

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

# Тези

**77-ї наукової конференції професорів,  
викладачів, наукових працівників,  
аспірантів та студентів університету**

**ТОМ 2**

**16 травня – 22 травня 2025 р.**

## СТРУКТУРОВАНА МЕТОДОЛОГІЯ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ПРОГНОЗУВАННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИТІСНЕННЯ НАФТИ ПРИ ЗАВОДНЕННІ

Неточність прогнозування коефіцієнта витіснення нафти ( $K_{вит}$ ) при заводненні за допомогою стандартних аналітичних методів (ГСТУ, класичний Баклі-Лeverетт) [1, 2] значною мірою пов'язана з ігноруванням геологічної неоднорідності пласта. Для вирішення цієї проблеми розроблено комплексну методику, спрямовану на підвищення достовірності прогнозу  $K_{вит}$  шляхом детального врахування літологічного (фаціального) розчленування [3]. Запропонована методика підвищення достовірності  $K_{вит}$  (рис. 1) структурно складається з двох взаємопов'язаних блоків: методу розрахунку  $K_{вит}$  з урахуванням фаціального розчленування (ФР) та методу кількісної верифікації точності.

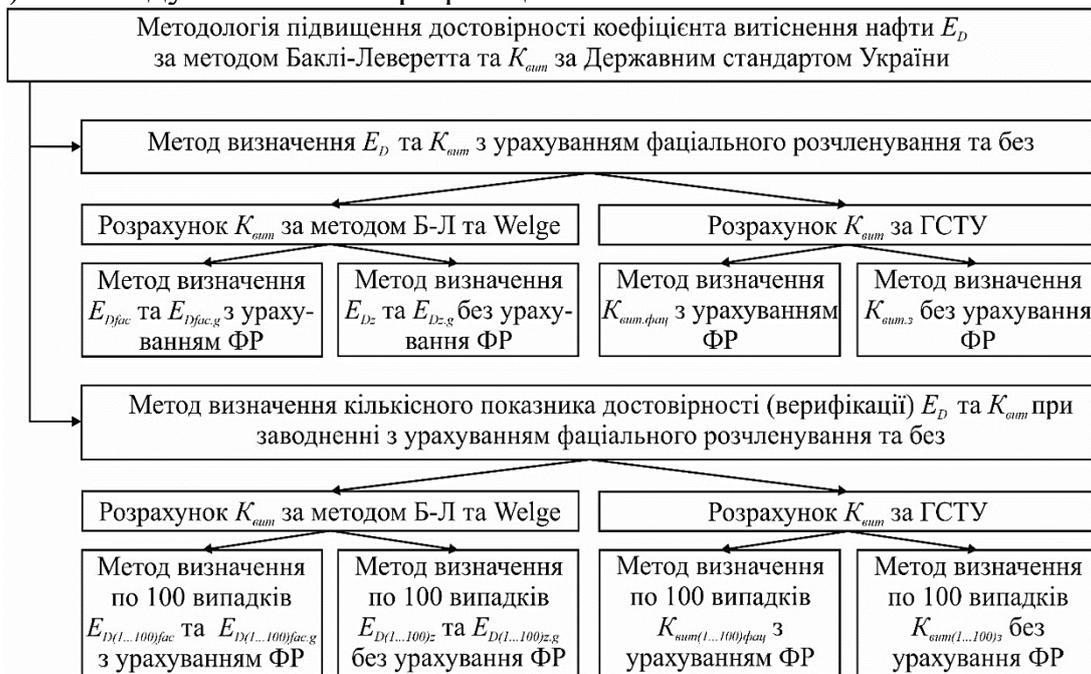


Рис. 1. Схематичне зображення методики підвищення достовірності  $K_{вит}$  при заводненні

Метод розрахунку  $K_{вит}$  з урахуванням ФР передбачає послідовне виконання кроків для двох базових підходів (Баклі-Лeverетта та ДСТУ):

*Крок 1.* Фаціальне розчленування пласта та визначення об'ємних часток фацій ( $V_i$ ) за даними ГДС, керну та 3D моделювання (крігінг).

*Крок 2.* Визначення унікальних петрофізичних параметрів для кожної фації (пористість, проникність,  $S_{wirr.i}$ ,  $S_{orwi}$ , змочуваність) з використанням лабораторних даних та концепції REV [4, 5].

*Крок 3.* (Крок для Баклі-Лeverетта): Побудова фацієспецифічних кривих вносних фазових проникностей (ВФП) та фракційних потоків ( $f_{wi}$ ), з можливістю врахування гравітації.

*Крок 4.* Розрахунок фацієспецифічного коефіцієнта витіснення ( $E_{Di}$  для Баклі-Лeverетта за методом Welge;  $K_{вит.i}$  для ГСТУ).

Крок 5. Розрахунок усередненого  $K_{вум}$  як середньозваженого за об'ємними частками фацій ( $V_i$ ).

Метод верифікації точності базується на стохастичному моделюванні та порівняльному аналізі:

1. Генерація  $n$  (напр., 100) рівномірних 3D геологічних реалізацій для двох сценаріїв: з урахуванням ФР (методи Sequential Indicator Simulation (SIS), Truncated Gaussian Simulation (TGS) для фацій та властивостей) та без урахування ФР (SIS, TGS для проникних/непроникних зон та властивостей).

2. Розрахунок  $K_{вум}$  для кожної зі 100 реалізацій за відповідною методикою (вдосконаленою для сценарію з ФР, класичною усередненою – для сценарію без ФР).

3. Статистичний аналіз отриманих двох наборів значень  $K_{вум}$  (побудова гістограм, розрахунок середнього та стандартного відхилення  $\sigma$ ).

4. Кількісна оцінка підвищення точності шляхом порівняння стандартних відхилень.

Застосування розробленої структурованої методології, зокрема її верифікаційного блоку, дозволило кількісно оцінити підвищення точності прогнозу  $K_{вум}$ . Для дослідженого об'єкта, врахування фаціального розчленування за методом Баклі-Лeverетта зменшило стандартне відхилення прогнозу на 11% порівняно з класичним підходом [6, 7].

Представлена структурована методологія забезпечує послідовний та логічний підхід до інтеграції даних про літологічну неоднорідність в аналітичне прогнозування коефіцієнта витіснення нафти при заводненні. Методологія включає, як розрахунковий блок для отримання більш точного прогнозу, так і верифікаційний блок для кількісної оцінки цього покращення. Апробація підтвердила ефективність методики у підвищенні достовірності прогнозів  $K_{вум}$ .

#### *Література:*

1. Buckley, S. E., & Leverett, M. (1942). Mechanism of fluid displacement in sands. *Transactions of the AIME*, 146(01), 107-116.
2. Welge, H. J. (1952). A simplified method for computing oil recovery by gas or water drive. *Journal of Petroleum Technology*, 4(04), 91-98.
3. Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.
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), 33-37.
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.
6. 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.
7. 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.