

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
НАФТИ І ГАЗУ

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Бурачок Олександр Володимирович**

УДК 622.279.4: 622.279.42

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ  
НА РІЗНИХ СТАДІЯХ РОЗРОБКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ**

185 – Нафтогазова інженерія та технології

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

\_\_\_\_\_ О.В. Бурачок

Науковий керівник Кондрат Олександр Романович, доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2021

## АНОТАЦІЯ

**Бурачок О.В.** Підвищення ефективності вилучення вуглеводнів на різних стадіях розробки газоконденсатних родовищ. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 185 – Нафтогазова інженерія та технології. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2021.

Значна кількість газових і газоконденсатних родовищ України характеризуються суттєвим ступенем виснаження. Наприклад, по ПАТ «Укргазвидобування», 80% видобутку забезпечується з родовищ із виснаженням 75%. Особливістю газоконденсатних родовищ є те, що через зниження пластового тиску відбувається конденсація із газу рідких вуглеводнів з утворенням окремої рідкої вуглеводневої фази, яка досягає критичних значень насичення і стає рухливою тільки у привибійній зоні свердловин, негативно впливаючи на продуктивність свердловин і розробку родовищ загалом. Для того, щоб запобігти конденсації із газу важких вуглеводнів, такі родовища повинні розроблятися з підтриманням пластового тиску. Нажаль, тільки на 4 об'єктах розробки в Україні впроваджено сайклінг процес. Через неоднорідність фільтраційно-емнісних властивостей за об'ємом покладів, відбувається вибіркоче дренавання, а у випадку активної водонапірної зони також вибіркоче, важкоконтрольоване обводнення, що значно ускладнює проєктування подальшої розробки покладів, особливо проєктування геолого-технологічних заходів із інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин, забурювання бокових стовбурів та вибір місця закладання нових свердловин.

Виконано детальний огляд і критичний аналіз досліджень з проблем підвищення вуглеводневилучення із газоконденсатних покладів на різних стадіях розробки.

Одним із пріоритетних завдань для оптимізації подальшої розробки родовищ і нарощування власного видобутку вуглеводнів є побудова чисельних тривимірних постійно-діючих моделей родовищ вуглеводнів, які забезпечують прийняття

технологічних рішень на основі оптимізаційних розрахунків. Розглянуто постановку математичної задачі та методів чисельного розв'язку. Запропоновано альтернативну математичну модель багатофазної фільтрації газоконденсатної суміші.

Наведено порівняння та обґрунтовано переваги багатоваріантного, стохастичного підходу до побудови геологічних моделей. Запропоновано метод вибору репрезентативної стохастичної реалізації моделі газового родовища, що базується на використанні фільтраційних розрахунків за методом ліній течії та перевірці виконання умови відповідності дренажних запасів запасам, підрахованим об'ємним методом, для варіанту із 50% вірогідністю. Внаслідок цього, досягається швидке відтворення історії розробки родовища. Методику апробовано і впроваджено для одного із родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

Гідродинамічні розрахунки ґрунтуються на трьох основних рівняннях, які описують фундаментальні закони збереження маси, руху та енергії, а вхідною інформацією для них є дані про фізико-хімічні властивості пластових флюїдів. Побудова моделі флюїдів і налаштування трипараметричного рівняння стану ґрунтуються на даних про детальний початковий компонентний склад та стандартних експериментів (CVD, SSE, DL) фазової рівноваги. Нажаль, для більшості родовищ України компонентний склад відомо тільки до фракції  $C_{5+}$ , а фазові перетворення досліджувалися за нерівноважним експериментом – диференціальною конденсацією вуглеводневої суміші, пряме використання яких у сучасних PVT-симуляторах неможливе. Розроблено та впроваджено методику побудови PVT-моделей, що ґрунтується на групуванні псевдо-компонентів за результатами фракційної дистиляції, використанні синтетичної кривої втрат та результатів промислових досліджень свердловин на газоконденсатність. Розроблено методику швидкої перевірки та коригування PVT-моделі за допомогою однокоміркової моделі по відтворенню матеріального балансу.

Шляхом порівняння результатів розрахунків між композиційною і спрощеною PVT моделями чорної нафти, яка задає зміну PVT властивостей в табличній формі залежно від тиску, досліджено і підтверджено можливість використання спрощеної

моделі для коректного опису фазових перетворень під час розробки газоконденсатних покладів на виснаження за різного потенційного вмісту важких вуглеводнів від 50 до 500 г/м<sup>3</sup>.

За результатами досліджень на гідродинамічній моделі типового неоднорідного газоконденсатного покладу ДДЗ виконано комплексне порівняння різних методів підвищення вуглеводневилучення для трьох різних потенційних вмістів вуглеводнів C<sub>5+</sub> (100, 300 і 500 г/м<sup>3</sup>) за умови компенсації відборів нагнітанням за пластових умов 50 і 100% для чотирьох різних ступенів початкового виснаження – середньозваженого пластового тиску рівного 25, 50 і 75% від тиску початку конденсації та за тиску максимальної конденсації. За технологічною ефективністю (додатковим видобутком конденсату відносно базового варіанту на виснаження) методи розподіляються у такому порядку: 1) CO<sub>2</sub> 100%; 2) C<sub>1</sub> 90%, C<sub>2</sub> 5%, C<sub>3</sub> 5%; 3) C<sub>1</sub> 98%, C<sub>2</sub> 1%, C<sub>3</sub> 1%; 4) C<sub>1</sub> 100%; 5) C<sub>1</sub> 50%, N<sub>2</sub> 50%; 6) N<sub>2</sub> 100%; 7) заводнення. За економічною ефективністю (максимальний накопичений NPV) методи розподіляються так: 1) C<sub>1</sub> 100%; 2) C<sub>1</sub> 98%, C<sub>2</sub> 1%, C<sub>3</sub> 1%; 3) заводнення; 4) C<sub>1</sub> 50%, N<sub>2</sub> 50%; 5) C<sub>1</sub> 90%, C<sub>2</sub> 5%, C<sub>3</sub> 5%; 6) N<sub>2</sub> 100%; 7) CO<sub>2</sub> 100%.

Дослідження впливу мольної частки (70, 80 і 90%) азоту і діоксиду вуглецю в продукції свердловин в момент їх зупинки на ефективність вилучення конденсату показало, що доцільно зупиняти свердловини при 90% через вищі додаткові видобутки, економічно – зупинку доцільно проводити за 70%.

На підставі розрахунків з нагнітання CO<sub>2</sub> у виснажений газоконденсатний поклад із потенційним вмістом конденсату 500 г/м<sup>3</sup> розраховано синергетичний ефект у вигляді додаткового видобутку газу і конденсату та геологічного захоронення діоксиду вуглецю. Сприятливим є низький темп нагнітання CO<sub>2</sub> (750 тис. м<sup>3</sup>/д), що дозволяє додатково видобути до 5,50% газу і 5,18% конденсату і при цьому захоронити до 3,6 Мт діоксиду вуглецю за 20-30 років нагнітання, що дорівнює 1,35% від річного обсягу викидів 2020 р. в Україні за умови впровадження заходів з енергоефективності.



Згідно з результатами досліджень витіснення сконденсованих вуглеводнів за наявності геологічної невизначеності за допомогою нагнітання хімічних агентів (лугів (A), ПАР (S), полімерів (P), лугів з ПАР (AS), ПАР з полімерами (SP), лугів з ПАР і полімерами (ASP)) встановлено, що за середнім значенням NPV усі методи мають подібний результат, із приростом (6–8)% відносно ASP. Для коефіцієнтів вилучення максимальний приріст понад 40% отримано для AS, за яким слідує SP із 20% відносно полімерного заводнення (P). Через наявність геологічної невизначеності (розподіл фацій, пористості, проникності) та прийнятих обмежень по контролю за свердловинами, які не забезпечили доброї приймальності, виснаження було домінуючим порівнянно з підтриманням пластового тиску, а подібні значення NPV для більшості методів не дають змогу однозначно вибрати оптимальний метод.

Аналіз результатів заводнення із використанням хімічних агентів на одній геологічній реалізації показав, що полімери єдині забезпечують позитивний економічний ефект (NPV). Для решти методів відносно висока вартість агентів та необхідні високі концентрації роблять їх неефективними. Високі коефіцієнти газовилучення (близько 92%), пов'язані з виснаженням за рахунок щільної сітки свердловин і низьким пластовим тиском, за якого увесь газ розчиняється у сконденсованій рідкій фазі. Водночас додатковий видобуток конденсату не перевищує 0,33%, що загалом використання хімічних агентів є економічно недоцільним.

**Ключові слова:** родовище, вуглеводні, порода-колектор, пісковик, обводнення продуктивних порід, фільтраційно-ємнісні параметри, пористість, моделювання, ранжування, свердловина, видобуток, продуктивні товщі, газоводяний контакт, структура порового простору, газоносність, нафта і газ.

## ABSTRACT

Significant number of gas and gas-condensate fields in Ukraine are characterized by significant level of depletion. For example, 80% of the production of PJSC “Ukrigasvydobuvannia” are coming from the fields depleted up to 75%. Gas-condensate fields

are very particular since reduction of reservoir pressure leads to condensation of liquid hydrocarbons with formation of separate hydrocarbon phase that reaches critical saturations and becomes mobile only in the vicinity to the wells. These make a negative impact on the well performance and field development in general. To prevent the in-situ condensation of hydrocarbons, such reservoirs must be developed with artificial pressure support. Unfortunately, only in 5 Ukrainian reservoirs gas cycling or inter-well gas bypass was implemented. Heterogeneous distribution of reservoir properties leads to selective drainage, and in case of water drive – selective and highly controllable water encroachment, that complicates field development planning, especially production improvement, hydraulic fracturing, side-track drilling and placement of the new wells.

Detailed review and critical analysis of the research on the problems of hydrocarbon recovery enhancement from the depleted gas-condensate reservoirs was performed.

One of the priority tasks for further field development and increase of internal production is creation of numerical 3D reservoir models to be used in technological decision making based on optimization results. Mathematical model and numerical solution methods were reviewed. Alternative mathematical model of multiphase gas-condensate mixture filtration was proposed.

Comparison and justification of the advantage of multi-variant stochastic approach for creation of geological models was given. The method for the selection of representative stochastic realization of gas reservoir based on streamline flow simulation results and comparison was proposed. Condition check for compliance satisfaction between calculated drained reserves and volumetric method for the cases with 50% probability with simultaneous correspondence to material balance ( $P/z=Q_{\text{prod}}$ ). Because of that, fast history matching is achieved. The method was tested and implemented for one of the fields in Dnieper-Donets Depression (DDD).

Hydrodynamic calculations are based on the three key equations that describe fundamental laws of mass, flow and energy conservation. Physical and chemical properties of fluids are the primary input data for them. Creation of PVT model and tuning of three-parameter equation of state is based on detailed initial composition and standard phase behavior

experiments (CVD, CCE, DL). Unfortunately, for the majority of the fields in Ukraine, the composition is known only up to  $C_{5+}$ , phase behavior was studied with non-equilibrium experiment – differential condensation, for which direct application in the modern PVT-software is not possible. The method for PVT-model creation that is based on pseudo-components grouping according to the results of fractional distillation, synthetic liquid saturation curve and well testing, was created and implemented. There was developed a method for quick quality check and adjustment of PVT-model based on single-cell simulation model for reproduction of the material balance.

