

АНОТАЦІЯ

Захарчук О.О. Моделювання фільтраційних процесів у неоднорідних нафтогазоносних пластах. – 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».

Дисертаційна робота присвячена моделюванню розподілу тиску навколо видобувних свердловин у неоднорідних пластах та розрахунку видобувних запасів пласта шляхом розв'язку рівняння п'єзопровідності комбінованим скінчено-елементно-різницеvim методом.

Більшість родовищ України знаходяться на завершальних стадіях розробки, що зумовлює необхідність застосування методів інтенсифікації та проведення детального аналізу для зменшення ступеня ризику експлуатації систем свердловин у виснажених пластах. У цій ситуації користуються попитом методи комп'ютерного моделювання анізотропних нафто- та газоносних пластів, тому що вони дозволяють отримати уявлення про фільтраційні процеси навколо видобувних та нагнітальних свердловин у різних практичних випадках.

У **розділі 1** «Сучасний стан питання. Мета та задачі досліджень» розглянутий та проаналізований сучасний стан моделювання фільтраційних процесів навколо експлуатаційних свердловин, наведені переваги та недоліки існуючих аналітичних та чисельних методів розв'язку рівняння п'єзопровідності в неоднорідних пластах нафтогазових родовищ, сформовані задачі дослідження. Для розрахунку фільтраційних процесів в зонально-неоднорідних та анізотропних пластах застосовано модифікований комбінований скінчено-елементно-різницеvim метод. Цей метод вигідно поєднує переваги скінчено-елементного методу та методу кінцевих різниць:

дозволяє моделювати геометрично складні області, враховувати інфільтрацію рідини через границі, неоднорідний розподіл проникності та (або) в'язкості всередині пласта, при цьому застосування неявної різницевої схеми при знаходженні вузлових значень сітки забезпечує високу надійність та сходимість результатів. Результати моделювання фільтраційних процесів за допомогою комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу можуть бути використані для розв'язку багатьох актуальних задач у сфері нафтогазової інженерії та технологій (уточнення розрахунку видобувних запасів родовища, прогнозування дебітів свердловин, уточнення розрахунку коефіцієнтів газо- та п'єзопровідності близької і віддаленої зон пласта, виявлення зон аномально високих та низьких пластових тисків, підбір розташування експлуатаційних свердловин в анізотропних пластах для збільшення інтенсивності фільтраційних процесів).

У **розділі 2** «Математичні методи дослідження фільтраційних процесів навколо експлуатаційних свердловин у неоднорідних та анізотропних пластах» сформульована загальна постановка нестационарної задачі п'єзопровідності з урахуванням початкової умови та умови проникності флюїду (нафти або газу) на границі досліджуваної області для розрахунку поля тиску в: а) ізотропному середовищі; б) анізотропному. При математичній постановці задачі приймаються наступні припущення. Потужність пласта є сталою величиною та значно меншою горизонтальних розмірів пласта, в такому випадку задача розглядається як двовимірною. Проникність, пористість, в'язкість та коефіцієнт стиснення флюїду, початковий пластовий тиск, дебіт є відомими та незмінними у часі величинами. Задача розраховується для однофазного потоку. Розрахунок сформульованих задач можна здійснити за допомогою комбінованого скінченно-елементно-різницевого методу, реалізованого на мові програмування Fortran Лубковим М.В. Проведено верифікацію комбінованого скінченно-елементно-різницевого методу шляхом порівняння результатів розв'язку задачі з результатами, отриманими при

застосуванні аналітичних формул. Відносні похибки при розрахунках не перевищують $5,37 \cdot 10^{-6} \%$, що свідчить про високу збіжність результатів.

У **розділі 3** «Моделювання процесів фільтрації у неоднорідних ізотропних вуглеводневовмісних пластах навколо видобувної свердловини» проведено оцінку впливу наявності проникних границь пласта на розподіл пластового тиску та його зміну в часі. Встановлено, що в разі відсутності зовнішнього підживлення пласта, середній пластовий тиск знижується з більшою динамікою в порівнянні з пластами з проникними границями. При терміну експлуатації 10 років різниця між середніми тисками в таких пластах може складати 8,1 %. Оцінено взаємозв'язок між розподілом пластового тиску навколо нафтовидобувної свердловини та неоднорідним розподілом фільтраційних характеристик (проникності та в'язкості нафти) в близькій та віддаленій зонах дії свердловини. Встановлено, що вплив зміни проникності на розподіл пластового тиску у віддаленій зоні нафтової свердловини $R_d > 5$ м більший у порівнянні з впливом у близькій зоні дії свердловини $R_d < 5$ м. Про це свідчить: зростання привибійного тиску на 10,27 % при збільшенні проникності в 2 рази (для близької зони зростання тиску становить 2,74 %); зниження привибійного тиску на 14,38 % при зниженні проникності в 2 рази (для близької зони зниження тиску – 0,05 %). Коливання значень коефіцієнта динамічної в'язкості нафти мало впливає на процес фільтрації (тиск змінюється не більше, ніж на 1,36 атм). Приведені результати розв'язання нестационарної ізотропної задачі п'єзопровідності Лейбензона, на основі чого проведено оцінку процесу заповнення газової шапки геосолітонового родовища. Встановлено, що швидкість заповнення газової шапки в основному визначається джерелами потужності і меншою мірою залежить від їх розмірів та кількості.

