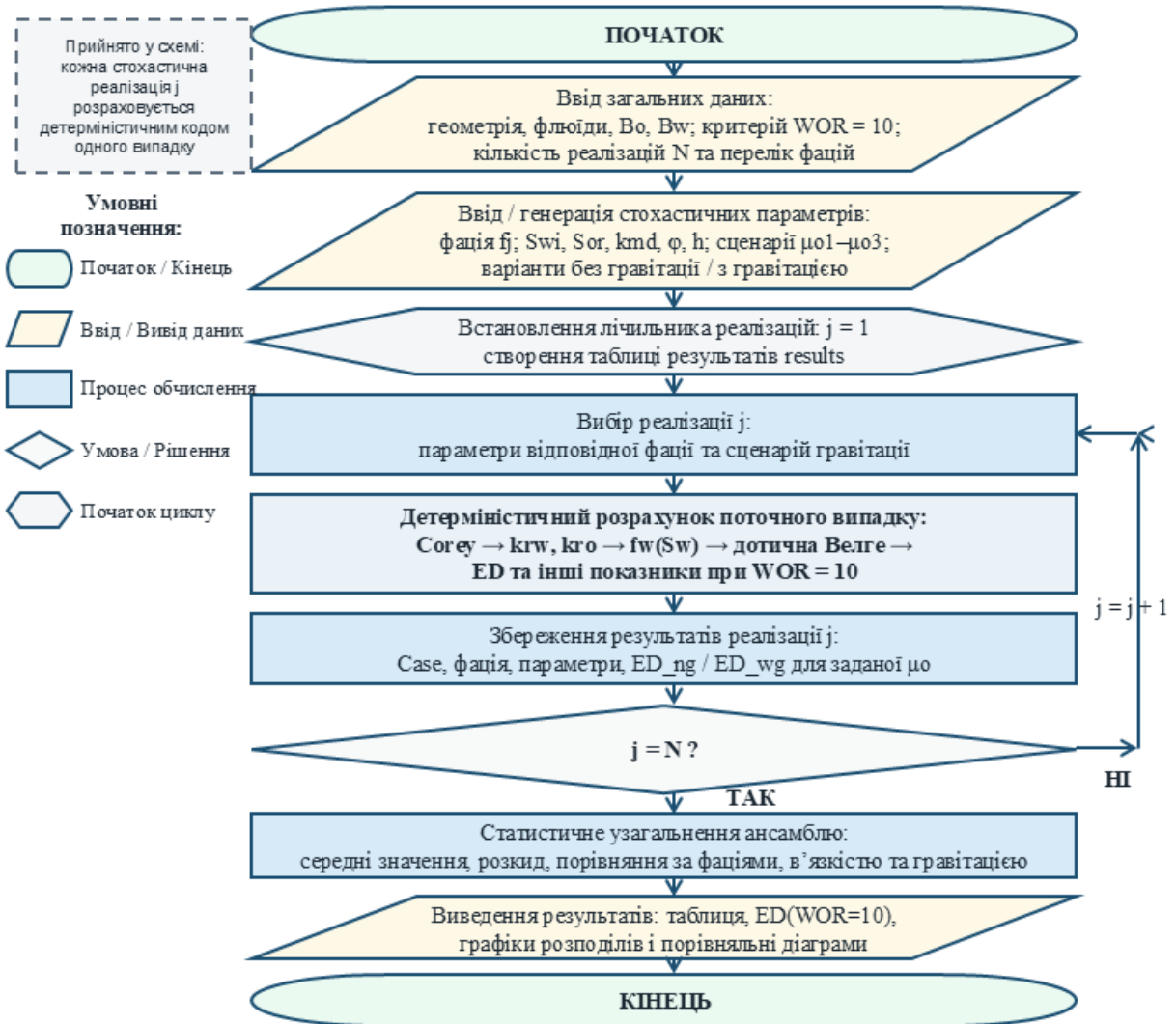


Рис. 4.2. Алгоритм стохастичного розрахунку E_D з використанням детерміністичного підалгоритму (K_{sum})

Процес включає автоматизовану послідовну обробку 100 рівноймовірних геологічних реалізацій, статистичне узагальнення отриманих результатів та генерацію діаграм розподілу ймовірностей для порівняльного аналізу.

Головна мета цього інструменту - ефективно розрахувати по 100 варіантів для кожного із чотирьох сценаріїв, використовуючи на вході 100 стохастичних геологічних реалізацій, та зібрати кінцеві результати для подальшого статистичного аналізу. Фрагменти коду стохастичного розрахунку наведено в додатку В, рис. В.3 та рис. В.4.

Ключові особливості стохастичного модуля:

1. Обробка вхідних даних здійснюється послідовно для 100 рівноймовірних геологічних реалізацій. Для кожної реалізації використовувалися відповідні просторовий розподіл літофацій, їхні об'ємні частки, середні значення пористості та абсолютної проникності для окремих літофацій або усередненого проникного колектора. Фацієспецифічні параметри кривих відносних фазових проникностей, зокрема залишкова водонасиченість, залишкова нафтонасиченість та експоненти Корі, приймалися сталими для всіх реалізацій. Реалізаційні значення абсолютної проникності використовувалися у гравітаційній складовій рівняння фракційного потоку.

2. Циклічна обробка здійснюється на основі модуля, що складає цикл (for loop), який послідовно обробляє кожну зі 100 геологічних реалізацій. Для кожної реалізації виконується повний розрахунок за методом Баклі-Леверетта.

3. Автоматизоване визначення цільового показника реалізоване у внутрішньому алгоритмі, який відстежує розраховану обводненість на вибої (WOR) і в момент, коли вона досягає економічної межі (WOR=10), фіксує та зберігає відповідне значення коефіцієнта витіснення (E_D).

4. Агрегація результатів виконується через збереження всіх результатів 100 розрахунків для кожного сценарію у структурованому вигляді (наприклад, у файлі .xlsx або .csv), що робить їх готовими для статистичної обробки за методологією, описаною в розділі 3.

Таким чином, розроблений програмний інструментарій забезпечує виконання детерміністичних і багатоваріантних розрахунків коефіцієнта витіснення. Стохастичний модуль використано для оцінювання зміни прогнозних результатів, зумовленої варіативністю літофаціального розподілу, об'ємних часток літофацій, пористості та абсолютної проникності за сталих параметрів фацієспецифічних кривих ВФП.

4.2 Класифікація розрахункових сценаріїв

Основою методології, що розробляється в даному розділі, є систематичне порівняння результатів, отриманих за допомогою різних аналітичних підходів, які відрізняються за ступенем врахування ключових фізичних факторів. Для

цього було розроблено ієрархічну класифікацію сценаріїв розрахунку, яка наочно представлена на рис. 4.3.



Рис. 4.3. Варіанти методів розрахунку коефіцієнту витіснення нафти при заводненні за ступенем врахування факторів

В рамках дослідження буде проведено порівняльний аналіз на основі 100 рівноймовірних стохастичних реалізацій для кожного з наступних шести сценаріїв:

- метод за ГСТУ без урахування фаціального розчленування (ФР);
- метод за ГСТУ модифікований розрахунок з урахуванням ФР;
- метод Баклі-Леверетта-Велге без урахування ФР;
- метод Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням ФР;
- метод Баклі-Леверетта-Велге з гравітацією та без урахування ФР;
- метод Баклі-Леверетта-Велге з гравітацією та з урахуванням ФР.

На рисунку 4.3 виділено сценарій, що відповідає найбільш повній та фізично обґрунтованій вдосконаленій методиці розрахунку коефіцієнту витіснення нафти за методом Баклі-Леверетта-Велге, та одночасно враховує як літолого-фаціальну неоднорідність, так і гравітаційні ефекти.

4.3 Уніфікація фізичного змісту методів ГСТУ та Баклі–Леверетта-Велге

Завданням цього підрозділу - є встановлення єдиної фізичної основи для методів, які мають різне походження та математичний апарат: класичного (ГСТУ) та Баклі-Леверетта-Велге. Уніфікація методів дозволить коректно порівняти та співставити стохастичні результати розрахунку K_{sum} обох методів. Це в свою чергу дозволить оцінити вплив фактору вибору аналітичного методу розрахунку, а також дослідити невизначеність обраного методу по відношенню до іншого. Також, уніфікація методів дасть можливість порівняння модифікованих варіантів обох методів, з урахуванням фактору фаціального розчленування.

Оскільки метод Баклі-Леверетта-Велге дозволяє визначити коефіцієнт витіснення нафти на будь який момент часу, а не загалом максимальний об'єм нафти що може бути витіснений з пласта. Щоб зробити порівняння можливим, потрібно ввести поняття межі рентабельності. Цей параметр дозволяє визначити точку зупинки видобутку, коли подальша розробка стає економічно не вигідною. Метод Баклі-Леверетта-Велге дозволяє розраховувати E_D до досягнення цієї межі.

Для прирівняння методів, у роботі прийнято економічна межа рентабельності $WOR = 10$ за співвідношенням вода/нафта (Water-Oil Ratio, WOR) (що відповідає обводненості продукції $\approx 90,9\%$). Межа $WOR=10$ означає, що співвідношення об'єму води до об'єму нафти в продукції становить 10 до 1.

Такий вибір співвідношення води-нафти обґрунтований класичною інженерною літературою та прикладними кейсами: класичні підручники і навчальні матеріали фіксують 90-95 % як типовий економічний поріг для заводнення, практична діагностика та прикладні розрахунки (документи про проектні оцінки, приклади у західній практиці [173, 174]) часто використовують $WOR = 10$ як інженерний орієнтир [175, 176], а сучасні огляди демонструють різке зростання операційних витрат при обводненості продукції $\geq 90\%$, що робить продовження заводнення економічно сумнівним.

Розрахунок коефіцієнта витіснення за методом Баклі-Лeverетта-Велге на момент досягнення цієї межі дозволить порівняти його з результатами, отриманими за класичним методом. Таким чином нова рентабельна формула для розрахунку коефіцієнту витіснення за методом Баклі-Лeverетта-Велге набуває вигляду

$$E_D^{WOR=10} = \frac{S_w^{WOR=10} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}, \quad (4.1)$$

де $E_D^{WOR=10}$ – рентабельний коефіцієнт вилучення нафти на момент співвідношення вода/нафта 10/1 (WOR = 10); S_{wi} - початкове водонасичення (фракція); $S_w^{WOR=10}$ - водонасичення на момент співвідношення вода/нафта 10/1 (WOR = 10).

В Державному стандарті України економічна межа заводнення задається через коефіцієнт охоплення заводненням ($K_{ox.3}$), що враховує припинення розробки при досягненні граничної обводненості. Згідно з ГСТУ, рекомендований діапазон $K_{ox.3}$ у розрахунках становить від 0,90 до 0,95. При прийнятому значенні $K_{ox.3} = 0,90$ (нижня межа діапазону), що відповідає WOR=10, формула рентабельного коефіцієнту витіснення нафти за методом ГСТУ набуває вигляду,

$$E_D^{WOR=10} = K_{вум}^{WOR=10} = K_{вум} * K_{ox.3}^{WOR=10} = K_{вум} * 0,9$$

$$E_D^{WOR=10} = K_{вум} * 0,9 \quad (4.2)$$

де $E_D^{WOR=10}$ – рентабельний коефіцієнт вилучення нафти на момент співвідношення вода/нафта 10/1 (WOR = 10) за Баклі-Лeverеттом-Велге; $K_{вум}^{WOR=10}$ – рентабельний коефіцієнт вилучення нафти на момент співвідношення вода/нафта 10/1 (WOR = 10) за ГСТУ; $K_{вум}$ - коефіцієнт витіснення нафти водою; $K_{ox.3}^{WOR=10}$ - коефіцієнт охоплення пласта процесом витіснення.

У подальшому в роботі порівняння двох методів здійснюється за формулою 4.1 та формулою 4.2, що забезпечує коректне зіставлення показників $K_{вум}$ та E_D для обох підходів.

Для кожного з 600 розрахунків (100 реалізацій \times 6 сценаріїв) цільовим результатом було значення коефіцієнта витіснення ($K_{вум}$ або E_D) на момент досягнення економічної межі розробки, яка була уніфікована для всіх методів як обводненість на вибої (WOR=10).

Результати стохастичного моделювання для 600 розрахункових випадків коефіцієнта витіснення Гнатівського родовища — додаток Г. Сформована сукупність значень (таблиця Г.1) використана для визначення середніх значень, стандартних відхилень і коефіцієнтів варіації за розрахунковими сценаріями та для зіставлення отриманих значень коефіцієнта витіснення.

4.4 Порівняння отриманих коефіцієнтів витіснення нафти при заводненні для Гнатівського та Новомиколаївського родовищ

У попередніх підрозділах виконано прогнозування коефіцієнта витіснення нафти при заводненні за різними розрахунковими підходами. Для Гнатівського та Новомиколаївського родовищ проведено детерміністичні розрахунки за методикою ГСТУ, модифікованою методикою ГСТУ з урахуванням літофаціального розподілу, класичним підходом Баклі–Леверетта–Велге, його модифікованим варіантом без урахування гравітації, а також варіантами підходу Баклі–Леверетта–Велге з урахуванням гравітаційного впливу.

Для Гнатівського родовища додатково виконано стохастичне моделювання за сукупністю рівноймовірних геологічних реалізацій. У межах цих реалізацій змінювалися просторовий розподіл літофацій, їхні об'ємні частки, пористість і абсолютна проникність, тоді як фацієспецифічні параметри кривих відносних фазових проникностей приймалися сталими. Це дозволило оцінити не лише середній рівень прогнозних значень коефіцієнта витіснення, а й характер їх мінливості за різних варіантів геологічної будови пласта.

Результати детерміністичних розрахунків для Гнатівського та Новомиколаївського родовищ наведено в табл. 4.1.