Calculation results comparison between compositional and simplified black-oil PVT model, that describes the change of PVT properties as a function of pressure in tabular form, was investigated. The possibility of possible application of simplified model for correct characterization of phase transitions during gas-condensate reservoir depletion for different potential yield between 50 and 500 g/m<sup>3</sup> was proved.

According to the results of numerical simulation of the typical heterogeneous gas-condensate reservoir of DDD the integrated comparison of different enhanced hydrocarbon recovery methods for three different potential yields of  $C_{5+}$  (100, 300 and 500 g/m<sup>3</sup>) with 50 and 100% voidage replacement for four different initial depletion stages of 25, 50 and 75% from dew point pressure and pressure of maximum liquid condensation was performed. Based on technical efficiency (incremental condensate recovery versus base depletion case) the methods are ranked as follows: 1) CO<sub>2</sub> 100%; 2) C<sub>1</sub> 90%, C<sub>2</sub> 5%, C<sub>3</sub> 5%; 3) C<sub>1</sub> 98%, C<sub>2</sub> 1%, C<sub>3</sub> 1%; 4) C<sub>1</sub> 100%; 5) C<sub>1</sub> 50%, N<sub>2</sub> 50%; 6) N<sub>2</sub> 100%; 7) water flooding. Economic efficiency (maximum cumulative NPV) methods ranking: 1) C<sub>1</sub> 100%; 2) C<sub>1</sub> 98%, C<sub>2</sub> 1%, C<sub>3</sub> 1%; 3) waterflooding; 4) C<sub>1</sub> 50%, N<sub>2</sub> 50%; 5) C<sub>1</sub> 90%, C<sub>2</sub> 5%, C<sub>3</sub> 5%; 6) N<sub>2</sub> 100%; 7) CO<sub>2</sub> 100%.

Research of the nitrogen and carbon dioxide mole fraction value (70, 80 and 90%) in the production stream at the moment of well shut-in on the efficiency of the condensate recovery showed that for higher incremental condensate recovery wells must be shut at 90%, from economic stand point – it is better to do at 70%.

Based on CO<sub>2</sub> injectivity results into the depleted gas-condensate reservoir with potential condensate yield of 500 g/m<sup>3</sup>, the synergy effect from incremental gas and condensate recovery and geological storage of carbon dioxide was calculated. Slow injection rate (750K m<sup>3</sup>/d) is favorable, leading to incremental recovery of gas 5,50% and condensate 5,18%, with possibility to store up to 3,6 Mtons of CO<sub>2</sub> during 20-30 years of injection. This amount is equal to 1,35% of annual 2020 emissions assuming implementation of energy efficiency measures.

According to the results of condensed hydrocarbons displacement under geological uncertainties by injection of alkali (A), surfactant (S), polymer (P), alkali-surfactant (AS), surfactant-polymer (SP), alkali-surfactant-polymer (ASP) it was identified that according to average value of NPV, all methods produce similar results, with increment of (6–8)% vs ASP. Maximum increase more than 40% for the recovery factors obtained from AS injection, followed by SP with 20%, both calculated from polymer injection (P). Due to the presence of geological uncertainties (distribution of facies, porosity, permeability) and applied well control constraints that did not provide good injectivity, the depletion was dominating in comparison to pressure maintenance. Similar NPV values for the majority of the methods does not allow to make a definite selection of the optimal method.

Results analysis of the chemical flooding on the same geological realization showed, that polymers are the only ones generating positive economic efficiency (NPV). For the rest of the methods, relatively high agents' costs and required concentrations make them inefficient. High gas recovery factors (about 92%) are related to depletion caused by dense well pattern and low reservoir pressure, at which all gas is dissolved in the condensed liquid phase. At the same time incremental condensate recovery is not greater than 0,33%, that in general makes application of chemical agents economically not efficient.

**Keywords:** field, hydrocarbons, reservoir rock, sandstone, flooding of productive rocks, reservoir parameters, porosity, modeling, ranking, well, production, productive thickness, gas-water contact, porous space structure, gas bearing, oil and gas.

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

### Статті, в яких опубліковані основні результати дисертації

1. Бойчук Т.Р., Бурачок О.В., Заболотний Р.В. Перспективи розширення ресурсної бази Дніпровсько-Донецької западини за рахунок покладів турнею // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. №4 (25), 2007. – С. 111-115.
2. Бурачок О.В. Аналіз стану та результатів сучасних досліджень із проблем підвищення конденсатовилучення. *Modern Engineering and Innovative Technologies*, Issue 13, Part 1, 2020, 41-57.
3. Бурачок О.В. Дослідження фільтрації багатокомпонентної суміші у газоконденсатному покладі // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. №1(14), 2005. – С.55-58.
4. Бурачок О.В. Дослідження можливості витіснення водою конденсату, що випав у пласті // *Нафтова і газова промисловість*. №2, 2007. – С. 29-32.
5. Бурачок О.В., Першин Д.В., Матківський С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р. Особливості відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, № 1(74), 2020, С. 82-88.
6. Бурачок О.В., Першин Д.В., Матківський С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Філатов В.Ю. Перевірка якості створення PVT-моделі газоконденсатної пластової системи за допомогою концепції однокоміркової гідродинамічної моделі // *Вісник Національного технічного університету «ХПІ» Серія: Хімія, хімічна технологія та екологія*, № 2 (4), 2020, С. 49-56.
7. Бурачок О.В., Першин Д.В., Матківський С.В., Кондрат О.Р. Дослідження межі застосування PVT-моделі «чорної нафти» для моделювання газоконденсатних покладів // *Мінеральні ресурси України*, 2020, № 2, С. 43-48.
8. Бурачок О.В., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Аналіз результатів незмішувального витіснення конденсату з використанням азоту і вуглекислого газу // *Науковий огляд*, 2020, №7(70), 47-61.

9. Бойко В.С., Іванов С.І., Бурачок О.В., Шекета В.І. Комп'ютерна методика оптимізації роботи обводнених газових свердловин, що базується на вимірюванні гирлових тисків // *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. №3 (9), 2004. – С. 32-34.

10. Бойко В.С., Іванов С.І., Бурачок О.В., Ільницький Р.М., Шекета В.І. Комп'ютерна методика оптимізації роботи обводнених газових свердловин на основі використання даних про дебіт газу // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. № 2 (11), 2004. – С.60-63.

11. Бурачок О.В., Коваль В.І. Новий підхід до визначення вибірного тиску в обводнених газоконденсатних свердловинах // *Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць*. Вип. 2. – Київ, 2005. – 408 с. – С. 106-108.

12. Бурачок О.В., Алейнік У.В. Метод визначення застійних зон у газовому покладі // *Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць*. Вип. 5 – Київ, 2007. – 648 с. – С. 229-235.

13. Матківський С.В., Ковальчук С.О., Бурачок О.В., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. № 2 (75), 2020. – С. 43-51.

14. Burachok O. Enhanced Gas and Condensate Recovery: Published Pilot and Commercial Projects Review. *Nafta-Gaz* 2021, no. 1, pp. 20-25.

15. Burachok O., Kondrat O., Matkivskii S., Khaidarova L. Application of CEOR optimization method for gas-condensate reservoir below dewpoint: Synthetic case study. *Oil Gas European Magazine*, 46 Edition, Issue 4/2020, pp. 41-49. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus)

### **Тези наукових конференцій**

16. Бурачок О.В. Перспективи газоносності турнейських відкладів ДДЗ на прикладі Артюхівського родовища // *Стан і перспективи розробки нафтових родовищ*

України. Матеріали науково-практичної конференції (м. Долина, 18-21 квітня 2006 р.). – Івано-Франківськ: ТЗОВ "Супутники", 2006. – 80 с. – С. 46-50.

17. Бурачок О.В., Кондрат О.Р. Сучасні технології та світовий досвід підвищення вуглеводневилучення із газоконденсатних родовищ // *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази»*, 23-25 травня 2018 р. – Івано-Франківськ, 2018. – 367 с. – с. 210-213.

18. Кондрат О.Р., Кондрат Р.М., Смолувик Л.Р., Бурачок О.В. Підвищення вуглеводневилучення з виснажених родовищ природних вуглеводнів // *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази»*, 23-25 травня 2018 р. – Івано-Франківськ, 2018. – 367 с. – с. 204-206.

19. Бурачок А.В. Применение теории фракталов для моделирования строения коллекторов нефти и газа // *Тезисы докладов Второй Сибирской международной конференции молодых ученых по наукам о Земле*. – Новосибирск: Новосиб. Гос. ун-т, 2004. – 213 с. – С. 30-32.

20. Бурачок О.В., Кондрат О.Р., Бікман Є.С., Матківський С.В., Першин Д.В. Особливості створення PVT-моделей за умови обмеженої вхідної інформації // *Modern science: problems and innovations. Abstracts of the 5th International scientific and practical conference*. SSPG Publish. Stockholm, Sweden. 2020. Pp. 21-27.

21. Бурачок О.В., Кондрат О.Р. Синергія при нагнітанні CO<sub>2</sub> у виснажений газоконденсатний поклад: геологічне захоронення та додатковий видобуток вуглеводнів // *Енергоефективність: наука, технології, застосування: Матеріали V Всеукраїнської науково-практичної конференції*. Частина I. Київ, 25 листопада 2020 р. – Київ: НПУ імені М.П. Драгоманова, 2020. – 56 с. – С. 11-14.

22. Кондрат О.Р., Бурачок О.В. Оцінка ефективності використання вуглеводневих розчинників для підвищення конденсатовилучення // *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи*

нарощування ресурсної бази», 08-09 грудня 2020 р. – Івано-Франківськ, 2020. – 189 с. – С. 104-106.

23. Burachok O., Kondrat O. Optimization of Gas-condensate Reservoir EOR Technology under Geological Uncertainties. *EAGE IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*, Pau, 8-11 April 2019, France, Tu P14. (Фахова конференція включена до наукометричної бази Scopus).

24. Romi A., Burachok O., Nistor M.L., Spyrou C., Seilov Y., Djuraev O., Matkivskyi S., Grytsai D., Goryacheva O., Soyma R.. Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin. *Fourth EAGE Conference on Petroleum Geostatistics*, 2-6 September 2019, Florence, Italy, ThP11. (Фахова конференція включена до наукометричної бази Scopus).

25. Burachok O., Zeug M. Ranking and Representative Model Selection: Eliminating the Gap Between Static Volumetric and Flow-Based Approaches. *International Scientific and Technical Conference “Geopetrol 2018”*, Zakopane-Koscielisko, September 17-20, 2018. pp. 927-936.

26. Burachok O. EOS PVT modeling of gas-condensate fluids with limited lab experimental data. *Student Technical Congress Program, German Section SPE*, 14-15 November 2019, Aachen, Germany. Page 58.

27. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L., Grytsai D., Matkivskyi S., Bikman Y., Kondrat O. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. *82nd EAGE Annual Conference & Exhibition*, 8-11 December 2020. (Фахова конференція включена до наукометричної бази Scopus).

28. Burachok O. Flow-based Geological Model Screening and Ranking // Actual trends of modern scientific research. Abstracts of the 2nd International scientific and practical conference. MDPC Publishing. Munich, Germany. 2020. pp. 63-67.

29. Burachok O.V., Kondrat O.R., Matkivskyi S.V. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development // *Gas Hydrate*



*Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons – 2020*. E3S Web of Conferences 230, 01010 (2021). (Фахова конференція включена до наукометричної бази Scopus).