У **розділі 4** «Моделювання процесів фільтрації у неоднорідних анізотропних вуглеводневовмісних пластах навколо видобувної свердловини» розроблено моделі однофазної фільтрації (нафти або газу) в анізотропних пластах: а) навколо видобувної свердловини; б) між видобувною та

нагнітальною свердловинами; г) навколо горизонтальної свердловини. Оцінено вплив неоднорідного розподілу проникності (зонально-неоднорідного та анізотропного) на розподіл пластових тисків для кожної розробленої моделі. Встановлено, що зонально-неоднорідний розподіл проникності в нафтовому та газовому пласті призводить до зниження середніх пластових тисків в порівнянні з повністю ізотропним середовищем. Якщо уникнути місць із зрушувальною ізотропією в пласті неможливо та необхідно ввести ще одну видобувну свердловину, краще розташувати її в діагональному (зрушувальному) напрямку, що забезпечить підтримку середнього пластового тиску вищим на 3 – 9 % в порівнянні з іншими змодельованими варіантами розташування двох видобувних свердловин. Зрушувальна ізотропія негативно впливає на інтенсивність фільтраційного процесу, про що свідчить відповідне зниження середнього пластового тиску. В змодельованому середовищі систему «газовидобуна–нагнітальна» свердловини краще розташувати перпендикулярно до напрямку підвищеної проникності пласта. Це забезпечить вище значення середнього пластового тиску (на 12,5 – 28,6 %) в порівнянні з іншими змодельованими варіантами розташування. Розташування горизонтальної свердловини в ортотропному пласті в діагональному напрямку в порівнянні з горизонтальним дозволяє підтримувати вибійний тиск вищим на 9,4 – 35 % (в залежності від значення і напрямку проникності) для нафтових пластів та на 2,52 – 12,33 % для газових. Виняток становлять ортотропні газові пласти, в яких напрямок підвищеної проникності є перпендикулярним до розташування горизонтальної свердловини.

У **розділі 5** «Підрахунок видобувних запасів нафти та газу за результатами моделювання фільтраційних процесів у продуктивних пластах» запропонований удосконалений метод розрахунку запасів вуглеводнів, що поєднує об'ємний метод та результати моделювання фільтраційних процесів із застосуванням комбінованого скінченно-елементно-різницевого методу. Останній дозволяє враховувати неоднорідну по проникності будову пласта та адекватно на кількісному рівні описувати розподіл нестационарного

пластового тиску навколо видобувної свердловини. Запропонований автором метод розрахунку запасів має наступний алгоритм:

1) побудова полів розподілу тиску в пласті для різного часу t від початку експлуатації свердловини за допомогою моделювання фільтраційних процесів із застосуванням комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу; визначення середнього пластового та вибійного тиску;

2) розрахунок радіусу контуру живлення свердловини з використанням отриманих значень середніх пластових та вибійних тисків;

3) розрахунок початкових видобувних запасів вуглеводнів з використанням розрахункового значення радіусу контуру живлення свердловини.

Для отримання більшої достовірності результатів дослідження, також проводиться перерахунок параметрів газу та нафти, які залежать від тиску та температури (коефіцієнти динамічної в'язкості та надстисливості) із використанням псевдокритичних параметрів.

Таким чином, можна визначити дреновані запаси однією експлуатаційною свердловиною.

Верифікація методу проведена шляхом порівняння розрахованих авторською методикою запасів із значеннями, наведеними в Атласі родовищ України. Відносна похибка при розрахунку запасів нафти (Ромашівське нафтове родовище) становить 6,25 %; при розрахунку запасів газу (Червонозаярське газове родовище) – 4,63 %. Узгодженість результатів розрахунків дозволила використати авторський метод для оцінки запасів Західно-Радченківського газоконденсатного родовища.