**Порівняння детерміністичних значень коефіцієнта витіснення нафти
за різними розрахунковими підходами**

| Родовище | ГСТУ | ГСТУ модиф | Б-Л | Б-Л модиф | Б-Л з грав | Б-Л модиф з гравіт |
|------------------|--------|---------------|--------|--------------|---------------|-----------------------|
| Гнатівське | 0.6549 | 0.6545 | 0.6035 | 0,6392 | 0,609857 | 0,6485 |
| Новомиколаївське | 0.6621 | 0.6618 | 0.6103 | 0,66426 | 0,61076 | 0,6644 |

Аналіз табл. 4.1 показує, що значення коефіцієнта витіснення, отримані за різними методиками, загалом є зіставними, однак відображають різний ступінь деталізації геологічної будови пласта та фільтраційних процесів. Для Гнатівського родовища коефіцієнт витіснення, розрахований за удосконаленим літофаціальним підходом Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням гравітації, становить 0,6485. Це значення відрізняється від результату за методикою ГСТУ на 0,0064, або приблизно на 1,0 %, а від модифікованої методики ГСТУ - на 0,0060, або близько 0,9 %.

Порівняно з класичним підходом Баклі-Леверетта-Велге без урахування гравітації різниця є більшою і становить 0,0450, або близько 7,5 %. Відмінність від модифікованого варіанта Баклі-Леверетта-Велге без урахування гравітації становить 0,0093, або близько 1,5 %. Порівняно з базовим варіантом Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням гравітації різниця становить 0,0386, або близько 6,3 %. Це свідчить, що на результат впливають не лише самі рівняння фракційного потоку, а й спосіб представлення літологічної неоднорідності та фацієспецифічних фільтраційно-ємнісних властивостей.

Для Новомиколаївського родовища коефіцієнт витіснення, отриманий за удосконаленим літофаціальним підходом Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням гравітації, становить 0,6644. Він практично узгоджується з результатами за методикою ГСТУ та її модифікованим варіантом: різниця становить відповідно 0,0023 та 0,0026, тобто не перевищує 0,4 %. Порівняно з класичним підходом Баклі-Леверетта-Велге без урахування гравітації різниця становить 0,0541, або близько 8,9 %. Порівняно з модифікованим варіантом Баклі-Леверетта-Велге без урахування гравітації різниця є мінімальною і становить 0,00014, тоді як порівняно з базовим варіантом з урахуванням гравітації - 0,05364, або близько

8,8 %.

Для Гнатівського родовища, крім детерміністичних розрахунків, проведено стохастичне оцінювання коефіцієнта витіснення. Узагальнені статистичні показники за шістьма розрахунковими сценаріями наведено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

Статистичні показники коефіцієнта витіснення нафти за результатами стохастичного моделювання для Гнатівського родовища

| метод | математичне очікування | стандартне відхилення σ | коефіцієнт варіації, % |
|-----------------------------|------------------------|--------------------------------|------------------------|
| Б-Л модиф. | 0,646761635 | 0,025210561 | 3,898 |
| Б-Л модиф. з гравіт. | 0,648525037 | 0,025321177 | 3,904 |
| Б-Л | 0,657098647 | 0,025486625 | 3,879 |
| Б-Л з грав. | 0,661173818 | 0,025960996 | 3,927 |
| ГСТУ модиф. | 0,655254036 | 0,005349906 | 0,816 |
| ГСТУ | 0,639326914 | 0,005541799 | 0,867 |

У табл. 4.2 математичне очікування характеризує середній прогнозний рівень коефіцієнта витіснення за сукупністю рівноймовірних геологічних реалізацій, стандартне відхилення - абсолютний розкид отриманих значень, а коефіцієнт варіації - відносну мінливість результатів щодо середнього значення.

За результатами стохастичного моделювання математичне очікування коефіцієнта витіснення для удосконаленого літофаціального підходу Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням гравітації становить 0,648525037. Це значення є близьким до детерміністичного результату для цього самого підходу, який становить 0,6485. Така узгодженість свідчить про те, що детерміністичний розрахунок не суперечить середньому рівню значень, отриманих за стохастичними реалізаціями.

Коефіцієнти варіації для сценаріїв на основі підходу Баклі-Леверетта-Велге перебувають у вузькому інтервалі 3,879–3,927 %. Це свідчить про близький рівень відносної мінливості результатів для цих сценаріїв при зміні просторового розподілу літофацій, пористості та абсолютної проникності. Для методики ГСТУ та її модифікованого варіанта коефіцієнти варіації є нижчими і становлять відповідно 0,867 % та 0,816 %, що пов'язано з особливостями самої

розрахункової схеми та меншою кількістю змінних, які безпосередньо впливають на результат.

Для кількісного зіставлення стохастичних результатів за базовий варіант прийнято удосконалений літофаціальний підхід Баклі–Леверетта–Велге з урахуванням гравітації, оскільки саме він найбільш повно враховує особливості геологічної будови досліджуваних об'єктів. Порівняння математичного очікування цього підходу з іншими розрахунковими сценаріями наведено в табл. 4.3.

Таблиця 4.3

Порівняння стохастичних результатів з удосконаленим літофаціальним підходом Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням гравітації

| порівняння з BL WF WG | абсолютна різниця | відносна різниця, % |
|------------------------------|--------------------------|----------------------------|
| Б-Л модиф. без грав. | 0,001763403 | 0,273 |
| Б-Л без грав. | 0,008573610 | -1,305 |
| Б-Л з грав. | 0,012648780 | -1,913 |
| ГСТУ модиф. | 0,006728999 | -1,027 |
| ГСТУ | 0,009198123 | 1,439 |

Як видно з табл. 4.3, відносна різниця між математичним очікуванням коефіцієнта витіснення за удосконаленим літофаціальним підходом Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням гравітації та іншими стохастичними сценаріями не перевищує 1,913 %. Найменша відмінність спостерігається між модифікованими варіантами Баклі-Леверетта-Велге без урахування та з урахуванням гравітації і становить 0,273 %. Відмінність від модифікованої методики ГСТУ становить 1,027 %, а від базової методики ГСТУ - 1,439 %.

Отримані результати свідчать, що удосконалений літофаціальний підхід Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням гравітації не формує ізольованих або несумісних із іншими методиками значень коефіцієнта витіснення. Навпаки, його результати залишаються в межах зіставного діапазону з іншими розрахунковими підходами. Водночас цей підхід має вищу фізичну деталізацію для умов літологічно неоднорідних колекторів, оскільки враховує фацієспецифічні криві відносних фазових проникностей, пористість, абсолютну проникність, частку літофацій у нафтонасиченому поровому об'ємі та гравітаційний вплив на

фракційний потік.

Таким чином, результати порівняння показують, що всі розглянуті методики можуть бути використані для попереднього інженерного оцінювання коефіцієнта витіснення нафти при заводненні. При цьому запропонований удосконалений літофаціальний підхід є найбільш доцільним для родовищ зі складною літологічною будовою, просторовою мінливістю фільтраційно-ємнісних властивостей і наявністю нахилу пластів. Для таких геологічних умов використання усереднених характеристик пласта може спрощувати реальну будову колектора, тоді як розрахунок за окремими літофаціями забезпечує більш деталізоване та фізично обґрунтоване представлення процесу витіснення.

4.5 Висновки до розділу 4

За результатами апробації методик прогнозування коефіцієнта витіснення нафти для реальних геологічних умов Гнатівського та Новомиколаївського родовищ сформульовано наступні висновки.

1. Розроблений обчислювальний алгоритм мовою програмування Python використано для автоматизації розрахунків коефіцієнта витіснення нафти за різними аналітичними підходами. Основним програмним інструментом є детерміністичний модуль, який забезпечує розрахунок коефіцієнта витіснення для заданого набору геологічних, петрофізичних, геометричних, флюїдальних і технологічних параметрів. Стохастичний модуль використано як допоміжний інструмент пакетної обробки 100 рівноймовірних геологічних реалізацій для Гнатівського родовища.

2. Для фактичних умов Гнатівського родовища, у межах сегмента горизонтів В-26 і Т-2, за удосконаленим літофаціальним підходом Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням гравітації отримано інтегральний коефіцієнт витіснення 0,6485. Для горизонту Т-3 Новомиколаївського родовища відповідне значення становить 0,6644. Отримані результати узгоджуються з геолого-промисловими даними Атласу родовищ нафти і газу України через урахування коефіцієнта охоплення покладів заводненням та особливостей фактичної

системи розробки.

3. Порівняння детерміністичних результатів показало, що значення коефіцієнта витіснення, отримані за різними методиками, є зіставними. Для Гнатівського родовища результат за удосконаленим літофаціальним підходом Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням гравітації відрізняється від значення за методикою ГСТУ приблизно на 1,0 %, а від модифікованої методики ГСТУ - приблизно на 0,9 %. Для Новомиколаївського родовища відповідні відмінності не перевищують 0,4 %. Це свідчить, що запропонований підхід не формує ізольованих або несумісних із традиційними методиками значень коефіцієнта витіснення.

4. За результатами стохастичних розрахунків для Гнатівського родовища математичне очікування коефіцієнта витіснення за удосконаленим літофаціальним підходом Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням гравітації становить 0,6485, стандартне відхилення - 0,0253, коефіцієнт варіації - 3,904 %. Отримане математичне очікування практично збігається з детерміністичним результатом 0,6485, що підтверджує узгодженість одиничного детерміністичного розрахунку із середнім рівнем значень за сукупністю рівноймовірних геологічних реалізацій.

5. Порівняння стохастичних результатів із базовим для даної роботи удосконаленим літофаціальним підходом Баклі-Леверетта-Велге з урахуванням гравітації показало, що відносна різниця між математичними очікуваннями різних методик не перевищує 1,913 %. Зокрема, відмінність від модифікованого варіанта Баклі-Леверетта-Велге без урахування гравітації становить 0,273 %, від модифікованої методики ГСТУ - 1,027 %, від базової методики ГСТУ - 1,439 %. Це підтверджує зіставність отриманих прогнозних значень у межах використаного набору вхідних даних.

6. Установлено, що всі розглянуті методики можуть бути використані для попереднього інженерного оцінювання коефіцієнта витіснення нафти при заводненні. Водночас удосконалений літофаціальний підхід Баклі-Леверетта-Велге є найбільш доцільним для родовищ зі складною літологічною будовою,

просторовою мінливістю фільтраційно-ємнісних властивостей і наявністю нахилу пластів, оскільки враховує фацієспецифічні криві відносних фазових проникностей, пористість, абсолютну проникність, частки літофацій у нафтонасиченому поровому об'ємі та гравітаційний вплив на фракційний потік.

Науково-практичні результати дисертаційного дослідження впроваджено у виробничу діяльність провідних нафтогазовидобувних підприємств України. Зокрема, ТОВ «Нафтогазгеорозвідка» використало вдосконалений метод прогнозування коефіцієнта витіснення нафти при підготовці проектної документації для родовищ Дніпровсько-Донецької западини (довідка від 29.05.2026). ДП «Укрнаукагеоцентр» застосувало розроблений авторкою алгоритм на базі мови Python для проектування розробки нафтових покладів Східного нафтогазоносного регіону (акт від 2026 р.). Крім того, науково-практичні розробки здобувачки інтегровано у роботу ТОВ «ДТЕК Нафтогаз» для підвищення достовірності петрофізичного обґрунтування проєктів та автоматизації оцінки ефективності заводнення (довідка від 29.05.2026) .

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальне науково-практичне завдання підвищення достовірності прогнозування коефіцієнта витіснення нафти при заводненні для літологічно неоднорідних колекторів шляхом удосконалення аналітичного підходу Баклі–Леверетта–Велге з урахуванням фацієспецифічних фільтраційно-ємнісних властивостей, літологічного розподілу пласта та гравітаційного впливу. За результатами проведених досліджень сформульовано такі висновки, що відповідають поставленим завданням.

1. Виконано системний аналіз аналітичних методів прогнозування коефіцієнта витіснення нафти при заводненні. Установлено, що методика ГСТУ та споріднені емпіричні підходи ґрунтуються переважно на використанні кінцевих значень насиченостей і не передбачають безпосереднього врахування динаміки відносних фазових проникностей у процесі витіснення. Аналітичний підхід Баклі-Леверетта-Велге враховує динаміку двофазної фільтрації, однак у базовій постановці використовує усереднене представлення властивостей пласта. Це обґрунтовує доцільність його удосконалення для умов літологічно неоднорідних колекторів шляхом окремого врахування фацієспецифічних петрофізичних і фільтраційних параметрів.

2. Науково обґрунтовано та удосконалено методику прогнозування коефіцієнта витіснення нафти для літологічно неоднорідних колекторів. Для формування фацієспецифічних вхідних параметрів кернавий матеріал розподілено за літофаціями, для яких за результатами лабораторного центрифугування визначено залишкову водонасиченість. Репрезентативність вибірок оцінено із застосуванням концепції репрезентативного елементарного об'єму, а отримані лабораторні значення використано для параметризації фацієспецифічних кривих відносних фазових проникностей. Просторову прив'язку літофацій і відповідних петрофізичних параметрів у межах пласта виконано за даними ГДС та результатами геологічного моделювання. Установлено, що за однакових геометричних і технологічних умов та властивостей флюїдів різні літофації характеризуються неоднаковим впливом гравітації на фракційний потік і різною швидкістю руху фронту витіснення, що

зумовлено відмінностями їхньої пористості, абсолютної проникності та відносних фазових проникностей. Удосконалена методика передбачає окремий розрахунок коефіцієнта витіснення для кожної проникної літофації та визначення інтегрального значення за частками літофацій у нафтонасиченому поровому об'ємі пласта.

3. Розроблено та реалізовано мовою Python обчислювальний алгоритм для автоматизації розрахунків за удосконаленою методикою. Основним програмним засобом є детерміністичний модуль, який для заданого набору геологічних, петрофізичних, геометричних, флюїдальних і технологічних параметрів формує криві відносних фазових проникностей і фракційного потоку, визначає положення та швидкість руху фронту витіснення, розраховує локальні коефіцієнти витіснення для окремих літофацій та їх інтегральне значення з урахуванням гравітації. Стохастичний модуль використано як допоміжний інструмент пакетної обробки 100 рівномірних геологічних реалізацій для Гнатівського родовища за шістьма розрахунковими сценаріями.

4. Виконано апробацію удосконаленої методики на даних Гнатівського та Новомиколаївського родовищ. За результатами детерміністичних розрахунків інтегральний коефіцієнт витіснення за удосконаленим літофаціальним підходом Баклі–Леверетта–Велге з урахуванням гравітації становить 0,6485 для сегмента горизонтів В-26 і Т-2 Гнатівського родовища та 0,6644 для горизонту Т-3 Новомиколаївського родовища. Отримані значення узгоджуються з геолого-промисловими даними Атласу родовищ нафти і газу України через урахування коефіцієнта охоплення покладів заводненням та особливостей фактичної системи розробки.