30. Burachok O., Nistor M.L., Sosio G., Kondrat O., Matkivskyi S. Evaluation of potential applicability of depleted gas-condensate fields for CO<sub>2</sub> sequestration and EOR: synthetic case study // *1st Geoscience & Engineering in Energy Transition Conference*, 16–18 November 2020, Strasbourg, France. (Фахова конференція включена до наукометричної бази Scopus).

31. Matkivskyi S.V., Kondrat O.R., Burachok O.V. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development // *Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons – 2020*. E3S Web of Conferences 230, 01011 (2021).

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
<b>РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ</b>	
<b>ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ.....</b>	<b>13</b>
1.1 Характеристика залишкових запасів вуглеводнів та особливостей розробки газових та газоконденсатних родовищ в заключний період.....	13
1.2 Огляд досліджень з підвищення газоконденсатовилучення з частково виснажених газоконденсатних родовищ.....	16
1.3 Характеристика та приклади основних способів розробки газоконденсатних родовищ.....	23
1.3.1 Розробка на виснаження.....	23
1.3.2 Підтримання пластового тиску нагнітанням води.....	24
1.3.3 Підтримання пластового тиску за рахунок нагнітання сухого газу (сайклінг-процес).....	25
1.3.4 Підтримання пластового тиску за рахунок вуглеводневих розчинників.....	26
1.3.5 Підтримання пластового тиску за рахунок нагнітання азоту.....	28
1.3.6 Підтримання пластового тиску за рахунок нагнітання діоксиду вуглецю.....	29
1.3.7 Підтримання пластового тиску поперемінним нагнітанням води і газу.....	32
1.3.8 Розробка із застосуванням витіснювальних хімічних агентів.....	33
1.4 Особливість та проблеми методів дослідження підвищення вуглеводневилучення.....	34
Висновки до першого розділу.....	36
<b>РОЗДІЛ 2. ЗАГАЛЬНА ПОСТАНОВКА ЧИСЕЛЬНИХ ЕКСПЕРИМЕНТІВ.....</b>	
2.1 Опис математичної моделі.....	38
2.2 Геолого-технологічні моделі та чисельні методи розв'язку.....	41
2.3 Проблема оптимізації та пошуку оптимального розв'язку.....	44
Висновки до другого розділу.....	47

РОЗДІЛ 3. ПРОБЛЕМИ ПОБУДОВИ ЯКІСНИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ МОДЕЛЕЙ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ ЗА ОБМЕЖЕНОЇ КІЛЬКОСТІ ВХІДНОЇ ІНФОРМАЦІЇ.....	48
3.1 Проблеми побудови статичних геологічних моделей.....	49
3.1.1 Детерміністичний підхід.....	51
3.1.2 Стохастичний підхід.....	52
3.1.3 Проблема вибору репрезентативної стохастичної реалізації.....	56
3.1.3.1 Класичний метод підрахунку запасів на основі вірогіднісного аналізу невизначеностей.....	58
3.1.3.2 Характеристика фільтраційного методу на основі ліній течії.....	59
3.1.3.3 Приклад застосування запропонованої методики.....	61
3.1.3.4 Аналіз результатів.....	64
3.1.4 Впровадження стохастичного моделювання та методики вибору репрезентативної реалізації на прикладі одного з родовищ ДДЗ.....	68
3.2 Проблеми створення якісних PVT моделей газоконденсатних сумішей.....	70
3.2.1 Запропонована методика створення PVT моделі.....	76
3.2.1.1 Вибір репрезентативної проби.....	76
3.2.1.2 Псевдокомпоненти для характеризування фракції $C_{5+}$ .....	76
3.2.1.3 Насичення рідкою сконденсованою фазою.....	77
3.2.1.4 Моделювання та налаштування рівняння стану.....	78
3.2.2 Приклад застосування розробленої методики.....	79
3.2.3 Метод перевірки якості налаштування рівняння стану за допомогою концепції однокоміркової моделі.....	81
3.3 Дослідження межі застосування моделі флюїдів «чорної нафти» для моделювання газоконденсатних покладів.....	87
3.3.1 Постановка чисельного експерименту.....	89
3.3.2 Аналіз результатів.....	91

Висновки до третього розділу.....	96
<b>РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОБЛЕМ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ НА РІЗНИХ СТАДІЯХ РОЗРОБКИ.....</b>	<b>99</b>
4.1 Дослідження підвищення ефективності вуглеводневилучення з допомогою заводнення.....	109
4.2 Дослідження підвищення ефективності вуглеводневилучення з допомогою нагнітання вуглеводневих і неуглеводневих газів.....	113
4.2.1 Нагнітання азоту.....	113
4.2.1.1 Безперервне нагнітання азоту.....	114
4.2.1.2 Вплив мольної частки азоту в момент зупинки видобувних свердловин...	117
4.2.2 Нагнітання діоксиду вуглецю.....	119
4.2.2.1 Безперервне нагнітання діоксиду вуглецю.....	120
4.2.2.2 Вплив мольної частки діоксиду вуглецю в момент зупинки видобувних свердловин.....	124
4.2.2.3 Дослідження підвищення вуглеводневилучення та геологічного захоронення під час нагнітання діоксиду вуглецю.....	125
4.2.3 Нагнітання сухого газу.....	131
4.2.3.1 Нагнітання 100% метану.....	131
4.2.3.2 Нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту.....	133
4.2.4 Нагнітання вуглеводневих розчинників.....	135
4.2.4.1 Нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану.....	135
4.2.4.2 Нагнітання суміші 98% метану, 1% етану та 1% пропану.....	137
4.2.5 Форсування відборів за розробки на виснаження.....	139
4.2.6 Порівняння результатів нагнітання різних агентів витіснення.....	141
4.3 Аналіз можливості підвищення ефективності вуглеводневилучення за допомогою водогазової дії.....	141

4.4 Дослідження можливості витіснення випавшого конденсату хімічними агентами.....	143
4.4.1 Загальний опис хімічних методів впливу на пласт.....	143
4.4.1.1 Полімери.....	145
4.4.1.2 Поверхнево-активні речовини.....	145
4.4.1.3 Луги.....	146
4.4.1.4 Піни.....	147
4.4.2 Дослідження оптимізації хімічних методів заводнення за наявності геологічних невизначеностей.....	148
4.4.2.1 Постановка проблеми.....	148
4.4.2.2 Аналіз результатів оптимізації.....	152
4.4.3 Дослідження застосування хімічних методів заводнення для витіснення випавшого конденсату.....	154
4.5 Супутні методи та технології підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ.....	163
4.5.1 Оптимізація роботи обводнених газових свердловин.....	163
4.5.2 Новий підхід до визначення вибійного тиску в обводнених газоконденсатних свердловинах.....	163
4.5.3 Методика визначення застійних зон у газовому покладі.....	164
4.5.4 Вивчення впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу.....	165
Висновки до четвертого розділу.....	165
ВИСНОВКИ.....	169
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	172
ДОДАТКИ.....	202

## ВСТУП

**Актуальність теми дослідження.** Більшість газоконденсатних родовищ України розробляють на виснаження і перебувають на завершальній стадії розробки, що характеризується значним зниженням пластового тиску і, як наслідок, зниженням продуктивності свердловин та значними втратами рідких вуглеводнів у пласті внаслідок конденсації з газу важких фракцій. Протягом багатьох років Україна залежить від імпорту енергоресурсів, в основному з Російської Федерації. Тому особливо гострим є питання мінімізації імпорту нафти і газу та максимального забезпечення потреб за рахунок власного видобутку. Підвищення ефективності систем розробки родовищ та їхня оптимізація шляхом запровадження вторинного видобутку вуглеводнів нагнітанням у пласт різних агентів дозволить збільшити та стабілізувати власний видобуток, і найголовніше – створити економічні та політичні умови для безпеки держави.

Дніпровсько-Донецька западина характеризується значною кількістю газоконденсатних покладів, які перебувають на різних стадіях розробки. Незалежно від стадії одним з головних завдань раціональної розробки родовищ є максимальне вилучення запасів, що значною мірою ускладнюється умовами залягання продуктивних покладів: неоднорідністю за площею та розрізом у поєднанні з тектонічними порушеннями. За останні 30 років одним з найбільш важливих та основних методів проектування та керування розробкою родовищ нафти і газу в світі є створення чисельних геолого-гідродинамічних моделей. Окрім детального врахування всіх можливих фізико-хімічних процесів, пов'язаних із фільтрацією у пласті та фазовими перетвореннями вуглеводневих систем, вони також дають змогу проаналізувати геологічні невизначеності з метою максимальноточного опису розповсюдження петрофізичних властивостей колекторів та оптимізувати подальшу розробку шляхом проектування раціональних траєкторій та закінчення свердловин у виявлених слободренованих зонах покладів із значними залишковими запасами.

В Україні, наведений підхід тільки починає впроваджуватися видобувними компаніями. Тому в дисертаційній роботі детально розглянуто комплексний підхід до побудови таких моделей на прикладі одного з типових газоконденсатних покладів.

**Мета і завдання досліджень.** Метою досліджень є вдосконалення технологій розробки та підвищення вуглеводневилучення із газоконденсатних покладів на різних стадіях розробки.

Основні завдання досліджень.

1. Аналіз вітчизняного та зарубіжного досвіду і технологій розробки газоконденсатних покладів та методів підвищення кінцевого вуглеводневилучення.

2. Дослідження проблем побудови гідродинамічних моделей покладів вуглеводнів.

3. Розроблення методики побудови PVT-моделі газоконденсатних сумішей для використання в гідродинамічних розрахунках за умови обмеженої вхідної інформації.

4. Дослідження можливості і межі застосування PVT-моделі «чорної нафти» для моделювання розробки газоконденсатних покладів на виснаження.

5. Обґрунтування оптимальної технології підвищення вуглеводневилучення залежно від потенційного вмісту вуглеводнів  $C_{5+}$  у газі і поточного ступеня виснаження газоконденсатного покладу.

6. Дослідження впливу мольної частки азоту і діоксиду вуглецю у видобувній продукції на момент зупинки видобувних свердловин на технологічні та економічні показники розробки газоконденсатного покладу.

7. Вибір хімічного агенту для витіснення сконденсованих вуглеводнів з порового простору виснажених газоконденсатних покладів за відсутності та наявності геологічних невизначеностей.

**Методологічна основа та методи дисертаційного дослідження.** Для вирішення поставлених у роботі цілей та задач застосовувалися теоретичні та експериментальні методи дослідження [1, 2].

Теоретичні методи базувалися на аналізі вітчизняного та зарубіжного досвіду розробки газоконденсатних покладів, узагальненні існуючих фізико-математичних

методів описання складних пластових процесів, особливо щодо багато-компонентної фільтрації та фазових перетворень, а також чисельних методів розв'язку рівнянь, що їх описують.

До експериментальних досліджень належать: побудова детальної геолого-фільтраційної моделі для вибраного газоконденсатного покладу, і подальше чисельне моделювання різних технологічних варіантів його розробки із застосуванням впливу на пласт за допомогою вуглеводневих і неуглеводневих агентів.

Під час виконання досліджень використано комерційні програмні комплекси компанії Schlumberger: Petrel для геологічного моделювання та налаштування гідродинамічної моделі та ECLIPSE для безпосередніх гідродинамічних розрахунків.

*Об'єктом дослідження* є процеси підтримування пластового тиску і витіснення сконденсованих рідких вуглеводнів із пористого середовища газоконденсатного покладу.

*Предметом дослідження* є технології підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних покладів за різних ступенів виснаження.