Удосконалений метод розрахунку запасів використаний ТОВ «Нафтогазпромислова геологія» при складанні нового проєкту розробки Західно-Радченківського газоконденсатного родовища (довідка про впровадження від 20.03.2022 року).

Ключові слова: комп'ютерне моделювання, фільтраційні процеси, продуктивний пласт, родовище на пізній стадії розробки, виснажені родовища,

газ, нафта, підрахунок запасів, нестационарний режим, пластовий тиск, ізотропний пласт, анізотропний пласт.

ABSTRACT

Zakharchuk O.O. Modelling of filtration processes in heterogeneous oil and gas reservoirs. – Published as a manuscript.

Thesis for the scientific degree of PhD on a specialty 185 «Oil and Gas Engineering and Technology» (18 «Production and technology»). – National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic».

The dissertation work is devoted to modelling of pressure distribution around of production wells in heterogeneous strata and calculation of oil and gas reserves by solving the piezoelectricity equation by the combined finite-element-difference method.

Most of Ukraine's deposits are in the final stages of development, which necessitates the use of intensification methods and detailed analysis to reduce the degree of risk of operating well systems in depleted reservoirs. In this situation, the methods of computer modeling of anisotropic oil and gas reservoirs are in demand, because they allow to get an idea of the filtration processes around production and injection wells in various practical cases.

In **chapter 1** «Current state of the matter. The purpose and objectives of the research» the current state of modeling of filtration processes near production wells is discussed and analyzed. Advantages and disadvantages of existing analytical and numerical methods of calculating filtration ratio in heterogeneous strata of oil and gas formations were determined; tasks of the research were formulated. To calculate filtration processes in heterogeneous and anisotropic reservoirs it is recommended to use the combined finite-element-difference method. This method advantageously combines advantages of the finite element method and the finite difference method: it allows for modeling geometrically complex areas, taking into account fluid infiltration across boundaries, non-uniform distribution of permeability and (or)

viscosity throughout the reservoir, and the use of an implicit boundary structure in finding the node values of the grid ensures high reliability and consistency of the results. The results of modeling filtration processes using the combined finite-element-difference method can be used to solve many pressing problems in the field of oil and gas engineering and technology (refinement of calculation of field reserves, forecasting wells, and remote formation zones, detection of zones of abnormally high and low formation pressures, selection of the location of production wells in anisotropic formations to increase the intensity of filtration processes).

In **chapter 2** «Mathematical methods of filtration processes around of production well in heterogeneous and anisotropic reservoirs» contains the general formulation of non-stationary problem of water penetration (oil or gas) at the boundaries of the investigated area for the calculation of the pressure field in a) isotropic medium; b) anisotropic. At mathematical statement of a problem the following assumptions are accepted. The thickness of the formation is a constant value and much smaller than the horizontal dimensions of the formation, in which case the problem is considered as two-dimensional. The permeability, porosity, viscosity and compression ratio of the fluid, the initial formation pressure, flow rate are known and time-invariant values. The problem is calculated for a single-phase flow. Calculations of the formulated problems can be carried out with the help of the combined finite-element-difference method implemented in Fortran by Lubkov M. V. Verification of the combined finite-element-difference method by comparing results of the solution of the problem with the results obtained by applying analytical formulas was carried out. The error in the calculations does not exceed $5,37 \cdot 10^{-6} \%$, which indicates the correlation between the results.

In **chapter 3** «Modelling of filtration processes in heterogeneous isotropic hydrocarbon-bearing reservoirs around of production well» investigates the influence of formation boundaries presence on the distribution of formation pressure and its change in time. It is established that in the absence of external fertilization of the reservoir, the average reservoir pressure decreases with greater dynamics compared to formations with permeable boundaries. With a service life of 10 years,

the difference between the average pressures in such formations can be 8,1 %. Investigated the relationship between the distribution of reservoir pressure in the periphery of the active oil production wellhead and uneven distribution of filtration characteristics (permeability and viscosity of the oil) in the near and distant zones of the wellhead. It is established that the effect of change in permeability on the distribution of reservoir pressure in the remote zone of the oil well $R_d > 5$ m is greater compared to the impact in the near zone of the well $R_d < 5$ m 2 times (for the near zone of pressure increase is 2,74 %); reduction of bottomhole pressure by 14,38 % with a decrease in permeability by 2 times (for the near zone of pressure reduction – 0,05 %). Fluctuations in the values of the dynamic viscosity of oil have little effect on the filtration process (pressure varies by no more than 1,36 atm). The results of solving non-stationary isotropic Leibenzon's problem, on the basis of which the process of filling of the gas cap of the geosoliton generation is investigated. It is established that the rate of filling the gas cap is mainly determined by power sources, and to a lesser extent depends on their size and quantity.