5. Проведено порівняння отриманих коефіцієнтів витіснення за різними розрахунковими підходами. Для Гнатівського родовища детерміністичне значення за удосконаленим літофаціальним підходом Баклі–Леверетта–Велге з урахуванням гравітації відрізняється від результату за методикою ГСТУ приблизно на 1,0 %, а від модифікованої методики ГСТУ - приблизно на 0,9 %. Для Новомиколаївського родовища відповідні відмінності не перевищують 0,4 %. За результатами стохастичних розрахунків для Гнатівського родовища математичне очікування коефіцієнта витіснення за удосконаленим

літофаціальним підходом Баклі–Леверетта–Велге з урахуванням гравітації становить 0,6485, стандартне відхилення — 0,0253, коефіцієнт варіації — 3,904 %. Відносна різниця між математичними очікуваннями цього підходу та інших стохастичних сценаріїв не перевищує 1,913 %, що свідчить про зіставність отриманих прогнозних значень у межах використаного набору вхідних даних.

6. Установлено, що всі розглянуті методики можуть застосовуватися для попереднього інженерного оцінювання коефіцієнта витіснення нафти при заводненні. Водночас удосконалений літофаціальний підхід Баклі–Леверетта–Велге є найбільш доцільним для родовищ зі складною літологічною будовою, просторовою мінливістю фільтраційно-ємнісних властивостей і наявністю нахилу пластів, оскільки враховує фацієспецифічні криві відносних фазових проникностей, пористість, абсолютну проникність, частки літофацій у нафтонасиченому поровому об'ємі та гравітаційний вплив на фракційний потік.

Наукові та практичні результати роботи впроваджені у виробничу діяльність ТОВ «Нафтогазгеорозвідка» (довідка від 29.05.2026), ДП «Укрнаукагеоцентр» (акт від 2026 р.) та ТОВ «ДТЕК Нафтогаз» (довідка від 29.05.2026). Копії відповідних документів наведено у Додатку Д.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Chen, L., Zhang, Y., & Li, Q. (2020). Uncertainty Quantification in Oil Recovery Factor Estimation Using Ensemble-Based Methods. *SPE Journal*, 25(04), 1890–1905. <https://doi.org/10.2118/195588-PA>
2. Дорошенко, В. М., & Тітлов, О. С. (2021). Парадигма застосування адресного заводнення нафтових покладів на пізній стадії розробки родовищ.
3. Дорошенко, В. М., Зарубін, Ю. О., Гришаненко, В. П., Прокопів, В. Й., & Швидкий, О. А. (2013). Основні напрями вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні. *Нафтогазова галузь України*, (2), 27-30.
4. Al-Ahmed, M., & Ibrahim, H. (2021). Impact of Geological Heterogeneity on Waterflooding Performance Prediction in Carbonate Reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205, 108854. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108854>
5. Alkhafaji, A. J., & Flori, R. E. (2018). Impact of lithofacies and rock properties on waterflood performance in Mississippian carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, 1033–1045. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.014>
6. Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.
7. Дорошенко, В. М., Прокопів, В. Й., Рудий, М. І., & Щербій, Р. Б. (2013). Щодо впровадження полімерного заводнення на нафтових родовищах України. *Нафтогазова галузь України*, (3), 29-32.
8. Alikhani, P., Guadagnini, A., & Inzoli, F. (2019). Feedback between gravity and viscous forces in two-phase Buckley-Leverett flow in randomly heterogeneous permeability fields. *Advances in Water Resources*, 126, 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.02.004>
9. Zhou, Y., & Tchelepi, H. A. (2018). Influence of gravity on the stability of immiscible flow in porous media. *Advances in Water Resources*, 113, 1–

13. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.12.016>

10. Al-Shalabi, E. W., & Ghosh, B. (2018). Modeling heterogeneity effect on water flooding performance using streamline simulation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8(4), 1091–1105. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0440-z>

11. Zhang, T., & Yang, Y. (2019). Lithofacies classification and its impact on reservoir quality in tight oil sandstones: A case study from the Ordos Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 103, 516–529. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.03.011>

12. Willhite, G. P. (1986). *Waterflooding*. SPE Textbook Series, Vol. 3. Society of Petroleum Engineers.

13. Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. SPE Textbook Series, Vol. 6. Society of Petroleum Engineers.

14. Bear, J. (2013). *Dynamics of fluids in porous media*. Courier Corporation.

15. Dullien, F. A. L. (1992). *Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure* (2nd ed.). Academic Press.

16. Stalkup, F. I., Jr. (1983). *Miscible Displacement*. SPE Monograph Series, Vol. 8. Society of Petroleum Engineers.

17. Lake, L. W., Johns, R., Rossen, B., & Pope, G. (2014). *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.

18. Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey—Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability. *Journal of Petroleum Technology*, 38(10), 1125–1144. <https://doi.org/10.2118/13932-PA>

19. Morrow, N. R. (1990). Wettability and its effect on oil recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 42(12), 1476–1484. <https://doi.org/10.2118/21621-PA>

20. Austad, T., RezaeiDoust, A., & Puntervold, T. (2010). Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. <https://doi.org/10.2118/129767-MS>

21. Mahani, H., Keya, A. L., Berg, S., & Nasralla, R. (2017). Electrokinetics of carbonate/brine interface in low-salinity waterflooding: Effect of brine salinity,

composition, rock type, and pH on ζ -potential and a surface-complexation model. *SPE Journal*, 22(01), 53–68. <https://doi.org/10.2118/174292-PA>

22. Sheng, J. J. (Ed.). (2014). *Enhanced oil recovery field case studies*. Gulf Professional Publishing. (Contains examples and discussions of various EOR methods including LSW).

23. Lyons, W. C. (Ed.). (2009). *Working guide to reservoir engineering*. Gulf professional publishing.

24. Lüddeke, C. T., Gaol, C. L., Strobel, G. J., & Ganzer, L. (2022). Experimental and analytical investigation of an immiscible displacement process in real structure micromodels. *Energies*, 15(18), 6741.

25. Habhouba, E., Herring, T., Al Rumaidhi, I., Al Hashimi, A., Al Hadhrami, W., & Ahmed, M. S. (2023, June). Improving Value by Inferring Buckley-Leverett Fractional-Flow Models from Field Data. In *84th EAGE Annual Conference & Exhibition* (Vol. 2023, No. 1, pp. 1-5). European Association of Geoscientists & Engineers.

26. Zhuravljov, A., & Lanetc, Z. (2019). Relevance of analytical Buckley–Leverett solution for immiscible oil displacement by various gases. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(1), 617-626.

27. Оганов, К. О., Дорошенко, В. М., Єгер, Д. О., Зарубін, Ю. О., & Ковалко, М. П. (2005). Нові методи підвищення нафтовилучення пластів.

28. Кондрат, Р. М., Дорошенко, В. М., & Кондрат, О. Р. (2007). Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу. *Oil and Gas Power Engineering*, (1 (2)), 17-22.

29. Al-Hussainy, R., & Ramey, H. J., Jr. (1966). Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting. *Journal of Petroleum Technology*, 18(05), 637–642. <https://doi.org/10.2118/1243-A-PA>

30. Dogru, A. H., Fung, L. S. K., Hemanthkumar, K., et al. (2009). A Next-Generation Parallel Reservoir Simulator for Giant Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 12(04), 556–573. <https://doi.org/10.2118/110035-PA>

31. Oliver, D. S., Reynolds, A. C., & Liu, N. (2008). *Inverse Theory for Petroleum Reservoir Characterization and History Matching*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511755683>
32. Tarantola, A. (2005). *Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation*. Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM). <https://doi.org/10.1137/1.9780898717924>
33. Society of Petroleum Engineers (SPE). (2018). *Petroleum Resources Management System (SPE-PRMS)*. (Updated June 2018). Retrieved from <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>
34. Spence, A. P., & York, S. D. (2005). Decline Curve Analysis – More Than Just A Straight Line. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/98006-MS>
35. Rose, W. (1982). Some Problems and Approaches in Improved Oil Recovery Research. *Journal of Petroleum Technology*, 34(06), 1307–1314. <https://doi.org/10.2118/9800-PA> (Discusses complexity and limitations of early prediction methods).
36. Arps, J. J., Brons, F., van Everdingen, A. F., Buchwald, R. W., & Smith, A. E. (1967). A Statistical Study of Recovery Efficiency. *API Drilling and Production Practice*, Paper No. 851-41-K. (Classic statistical approach).
37. Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R. (2001). *Basic Applied Reservoir Simulation*. SPE Textbook Series, Vol. 7. Society of Petroleum Engineers.
38. Aziz, K., & Settari, A. (1979). *Petroleum Reservoir Simulation*. Applied Science Publishers.
39. Arps, J. J. (1945). Analysis of decline curves. *Transactions of the AIME*, 160(01), 228-247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>
40. Al-Mudhafar, W. J. (2017). A data mining based workflow to improve the prediction of oil recovery factor for sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159, 638–654. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.069>

41. Mohaghegh, S. D. (2011). Reservoir simulation and modeling based on artificial intelligence and data mining (AI&DM). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 3(6), 697–705. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2011.09.001>
42. Dake, L. P. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier Science.
43. Havlena, D., & Odeh, A. S. (1963). The Material Balance as an Equation of a Straight Line. *Journal of Petroleum Technology*, 15(08), 896–900. <https://doi.org/10.2118/559-PA?>
44. Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Transactions of the AIME*, 146(01), 107–116. <https://doi.org/10.2118/942107-G>
45. Welge, H. J. (1952). A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive. *Journal of Petroleum Technology*, 4(04), 91–98. <https://doi.org/10.2118/124-G>
46. Martin, J. C. (1958). The Calculation of the Frontal Velocity in Gravity Segregation. *Journal of Petroleum Technology*, 10(12), 91–92. <https://doi.org/10.2118/1150-G>
47. Dykstra, H., & Parsons, R. L. (1950). The Prediction of Oil Recovery by Waterflood. In *Secondary Recovery of Oil in the United States* (2nd ed., pp. 160-174). American Petroleum Institute.
48. Stiles, W. E. (1949). Use of Permeability Distribution in Water Flood Calculations. *Transactions of the AIME*, 186(01), 9–13. <https://doi.org/10.2118/949009-G>
49. Chen, Z., Huan, G., & Ma, Y. (2006). *Computational methods for multiphase flows in porous media*. Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM). <https://doi.org/10.1137/1.9780898718952>
50. Mattax, C. C., & Dalton, R. L. (1990). *Reservoir simulation*. SPE Monograph Series, Vol. 13. Society of Petroleum Engineers.
51. King, M. J., & Datta-Gupta, A. (1998). Streamline simulation: A current perspective. *In Situ*, 22(1), 91-140.

52. Salazar, P. L., Gamadi, T. D., & Schechter, D. S. (2020). Analytical Waterflood Modeling for Heterogeneous Naturally Fractured Reservoirs Incorporating Viscous, Capillary, and Gravity Forces. *SPE Journal*, 25(05), 2478–2498. <https://doi.org/10.2118/201420-PA> (Shows continued relevance of analytical approaches, even complex ones).
53. Державний стандарт України. (2000). *ГСТУ 41-00032626-00-022-2000. Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів*. Міністерство екології та природних ресурсів України.
54. Фик, М. І., Хріпко, О. І., Раєвський, Я. О., & Варавіна, О. П. (2019). *Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ* (І. М. Фик, Ред.). НТУ «ХПІ»; ХНУ ім. В. Н. Каразіна.
55. Pyatibratov, P. V. (2024). About the physical meaning and definition of the volumetric sweep efficiency in the binomial formula for calculating oil recovery factor (Russian). *Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry*, 2024(04), 80-83.
56. Brooks, R. H., & Corey, A. T. (1964). *Hydraulic properties of porous media*. Hydrology Papers No. 3, Colorado State University.
57. Falls, A. H., & Papatzacos, P. (2004). Modern Description of Two-Phase Flow. *SPE Journal*, 9(02), 173–184. <https://doi.org/10.2118/88534-PA>
58. Waterflooding. (n.d.). In *AAPG Wiki*. Retrieved from <https://wiki.aapg.org/Waterflooding>
59. Heinemann, Z., & Mittermeir, G. (2013). Fluid flow in porous media.
60. Liu, C., Zhou, W., & Jiang, J. (2022). Dynamic calculation of water sweep efficiency and relative permeability curve on water drive reservoir. *Frontiers in Energy Research*, 10, 922435.
61. Liu, H. (2014). New water-oil displacement efficiency prediction method. *Open Petroleum Engineering Journal*, 7, 88-91.
62. *Teorias classicas y modernas de recuperacion secundaria y mejorada*. (n.d.). Oilproduction.net. https://www.oilproduction.net/files/teorias_clasicas_recuperacion_secundaria.pdf

63. Norman, C. (n.d.). *Classic Waterflooding Predictive Models* (technical note). Tiorco Inc. Retrieved from https://www.oilproduction.net/files/teorias_clasicas_recuperacion_secundaria.pdf
64. Yortsos, Y. C., & Fokas, A. S. (1983). An Analytical Solution for Linear Waterflood Including the Effects of Capillary Pressure. *SPE Journal*, 23(01), 115–124. <https://doi.org/10.2118/10107-PA>
65. Juanes, R., & Patzek, T. W. (2004). Relative Permeability Hysteresis in Porous Media: A Conceptual Approach. *Water Resources Research*, 40(10), W10408. <https://doi.org/10.1029/2004WR003048>
66. Bondar, Y., & Blazhychn, A. (2014). *Petrophysics*. Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas.
67. Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
68. Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (Revised by R. E. Terry). (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (2nd ed.). Prentice Hall.
69. Buckley, J. S., Liu, Y., & Monsterleet, S. (1998). Mechanisms of wetting alteration by crude oils. *SPE Journal*, 3(01), 54–61. <https://doi.org/10.2118/37230-PA>
70. Skjaeveland, S. M., & Siqveland, L. M. (Eds.). (2000). *Introduction to Reservoir Engineering*. Tapir Academic Press.
71. Masalmeh, S. K., Abu Shiekah, I., & Jing, X. D. (2003). Improved characterization and modeling of capillary pressure and relative permeability in carbonate reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 6(02), 110–120. <https://doi.org/10.2118/83936-PA>
72. Blunt, M. J., Bijeljic, B., Dong, H., Gharbi, O., Iglauer, S., Mostaghimi, P., ... & Valvatne, P. (2013). Pore-scale imaging and modelling. *Advances in Water Resources*, 51, 197–216. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.03.003>
73. McCain, W. D., Jr. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids* (2nd ed.). PennWell Books.