**Достовірність отриманих результатів.** Висновки та рекомендації дисертаційної роботи не виходять за межі сучасних загальноприйнятих методик, що дозволяють здійснювати обробку значних об'ємів геологічної, гідродинамічної та промислової інформації. Поставлені завдання вирішувалися із дотриманням усіх необхідних методів математичної статистики, чисельних методів «навчання» та оптимізації за рахунок максимального застосування найсучасніших програмних продуктів, які дозволяють достовірно відтворювати геологічну будову та моделювати технологічні процеси видобутку з нафтогазоконденсатних покладів.

Підтвердженням достовірності результатів, отриманих в цій роботі, є використання якісної вхідної геолого-промислової інформації максимальнонаближеної до умов газоконденсатних покладів ДДЗ. Достовірність запропонованого наукового підходу підтверджено якісним відтворенням історії розробки декількох покладів ДДЗ



загалом та по окремих свердловинах. Отримані результати стали підставою для вдосконалення процесів розробки газоконденсатних покладів України.

### **Наукова новизна.**

1. Вперше запропоновано новий підхід до вибору репрезентативної стохастичної геологічної реалізації моделі газового покладу за результатами фільтраційних розрахунків за методом ліній течії на основі умови відповідності дренажних запасів запасам, підрахованим об'ємним методом за однакової вірогідності.

2. Вперше розроблено новий підхід до побудови PVT-моделей газоконденсатних систем за умови обмеженої вхідної інформації, а також метод швидкої перевірки її якості на основі однокоміркової гідродинамічної моделі.

3. Вперше встановлено основні закономірності застосування різних методів підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних покладів на різних стадіях виснаження і з різним потенційним вмістом за різної компенсації відборів нагнітанням на основі технологічних та економічних показників ефективності з вибором найкращих методів впливу на пласт.

4. Розроблено новий метод перевірки якості PVT-моделі на основі однокоміркової гідродинамічної моделі, що дозволяє швидко коригування та налаштування моделей.

5. Вперше, на основі оптимізаційних розрахунків з підвищення вуглеводневилучення шляхом використання різних хімічних агентів (ПАР, лугів, полімерів та їх поєднання) за наявності геологічних невизначеностей у розповсюдженні фільтраційно-ємнісних властивостей по об'єму покладу і для однієї геологічної реалізації, встановлено раціональні методи дії на газоконденсатний поклад для різних стадій розробки.

**Практичне значення одержаних результатів.** За результатами виконаних досліджень:

- Запропоновано раціональні технології підвищення вуглеводневилучення із газоконденсатних покладів на різних стадіях розробки за різного потенційного

вмісту важких вуглеводнів із використанням вуглеводневих і неуглеводневих газів;

- Обґрунтовано раціональні технології витіснення сконденсованих вуглеводнів із газоконденсатних покладів на різних стадіях розробки, що ґрунтуються на використанні хімічних агентів (луги, ПАР, полімери та їхнього поєднання) за умови наявності і відсутності геологічної невизначеності;
- Розроблено та впроваджено методику створення PVT-моделей газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації;
- Запропоновано метод вибору репрезентативної стохастичної геологічної реалізації моделі газового покладу, що дозволяє швидко відтворювати історію розробки покладу і переходити до проектних і оптимізаційних розрахунків.

**Особистий внесок здобувача.** Автором виконано ретельний та критичний огляд літературних джерел та опублікованих результатів досліджень з проблем підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних покладів [18, 61, 62, 64]. Розроблено методику вибору репрезентативної геологічної реалізації та виконано її впровадження для одного з родовищ ДДЗ [173, 188]. Розроблено та впроваджено метод побудови PVT-моделі для газоконденсатних флюїдів за умови обмеженої інформації [196, 197, 198, 199], а також методику швидкої перевірки її коректності та, за потреби, додаткового налаштування, на основі гідродинамічної моделі однокоміркової моделі [206]. Здійснено дослідження можливості використання моделі «чорної нафти» для моделювання газоконденсатних покладів на виснаження [210]. Проведено дослідження з нагнітання води у газоконденсатний поклад [217, 265]. Досліджено ефективність витіснення конденсату неуглеводневими газами за умови незмішувального витіснення [214], а також за допомогою вуглеводневих розчинників [229]. Виконано розрахунки з оптимізації витіснення конденсату, що випав з газу у пласті, за допомогою хімічних агентів за наявності геологічних невизначеностей [151] та для однієї геологічної реалізації [255]. Досліджено ефективність використання діоксиду вуглецю для підвищення вуглеводневилучення з виснаженого газоконденсатного покладу із одночасним його

геологічним захороненням [221, 227]. Виконано перевірку методик шляхом контрольних розрахунків та комп'ютерну реалізацію у вигляді програмного коду [260, 261]. Розроблено методику розрахунку вибійного тиску [262] та методу визначення застійних зон газового покладу [263]. Надано експертну оцінку та допомогу під час гідродинамічних розрахунків із вивчення впливу незначної водонапірної системи на достовірність матеріального балансу [264] та дослідження впливу нагнітання CO<sub>2</sub> на активність водонапірної системи [223].

**Апробація результатів.** Основні положення та результати дисертаційної роботи доповідалися та обговорювалися на Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази» (23-25 травня 2018 р., м. Івано-Франківськ), International Scientific and Technical Conference “Geopetrol 2018” (17-20 September 2018, Zakopane-Koscielisko, Poland), EAGE IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery (8-11 April 2019, Pau, France), Fourth EAGE Conference on Petroleum Geostatistics (2-6 September 2019, Florence, Italy), Student Technical Congress organized by German Section SPE (14-15 November 2019, Aachen, Germany), 5<sup>th</sup> International Scientific and Practical Conference “Modern Science: Problems and Innovations” (26-28 July 2020, Stockholm, Sweeden), II International Scientific and Practical Conference “Actual Trends of Modern Scientific Research” (16-18 August 2020, Munich, Germany), IV міжнародній науково-технічній конференції «Газогідратні технології: світові тренді, виклики та перспективи» (11-13 листопада 2020 р., м. Дніпро, online), EAGE 1st Geoscience & Engineering in Energy Transition Conference (16-18 November 2020, online), V Всеукраїнській науково-практичній конференції «Енергоефективність: наука, технології, застосування» (25 листопада 2020 р., м. Київ), Міжнародній науково-технічній конференції "Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази", присвяченій 75-річчю кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ (08-09 грудня 2020 р., м.Івано-франківськ), 82nd EAGE Annual Conference & Exhibition, (8-11 December 2020, online).

**Публікації.** За результатами дисертаційної роботи опубліковано 31 наукову працю, серед яких 12 статей у фахових наукових виданнях (з них 1 у журналі, що індексується в наукометричній базі Scopus) та 16 публікацій матеріалів доповідей та розширених тез міжнародних і всеукраїнських науково-технічних конференцій (з них 6 проіндексовано наукометричною базою Scopus).

**Структура та обсяг дисертаційної роботи.** Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел (265 найменувань). Викладена на 247 сторінках машинописного тексту, містить 106 рисунків та 65 таблиць.

**Подяка.** Автор висловлює щире подяку науковому керівнику – доктору технічних наук, професору Кондрату О.Р. за увагу, поради, наукові консультації та обговорення результатів досліджень, а також колегам з компанії Schlumberger і працівникам інституту УкрНДІгаз за сприяння і підтримку під час роботи над дисертацією.

## РОЗДІЛ 1

### ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

#### 1.1 Характеристика залишкових запасів вуглеводнів та особливостей розробки газових та газоконденсатних родовищ в заключний період

Нафтогазова галузь України має одну з найстаріших історій у світі. Максимальних видобутків досягнуто по нафті з конденсатом у 1972 р. – 14,4 млн. т, по газу у 1975 р. – 68,7 млрд. м<sup>3</sup>. Від того часу, відбувається природне падіння, за якого на кінець 2018 року, виснаженість ресурсної бази України по газу становила 80,5% а більшість видобутку природного газу, наприклад, по АТ «Укргазвидобування» надходить з родовищ із виснаженістю більше 75%, пов'язаних із традиційними колекторами, причому 80% видобутку забезпечують 23 родовища, або 18% тих, що перебувають на балансі товариства [3]. Однак, в цих родовищах ще знаходяться значні залишкові запаси природних вуглеводнів. В умовах дефіциту вуглеводневої сировини в Україні та для забезпечення її енергетичної безпеки все більш актуальним є зменшення темпу падіння видобутку газу, конденсату і нафти з родовищ, що розробляються, з можливою стабілізацією чи навіть нарощуванням поточних відборів їх за рахунок більш повного вилучення залишкових запасів цих вуглеводнів з продуктивних пластів. Це можна забезпечити шляхом впровадження новітніх технологій підвищення нафтогазоконденсатовилучення з родовищ природних вуглеводнів на різних стадіях розробки.

Формуванню залишкових запасів вуглеводнів сприяють наступні фактори [4, 5].

Внаслідок неоднорідної будови продуктивних пластів та не завжди рівномірне розміщення на площі газоносності видобувних свердловин, на газових родовищах утворюються зони, обійдені розробкою і внаслідок чого недостатньо дрениуються та мають більші тиски і залишкове вуглеводненасичення ніж в навколишніх ділянках пласта. Також доцільно звернути увагу і на ділянки з нижчими значеннями насиченості

та рідшою сіткою свердловин у порівнянні з центральною зоною. Утворення так званих застійних зон має місце при наявності початкового градієнту тиску в низькопроникних колекторах.

Як показує практика розробки родовищ природних газів при газовому режимі після зниження пластового тиску (дебіту газу) до гранично допустимого (мінімально рентабельного) значення у пластах може залишатись ще значна кількість газу. За промисловими даними коефіцієнт кінцевого газовилучення родовищ, що розробляються за газового режиму, змінюється від 70 до 99%, складаючи в середньому (85–90)% [4, 5].

Значна кількість родовищ природних газів пов'язана з проявом водонапірного режиму, що характеризується нерівномірним просуванням пластових вод по площі газоносності і продуктивному розрізу, з подальшим защемленням водою у пористому середовищі природних вуглеводнів, а також передчасним обводненням і відключенням видобувних свердловин. Водонапірний режим розробки газових родовищ характеризується значно нижчими коефіцієнтом газовилучення, який змінюється від 40 до 98%, складаючи в середньому (70–80)% [4, 5]. У разі газоконденсатних родовищ разом з газом втрачається вуглеводневий конденсат.

Щодо газоконденсатних родовищ, то тут слід звернути увагу на певні особливості, пов'язані з конденсацією важких вуглеводнів при зниженні пластового тиску нижче тиску початку конденсації. Переважна більшість газоконденсатних родовищ України, за винятком покладів горизонтів К-30 Ново-Троїцького, Т-1 Тимофіївського, С-5 Котелевського та Т-1 Куличихинського, розробляються на режимі виснаження пластової енергії. Тому, в газоконденсатних покладах, що розробляються без підтримання пластового тиску має місце випадання з газу частина вуглеводневого конденсату. Сконденсовані вуглеводні, що випали у пористому середовищі, не рухаються і практично не видобуваються. Видобуток конденсату спостерігається тільки з невеликих за розмірами привибійних ділянок свердловин. При цьому, накопичення конденсату у привибійній зоні та на вибоях свердловин може призвести до зниження їх продуктивності та подальшої передчасної зупинки. Коефіцієнт кінцевого

конденсатовилучення при розробці газоконденсатних родовищ на режимі виснаження складає всього (13–40)% [4, 5].