In **chapter 4** "Modelling of filtration processes in heterogeneous anisotropic hydrocarbon-bearing reservoirs around of production well" develops models of single-phase filtration (of oil or gas) in anisotropic formations: a) around of the production well; b) between production and injection wells; d) in the vicinity of the horizontal well. The influence of heterogeneous penetration distribution (zonal-heterogeneous and anisotropic) on the distribution of formation pressures for each of the developed models has been investigated. It is established that the zonally inhomogeneous distribution of permeability in the oil and gas reservoir leads to a decrease in the average reservoir pressures in comparison with a completely isotropic medium. If it is impossible to avoid shear isotropy in the reservoir and it is necessary to introduce another production well, it is better to place it in the diagonal (shear) direction, which will maintain the average reservoir pressure higher by 3 – 9 % compared to other simulated locations of two production wells. Shear isotropy has a negative effect on the intensity of the filtration process, as evidenced by the corresponding decrease in the average formation pressure. In the simulated

environment, it is better to place the "gas production-injection" system of the well perpendicular to the direction of increased permeability of the formation. This will provide a higher value of the average reservoir pressure (by 12,5 – 28,6 %) compared to other simulated location options. The location of the horizontal well in the orthotropic formation in the diagonal direction compared to the horizontal allows to maintain the downhole pressure higher by 9,4 – 35 % (depending on the value and direction of permeability) for oil reservoirs and 2,52 – 12,33 % for gas. Exceptions are orthotropic gas layers, in which the direction of increased permeability is perpendicular to the location of the horizontal well.

In **chapter 5** "Calculation of oil and gas production reserves based on the results of modeling filtration processes in productive field" the author's method of calculating hydrocarbon reserves is proposed. This method combines the volumetric method and the results of modeling filtration processes using a combined finite-element-difference method. The latter allows to take into account the heterogeneous permeability structure of the reservoir and to adequately describe the distribution of non-stationary reservoir pressure around the production well. The method of calculation of stocks offered by the author has the following algorithm:

- 1) construction of pressure distribution fields in the formation for different times t from the beginning of well operation by modeling filtration processes using the combined finite-element-difference method; determination of average formation and downhole pressure;

- 2) calculation of the radius of the supply circuit of the well using the obtained values of the average formation and downhole pressures;

- 3) calculation of the initial production reserves of hydrocarbons using the calculated value of the radius of the supply circuit of the well.

To obtain greater reliability of the research results, gas and oil parameters that depend on pressure and temperature (coefficients of dynamic viscosity and recompressibility) are also recalculated using pseudocritical parameters.

Thus, it is possible to determine the drained reserves of one production well.

Verification of the method was carried out by comparing the reserves calculated by the author's method with the values given in the Atlas of deposits of Ukraine. The relative error in the calculation of oil reserves (Romashivske oil field) is 6,25 %; when calculating gas reserves (Chervonozyarskoe gas field) – 4,63 %. The consistency of the calculation results allowed to use the author's method for estimating the reserves of the Zakhidno-Radchenkivsky gas condensate field.

An improved method of calculating reserves was used by Naftogazopromyslova Geologiya LLC when drafting a new project for the development of the Zakhidno-Radchenkivsky gas condensate field (certificate of implementation dated 20.03.2022).

Keywords: computer modeling, filtration processes, productive reservoir, field at a late stage of development, depleted fields, gas, oil, reserve calculation, non-stationary regime, reservoir pressure, isotropic reservoir, anisotropic reservoir.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА, В ЯКИХ НАВЕДЕНІ ОСНОВНІ НАУКОВІ РЕЗУЛЬТАТИ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Zakharchuk, O. (2022). Gas reserves calculation based on the results of reservoir pressure distribution modeling. *Technology Audit and Production Reserves*, 1(1(63)), 30–35. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2022.253109>

2. Lubkov, M., **Zakharchuk, O.**, Dmytrenko, V., & Petrash, O. (2021). Investigation of the influence of the heterogeneous permeability distribution on the oil phase displacement processes. *Technology Audit and Production Reserves*, 5(1), 61, 33–40. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.241972>

(Особистий внесок – досліджено вплив неоднорідного розподілу проникності пористого середовища на розподіл пластових тисків в межах досліджуваної області).