74. Sorbie, K., & Skeldon, T. (2020). Revisiting the Buckley–Leverett equation: Characteristic analysis with examples including viscous fingering and the effect of relative permeability curve shape. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107563. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107563>
75. Schramm, L. L. (Ed.). (2000). *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Cambridge University Press.
76. Hirasaki, G. J., & Zhang, D. L. (2004). Surface chemistry of oil recovery from fractured, oil-wet carbonate. *SPE Journal*, 9(02), 151–162. <https://doi.org/10.2118/88676-PA>
77. Richardson, J. G., Kerver, J. K., Hafford, J. A., & Osoba, J. S. (1952). Laboratory determination of relative permeability. *Transactions of the AIME*, 195, 187–196. <https://doi.org/10.2118/194-G>
78. Islam, M. A., & Shuvo, M. M. I. (2021). Effect of Gravity on Oil Recovery During Water Flooding Process in Inclined Homogeneous Reservoirs. *Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences*, 86(2), 119–131. <https://doi.org/10.37934/arfmts.86.2.119131>
79. Craig, F. F., Jr. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. Society of Petroleum Engineers.
80. Honarpour, M., Koederitz, L., & Harvey, A. H. (1986). *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*. CRC Press.
81. Bennion, D. B. (2002). Understanding and interpreting relative permeability data in carbonates. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(05). <https://doi.org/10.2118/02-05-DAS>
82. Spiteri, E. J., Juanes, R., Blunt, M. J., & Orr Jr, F. M. (2008). A new model of trapping and relative permeability hysteresis for all wettability characteristics. *SPE Journal*, 13(03), 277–288. <https://doi.org/10.2118/96900-PA>
83. Zapata, V. J., & Lake, L. W. (1981). A theoretical analysis of viscous crossflow. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/10111-MS>

84. Fayers, F. J., & Muggeridge, A. H. (1990). Extensions to Dietz theory and behavior of gravity tongues in heterogeneous reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*, 5(04), 487–494. <https://doi.org/10.2118/18438-PA>
85. Baker, R. O. (1998). Streamline Technology: Reservoir Simulation for the Masses. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/49004-MS>
86. Thiele, M. R., & Batycky, R. P. (2006). Water Injection Design and Surveillance Using Streamlines. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 9(02), 111–119. <https://doi.org/10.2118/79700-PA>
87. Rapoport, L. A., & Leas, W. J. (1953). Properties of Linear Waterfloods. *Transactions of the AIME*, 198, 139–148. <https://doi.org/10.2118/231-G>
88. Abbaszadeh, M. D., & Kamal, M. M. (1989). Pressure Transient Testing of Water Injection Wells. *SPE Reservoir Engineering*, 4(01), 115–124. <https://doi.org/10.2118/16744-PA>
89. Ma, T. D., & Youngren, G. K. (1994). Performance of Production Wells under Water Coning Conditions. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/28631-MS>
90. Tang, G. Q., & Morrow, N. R. (1997). Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding. *SPE Reservoir Engineering*, 12(04), 269–276. <https://doi.org/10.2118/36680-PA>
91. Zhang, P., Tweheyo, M. T., & Austad, T. (2007). Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: impact of low-salinity brine and sulphate ions. *Energy & Fuels*, 21(3), 1618–1626. <https://doi.org/10.1021/ef0606316>
92. Weber, K. J. (1986). How heterogeneity affects oil recovery. In L. W. Lake & H. B. Carroll Jr. (Eds.), *Reservoir Characterization* (pp. 487–544). Academic Press.
93. Lake, L. W., & Jensen, J. L. (1991). A review of heterogeneity measures used in reservoir characterization. *In Situ*, 15(4), 409–439.

94. Goggin, D. J., Chandler, M. A., Kocurek, G., & Lake, L. W. (1992). Permeability transects of eolian sands and their use in generating random permeability fields. *SPE Formation Evaluation*, 7(01), 7-16.
95. Pickup, G. E., Ringrose, P. S., Jensen, J. L., & Sorbie, K. S. (1994). Permeability tensors for sedimentary structures. *Mathematical Geology*, 26, 227-250. <https://doi.org/10.1023/A:1007520419417>
96. Eberli, G. P., Baechle, G. T., Anselmetti, F. S., & Incze, M. L. (2003). Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks. *The Leading Edge*, 22(7), 654–660. <https://doi.org/10.1190/1.1599691>
97. Ge, H., Yang, L., Fan, T., Gao, X., & Lin, C. (2021). Pore structure and fractal characteristics of different lithofacies sandstone reservoirs: A case study of the Upper Paleozoic Taiyuan Formation in Shenmu gas field, Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107714. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107714>
98. Tyler, N., & Gholston, J. C. (1988). Heterogeneous deep-water sandstones at Bell Canyon Formation, Waha field, Delaware Basin, Texas. *Report of Investigations No. 171*. Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.
99. Jackson, M. D., Hampson, G. J., & Johnson, H. D. (2009). Reservoir modeling of petroleum fields. In *Developments in Petroleum Science* (Vol. 57, pp. 1–14). Elsevier.
100. Ringrose, P., & Bentley, M. (2015). *Reservoir Model Design: A Practitioner's Guide*. Springer.
101. Pyrcz, M. J., & Deutsch, C. V. (2014). *Geostatistical Reservoir Modeling* (2nd ed.). Oxford University Press.
102. Caers, J., & Zhang, T. (2004). Multiple-point geostatistics: a quantitative vehicle for integrating geologic analogs into multiple reservoir models.
103. Aliyev, A. A., & Gurbanov, R. S. (2018). Analysis of methods for determining oil recovery factor. *SOCAR Proceedings*, (2), 18–

23. <https://doi.org/10.5510/OGP20180200354> (Discusses limitations of various methods including empirical ones).
104. Reading, H. G. (Ed.). (1996). *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy* (3rd ed.). Blackwell Science.
105. Walker, R. G., & James, N. P. (Eds.). (1992). *Facies Models: Response to Sea Level Change*. Geological Association of Canada.
106. Miall, A. D. (2006). *The Geology of Fluvial Deposits: Sedimentary Facies, Basin Analysis, and Petroleum Geology*. Springer Science & Business Media.
107. Tucker, M. E., & Wright, V. P. (1990). *Carbonate Sedimentology*. Blackwell Scientific Publications.
108. Scholle, P. A., Bebout, D. G., & Moore, C. H. (Eds.). (1983). *Carbonate Depositional Environments*. AAPG Memoir 33. American Association of Petroleum Geologists.
109. Cui, G., Liu, M., Dai, W., & Gan, Y. (2019). Pore-scale modelling of gravity-driven drainage in disordered porous media. *International Journal of Multiphase Flow*, 114, 19-27.
110. Worden, R. H., & Morad, S. (Eds.). (2003). *Sandstone Diagenesis: Recent and Ancient*. Blackwell Publishing. (IAS Special Publication 34).
111. Choquette, P. W., & Pray, L. C. (1970). Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. *AAPG Bulletin*, 54(2), 207-250.
112. Nelson, P. H. (2001). *Permeability-porosity relationships in sedimentary rocks*. Springer Science & Business Media. (Reprinted from *The Log Analyst*, 1994).
113. Haldorsen, H. H., & Spence, L. W. (1984). A New Approach to Shale Management in Field-Scale Models. *SPE Journal*, 24(04), 447–457. <https://doi.org/10.2118/10976-PA>
114. Thomas, E. C., & Stieber, S. J. (1975). The distribution of shale in sandstone and its effect upon porosity. *SPWLA 16th Annual Logging Symposium*. <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-pdf/SPWLA75/All-SPWLA75/SPWLA-1975-T/1323146>

115. Salathiel, R. A. (1973). Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks. *Journal of Petroleum Technology*, 25(10), 1216–1224. <https://doi.org/10.2118/4104-PA>
116. Kovscek, A. R., Wong, H., & Radke, C. J. (1993). A pore-level scenario for the development of mixed wettability in oil reservoirs. *AIChE Journal*, 39(6), 1072–1085. <https://doi.org/10.1002/aic.690390616>
117. Jensen, J. L., Lake, L. W., Corbett, P. W. M., & Goggin, D. J. (2000). *Statistics for petroleum engineers and geoscientists* (2nd ed.). Elsevier.
118. Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.
119. Ren, B., Zhang, L., Wang, Z., Sun, Y., Meng, S., & Ren, S. (2021). Relative Permeability Modeling for Multiphase Flow in Porous Media: A Review. *Energies*, 14(24), 8320. <https://doi.org/10.3390/en14248320>
120. Krause, F. F., Davies, G. R., & Joiner, S. D. (2020). Facies architecture, diagenesis, and reservoir heterogeneity within a Lower Cretaceous (Albian) estuarine sandstone reservoir, south-central Alberta, Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 68(1), 1–41. <https://doi.org/10.35767/gscpgbull.68.1.001>
121. Masalmeh, S. K., Jing, X. D., Van Vark, W., Christiansen, S., Van der Weerd, H., & Van Dorp, J. (2007). Impact of SCAL on carbonate reservoir performance: Challenges and pitfalls. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(05), 524–538. <https://doi.org/10.2118/93863-PA> (Shows impact of SCAL data, including Rel Perm, tied to rock types).
122. Corbett, P. W. M., & Potter, D. K. (2004). Petrotyping: A classification of reservoir rock types for geological and reservoir engineering purposes. In *Geological Society, London, Special Publications* (Vol. 235, pp. 19-28). Geological Society of London. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2004.235.01.02>
123. Kamath, J., Nakagawa, F. M., Meyer, R. F., & Kabir, C. S. (2001). Understanding Waterflood Performance in a Mature Carbonate Reservoir Using Rock Types, Interwell Saturation Data and Simulation. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/71686-MS>

124. Al-Qenae, H., Gharbi, R., & El-Amin, M. F. (2019). Pore scale simulation of relative permeability and capillary pressure in complex carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, 585-597. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.067>
125. Bedrikovetsky, P. (1993). *Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery: With Applications to Ex-USSR Oil and Gas Fields*. Springer Science & Business Media.
126. Jadhunandan, P. P., & Morrow, N. R. (1995). Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock systems. *SPE Reservoir Engineering*, 10(01), 40–46. <https://doi.org/10.2118/22597-PA>
127. Skauge, A., Spildo, K., & Skjevraak, I. (2010). Scaling of Relative Permeability and Capillary Pressure Functions in Reservoir Simulation. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 13(04), 609–619. <https://doi.org/10.2118/115917-PA>
128. Lai, J., Wang, G., Cai, C., Fan, Z., Wang, S., Chen, J., & Luo, G. (2018). Diagenesis and reservoir quality in tight gas sandstones: the fourth member of the Upper Triassic Xujiahe Formation, Central Sichuan Basin, Southwest China. *Geological Journal*, 53(2), 629-646
129. Stone, H. L. (1982). Vertical Conformance in an Alternating Water-Miscible Gas Flood. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/11130-MS>
130. Homsy, G. M. (1987). Viscous fingering in porous media. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 19(1), 271–311. <https://doi.org/10.1146/annurev.fl.19.010187.001415>
131. Corbett, P. W. M., & Jensen, J. L. (1993). An application of probe permeametry to the prediction of effective permeability in heterogeneous sandstones (Lower Brent Group, North Sea). *Marine and Petroleum Geology*, 10(4), 335–346. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(93\)90051-K](https://doi.org/10.1016/0264-8172(93)90051-K)
132. Miall, A. D. (1985). Architectural-element analysis: A new method of facies analysis applied to fluvial deposits. *Earth-Science Reviews*, 22(4), 261-308. [https://doi.org/10.1016/0012-8252\(85\)90001-7](https://doi.org/10.1016/0012-8252(85)90001-7)

133. Gibling, M. R. (2006). Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: a literature compilation and classification. *Journal of Sedimentary Research*, 76(5), 731-770. <https://doi.org/10.2110/jsr.2006.060>
134. Jordan, C. F., & R.W., C. (1962). Progressive heterogeneity in oil-field reservoirs. *AAPG Bulletin*, 46(6), 975-1002.
135. Caers, J. (2011). *Modeling Uncertainty in the Earth Sciences*. John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/9781119995920>
136. Deutsch, C. V. (2002). *Geostatistical Reservoir Modeling*. Oxford University Press.
137. Corbett, P. W. M., & Jensen, J. L. (1992). Estimating the mean permeability: how many measurements do you need? *First Break*, 10(3), 89–94. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.1992005>
138. Journel, A. G., & Alabert, F. G. (1990). New method for reservoir mapping. *Journal of Petroleum Technology*, 42(02), 212-218. <https://doi.org/10.2118/18577-PA>
139. Renard, P., & de Marsily, G. (1997). Calculating equivalent permeability: a review. *Advances in Water Resources*, 20(5-6), 253-278. [https://doi.org/10.1016/S0309-1708\(96\)00037-5](https://doi.org/10.1016/S0309-1708(96)00037-5)
140. King, P. R. (1989). The use of renormalization for calculating effective permeability. *Transport in Porous Media*, 4(1), 37-58. <https://doi.org/10.1007/BF00134497>
141. Ringrose, P. S., Sorbie, K. S., Corbett, P. W. M., & Jensen, J. L. (1993). Immiscible flow behaviour in laminated and cross-bedded sandstones. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 9(2), 103–124. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(93\)90014-J](https://doi.org/10.1016/0920-4105(93)90014-J)
142. Jackson, M. D., Muggeridge, A. H., & Yoshida, S. (2003). Upscaling permeability and relative permeabilities for heterogeneous reservoirs: the significance of fluid connectivity. *Petroleum Geoscience*, 9(1), 43-53. <https://doi.org/10.1144/1354-079302-551>

143. Barenblatt, G. I., Entov, V. M., & Ryzhik, V. M. (1990). *Theory of fluid flows through natural rocks*. Springer Science & Business Media.
144. Schechter, R. S. (1992). *Oil well stimulation*. Prentice Hall.
145. Spiegel, M. R., & Stephens, L. J. (2017). *Schaum's Outline of Statistics* (6th ed.). McGraw-Hill Education.
146. Bodie, Z., Kane, A., & Marcus, A. J. (2020). *Investments* (12th ed.). McGraw-Hill Education.
147. Brown, T. L., LeMay, H. E., Bursten, B. E., Murphy, C. J., Woodward, P. M., & Stoltzfus, M. E. (2017). *Chemistry: The Central Science* (14th ed.). Pearson.
148. U.S. Bureau of Labor Statistics. (2022). *Handbook of Methods: Consumer Price Index*. U.S. Department of Labor. Retrieved from <https://www.bls.gov/opub/hom/cpi/home.htm>
149. ASTM International. (2017). *D792-13: Standard Test Methods for Density and Specific Gravity (Relative Density) of Plastics by Displacement*. ASTM International.
150. Callister, W. D., & Rethwisch, D. G. (2018). *Materials Science and Engineering: An Introduction* (10th ed.). Wiley.
151. Li, J., & Heap, A. D. (2011). A review of comparative studies of spatial interpolation methods in environmental sciences: Performance and impact factors. *Ecological Informatics*, 6(3-4), 228–241. <https://doi.org/10.1016/j.ecoinf.2010.12.003>
152. Державна геологічна служба України. (2006). *Визначення коефіцієнтів відкритої та ефективної пористості гірських порід. Методичні вказівки* (СОУ 73.1-41-08.11.07:2006).
153. Рудько, Г. І., Ляху, М. В., Ловинюков, В. І., Багнюк, М. М., Григіль, В. Г., Довганич, А. В., Стечак, О. І., Коляда, М. І., Жаловський, В. П., Наливайко, Н. І., & Бабич, Ю. В. (2016). *Методичні рекомендації з підрахунку запасів та оцінки ресурсів нафти та газу у надрах і їхньої класифікації* (Г. І. Рудько, Ред.). ДКЗ; ІФНТУНГ.