Частина газоконденсатних родовищ України (Яблунівське, Тимофіївське, Бабченське, Дружелюбівське, Кременівське, Ново-Троїцьке та ін.) мають нафтові об'єкти. Внаслідок їх невеликих розмірів та запасів нафтові об'єкти не являються об'єктами самостійної розробки. Така ситуація характеризується досить низькими коефіцієнтами нафтовилучення (не більше 10%), що пов'язано із загазуванням об'єктів і поступленням нафти в газонасичену зону [4, 5].

Враховуючи особливості завершальної стадії розробки родовищ природних газів, до залишкових і не залучених в розробку запасів вуглеводнів в газових, газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах відносять: газ і конденсат, що залишились в зонах пласта, які не були охоплені розробкою або недостатньо дренивались; газ, що залишився в родовищах після зниження пластового тиску до гранично рентабельного значення; зацмлений газ і конденсат в обводнених зонах родовищ; вуглеводневий конденсат, що випав з газу у пласті у процесі розробки газоконденсатних родовищ на режимі виснаження пластової енергії; нафта в невеликих за розмірами і запасами об'єктах; зв'язана нафта в газоконденсатних родовищах; ресурси газу в невеликих за розмірами і низькопродуктивних родовищах, що раніше не розроблялись; природні вуглеводні в родовищах з низькопроникними колекторами.

Така ситуація з залишковими запасами вуглеводнів у виснажених нафтогазоконденсатних покладах потребує розроблення нових підходів та технологій, які б забезпечили більш повне вилучення цих вуглеводнів, враховуючи особливості завершальної стадії розробки нафтових і газових родовищ.

Серед шляхів підвищення видобутку та нарощення ресурсної бази, можна виділити: вдосконалення системи розробки та ефективності методів інтенсифікації на існуючих об'єктах розробки [6, 7], дорозвідку глибоко-залягаючих горизонтів [8, 9], нетрадиційні та ущільнені колектори [10], сейморозвідувальні роботи із залученням 3D сейсміки, переінтерпретації наявних каротажних даних та використання сучасних

каротажних комплексів високої роздільної здатності для роботи у відкритому та обладженому стовбурі [3].

## **1.2 Огляд досліджень з підвищення газоконденсатовилучення з частково виснажених газоконденсатних родовищ**

На сьогоднішній день більшу частину видобутку газу в Україні забезпечують газоконденсатні родовища. Разом з газом добувають вуглеводневий конденсат. Враховуючи, що глибина залягання газових покладів є значною, а в подальшому ще збільшуватиметься, частка газоконденсатних покладів з глибиною зростатиме, і вони відіграватимуть все більшу роль у видобутку вуглеводневої сировини.

Проблемам розробки газових і газоконденсатних родовищ на різних стадіях виснаження присвячено значну кількість робіт і досліджень, серед них варто виділити наступних вчених, таких як Алієв З.С., Алієв Б.А., Бікман Є.С., Бойко В.С., Вяхіреєв Р.І., Гриценко О.І., Дорошенко В.М., Єгер Д.О., Желтов Ю.В., Закіров Е.С., Закіров І.С., Закіров С.Н., Зарубін Ю.О., Качмар Ю.Д., Ковалко М.П., Кондрат О.Р., Кондрат Р.М., Коротаєв Ю.П., Крижанівський Є.І., Крилов А.П., Купер І.М., Марчук Ю.В., Мірзаджанзаде А.Х., Міщенко І.Т., Рассохін Г.В., Рассохін С.Г., Світлицький В.М., Сургучев М.Л., Тарко Я.Б., Тер-Саркісов Р.М., Телков А.П., Угриновський А.В., Фик І.М., Хайдарова Л.І., Яремійчук Р.С., Ahmed T., Brill J., Cook A.B., Dake L.P., Fetkovich M.J., Nagoort J., Holm L.W., Katz D.L., Lee J., Wattenbarger R.A., Whitson C.H. та ін.

Особливості розробки газоконденсатних родовищ пов'язані з наявністю в газі вуглеводнів фракції  $C_{5+}$  (пентани і вищі), вміст яких може сягати  $2500 \text{ см}^3/\text{м}^3$  [42]. При цьому, внаслідок розробки газоконденсатних родовищ на режимі виснаження у межах зміни пластового тиску від початку конденсації до тиску максимальної конденсації вуглеводневої суміші більша частина конденсату випадає з газу в пласті.

Як показує промисловий досвід, конденсація з газу важких вуглеводнів негативно впливає на технологічний процес розробки та експлуатації газоконденсатних родовищ



[4, 5, 11–18]. Досягаються дуже низькі коефіцієнти конденсації вилучення – близько (13–40)%. Також можливе зменшення і коефіцієнту газувилучення, що пов'язано з припиненням фільтрації газу в низькопроникних пластах при випаданні сконденсованих вуглеводнів та накопичення конденсату у привибійній зоні та на вибоях газоконденсатних свердловин.

Для підвищення коефіцієнтів газоконденсатовилучення та покращення техніко-економічних показників видобування вуглеводнів газоконденсатні родовища, аналогічно як і нафтові родовища, потрібно розробляти з підтримуванням пластового тиску. Підтримування пластового тиску в газоконденсатних родовищах може здійснюватись зворотним нагнітанням відсепарованого (сухого газу), використанням сухого газу нафтових родовищ, неуглеводневих газів (азоту, діоксиду вуглецю, повітря, димових і вихлопних газів), штучного вуглеводневого газу, який отримують шляхом конверсії вуглеводнів водяною парою, суміші вуглеводневого і неуглеводневого газів, нагнітанням води і газоводяних сумішей [4, 5, 11–15, 19–22].

Як правило, в промисловій практиці застосовується повний чи частковий сайклінг-процес із нагнітанням в пласт всього чи частини відсепарованого сухого газу.

В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні і для досягнення енергонезалежності, залучення в розробку залишкових запасів випавшого конденсату, має першочергове значення. Огляд запропонованих методів видобутку сконденсованих вуглеводнів наведено в роботах [5, 11, 23, 24].

Серед можливих напрямків видобутку конденсату, що випав у пласті, є переведення його в газову фазу за рахунок зворотного випаровування з наступним видобутком разом із газом, витіснення з пористого середовища різними робочими агентами та їх поєднання [5, 11, 23–26].

Переведення сконденсованих вуглеводнів в газову фазу може бути здійснено нагнітанням газу високого тиску, застосуванням термічних методів (нагнітанням теплоносіїв, підвищенням температури за рахунок спалювання частини конденсату у пласті) і комбінованою тепловою та гідродинамічною дією на газоконденсатні пласти

[23, 27, 28]. Реалізація методів цієї групи пов'язана з нагнітанням у пласт великих об'ємів газу при високих пластових тисках, що складно реалізувати в умовах гострого дефіциту газу в Україні. Термічні методи знаходяться в стадії лабораторного експериментування і вимагають значних затрат.

Одним з варіантів ефективною реалізації методів цієї групи є створення на базі виснажених газоконденсатних покладів підземних сховищ газу. Такий спосіб дає можливість при циклах нагнітання газу у сховище забезпечувати випаровування частина конденсату і потім видобувати його разом з газом у циклі відбору його із сховища. Незважаючи на відносно низькі темпи вилучення сконденсованих вуглеводнів, можна видобути з пласта практично весь конденсат, так як сухий газ нагнітається щорічно на протязі всього періоду існування газосховища.

Ще одним напрямом переведення конденсату в газову фазу є застосування незрівноваженого сухого газу низького тиску [23, 29–32]. Згідно з результатами виконаних у ВНДІгазі досліджень, тривале нагнітання через пласт низьконапірного сухого газу сприяє випаровуванню у газову фазу сконденсованих вуглеводнів. Наведений метод видобутку конденсату, що випав з газу, успішно реалізується з кінця 1993 р. на Вуктильському газоконденсатному родовищі. На дослідній ділянці в районі УКПГ-8, яка включає 10 видобувних і 4 нагнітальні свердловини, в пласт нагнітається у безкомпресорному варіанті сухий тюменський газ. За промисловими даними, після прориву сухого газу у видобувні свердловини спостерігається впродовж тривалого періоду часу (півтора- два роки) високий вміст конденсату в газовій фазі, який повільно зменшується. Згідно з розробленою технологією, процес нагнітання сухого низьконапірного газу по черзі здійснюється на різних ділянках пласта.

Для здешевлення процесу вилучення сконденсованих вуглеводнів рекомендовано використовувати як носії (розчинники) пропан-бутанової фракції і проміжних вуглеводнів неуглеводневі гази, зокрема азот, димові гази і вихлопні гази двигунів внутрішнього згорання і газотурбінних двигунів [4, 11, 13 33]. Застосування димових і

вихлопних газів (окремо, в суміші з азотом або сухим природним газом і з додатковим збагаченням проміжними вуглеводнями чи без них) значно здешевлює процес [34].

Тиск переведення конденсату в газову фазу й об'єм газу, що нагнітається у пласт, можна зменшити збагаченням сухого газу пропан-бутановою фракцією чи проміжними вуглеводнями, в ролі яких можна використовувати широку фракцію легких вуглеводнів та інші суміші, які характеризуються підвищеним вмістом етану, пропану і бутану [31, 35]. Збагачений газ сприяє значному збільшенню насиченості пористого середовища рідкою вуглеводневою фазою і здобуття нею гідродинамічної рухливості за рахунок розчинення у конденсаті, що випав у пласті, проміжних вуглеводнів. Крім того, у разі збагаченого газу зменшується тиск переходу рідких вуглеводнів у газову фазу, що сприяє більш інтенсивному випаровуванню сконденсованих вуглеводнів [32]. Для реалізації процесу доцільно використовувати збагачений газ з константами фазової рівноваги  $K$  порядку  $1 < K < 10$ . За менших або більших значень констант фазової рівноваги процес випаровування конденсату і наступного видобутку його з пласта з газом недостатньо ефективний з причини сильного поглинання газу рідкою фазою або слабого розчинення компонентів рідкої фази у газі. Згідно з дослідженнями ВНДІгазу [36] в області тисків, які нижчі тиску максимальної конденсації проміжних вуглеводнів ( $C_2-C_4$ ), тобто в області нормального випаровування цих компонентів, присутність їх в газі не викликає помітного підвищення випаровування конденсату. В цій області доцільно використовувати відбензинений сухий газ. В області тисків, які вищі тиску максимальної конденсації етан-пропан-бутанової фракції, збагачення газу проміжними вуглеводнями сприяє збільшенню ступеня вилучення з пласта сконденсованих вуглеводнів за рахунок випаровування їх в газову фазу.

З метою здешевлення процесу видобутку залишкового конденсату рекомендується використовувати як носії пропан-бутанової фракції і проміжних вуглеводнів неуглеводневі гази, зокрема азот, димогарні гази і вихлопні гази двигунів внутрішнього згорання і газотурбінних двигунів [11, 36-38]. Димогарні гази, які отримують при стехіометричному спалюванні природного газу, наприклад, метану,

мають такий об'ємний склад: азот і аргон – 86%, вуглекислий газ (діоксид вуглецю) – 11,5%, оксид вуглецю – 1,5%, водень – 1%. При спалюванні 1 м<sup>3</sup> метану утворюється понад 10 м<sup>3</sup> димогарних газів. Особливістю димогарних і вихлопних газів є наявність в них двооксиду та оксиду вуглецю. Ці гази, розчиняючись у конденсаті, значно збільшують його об'єм, зменшують в'язкість і характеризуються більшою випаровуючою здатністю по відношенню до конденсату у порівнянні з метаном. В результаті покращання випаровування конденсату в газову фазу і створення умов для фільтрації рідкої фази підвищується коефіцієнт конденсатовилучення, а застосування димогарних і вихлопних газів (окремо, в суміші з азотом або сухим природним газом і з додатковим збагаченням проміжними вуглеводнями чи без них) значно здешевлює процес. Крім того, утилізація димогарних і вихлопних газів попереджує забруднення атмосфери.

