

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 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-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

формується 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, алевrolіт 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 рівномірних 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–Левретта–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.