154. Іванюта, М. М., Феदिшин, В. О., Деніга, Б. І., Арсірій, Ю. О., & Лазарук, Я. Г. (Ред.). (1998). *Атлас родовищ нафти і газу України* (у 6 т.). Українська нафтогазова академія.
155. Goovaerts, P. (1997). *Geostatistics for Natural Resources Evaluation*. Oxford University Press..
156. Isaaks, E. H., & Srivastava, R. M. (1989). *An Introduction to Applied Geostatistics*. Oxford University Press..
157. Journel, A. G. (1983). Non-parametric estimation of spatial distributions. *Mathematical Geology*, 15(3), 445–468. <https://doi.org/10.1007/BF01031292>
158. Hilfer, R., & Lemmer, A. (2015). Differential porosimetry and permeametry for random porous media. *Physical Review E*, 92(1), 013305.
159. Martus, O., & Petrash, O. (2022). Improved methodology development for assessing the reservoir collector properties by the quantitative reservoir characterization tools. *Technology audit and production reserves*, 4(1/66), 42–46. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2022.263640>
160. Martus, O., & Agarkov, V. (2022). Development of improved method for evaluation of reservoir properties of formation. *Technology audit and production reserves*, 5(1/67), 33–37. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2022.266572>
161. Державний стандарт України. (2001). *ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків*. Міністерство екології та природних ресурсів України.
162. Corey, A. T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly*, 19(1), 38–41.
163. Verwer, K., Eberli, G. P., & Weger, R. J. (2011). Effect of pore structure on electrical resistivity in carbonates. *AAPG Bulletin*..
164. PetroWiki. (н.д.). Relative permeability models (Corey correlation). Retrieved from <https://petrowiki.spe.org>
165. Standing, M. B. (1975). *Notes on relative permeability relationships*.

166. Hantschel, T., & Kauerauf, A. I. (2009). *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Springer.
167. Esteves Ferreira, M., Rodrigues Del Grande, M., Neumann Barros Ferreira, R., Ferreira da Silva, A., Nogueira Pereira da Silva, M., Tirapu-Azpiroz, J., ... & Steiner, M. (2023). Full scale, microscopically resolved tomographies of sandstone and carbonate rocks augmented by experimental porosity and permeability values. *Scientific Data*, 10(1), 368.
168. Chatzis, I., Morrow, N. R., & Lim, H. T. (1983). Magnitude and Detailed Structure of Residual Oil Saturation. *SPE Journal*, 23(02), 311–326. <https://doi.org/10.2118/10681-PA>.
169. Martus, O., & Cvetkovic, B. (2024). Increasing the accuracy of oil recovery factor predictions by integrating lithology data. *Technology audit and production reserves*, 3(1 (77)), 47–52. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.307628>
170. Martus, O., Cvetkovic, B., Mykhailovska, O., Yaholnyk, A., & Liashenko, A. (2025). Improvement of prediction of oil displacement efficiency during waterflooding due to detailing of lithological distribution. *Technology audit and production reserves*, 3(1 (83)), 72–77. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2025.331872>
171. Blunt, M. J. (2017). *Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective*. Cambridge University Press.
172. Martus, O., & Cvetkovic, B. (2023). Development of oil extraction screening methodology taking into account innovative methods using the example of the Ukrainian field. *Technology audit and production reserves*, 6(1/74), 47–53.
173. Shu, W. R. (2012). Waterflood case studies. In A. T. B. Al-Hussainy (Ed.), *Waterflooding: Book 5* (pp. 5-1-5-28). Society of Petroleum Engineers..
174. IHS Markit. (n.d.). WOR forecasting theory. *Harmony*. Retrieved September 9, 2025, from https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/Harmony/content/html_files/reference_material/analysis_method_theory/wor_forecasting_theory.htm

175. Rabiei, M. (2011). *Excess water production diagnosis in oil fields using ensemble classifiers* (Doctoral dissertation, Curtin University)..
176. Koncohrada, R., & Freitag, L. (1964). Dodsland Viking Sand primary recovery and pressure maintenance possibilities (Report No. 85). Department of Mineral Resources, Petroleum and Natural Gas Branch, Government of Saskatchewan.

ДОДАТОК А
ІНФОРМАЦІЯ ПРО ГНАТІВСЬКЕ НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНЕ
РОДОВИЩЕ (З АТЛАСУ РОДОВИЩ УКРАЇНИ)

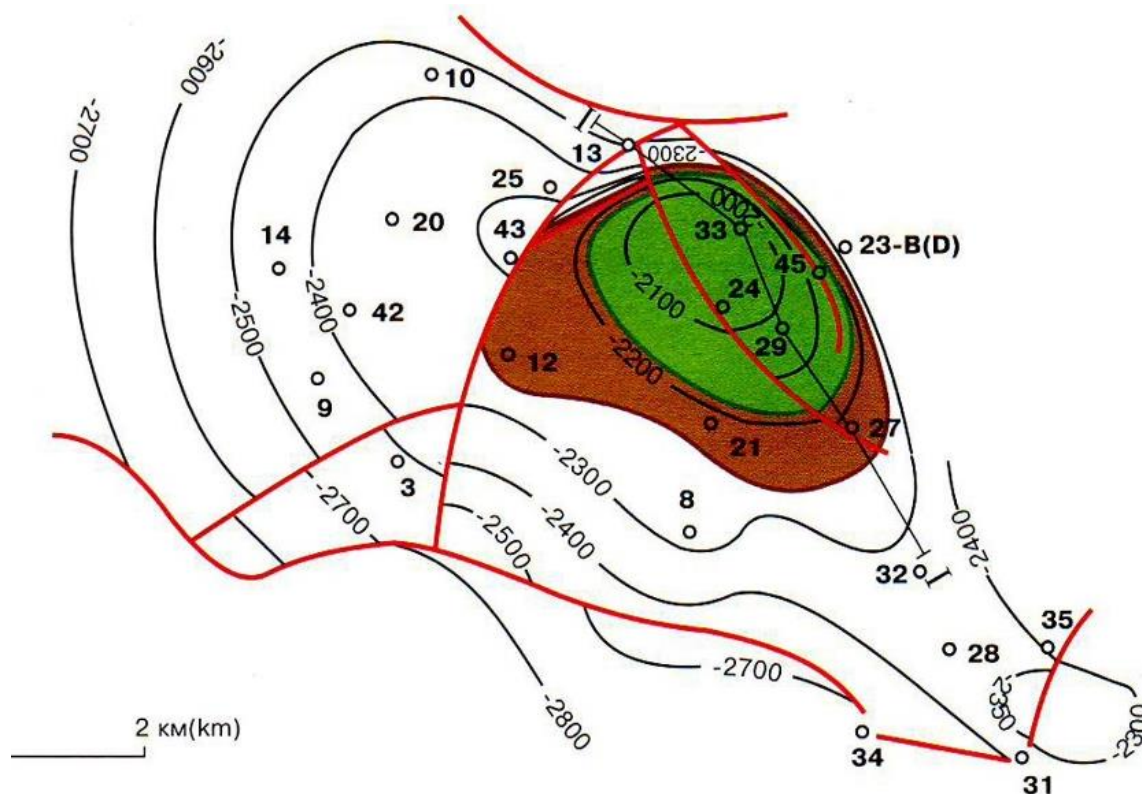


Рис. А.1. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-26-Т-2
за Б.М. Угаровим

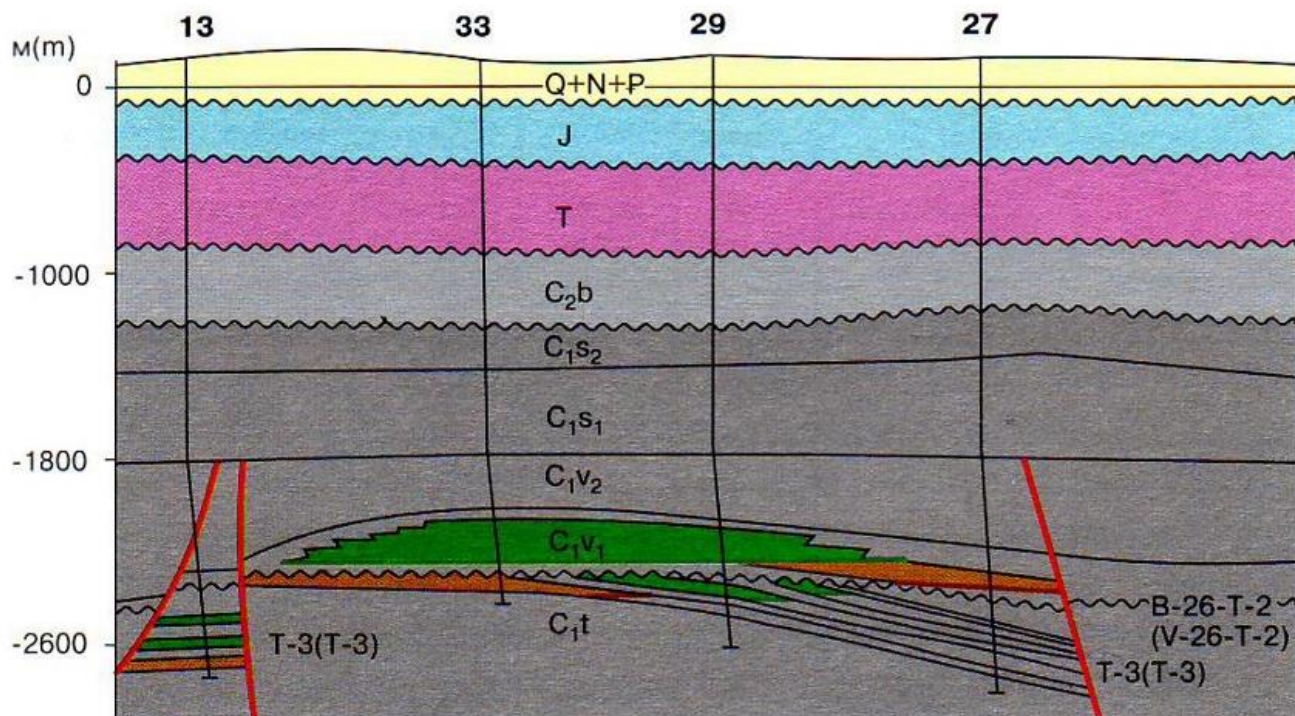


Рис. А.2. Геологічний розріз по лінії I-I за М.В. Худиком та О.І. Ковальчуком

Таблиця А.1

Характеристика покладів нафти

| Вік Age | Індекс гори- зону Horizon index | Глиби- на за- лягання покрівлі гори- зону, м Bed- ding depth of the top of horizon, m | Абсо- лютна глибина контакту, м Contact abso- lute depth, m | Висота покла- ду, м Pool depth, m | Тип покла- ду Pool type | Режим покла- ду Pool regime | Товщина, м Thickness, m of | | | Коефіцієнт пористості Porosity coefficient | | Про- ник- ність, 1·10 ⁻³ мкм ² , від/до Perme- ability, 1·10 ⁻³ mcm ² , from/to | Тип колек- тора Reser- voir type | Коефі- цієнт наси- чення Satura- tion coeffi- cient | Пластовий тиск початковий Formation pressure initial | | Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K | Дебіт почат- ковий, т/добу Initial produ- ction, t/day | Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pressu- re, MPa | Коефі- цієнт вилу- чення нафти Oil recovery coeffi- cient | Запаси початкові видобувні категорій А+В+С ₁ Initial recoverable reserves, cat. A+B+C ₁ | | Щіль- ність запасів тис. т умов. пали- ва/км ² Reser- ves density, th. t of cond. fuel /km ² | Коефіці- єнт продук- тивності, м ³ /добу ·МПа, від/до Producti- vity coeffi- cient, m ³ /day· MPa, from/to | Гідропро- відність, 1·10 ⁻¹¹ м ³ /Па·с, від/до Hydrocon- ductivity, 1·10 ⁻¹¹ m ³ /Pa·s, from/to |
|----------------|---|--|--|---|---|--|--|---------------------------------|-------------------|---|--|---|---|--|--|-----------------------------------|---|---|--|---|---|--|---|---|--|
| | | | | | | | гори- зону, від/до horizon, from/to | колектора reservoir | від/до from/to | підра- хунко- вий rated | вели- чина, МПа value, MPa | | | | глиби- на виміру, м mea- sure- ment depth, m | нафти, тис. т oil, th. t | | | | | розчи- неного газу, млн. м ³ dissol- ved gas, mln m ³ | | | | |
| | | | | | | | ефек- тивна від/до effec- tive, from/to | підра- хунко- ва rated | від/до from/to | підра- хунко- вий rated | | | | | | | | | | | | | | | |
| C _v | В-26 V-26 | | | 115 | Мас.- пласт. склеп. тект. екр. Mass.- form. arch. tect. scr. | Газ. Gas. | 50 200 | 6 47 | 22,7 | 0,05 0,15 | 0,08 | | Трищ.- пор. Fiss.- por. | 0,78 | 24,3 | 2330 | 351 | 79,8 | | 0,3 | 2641 | | 298 | | |
| C _t | Т-2 T-2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| C _t | Т-3 T-3 | 2340 | -2260 | 30 | Пласт. тект. екр. Form. tect. scr. | Пруж.- водо- напір. Elast. wat. drive | 30 | 22 | 13 | 0,15 | 0,15 | | Пор. Por. | 0,93 | 24,06 | 2348 | | 66 | 24,1 | 0,29 | 210 | | 570 | | |