Крім природних вуглеводневих і неуглеводневих газів [39] можна закачувати у пласт штучні вуглеводневі гази, які отримують в результаті парової обробки торфу, вугілля, нафти, конденсату [14, 40], а також побічні газоподібні продукти одержання метанолу з газу шляхом неповного окислення природного газу повітрям [41].

Для витіснення конденсату з пористого середовища запропоновано використовувати воду, водні розчини поверхнево-активних речовин і полімерів, газоводяні суміші, а також облямівки міцелярного розчину, діоксиду вуглецю, різних вуглеводневих розчинників, наприклад, скраплених газів, широкої фракції легких вуглеводнів, які переміщують по пласту наступним нагнітанням газу чи води [20, 22, 24, 29, 37, 43, 44].

Вимивання з пористого середовища конденсату, що випав з газу, пластовою водою вперше встановлено у 1962 р. при аналізі даних експлуатації свердловин № 26 і 27 Ленінградського газоконденсатного родовища [21]. Результати наступних теоретичних, лабораторних і промислових досліджень підтвердили вимивання конденсату водою з утворенням попереду фронту води облямівки конденсату і збільшенням конденсатного фактору при підході облямівки конденсату до свердловин [11, 31, 32, 35, 37, 45-51].

Згідно з цими дослідженнями конденсат, який витісняється водою, характеризується підвищеними значеннями молекулярної маси, густини, в'язкості, коефіцієнта рефракції, кислотності, температур застигання, кінця кипіння і википання 50% і 90% конденсату.

В ІФНТУНГ виконано комплекс лабораторних досліджень на насипних і зцементованих моделях пласта з витіснення конденсату водою, водними і конденсатними розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР), водними розчинами суміші ПАР і полімеру, водогазовими сумішами і облямітками діоксиду вуглецю та вуглеводневого розчинника з подальшим нагнітанням води або водогазової суміші [37, 44, 52]. Результати цих досліджень свідчать, що конденсат витісняється водою з пористого середовища, починаючи з певного (критичного) значення конденсатонасиченості, яка для досліджених пористих середовищ становила від 2,5% до 6%. Залежно від фізико-літологічних характеристик пористого середовища, початкової конденсатонасиченості, типу і тривалості (об'єму) нагнітання витіснювального агенту коефіцієнт конденсатовилучення в окремих дослідах становив 65–85%.

Висока ефективність поперемінного нагнітання води і газу для вилучення сконденсованих вуглеводнів підтверджуються також результатами досліджень на карбонатних породах Вуктильського газоконденсатного родовища [46, 47, 49, 50]. Результати цих досліджень показують, що коефіцієнти витіснення конденсату водою із зразків природних порід значно менші – (16–36)%, ніж отримані на моделях штучних пористих середовищ – (65–85)%, а критична величина конденсатонасиченості, при якій починається витіснення конденсату, більша (близько 10%) у порівнянні з насипними моделями пластів [23].

Результати лабораторних експериментів з витіснення конденсату водою з моделей пористих середовищ, проведених в ІФНТУНГ, використані при складанні проекту дорозробки Гадяцького газоконденсатного родовища (горизонт В-16) з використанням внутрішньоконтурного (осередкового) заводнення [20, 53] і при проектуванні вторинного видобутку конденсату з частково виснаженого газоконденсатного покладу горизонту В-196 Анастасіївського родовища [15, 54].

Результати наведених досліджень свідчать про можливість вилучення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів нагнітанням рідких і газоподібних витісняючих агентів [19, 24]. Проте через значні затрати і технологічні труднощі масштаби впровадження методів вилучення конденсату, що випав з газу у пласті, є недостатніми. Тільки на окремих ділянках Вуктильського газоконденсатного родовища використовується метод вилучення сконденсованих вуглеводнів нагнітанням в пласт нерівноважного сухого газу низького тиску, а на окремих родовищах в незначних об'ємах використовуються методи підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин шляхом очищення привибійної зони від сконденсованих вуглеводнів нагнітанням газу, збагаченого широкою фракцією легких вуглеводнів (ШФЛВ), вуглеводневих розчинників (ШФЛВ) і водних розчинів ПАР.

У випадку неможливості запровадження підтримання пластового тиску, основні напрямки по збільшенню вуглеводневилучення спрямовані на максимальноможливе зниження пластового тиску за рахунок зменшення тиску на вході в установку комплексної підготовки газу (УКПГ) за допомогою дотискувальних компресорних станцій (ДКС), що призводить до пониження робочих гирлових тисків. Наприклад, така технологія запропонована для горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища та інших покладів на родовищах ГПУ „Львівгазвидобування” [55].

Іншими напрямками підвищення кінцевих коефіцієнтів газовилучення є комплексний вплив на привибійну зону свердловин скерованими методами, з метою зміни напрямку фільтраційних потоків і дозалучення слабодренованих зон [7].

Основними запропонованими технологіями підвищення вуглеводневилучення є [42, 56–64]:

- Заводнення за тиску, що дорівнює або близький до тиску початку конденсації;
- Заводнення за тиску, що відповідає тиску конденсації з газу важких фракцій вуглеводневого конденсату і гідрофобізації ними поверхні порових каналів;
- Заводнення за тиску максимальної конденсації вуглеводневої суміші;

- Заводнення за тиску, за якого густина і в'язкість випавшого конденсату мінімальна;
- Підтримання пластового тиску нагнітанням облямівки вуглеводневого розчинника із подальшим нагнітанням води чи водогазової суміші;
- Підтриманням пластового тиску нагнітанням облямівок водних розчинів ПАР чи піни із подальшим нагнітанням води чи водогазових сумішей [42];
- Для різко неоднорідних колекторів, поєднання заводнення (у високопроникні) із сайклінг-процесом (сухий газ у низькопроникні).

Незважаючи на позитивні результати лабораторних експериментів, їх узагальнення і впровадження на реальні геологічні об'єкти, зумовлює необхідність проведення подальших досліджень з метою вдосконалення відомих і розробки нових методів підвищення конденсатовилучення з частково виснажених газоконденсатних родовищ, оскільки при оцінці ефективності технологій часто не враховуються економічні показники та геолого-технологічні ризики пов'язані із промисловим впровадженням. Саме такий комплексний оптимізаційний підхід до вибору найкращої технології запропоновано у даній роботі.

### **1.3 Характеристика та приклади основних способів розробки газоконденсатних родовищ**

#### **1.3.1 Розробка на виснаження**

Розробка на виснаження характеризується мінімальними капітальними вкладеннями і відносно невеликими поточними витратами через те, що використовується природня енергія пласта. На відміну від газових покладів, газоконденсатні характеризуються постійною зміною компонентного складу продукції, через ретроградні явища, які мають місце за зниження пластового тиску. Після зниження пластового тиску нижче тиску початку конденсації, високомолекулярні компоненти переходять у рідку фазу, яка залишається нерухомою майже на весь час розробки родовищ, внаслідок низького насичення порового простору (не більше 15%).

Процеси, що відбуваються в газоконденсатних покладах, відповідають диференціальній конденсації. В межах високих тисків (як правило, вищих за 15–20 МПа) склад свердловинної продукції змінюється майже ідентично до контактної конденсації суміші [65]. Різниця між контактною та диференціальною конденсацією полягає в тому, що тиск в системі змінюють шляхом ізотермічного розширення системи.

Серед класичних прикладів великих за запасами газоконденсатних родовищ, що розробляються на виснаження можна назвати групу родовищ Khuff на середньому сході (Катар, Іран, Саудівську Аравію, Бахрейн, Об'єднані Арабські Емірати) [66], морське родовище Cassia (Тринідад) [67], глибокозалягаюче морське родовище Bulla-Deniz у Південно-Каспійському басейні (Азербайджан) [68], Greater Vanza Longui Area (GVLA) (Ангола) [69].

### **1.3.2 Підтримання пластового тиску нагнітанням води**

На відміну від нафтових, застосування заводнення газоконденсатних покладів не є настільки універсальним, вимагає спеціальних досліджень і моделювання [70–77], з метою врахування геологічних особливостей будови кожного окремо взятого продуктивного горизонту, пов'язаних із неоднорідністю та значними глибинами залягання. Після проривання води, відбувається суттєве зниження фазової проникності для газу, зростання вибірного тиску через накопичення рідини на вибої, що призводить до зменшення дебіту газу та швидкості висхідного потоку. Це створює додаткові технічні проблеми для боротьби за накопиченням рідини на вибої та її винесенням на поверхню.

Серед родовищ, де запроваджувалося заводнення, можна виділити: глибоководне родовище в Атлантичному океані АКРО (Нігерія) [78–81], гігантське нафтогазоконденсатне родовище Adena (Колорадо, США) [65, 82], Duck Lake D-1 (Новий Орлеан, США) [83], Джаркак (Узбекистан) [84].



### **1.3.3 Підтримання пластового тиску за рахунок нагнітання сухого газу (сайклінг-процес)**

З метою підвищення коефіцієнта конденсатовилучення, а також і коефіцієнта газовилучення за рахунок зменшення частки защемленого газу випавшою рідкою вуглеводневою фазою, з початку 30-х років минулого століття почали застосовувати зворотнє нагнітання частини видобутого сухого газу. Під час Другої Світової війни, коли зросла потреба у рідких вуглеводнях, у США працювало 37 установок для здійснення сайклінг-процесу, за загальної кількості газоконденсатних родовищ 224. При чому, сайклінг застосовувався навіть на родовищах із незначним початковим вмістом конденсату (150–180 г/м<sup>3</sup>). Після завершення війни, через зміну потреби споживання вуглеводнів та відповідних цін на них, економічна доцільно реалізовувати сайклінг-процес стало тільки за конденсатного фактору не нижче 250 г/м<sup>3</sup>. В цей же час, починають переходити з вуглеводневих на неуглеводневі газу.

Основна ідея використання сухого газу полягає в його здатності випаровувати сконденсовані рідкі фракції, а після сепарації, повторно використовувати газ для подальшого нагнітання. Ефективність процесу та розмір об'ємів нагнітання, як правило досліджують на взірцях насипного керну, РVT-установках або з допомогою композиційного моделювання [85, 86].

Проблемами дорозробки виснажених газових та газоконденсатних родовищ [87, 88], дослідженням та проектуванням сайклінг-процесів на родовища України окрім науковців ІФНТУНГ [42, 55, 61] активно займаються в інституті УкрНДІгаз [89-92]. Для покладів із активним водонапірним режимом, перспективним є нагнітання в свердловини приконтурної та приконтурної зони поблизу ГНК або ГВК суміші сухого газу і азоту.