3. Lubkov, M. V., **Zakharchuk, O. O.**, Dmytrenko, & V. I., Petrash, O. V. (2021). Modeling of producing pressure in heterogeneous oil-bearing reservoirs.

Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Хімія, хімічні технології та екологія», 2(6), 73–79.

<https://doi.org/10.20998/2079-0821.2021.02.10>

(Особистий внесок – досліджено падіння пластового тиску в околиці діючої свердловини з урахуванням неоднорідного розподілу фільтраційних характеристик (проникності та в'язкості нафти) в близький та віддаленій зонах дії свердловини).

4. Лубков, М. В. & **Захарчук, О. О.** (2021). Вплив неоднорідного розподілу проникності на фільтраційні процеси в межах дії газовидобувної горизонтальної свердловини. *Збірник наукових праць НГУ. – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2021. – № 66, 193–204.*

<https://doi.org/10.33271/crpnmu/66.193>

(Особистий внесок – досліджено вплив неоднорідного розподілу проникності пористого середовища на розподіл пластових тисків в межах дії горизонтальної свердловини за допомогою моделювання фільтраційних процесів на основі комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу).

5. Lubkov, M., & **Zaharchuk, O.** (2021). Modeling of gas filtration around horizontal wells in anisotropic hard reaching reservoirs. Paper presented at the *20th International Conference Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects*, doi:10.3997/2214-4609.20215521009 (**Scopus**)

(Особистий внесок – досліджено вплив неоднорідного розподілу проникності пористого середовища на розподіл пластових тисків в межах дії горизонтальної свердловини за допомогою моделювання фільтраційних процесів на основі комбінованого скінчено-елементно-різницевого методу).

6. Lubkov, M. & **Zaharchuk, O.** (2021) Modeling of displacement processes in heterogeneous anisotropic gas reservoirs. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*, 2(93), 94–99. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.93.11> (категорія «А»)

(Особистий внесок – досліджено вплив неоднорідного розподілу проникності пористого середовища на падіння пластового тиску між видобувною та нагнітальною свердловинами в газонасичених пластах).

7. Lubkov, M. V., & **Zakharchuk, O. O.** (2021). Modeling of oil phase displacement processes in heterogeneous anisotropic reservoirs. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 43(3), 170-180. <https://doi.org/10.24028/gzh.v43i3.236387> (категорія «А»)

(Особистий внесок – досліджено вплив неоднорідного розподілу проникності пористого середовища на розподіл пластового тиску між нафтовидобувною та нагнітальною свердловинами).

8. Lubkov, M. V., & **Zaharchuk, O. O.** (2020). Modeling of pushing processes in anisotropic low permeable oil reservoirs. Paper presented at the *Geoinformatics 2020 - XIXth International Conference "Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects"*, doi:10.3997/2214-4609.2020geo078 (**Scopus**)

(Особистий внесок – досліджено вплив неоднорідного розподілу проникності пористого середовища на розподіл пластових тисків в межах дії нафтовидобувної та нагнітальної свердловин).

9. Lubkov, M. V., & **Zacharchuk, O. O.** (2019). Modeling of oil filtration processes near production well. Paper presented at the *18th International Conference "Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects"*, *Geoinformatics 2019*, doi:10.3997/2214-4609.201902015 (**Scopus**)

(Особистий внесок – досліджено падіння пластового тиску в околиці нафтовидобувної свердловини з урахуванням неоднорідного розподілу проникності пористого середовища в близькій та віддаленій зонах дії свердловини).

10. Lubkov, M. V., & **Levchenko, O. O.** (2018). Modeling of filling process of the gas cap of geosoliton field. Paper presented at the *17th International Conference on Geoinformatics - Theoretical and Applied Aspects*, doi:10.3997/2214-4609.201801792 (**Scopus**)

(Особистий внесок – досліджено вплив кількості та потужності геосолітонових джерел на розподіл пластових тисків в газонасиченому пласті).

11. Lubkov, M. V., **Levchenko, O. O.**, & Mangura, A. N. (2017). Modeling of reservoir pressures in heterogeneous porous layers of oil-gas deposits. Paper presented at the *16th International Conference Geoinformatics - Theoretical and Applied Aspects*, doi:10.3997/2214-4609.201701845 (**Scopus**)

(Особистий внесок – досліджено вплив терміну експлуатації свердловини на розподіл поля пластового тиску в нафтогазовому родовищі з урахуванням коефіцієнту інфільтрації через границі змодельованої області).