Таблиця А.2

Характеристика нафт

| Індекс гори- зону Horizon index | Молеку- лярна маса Molecu- lar mass | Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³ | | В'язкість Viscosity | | Вміст газу, м ³ /т Gas content, m ³ /t | Тиск наси- чення, МПа Satura- tion pres- sure, MPa | Коефі- цієнт усадки Shrin- kage coeffi- cient | Температура, К Temperature, K | | Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical % | | | | | | | Вміст, масових % Mass content, % | | | | Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, % | | | Тип нафти Oil type |
|---|---|--|----------------------------|---|--|---|--|---|--|--|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------------|------------------|---|----------------------------------|--|-----------------------------|
| | | пласто- вої formal- tional | дегазо- ваної degas. | плас- тової, мПа·с formal- tional, mPa·s | дегазо- ваної, 10 ⁻⁶ м ² /с degas., 10 ⁻⁶ m ² /s | | | | засті- гання solidifi- cation | початку кипіння boiling point | ПК-373 BP-373 | 373- 423 | 423- 473 | 473- 523 | 523- 573 | 573- 623 | 623-КК 623- boiling end | пара- фіни para- ffins | смоли pitches | асфаль- тени asphal- tenes | сірка sulphur | арома- тичні aroma- tic | нафте- нові naph- thene | метан- ові metha- ne | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Т-2 T-2 | | 774 | 878 | | | | | | 317 352 | До (То) 88 | | | | | | | До(То) 7,88 | До(То) 5,49 | | 0,89 | | | | II T ₁ P ₃ II T ₁ P ₃ | |
| Т-3 T-3 | | 788 | 840 | | | | | | 324 | До (То) 75 | | | | | | | 9,7 | 3,5 9,4 | | 0,13 | | | | " | |

ДОДАТОК Б
ІНФОРМАЦІЯ ПРО НОВОМИКОЛАЇВСЬКЕ (МОВЧАНІВСЬКЕ)
НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ
(З АТЛАСУ РОДОВИЩ УКРАЇНИ)

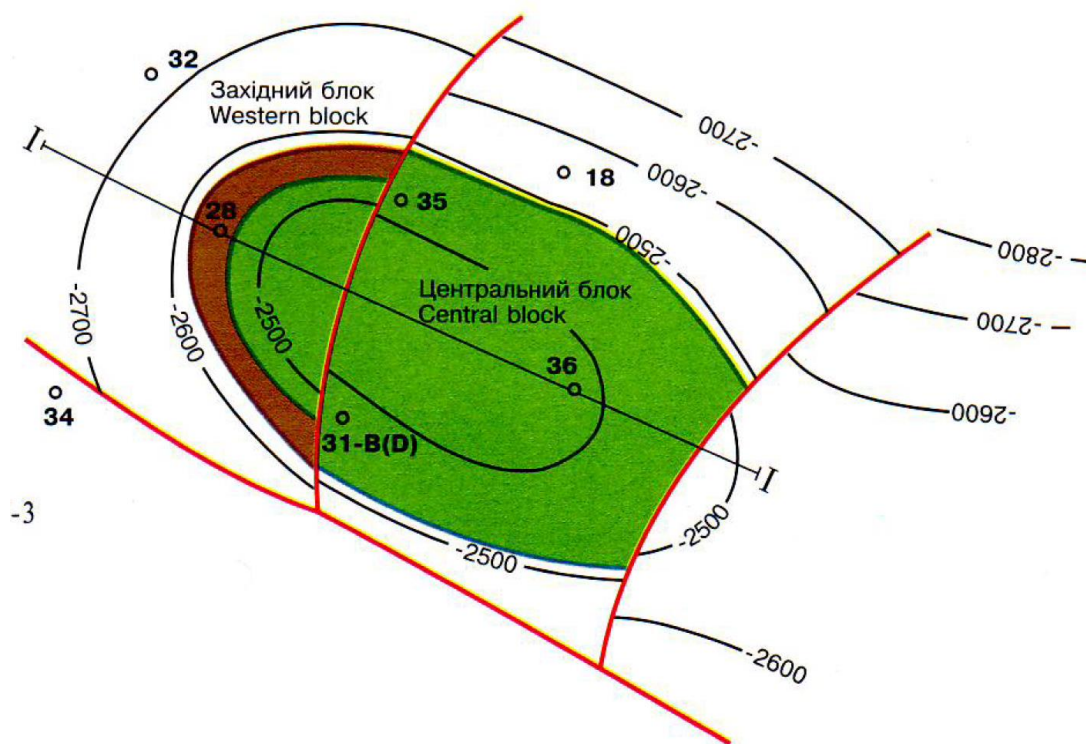


Рис. Б.1. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Т-3 за М.В. Худиком

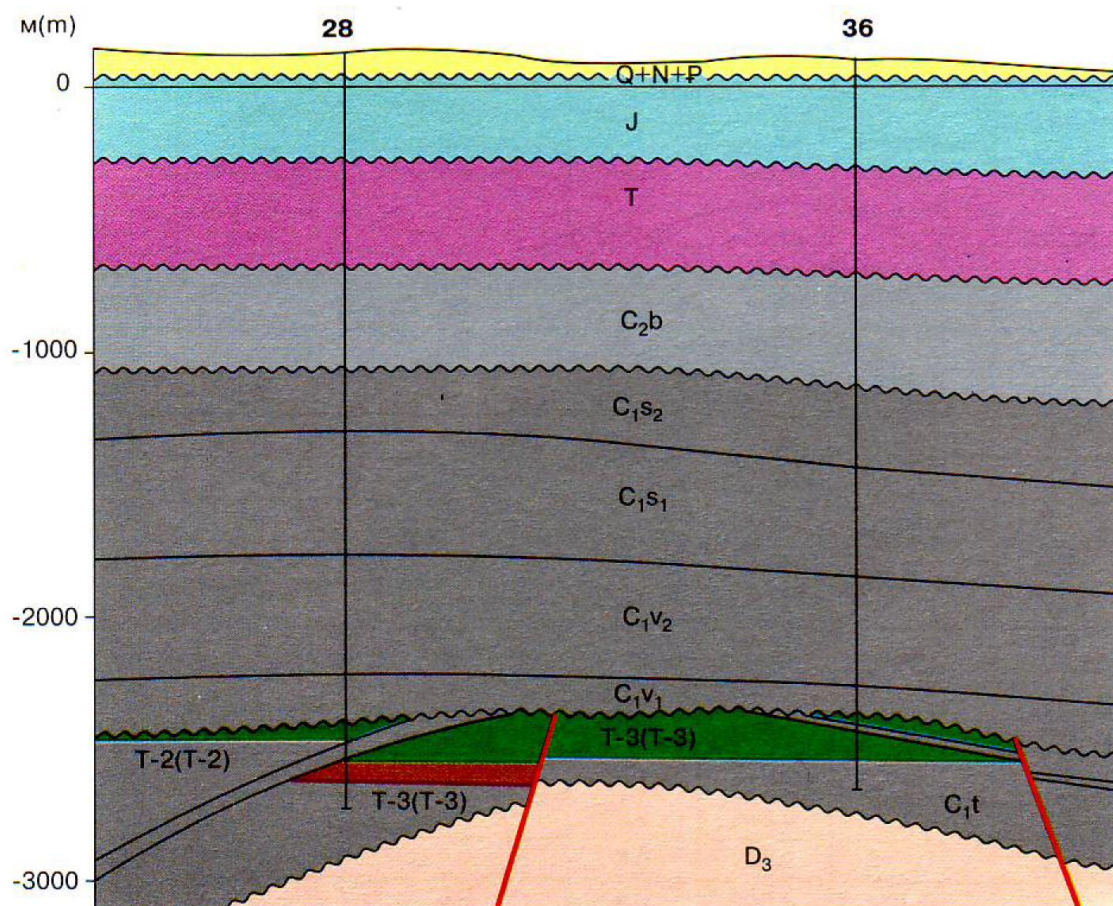


Рис. Б.2. Геологічний розріз по лінії I-I за М.В. Худиком та В.П. Пенцаком

ДОДАТОК В
ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ АЛГОРИТМІВ РОЗРАХУНКУ
КОЕФІЦІЄНТА ВИТІСНЕННЯ МОВОЮ PYTHON



а



б

Рис. В.1. QR-коди: а - для переходу до GitHub-репозиторію з повним вихідним кодом обчислювального алгоритму; б – тривимірної аналітичної моделі на основі коду

Step 8.2: Drawing the Tangent and Finding Breakthrough Point (With Gravity).

```

# Step 8 (with gravity): Drawing the correct tangent to the fractional flow curve and finding Sw'

# Знаходимо найближчий індекс до Swi
start_idx_2 = np.argmin(np.abs(S_w - Swi))

# Обчислюємо першу похідну (нахил) кривої фракційного потоку
d_fw_d_Sw_2 = np.gradient(fw_with_gravity_2, S_w)

# Ініціалізуємо breakthrough_idx_2
breakthrough_idx_2 = None

# Шукаємо точку дотику, де дотична з початку Swi лише торкається кривої
for i in range(start_idx_2 + 1, len(S_w)):
    slope_tangent_test_2 = (fw_with_gravity_2[i] - fw_with_gravity_2[start_idx_2]) / (S_w[i] - S_w[start_idx_2])
    fw_tangent_test_2 = slope_tangent_test_2 * (S_w - S_w[start_idx_2]) + fw_with_gravity_2[start_idx_2]
    tolerance_2 = 1e-5 # Допустима похибка
    if np.all(fw_tangent_test_2[start_idx_2:i] >= (fw_with_gravity_2[start_idx_2:i] - tolerance_2)) and \
        np.all(fw_tangent_test_2[i:] >= (fw_with_gravity_2[i:] - tolerance_2)):
        breakthrough_idx_2 = i
        break

# Перевіряємо, чи знайдено дотичну
if breakthrough_idx_2 is None:
    raise ValueError("No valid tangent line found that satisfies the condition (with gravity).")

# Обчислюємо нахил дотичної
slope_tangent_2 = (fw_with_gravity_2[breakthrough_idx_2] - fw_with_gravity_2[start_idx_2]) / \
    (S_w[breakthrough_idx_2] - S_w[start_idx_2])

# Рівняння дотичної лінії
fw_tangent_2 = slope_tangent_2 * (S_w - S_w[start_idx_2]) + fw_with_gravity_2[start_idx_2]

# Обчислюємо точку перетину дотичної з fw = 1 (Sw')
S_w_dash_2 = (1 - fw_with_gravity_2[start_idx_2]) / slope_tangent_2 + S_w[start_idx_2]

# Візуалізація
plt.figure(figsize=(10, 6))
plt.plot(S_w, fw_with_gravity_2, label='Fractional Flow Curve (with gravity)', color='b')
plt.plot(S_w, fw_tangent_2, '--', label='Tangent Line (from Swi)', color='yellow')
plt.scatter(S_w[breakthrough_idx_2], fw_with_gravity_2[breakthrough_idx_2],