На родовищах України підтримання пластового тиску здійснювалося на п'яти об'єктах. Сайклінг-процес реалізовувався на покладах Т-1 Куличихінського родовища, Т-1 Тимофіївського родовища, С-5 Котелевського родовища. На Березівському

родовищі здійснювався внутрішньо-свердловинний перепуск газу із горизонту В-16 з низьким потенційним вмістом у горизонт С-5 із високим вмістом. На покладі К-30 Новотроїцького родовища процес сайклінгу завершено і розробка родовища продовжується на виснаження. Нижче наводимо досвід застосування сайклінг-процесу на декількох родовищах світу в тому числі Новотроїцькому родовищі. Крім родовищ України можна, сайклінг процес було реалізовано, наприклад, на найбільшому газоконденсатному родовищі Канади Каубоб з 1968 р. [65], глибокозалягаючому родовищі Carter-Knox (Оклахома, США) [65], покладі Arab D, родовища Dukhan (Катар), в межах пермсько-тріасового горизонту Khuff [93], La Gloria (Техас, США) [65], Cotton Valley (Луїзіана, США) [94].

### **1.3.4 Підтримання пластового тиску за рахунок вуглеводневих розчинників**

На пошуковому порталі [www.onepetro.org](http://www.onepetro.org) наявна велика кількість статей і досліджень присвячених проблемам:

- витіснення нафти вуглеводневими (різної комбінацією збагачених газів) і неуглеводневими (в основному, діоксид вуглецю і азот) розчинниками;
- випаровування та конденсації на фронті витіснення;
- визначення і розрахунок умов часткового і повного змішування вуглеводнів, а саме у випадку одноконтактного та багатоконтактного змішування з допомогою кореляційних емпіричних рівнянь, третинних діаграм, рівнянь стану фазової рівноваги;
- лабораторних досліджень з визначення умов змішування з допомогою бульбашкового апарату (rising bubble experiment), установок із тонких трубок (slim tube apparatus), у бомбі PVT;
- гідродинамічному композиційному чисельному моделюванню.

Через велику кількість робіт, наведено лише одну оглядову статтю [95], в якій, на нашу думку, найкраще розглянуто різні методи досліджень змішувального витіснення з допомогою нагнітання газів. У всіх випадках, ці дослідження стосувалися нафтових

покладів, компонентний склад яких суттєво відрізняється від випавшого конденсату, але загальні процеси випаровування та конденсації на контакті з розчинником, та умови досягнення повного змішування із утворенням однієї однорідної фази, звичайно характерні для усіх вуглеводневих систем.

Нажаль, жодного прикладу промислового застосування нагнітання збагачених газів у газоконденсатні поклади знайти не вдалося, тому цю проблему досліджено в 4 розділі дисертаційної роботи.

У колишньому Радянському Союзі питаннями використання рідких вуглеводнів для підвищення нафтоконденсатовіддачі пластів займалися Вяхірев, Тер-Саркісов, Закіров та ін. [65, 96-100]. Нагнітання газу, збагаченого компонентами етан-бутанових фракцій дозволяє збільшити об'єм випавшого конденсату за рахунок розчинення в ньому збагаченого газу, що призводить до зростання коефіцієнта насичення і перехід його у рухомий стан, коли він досягне критичного значення. Проведені лабораторні дослідження та промисловий досвід засвідчують доцільність створення облямівки розчинника в розмірі від 3 до 12% об'єму пор, в залежності від ступеня неоднорідності колектора, при чому ефективність використання вуглеводневих розчинників для газоконденсатних сумішей є більш ефективною у порівнянні з нафтою, оскільки витіснення вже починається на меншій пройденій фронті віддалі, де насичення рідкою фазою на початок витіснення було нижче за критичне.

Бедриковецький [101] застосовував одновимірний аналітичний та напів-аналітичний підхід із врахуванням PVT-фазових перетворень і змішуваності, до розрахунку пілотного впровадження нагнітання LPG у поклади Вуктильського газоконденсатного родовища (Тімано-Печорськ, Росія) з метою витіснення ретроградного конденсату. Під час першого пілотного нагнітання, 26 тис. т облямівки LPG закачано у св. 103 із проштовхуванням сухим газом. Через два місяці вал конденсату досяг перших двох видобувних свердловин, що позначилось зростанням конденсатного фактору з 43 до 65 г/м<sup>3</sup> та зростанням густини конденсату з 0,695 до 0,715 г/м<sup>3</sup>. Другий конденсатний вал надійшов до свердловин через 5–6 місяців від

початку нагнітання. Цього разу вміст конденсату був нижчий, але сам по собі він був важчий. Видобуток додаткового конденсату склав 1 тис. т. На основі цих результатів проведено розрахунок ефективності нагнітання LPG за різних умов і об'ємів облямівки, однак для усіх варіантів додатковий видобуток конденсату не перевищував 20%. У другому пілотному проекті, здійснювалося нагнітання сухого газу у виснажену ділянку покладу через три нагнітальні свердловини. Протягом двох років було закачано 695 млн. м<sup>3</sup> сухого газу, що забезпечило видобуток 237 тис. т LPG та 54 тис. т конденсату. Додатковий видобуток конденсату, спостерігався протягом тривалого часу після проривання газу нагнітання, за рахунок випаровування, що значно перевищує видобуток у порівнянні з розробкою на виснаження.

### **1.3.5 Підтримання пластового тиску за рахунок нагнітання азоту**

Проблемами застосування азоту активно і фундаментально займалися в ІФНТУНГ, зокрема Кондрат Р.М, Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. З використанням композиційного симулятора GEM компанії CMG досліджено коефіцієнт газовилучення від нагнітання азоту в гіпотетичний однорідний газовий поклад квадратної та кругової форми для різних умов, ступеня виснаження на початок нагнітання, тривалості нагнітання азоту, площового розміщення свердловин та різних відстаней між батареями видобувних і нагнітальних свердловин, вплив темпу законтурного нагнітання азоту, вплив циклічності нагнітання азоту, ефективності роботи і зупинки видобувних свердловин та ін. [102–110].

Розрахунки показали високу ефективність від застосування азоту, із кінцевими коефіцієнтами газовилучення до 95%. Нажаль, у розглянутих роботах не наведено компонентний склад пластового газу, а відповідно не оцінено витіснення випавшого конденсату і його додатковий видобуток за рахунок нагнітання азоту. Також розрахунки зупинялися за максимального вмісту азоту у продукції в 5%, що обґрунтовано максимальним вмістом у товарному газі, хоча за рахунок встановлення додаткового устаткування з відділення азоту від газу, можна було досягти значно вищих кінцевих

коефіцієнтів газовилучення із заощадженням коштів на регенерацію азоту з допомогою криогенних технологій [111].

Серед основних переваг використання азоту можна виділити [106]:

- легкодоступність та дешевизну отримання за допомогою стаціонарних чи мобільних криогенних, мембранних або адсорбційних установок;
- низьку корозійну активність.

Серед потенційних недоліків азоту є значне підвищення тиску насичення пластової суміші [112], відповідно досягти першоконтактного змішування, тобто змішування, що настає за будь якої доданої мольної частки азоту, технологічно і технічно неможливо, оскільки ці тиски становлять порядку 80 МПа і вище. Через це може відбуватися більша конденсація вуглеводнів у рідку фазу через зростання тиску початку конденсації, особливо в зоні контакту газоконденсатної суміші і азоту. З іншого боку, для газоконденсатних покладів із дуже високим потенційним вмістом, це може призводити до потенційного досягнення критичних насичень по сконденсованій фазі, що дозволить її фільтрацію і витіснення тим самим азотом.

Порівняльне дослідження ефективності метану і азоту [113] показало перевагу першого, через кращу здатність випаровувати рідкі вуглеводні, меншу дисперсію та меншу кількість сконденсованих вуглеводнів.

### **1.3.6 Підтримання пластового тиску за рахунок нагнітання діоксиду вуглецю**

Використання  $\text{CO}_2$  набуло широкого використання для підвищення нафтовилучення, особливо у США, однак його використання для витіснення конденсату мало в основному чисто науковий характер. Увага до діоксиду вуглецю повернулася у зв'язку із зобов'язаннями країн, щодо зменшення викидів і необхідністю його захоронення починаючи від Кіотського протоколу 1992 р. і підписанням у 2015 р. під егідою Об'єднаних націй Паризької угоди [114, 115].

Коротко розглянемо основні результати та висновки з попередніх робіт, щодо можливості використання CO<sub>2</sub> для підвищення газовилучення та геологічного захоронення. Al-Nashami та ін. [116] провели дослідження на основі концептуальної гідродинамічної моделі, особливо звертаючи увагу на дифузію CO<sub>2</sub>, його розчинність у воді, ступінь виснаження родовища коли оптимально розпочинати нагнітання та об'єми нагнітання. Додатковий видобуток газу склав 11%, а от економічна ефективність дуже сильно залежить від ціни на газ, вартість CO<sub>2</sub> та компонентного складу пластового газу. Дифузія є важливим чинником при змішуванні CO<sub>2</sub> з пластовим газом, однак у випадку, якщо вона нижче 10<sup>-6</sup> м<sup>2</sup>/с, її вплив мінімальний та може бути проігнорований. Розчинність діоксиду вуглецю у пластовій воді стримує момент проривання CO<sub>2</sub>, а його нагнітання на пізній стадії розробки після суттєвого виснаження і падіння пластового тиску призводить до вищої економічної ефективності та додаткового видобутку газу. Необхідно зауважити, що результати суттєво залежать від компонентного складу пластового газу, і оскільки в роботі він не наведений, неможливо зробити висновок, наскільки нагнітання CO<sub>2</sub> збільшило конденсатовіддачу.

Дослідження щодо використання CO<sub>2</sub> для збільшення видобутку конденсату виконав Gachuz-Migo із співавторами [117]. Вони здійснили лабораторні експерименти з витіснення конденсату з тріщинуватого колектора за високих тисків і температур. Згідно отриманих результатів, нагнітання діоксиду вуглецю не показало суттєвої відмінності в порівнянні з розробкою на виснаження, а найефективнішим було нагнітання сухого газу.

Soroush та ін. [118] виконали концептуальне моделювання для похилозлягаючого газоконденсатного покладу із шаровою неоднорідністю з метою порівняння ефективності нагнітання чистого CO<sub>2</sub> та водогазової дії з використанням CO<sub>2</sub> у випадках нагнітання вгору та вниз по нашаруванню. Нагнітання вниз по нашаруванню показало однакові результати як для чистого CO<sub>2</sub> так і поперемінного нагнітання CO<sub>2</sub> і води, забезпечуючи видобуток 81% рідких вуглеводнів, в той час нагнітання вгору лише 60%.

Uchenna [119] дослідив вплив нагнітання  $\text{CO}_2$  на видобуток конденсату використовуючи загальнодоступні модель покладу PUNQ-S3 та компонентний склад [120]. Ним проаналізовано два варіанти: підтримка тиску нагнітанням діоксиду вуглецю від початку розробки, та із затримкою після 4-х років розробки на виснаження. Постійне нагнітання  $\text{CO}_2$  від початку позначилося на підвищених рівнях видобутку  $\text{CO}_2$ , що між тим мало позитивний вплив на винесення конденсату з привибійної зони свердловин, забезпечуючи вищі дебіти та кінцеве конденсатовилучення 70%. Другий варіант був більш ефективним і забезпечив видобуток газу 89% і на 4% менше конденсату ніж перший, однак значно вище NPV згідно вірогіднісного розподілу.