```

Рис. В.2. Фрагмент коду детерміністичного модуля для побудови дотичної до кривої фракційного потоку

```

import numpy as np
import pandas as pd

data = [
    {'realization': 1, 'h_m': 22.509, 'nu_medium': 0.5040, 'nu_fine': 0.4367, 'nu_silt': 0.0592, 'phi_medium': 0.18},
    {'realization': 2, 'h_m': 22.884, 'nu_medium': 0.5132, 'nu_fine': 0.4144, 'nu_silt': 0.0724, 'phi_medium': 0.18},
    {'realization': 3, 'h_m': 22.801, 'nu_medium': 0.5215, 'nu_fine': 0.4327, 'nu_silt': 0.0458, 'phi_medium': 0.16},
    {'realization': 4, 'h_m': 22.700, 'nu_medium': 0.5038, 'nu_fine': 0.4371, 'nu_silt': 0.0592, 'phi_medium': 0.16},
    {'realization': 5, 'h_m': 22.280, 'nu_medium': 0.5443, 'nu_fine': 0.3943, 'nu_silt': 0.0614, 'phi_medium': 0.12},
    {'realization': 6, 'h_m': 22.809, 'nu_medium': 0.5407, 'nu_fine': 0.4124, 'nu_silt': 0.0469, 'phi_medium': 0.16},
    {'realization': 7, 'h_m': 22.315, 'nu_medium': 0.5357, 'nu_fine': 0.4182, 'nu_silt': 0.0461, 'phi_medium': 0.11},
    {'realization': 8, 'h_m': 22.509, 'nu_medium': 0.5183, 'nu_fine': 0.4352, 'nu_silt': 0.0465, 'phi_medium': 0.17},
    {'realization': 9, 'h_m': 22.728, 'nu_medium': 0.5019, 'nu_fine': 0.4534, 'nu_silt': 0.0447, 'phi_medium': 0.15},
    {'realization': 10, 'h_m': 22.313, 'nu_medium': 0.5404, 'nu_fine': 0.3977, 'nu_silt': 0.0619, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 11, 'h_m': 22.565, 'nu_medium': 0.4934, 'nu_fine': 0.3920, 'nu_silt': 0.1146, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 12, 'h_m': 22.566, 'nu_medium': 0.5076, 'nu_fine': 0.4199, 'nu_silt': 0.0725, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 13, 'h_m': 22.635, 'nu_medium': 0.5430, 'nu_fine': 0.3995, 'nu_silt': 0.0575, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 14, 'h_m': 22.185, 'nu_medium': 0.5119, 'nu_fine': 0.3933, 'nu_silt': 0.0949, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 15, 'h_m': 22.362, 'nu_medium': 0.4946, 'nu_fine': 0.4374, 'nu_silt': 0.0680, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 16, 'h_m': 22.837, 'nu_medium': 0.5323, 'nu_fine': 0.4094, 'nu_silt': 0.0583, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 17, 'h_m': 22.344, 'nu_medium': 0.5338, 'nu_fine': 0.3990, 'nu_silt': 0.0672, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 18, 'h_m': 22.737, 'nu_medium': 0.5407, 'nu_fine': 0.4027, 'nu_silt': 0.0566, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 19, 'h_m': 22.558, 'nu_medium': 0.5078, 'nu_fine': 0.4420, 'nu_silt': 0.0502, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 20, 'h_m': 22.314, 'nu_medium': 0.5137, 'nu_fine': 0.4182, 'nu_silt': 0.0681, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 21, 'h_m': 22.309, 'nu_medium': 0.5214, 'nu_fine': 0.4200, 'nu_silt': 0.0586, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 22, 'h_m': 22.118, 'nu_medium': 0.4936, 'nu_fine': 0.4006, 'nu_silt': 0.1058, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 23, 'h_m': 22.883, 'nu_medium': 0.5138, 'nu_fine': 0.4332, 'nu_silt': 0.0530, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 24, 'h_m': 22.656, 'nu_medium': 0.5361, 'nu_fine': 0.3941, 'nu_silt': 0.0698, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 25, 'h_m': 22.195, 'nu_medium': 0.5034, 'nu_fine': 0.4471, 'nu_silt': 0.0495, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 26, 'h_m': 22.437, 'nu_medium': 0.5308, 'nu_fine': 0.4133, 'nu_silt': 0.0559, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 27, 'h_m': 22.119, 'nu_medium': 0.5178, 'nu_fine': 0.4051, 'nu_silt': 0.0771, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 28, 'h_m': 22.883, 'nu_medium': 0.5584, 'nu_fine': 0.3930, 'nu_silt': 0.0486, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 29, 'h_m': 22.387, 'nu_medium': 0.5267, 'nu_fine': 0.4099, 'nu_silt': 0.0634, 'phi_medium': 0.1},
    {'realization': 30, 'h_m': 22.685, 'nu_medium': 0.5005, 'nu_fine': 0.4252, 'nu_silt': 0.0743, 'phi_medium': 0.1}
]

# Сталі параметри з таблиці 4.9
i_w_m3_per_day = 100.0
i_w_bbl_per_day = i_w_m3_per_day * 6.28981

b_m = 150.0
theta_layer_rad = np.radians(10.65)

Bo = 1.492
Bw = 1.02

mu_w_cp = 0.5
mu_o_cp = 0.26

rho_w_g_cm3 = 1.173
rho_o_g_cm3 = 0.774

# Сталі параметри кривих ВФП
facies_constants = {
    "medium": {
        "Swc": 0.123,
        "Sor": 0.230,
        "no": 2.0,
        "nw": 2.5,
    },
    "fine": {

```

Рис. В.3. Фрагмент коду головного циклу обробки 100 реалізацій стохастичного модуля

```

    calculate_realization(row)
    for row in data
]

df_results = pd.DataFrame(results)

# Основний результат
df_results

```

| | realization | ED_medium_gravity | ED_fine_gravity | ED_silt_gravity | ED_integral_gravity |
|----|-------------|-------------------|-----------------|-----------------|---------------------|
| 0 | 1 | 0.668527 | 0.587899 | 0.466552 | 0.635533 |
| 1 | 2 | 0.670228 | 0.587479 | 0.461732 | 0.630312 |
| 2 | 3 | 0.685237 | 0.588583 | 0.464701 | 0.642187 |
| 3 | 4 | 0.672388 | 0.585974 | 0.465250 | 0.630088 |
| 4 | 5 | 0.672354 | 0.589421 | 0.461965 | 0.632741 |
| 5 | 6 | 0.669982 | 0.589805 | 0.470743 | 0.635194 |
| 6 | 7 | 0.674552 | 0.587057 | 0.466175 | 0.626773 |
| 7 | 8 | 0.670902 | 0.589597 | 0.469175 | 0.632952 |
| 8 | 9 | 0.668538 | 0.589990 | 0.469360 | 0.629842 |
| 9 | 10 | 0.672834 | 0.586792 | 0.465457 | 0.636231 |
| 10 | 11 | 0.677883 | 0.585894 | 0.467194 | 0.636484 |
| 11 | 12 | 0.670451 | 0.588580 | 0.462322 | 0.628552 |
| 12 | 13 | 0.670614 | 0.586240 | 0.465157 | 0.633776 |
| 13 | 14 | 0.677172 | 0.586444 | 0.468481 | 0.639937 |
| 14 | 15 | 0.678142 | 0.589781 | 0.466659 | 0.632398 |
| 15 | 16 | 0.674887 | 0.587115 | 0.468566 | 0.626759 |
| 16 | 17 | 0.673966 | 0.588856 | 0.465132 | 0.633626 |
| 17 | 18 | 0.676496 | 0.585820 | 0.470402 | 0.635595 |
| 18 | 19 | 0.672651 | 0.587654 | 0.466677 | 0.634959 |
| 19 | 20 | 0.668576 | 0.589800 | 0.462672 | 0.633220 |
| 20 | 21 | 0.677154 | 0.588828 | 0.465113 | 0.628878 |
| 21 | 22 | 0.670660 | 0.589642 | 0.464442 | 0.619673 |
| 22 | 23 | 0.674843 | 0.588436 | 0.470183 | 0.635249 |
| 23 | 24 | 0.673494 | 0.585172 | 0.468630 | 0.625383 |
| 24 | 25 | 0.674695 | 0.588135 | 0.461197 | 0.628101 |
| 25 | 26 | 0.670168 | 0.588222 | 0.470104 | 0.631468 |
| 26 | 27 | 0.675090 | 0.586215 | 0.470061 | 0.629040 |
| 27 | 28 | 0.675350 | 0.589452 | 0.470216 | 0.633689 |
| 28 | 29 | 0.672099 | 0.588913 | 0.466752 | 0.633360 |
| 29 | 30 | 0.670588 | 0.584560 | 0.463186 | 0.619006 |

Рис. В.4. Приклад вихідної таблиці з результатами розрахунків E_D за стохастичним модулем

ДОДАТОК Г
РЕЗУЛЬТАТИ СТОХАСТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ДЛЯ 600
РОЗРАХУНКОВИХ ВИПАДКІВ КОЕФІЦІЄНТУ ВІТІСНЕННЯ
ГНАТІВСЬКОГО РОДОВИЩА

**Зведені результати стохастичного моделювання Гнатівського родовища:
100 значень коефіцієнта витіснення для шести розрахункових сценаріїв**

| № | Сценарій 1 ГСТУ, баз. ($K_{\text{густ}}$) | Сценарій 2 ГСТУ, мод. ($K_{\text{густ,мод}}$) | Сценарій 3 БЛ, баз. (E_D) | Сценарій 4 БЛ, мод. ($E_{D,\text{мод}}$) | Сценарій 5 БЛ, з грав. ($E_{D,\text{г}}$) | Сценарій 6 БЛ, мод., з грав. ($E_{D,\text{мод,г}}$) |
|-------|---|---|----------------------------------|--|---|--|
| Позн. | GSTU_NF_NG | GSTU_WF_NG | BL_NF_NG | BL_WF_NG | BL_NF_WG | BL_WF_WG |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | 0,630641714 | 0,644910985 | 0,637962181 | 0,662874046 | 0,638696056 | 0,663363577 |
| 2 | 0,639242485 | 0,647070591 | 0,61555762 | 0,635525343 | 0,618973099 | 0,6362765 |
| 3 | 0,63403723 | 0,666143802 | 0,696033345 | 0,617292875 | 0,704738259 | 0,617835318 |
| 4 | 0,646282666 | 0,65619446 | 0,660974601 | 0,681106514 | 0,664924355 | 0,688002052 |
| 5 | 0,63998583 | 0,649096107 | 0,658891085 | 0,67199028 | 0,662865722 | 0,672828029 |
| 6 | 0,645017927 | 0,65520448 | 0,671895159 | 0,644641577 | 0,678637108 | 0,64569404 |
| 7 | 0,646362236 | 0,657772204 | 0,664334268 | 0,617292875 | 0,667952257 | 0,623414475 |
| 8 | 0,645904989 | 0,65382002 | 0,693793374 | 0,617292875 | 0,697889027 | 0,623388359 |
| 9 | 0,635921835 | 0,642297966 | 0,621917127 | 0,690222748 | 0,62250733 | 0,690912929 |
| 10 | 0,638502549 | 0,653817658 | 0,652290774 | 0,608176641 | 0,655805999 | 0,608859595 |
| 11 | 0,641557528 | 0,664884786 | 0,637962181 | 0,635525343 | 0,641809163 | 0,636379469 |
| 12 | 0,636066599 | 0,647737337 | 0,61555762 | 0,635525343 | 0,618959481 | 0,636154849 |
| 13 | 0,635773588 | 0,653250377 | 0,696033345 | 0,653757811 | 0,699974171 | 0,654398855 |
| 14 | 0,635717804 | 0,662500664 | 0,660974601 | 0,644641577 | 0,665453601 | 0,6452698 |
| 15 | 0,630961554 | 0,663879404 | 0,658891085 | 0,626409109 | 0,663926201 | 0,62692461 |
| 16 | 0,632801624 | 0,656285536 | 0,671895159 | 0,635525343 | 0,67607149 | 0,642929108 |
| 17 | 0,658862076 | 0,655677227 | 0,664334268 | 0,662874046 | 0,667736804 | 0,663818111 |
| 18 | 0,642438835 | 0,657373669 | 0,693793374 | 0,681106514 | 0,697004555 | 0,681926168 |
| 19 | 0,639299816 | 0,655982073 | 0,621917127 | 0,662874046 | 0,626163444 | 0,663852712 |
| 20 | 0,643089149 | 0,652319509 | 0,652290774 | 0,635525343 | 0,656370089 | 0,636244165 |
| 21 | 0,638450718 | 0,662358259 | 0,637962181 | 0,608176641 | 0,641509549 | 0,608764352 |
| 22 | 0,63580396 | 0,655034928 | 0,61555762 | 0,681106514 | 0,619240549 | 0,687978807 |
| 23 | 0,645921017 | 0,658364561 | 0,696033345 | 0,635525343 | 0,700261648 | 0,636323113 |
| 24 | 0,640326768 | 0,657406955 | 0,660974601 | 0,681106514 | 0,665031362 | 0,681616038 |
| 25 | 0,630771173 | 0,653606443 | 0,658891085 | 0,644641577 | 0,663401055 | 0,645369542 |
| 26 | 0,638365224 | 0,650873201 | 0,671895159 | 0,626409109 | 0,675508051 | 0,627179952 |
| 27 | 0,640027059 | 0,656132676 | 0,664334268 | 0,708455216 | 0,66807031 | 0,709354312 |
| 28 | 0,640114768 | 0,660864 | 0,693793374 | 0,653757811 | 0,696948585 | 0,654660168 |
| 29 | 0,64192647 | 0,654457419 | 0,621917127 | 0,617292875 | 0,626041048 | 0,617827939 |
| 30 | 0,633791743 | 0,654831067 | 0,652290774 | 0,644641577 | 0,655793004 | 0,645123329 |
| 31 | 0,630693001 | 0,644564591 | 0,61555762 | 0,608176641 | 0,618968156 | 0,608774865 |
| 32 | 0,630795376 | 0,645965464 | 0,61555762 | 0,615696276 | 0,619039438 | 0,610271903 |
| 33 | 0,631725124 | 0,647560017 | 0,620333526 | 0,617292875 | 0,621808673 | 0,617829117 |
| 34 | 0,633196915 | 0,648934913 | 0,621917127 | 0,617292875 | 0,622882641 | 0,621469359 |
| 35 | 0,634029769 | 0,65003046 | 0,621917127 | 0,617292875 | 0,626118008 | 0,623389276 |
| 36 | 0,635464519 | 0,651179152 | 0,627573808 | 0,620229287 | 0,634745054 | 0,623899187 |
| 37 | 0,635768187 | 0,653198485 | 0,637962181 | 0,626409109 | 0,641315417 | 0,627066806 |
| 38 | 0,635779256 | 0,653480835 | 0,637962181 | 0,629736618 | 0,641529699 | 0,635777573 |
| 39 | 0,635905657 | 0,653689798 | 0,652174582 | 0,635525343 | 0,653479337 | 0,636212394 |

Продовження таблиці Г.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|
| 40 | 0,636026662 | 0,653819875 | 0,652290774 | 0,635525343 | 0,65579586 | 0,636249373 |
| 41 | 0,636083927 | 0,654233479 | 0,652290774 | 0,635525343 | 0,656203519 | 0,636321576 |
| 42 | 0,638413033 | 0,654584532 | 0,6588868591 | 0,635525343 | 0,660392627 | 0,636328934 |
| 43 | 0,638456098 | 0,655013098 | 0,658891085 | 0,635525343 | 0,663218729 | 0,637941793 |
| 44 | 0,639210334 | 0,655061282 | 0,658891085 | 0,639777616 | 0,663756444 | 0,64434286 |
| 45 | 0,63925591 | 0,655625728 | 0,659265003 | 0,644641577 | 0,663942827 | 0,645175514 |
| 46 | 0,639302934 | 0,655744456 | 0,660974601 | 0,644641577 | 0,665001505 | 0,645311178 |
| 47 | 0,640026926 | 0,656003086 | 0,660974601 | 0,644641577 | 0,665109977 | 0,645606986 |
| 48 | 0,640097673 | 0,656138103 | 0,66379536 | 0,652452571 | 0,665726121 | 0,649935852 |
| 49 | 0,640310124 | 0,656254758 | 0,664334268 | 0,653757811 | 0,667769478 | 0,654609883 |
| 50 | 0,640360458 | 0,657022182 | 0,664334268 | 0,65811253 | 0,66803862 | 0,661882066 |
| 51 | 0,641751173 | 0,657399718 | 0,66894487 | 0,662874046 | 0,670975539 | 0,663462554 |
| 52 | 0,642419519 | 0,6574996 | 0,671895159 | 0,662874046 | 0,675716084 | 0,663831813 |
| 53 | 0,642817064 | 0,658351108 | 0,671895159 | 0,670380359 | 0,676628816 | 0,670125251 |
| 54 | 0,643643275 | 0,659915466 | 0,681623669 | 0,674607565 | 0,690061895 | 0,676297104 |
| 55 | 0,64558064 | 0,6610421 | 0,693793374 | 0,681106514 | 0,696961312 | 0,681662143 |
| 56 | 0,645906167 | 0,662466629 | 0,693793374 | 0,681106514 | 0,697420585 | 0,683293032 |
| 57 | 0,646272005 | 0,663551084 | 0,695506442 | 0,681106514 | 0,698369171 | 0,68798595 |
| 58 | 0,646294184 | 0,664817848 | 0,696033345 | 0,689578766 | 0,700141351 | 0,690323574 |
| 59 | 0,655945207 | 0,665846689 | 0,696033345 | 0,702302699 | 0,700829606 | 0,698579091 |
| 60 | 0,630747173 | 0,643732941 | 0,61555762 | 0,608176641 | 0,618967944 | 0,608840262 |
| 61 | 0,630955467 | 0,646067805 | 0,61555762 | 0,613761587 | 0,619005729 | 0,613708918 |
| 62 | 0,631519651 | 0,647354969 | 0,616751398 | 0,617292875 | 0,620396723 | 0,617834855 |
| 63 | 0,63306289 | 0,648962505 | 0,621917127 | 0,617292875 | 0,623712996 | 0,618672724 |
| 64 | 0,633899653 | 0,65049512 | 0,621917127 | 0,617292875 | 0,626111676 | 0,62340552 |
| 65 | 0,635132664 | 0,65113342 | 0,6262324 | 0,621541487 | 0,638260012 | 0,626494386 |
| 66 | 0,635760719 | 0,653194545 | 0,637962181 | 0,626409109 | 0,640459513 | 0,627113675 |
| 67 | 0,635786971 | 0,653301487 | 0,637962181 | 0,628332169 | 0,64161614 | 0,633331784 |
| 68 | 0,63585044 | 0,653621745 | 0,641177631 | 0,635525343 | 0,653282999 | 0,63623832 |
| 69 | 0,636024393 | 0,653818762 | 0,652290774 | 0,635525343 | 0,655802847 | 0,636247701 |
| 70 | 0,636350749 | 0,654101135 | 0,652290774 | 0,635525343 | 0,656146625 | 0,636298051 |
| 71 | 0,638374126 | 0,654634551 | 0,654983066 | 0,635525343 | 0,65865898 | 0,636376574 |
| 72 | 0,638458509 | 0,654984096 | 0,658891085 | 0,635525343 | 0,662917067 | 0,639644085 |
| 73 | 0,639145304 | 0,655097499 | 0,658891085 | 0,638184674 | 0,663923559 | 0,645058886 |
| 74 | 0,639256394 | 0,65545189 | 0,658973831 | 0,644641577 | 0,66462382 | 0,645188045 |
| 75 | 0,63968846 | 0,655776668 | 0,660974601 | 0,644641577 | 0,664937283 | 0,645300364 |
| 76 | 0,640024317 | 0,656086939 | 0,660974601 | 0,644641577 | 0,66512836 | 0,645392202 |
| 77 | 0,640079084 | 0,656169231 | 0,661763163 | 0,649079534 | 0,667391142 | 0,650822312 |
| 78 | 0,640160917 | 0,65621836 | 0,664334268 | 0,653757811 | 0,667925711 | 0,65442146 |
| 79 | 0,641345194 | 0,656427032 | 0,664334268 | 0,658724887 | 0,668054892 | 0,657373699 |
| 80 | 0,641910745 | 0,657393029 | 0,671072081 | 0,662874046 | 0,671253778 | 0,663431024 |
| 81 | 0,642375158 | 0,657582583 | 0,671895159 | 0,662874046 | 0,675947506 | 0,663837143 |
| 82 | 0,642507503 | 0,657908715 | 0,671895159 | 0,664607145 | 0,677168572 | 0,668896681 |
| 83 | 0,64424047 | 0,659163855 | 0,691052602 | 0,673080084 | 0,694049088 | 0,677920978 |
| 84 | 0,645756668 | 0,661442807 | 0,693793374 | 0,681106514 | 0,696998868 | 0,681836251 |
| 85 | 0,645906632 | 0,662399399 | 0,693793374 | 0,681106514 | 0,697809783 | 0,685381506 |

Продовження таблиці Г.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|-----|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 86 | 0,646247506 | 0,662898969 | 0,694686379 | 0,681106514 | 0,698570921 | 0,687997366 |
| 87 | 0,646309682 | 0,664311117 | 0,696033345 | 0,681314539 | 0,700038043 | 0,690363818 |
| 88 | 0,651425654 | 0,664898977 | 0,696033345 | 0,701725032 | 0,703613022 | 0,691771786 |
| 89 | 0,631250991 | 0,643917244 | 0,615958517 | 0,61355841 | 0,622476228 | 0,613446111 |
| 90 | 0,635619484 | 0,650757545 | 0,63372358 | 0,626361502 | 0,635600976 | 0,624045473 |
| 91 | 0,635801913 | 0,652846532 | 0,644408224 | 0,628113241 | 0,645755926 | 0,628459547 |
| 92 | 0,636028913 | 0,653980937 | 0,652803981 | 0,635525343 | 0,655843249 | 0,63629492 |
| 93 | 0,63893244 | 0,655493102 | 0,660786445 | 0,639052972 | 0,664430674 | 0,641813821 |
| 94 | 0,639457646 | 0,656098388 | 0,663675801 | 0,646079498 | 0,6673063 | 0,646463818 |
| 95 | 0,641132671 | 0,656630217 | 0,667369871 | 0,656073609 | 0,672111558 | 0,66100226 |
| 96 | 0,643352481 | 0,657655544 | 0,67933878 | 0,669393253 | 0,696772266 | 0,675272508 |
| 97 | 0,646243053 | 0,662956924 | 0,694191871 | 0,681106514 | 0,697356531 | 0,684414614 |
| 98 | 0,65346228 | 0,664588002 | 0,696033345 | 0,700027633 | 0,701922431 | 0,703832544 |
| 99 | 0,631971609 | 0,646328223 | 0,619102771 | 0,610734103 | 0,621133515 | 0,615545209 |
| 100 | 0,635636767 | 0,650377932 | 0,622146378 | 0,623936011 | 0,62368865 | 0,626085251 |

ДОДАТОК Д
ДОВІДКИ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ ОСНОВНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ
ДОСЛІДЖЕНЬ



29.05.26 № 98/6-158/2026/1

На № _____ від _____

ТОВ «НАФТОГАЗГЕОРОЗВІДКА»

Поштова адреса:
вул. Джонса Гарета, будинок 8, літера 20Д
м. Київ, 04119

код ЄДРПОУ 43027125

в АТ «ПУМБ», м. Київ,
АТ «ПУМБ» у м. Київ
IBAN UA96334851000000002600993354

ДОВІДКА
про впровадження результатів дисертаційного дослідження
на здобуття наукового ступеня доктора філософії
Мартусь Олени Володимирівни

Ця довідка підтверджує, що результати дисертаційного дослідження Мартусь Олени Володимирівни на тему «Підвищення достовірності прогнозування коефіцієнта витіснення нафти з урахуванням літологічного розподілу» були впроваджені у практичну діяльність ТОВ «Нафтогазгеорозвідка» при підготовці проектних технологічних документів з розробки нафтових родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

Розроблений авторкою вдосконалений підхід до прогнозування коефіцієнта витіснення нафти (K_{vit}), що ґрунтується на методі Баклі–Леверетта–Велге з урахуванням літолого-фаціальній неоднорідності продуктивних пластів, було застосовано при аналізі ефективності заводнення на родовищах зі складною геологічною будовою. Зокрема, запропонована авторкою методологія розрахунку фацієспецифічних коефіцієнтів витіснення з подальшим усередненням за часткою кожної літофації у поровому об'ємі пласта дозволила підвищити обґрунтованість вибору систем розробки та планових показників нафтовилучення.

Розроблений авторкою програмний інструментарій на мові програмування Python забезпечив можливість проведення як детерміністичних, так і стохастичних (багатоваріантних) розрахунків K_{vit} із кількісною оцінкою геологічної невизначеності. Застосування зазначеного інструментарію сприяло прискоренню підготовки техніко-економічних обґрунтувань проектів підтримання пластового тиску на стадії проектування.

Науково-практичні розробки Мартусь О.В. забезпечили суттєве підвищення точності аналітичного прогнозування ефективності заводнення для родовищ з літологічно неоднорідними колекторами, що є актуальним для значної частини фонду родовищ компанії, продуктивні пласти яких представлені перешаруванням пісковиків різної зернистості та алевролітів.

Головний геолог



Станіслав ЛАМБЕРТ



29.05.26 № 04/6-130/2026/1

На № _____ від _____

ТОВ «ДТЕК Нафтогаз»

Поштова адреса:
вул. Джонса Гарета, будинок 8, літера 20Д
м. Київ, 04119

код ЄДРПОУ 44616010

в АТ «ПУМБ», м. Київ,
IBAN UA95334851000000026004165718

ДОВІДКА
про впровадження результатів дисертаційного дослідження
на здобуття наукового ступеня доктора філософії
Мартусь Олени Володимирівни

Ця довідка підтверджує, що результати дисертаційного дослідження Мартусь Олени Володимирівни на тему «Підвищення достовірності прогнозування коефіцієнта витіснення нафти з урахуванням літологічного розподілу» були впроваджені у практичну діяльність ТОВ «ДТЕК Нафтогаз».

Викладений авторкою вдосконалений аналітичний алгоритм прогнозування коефіцієнта витіснення нафти ($K_{вит}$), який комплексно інтегрує фактор літолого-фаціальної неоднорідності в апарат Баклі–Левретта–Велге, став підґрунтям для підвищення достовірності петрофізичного обґрунтування проєктів розробки. Зокрема, у діяльності підприємства було використано запропонований підхід до переходу від усереднених характеристик пласта до композитної моделі літофацій із застосуванням фацієспецифічних кривих відносних фазових проникностей.

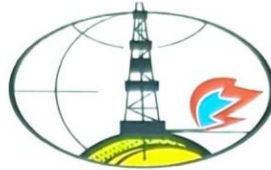
Реалізація розробленого авторкою програмного інструментарію на мові Python дозволила автоматизувати проведення розрахунків для оцінки прогнозної ефективності заводнення. Це сприяло отриманню більш точних значень $K_{вит}$, що дозволяє мінімізувати інвестиційні ризики при плануванні систем підтримання пластового тиску та підвищити точність оцінки видобувних запасів вуглеводнів.

Впроваджені у практичну діяльність ТОВ «ДТЕК Нафтогаз» науково-практичні розробки Мартусь О.В. забезпечили формування «містка» між спрощеними аналітичними формулами та повномасштабним гідродинамічним моделюванням, що є критично важливим для оперативної експрес-оцінки сценаріїв розробки нафтових покладів.

Керівник департаменту з геології,
розробки родовищ та експлуатації свердловин. К. т. н.

Володимир ПЕТРУНЯК

Дочірнє підприємство
 ПрАТ «НАК «Надра України»
 «Український геологічний
 науково-виробничий центр»
 (ДП «Укрнаукагеоцентр»)
 вул. М. Бірюзова 53,
 м. Полтава, 36007,
 тел. (0532) 50-91-64,
 факс (0532) 50-91-64
 E-mail: poltavargp@ukr.net
 Код ЄДРПОУ 01432552



ДП «Укрнаукагеоцентр»

Subsidiary enterprise of Pr.JSC
 "NJSC "Nadra Ukrainy"
 "Ukrainian geological center of
 industry research"
 SE "Ukrnaukageocenter"
 M. Biruzova street, 53,
 Poltava, 36007
 Tel.: +38(0532) 50-91-64
 Fax.: +38(0532) 50-91-64
 E-mail: Poltavargp@Ukr.Net
 Identification code 01432552

02.07.2026 № 1779

на _____ від _____ р.

До спеціалізованої вченої ради по захисту
 дисертаційних робіт на здобуття наукового
 ступеня доктора філософії

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційного дослідження на здобуття
 наукового ступеня доктора філософії
 «Підвищення достовірності прогнозування коефіцієнта витіснення нафти з
 урахуванням літологічного розподілу»
 (спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології)
 Мартусь Олени Володимирівни

Цим підтверджується, що основні результати дисертаційного дослідження здобувача наукового ступеня доктора філософії Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» Мартусь Олени Володимирівни на тему «Підвищення достовірності прогнозування коефіцієнта витіснення нафти з урахуванням літологічного розподілу» (спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології) використано у 2026 році нашою організацією, при складанні проектних документів на розробку нафтових покладів і родовищ Східного нафтогазоносного регіону України (зокрема південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини).



Із основних результатів дисертаційного дослідження, зокрема, корисним для нашої організації є розроблений здобувачкою вдосконалений алгоритм прогнозування коефіцієнта витіснення нафти (K_{out}), комплексно інтегрує фактор літолого-фаціальної неоднорідності в аналітичний апарат Баклі–Леверетта–Велге. Застосування фацієспецифічних кривих відносних проникностей та концепції репрезентативного елементарного об'єму дозволяє суттєво підвищити надійність петрофізичного обґрунтування при геологічному вивченні та проектуванні розробки складних теригенних колекторів.

Отримані в дисертації детерміністичні показники ефективності витіснення узгоджуються з фізичними характеристиками досліджуваних колекторів, що свідчить про їхню адекватність для прогнозування сценаріїв заводнення. Розроблений програмний інструментарій на базі мови Python дозволяє автоматизувати обчислювальні процеси, що забезпечує можливість оперативної оцінки потенціалу вилучення нафти та сприяє обґрунтуванню проектних рішень.

Заступник генерального директора
 з технічних питань, головний інженер

Заступник генерального директора
 з геології, головний геолог



Олег ГОЛУБ

Роман ДВОРЕЦЬКИЙ