Лабораторні дослідження з витіснення конденсату на взірцях керну за умови неусталеної фільтрації з допомогою надкритичного діоксиду вуглецю та його суміші з метаном за різних концентрацій показали, що використання чистого діоксиду вуглецю призводить до меншого впливу капілярних ефектів та кращого співвідношення рухливостей, і відповідно пізнішого проривання газу із витісненням 79% відсотків конденсату за 0,62 закачаних порових об'ємів до моменту проривання, в той час як нагнітання метану призводить до проривання за 0,27 порових об'ємів та 45% видобутку конденсату [121]. Використання сумішей діоксиду вуглецю і метану є неефективним у порівнянні із чистими компонентами, оскільки вони не дозволяють отримати високих кінцевих коефіцієнтів вилучення, який фактично лінійно залежить від концентрації  $\text{CO}_2$  у газі нагнітання.

Єдине дослідження, що за своєю метою і суттю наближається до дослідження результати якого, наведеного у р. 4.2.3, виконали Narinesingh та Alexander [122] у якому вони спробували оптимізувати розташування свердловин та схему нагнітання на тривимірній моделі покладу прямокутної форми з метою підвищення вуглеводневилучення та захоронення  $\text{CO}_2$  у виснаженому газоконденсатному покладі. За результатами гідродинамічних розрахунків, більше 60% закачаного  $\text{CO}_2$  залишилося у покладі, з них 20% через гістерезис і 40% залишилося у суперкритичному стані. Максимальний додатковий видобуток конденсату у порівнянні з базовим варіантом на

виснаження становив 6,9%. Нажаль, з даної статті не зрозуміло як саме гістерезис було враховано і змодельовано.

Серед можливих недоліків застосування діоксиду вуглецю і підвищена корозійність на свердловинне обладнання, що вимагає застосування інгібіторів корозії, спеціального антикорозійного захисту та перехід на полімерні НКТ. Жодних прикладів промислового впровадження CO<sub>2</sub> для витіснення випавшого конденсату знайти не вдалося.

### **1.3.7 Підтримання пластового тиску поперемінним нагнітанням води і газу**

Основна перевага поперемінного нагнітання води і газу (WAG – water-alternating-gas) базується на кращому витісненні вуглеводнів за рахунок збільшення коефіцієнта охоплення, через більш рівномірне просування контура. За наявними літературними джерелами, перше промислове застосування цього методу датоване 1957 р. у Канаді [123]. Метод використовувався для морських і наземних родовищ із використанням вуглеводневих і неуглеводневих газів на нафтових покладах, забезпечуючи додатковий видобуток нафти 5–10%. Наразі, ми не змогли знайти жодного газоконденсатного покладу чи об'єкта де би його використовували в дослідних чи промислових цілях, окрім наукових робіт, щодо потенційних можливостей його використання [124-126]. Cullick і Jones здійснили чисельне моделювання на 2D та 3D моделях забезпечуючи додатковий видобуток конденсату від 28 до 54% в залежності від конкретних умов чисельного експерименту. Враховуючи, що вони не використовували гістерезис відносних фазових проникностей, і тільки відносні фазові для дренавання, результати розрахунків є занадто оптимістичними, обґрунтування цього наведено у розділі 4.3.

За результатами чисельного моделювання досліджено витіснення конденсату з допомогою поперемінного нагнітання CO<sub>2</sub> і води у склепінну частину моделі уявного покладу із значними кутами падіння за умови наявності та відсутності змішування [118].



Як і очікувалося, за умови змішування кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату становив 79,2% проти 65,4% коли змішування не відбувалося.

### **1.3.8 Розробка із застосуванням витіснювальних хімічних агентів**

Однією з найбільш повних і фундаментальних робіт із застосування основних хімічних методів підвищення нафтовилучення, а саме лугів, ПАР, полімерів та їх комбінацій, є монографія опублікована James J. Sheng у 2011 р. [127]. В ній детально розкрито вплив усіх факторів, що впливають на ефективність кожного методу, включаючи адсорбцію, дифузію, соленисть, іонний обмін, рухливості та реологія флюїдів, міжфазний натяг і фазові перетворення, мікроемульсії та ін. Через складний багатфакторний характер фізико-хімічної взаємодії між агентами та пластовими флюїдами, агентами/флюїдами і породами, існує ряд обмежень, щодо можливості використання того чи іншого хімічного методу підвищення вуглеводневилучення. Їх первинний аналіз виконав J. Taber [128], а підсумував S. Al Attas [129] у вигляді Табл. 1.1, яку відкореговано відповідно до міжнародної системи одиниць SI. Як бачимо, в цілому, застосування хімічних методів обмежується глибиною в 3000 м, або температурою в 90°C, проникністю в 10 мД, середніми значеннями в'язкості та густинами нафти/конденсату менше 965 кг/м<sup>3</sup>, що відповідає більшості газоконденсатних родовищ ДДЗ [130].

Лабораторні експерименти із застосування ПАР по витісненню конденсату, проведені в ІФНТУНГ [52, 63, 131] на лабораторній установці із насипним керном показали, що в залежності від фізико-літологічних властивостей пористого середовища, коефіцієнта початкового насичення конденсатом, типу ПАР і тривалості його нагнітання, отриманий коефіцієнт конденсатовилучення становить від 65 до 85%. Оптимальним є використання 0,05% розчину суміші неіоногенного ПАР савенолу SWP і аніонного Карпатола УМ-2, а от додавання 0,03% полімеру АН-125 має негативний вплив, знижуючи коефіцієнт конденсатовитіснення на 4,3%.

Прикладом успішного використання полімерів (0,025% частково гідролізованого поліакриламід у типу пушер) є поклад Крейн родовища Hallsville Northeast, де бар'єрне заводнення дозволило припинити міграцію нафти з об'ємівки у основну газову частину покладу, зменшити газові фактори і збільшити контрольований видобуток нафти [65].

Таблиця 1.1 – Застосування методів підвищення нафтовилучення відповідно до властивостей порід на пластових флюїдів

Метод підвищення нафтовилучення		Характеристика пласта		Властивості нафти		
		Глибина, м	Проникність, мД	Густина, кг/м <sup>3</sup>	В'язкість, сПз	Склад
Нагнітання газу	Азот і горючі гази	> 2000	Н.К.	< 850	< 0,4	Високий % C <sub>1</sub> –C <sub>7</sub>
	Вуглеводневий	> 1300	Н.К.	< 915	< 3	Високий % C <sub>2</sub> –C <sub>7</sub>
	CO <sub>2</sub>	> 830	Н.К.	< 920	< 10	Високий % C <sub>5</sub> –C <sub>12</sub>
	Гази, що не змішуються	> 600	Н.К.	< 985	< 6000	Н.К.
Термо-механічний	Горіння	< 3800	> 50	< 1000	< 5000	Невисокий вміст асфальтенів
	Пара	< 1500	> 200	< 1015	< 200000	Н.К.
Хімічний	Полімери	< 3000	> 10	< 965	< 35	Н.К.
	ПАР	< 3000	> 10	< 965	< 150	Критично
	Луги	< 3000	> 10	< 965	< 35	Високий вміст кислот

Н.К. – Не критично.

#### 1.4 Особливість та проблеми методів дослідження підвищення вуглеводневилучення

Якість досліджень та рекомендацій, щодо вибору оптимального методу підвищення вуглеводневилучення суттєво залежить від методу, що використовується, а саме аналітичних моделей, лабораторних PVT-установки чи установки для витіснення на реальних чи насипних моделях керну, чисельних – гідродинамічне моделювання. Через стрімкий розвиток обчислювальної техніки, вдосконалення чисельних методів

розв'язку рівнянь і перевірку їх відповідності до аналітичних моделей, швидкість з якою вони дозволяють прорахувати велику кількість варіантів та зручні методи аналізу результатів зробили їх основним інструментом для проведення досліджень. Різні дослідники проводили дослідження на різних типах моделей, класичної форми (кругової чи прямокутної), одно-, дво- і тривимірних, однорідних, шаровонеоднорідних, чи повнорозмірних неоднорідних моделях покладів і родовищ. Для перевірки фізичності того або іншого явища чи концепції, використання моделей класичної простої форми є бажаним оскільки це дає змогу зробити чіткий висновок про його одноосібний вплив. Однак, для детального дослідження мультифакторного впливу різних чинників на ефективність процесів вуглеводневилучення, вважаємо за доцільне використання тривимірних неоднорідних моделей максимально-наближених до реальних умов газоконденсатних покладів України. У більшості випадків, розглянуті дослідження стосувалися чисто технологічної ефективності методів, з метою максимізації накопиченого видобутку, без врахування економічної складової, яка могла суттєво вплинути на процес прийняття рішень, щодо кінцевого впровадження того чи іншого методу впливу. В даній дисертаційній роботі використано подвійний критерій оцінювання – технологічний і економічний.

Якість і точність чисельних розрахунків залежить від методу чисельного розв'язку, особливо це стосується проблем пошуку оптимального значення під час розв'язку оптимізаційних задач. У р. 2 детально розглянуто математичну модель та підхід до оптимізації.

Необхідною умовою достовірності результатів чисельного моделювання є використання якісних вхідних даних, що використовуються як для побудови геологічної моделі так і гідродинамічної, а також підходу до побудови геологічної моделі. Через обмеженість та точковість інформації, що використовується для опису геологічної будови, виникає високий ступінь невизначеностей, як у концептуальній стратиграфічній моделі, так і розповсюдженні фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів по об'єму покладу. Саме тому необхідною умовою якісного моделювання є перехід від

детерміністського (одноваріантного) опису геологічної будови в напрямку багатоваріантного моделювання, для якого критичним стає вибір однієї чи кількох реалізацій для подальших гідродинамічних розрахунків.

Особливістю розробки газоконденсатних покладів є складні процеси фазових перетворень, через обмеженість інформації про початковий склад пластових сумішей і відсутність чи неповноту досліджень на PVT-установках, виникають значні невизначеності під час створення PVT-моделей і як наслідок, складнощі з відтворенням історії розробки під час гідродинамічного моделювання. У розділі 3 наведено детальний опис проблеми та запропоновані методики до їх вирішення.

### **Висновки до першого розділу**

За результатами аналізу та узагальнення вітчизняного та зарубіжного досвіду розробки газоконденсатних родовищ на різних стадіях та методів підвищення вуглеводневилучення визначено та обґрунтовано напрямки і задачі наукових досліджень з розроблення нових і вдосконалення існуючих технологій збільшення видобутку природного газу і конденсату.

Більшість газових і газоконденсатних родовищ України розробляється на виснаження і знаходяться в періоді спадного видобутку вуглеводнів або на завершальній стадії розробки. В процесі зниження пластового тиску відбувається конденсація важких вуглеводнів із газу, що у поєднанні з газом, який залишився в зонах, які не були охоплені розробкою або недостатньо дренивалися, защемленим газом і конденсатом в обводнених зонах родовищ, призводить до значних об'ємів залишкових запасів вуглеводнів і низьких коефіцієнтів кінцевого газо- (до 70–85%) та конденсатовилучення (15–40%). Через необхідність повної енергонезалежності України, залучення в розробку залишкових вуглеводнів з виснажених родовищ і впровадження технологій підвищення вуглеводневилучення є надзвичайно актуальним і має державне значення.

Велика кількість існуючих технологій підвищення конденсатовилучення та багатьох факторів, що впливають на їх ефективність, існує проблема вибору рекомендованого методу дії на пласт, в залежності від наявних умов.

Сучасне прийняття технологічних і економічних рішень ґрунтується на результатах чисельних розрахунків з використанням геолого-технологічних моделей. Неоднозначність підходів до моделювання родовищ нафти і газу та обмеженість у вхідних даних суттєво впливають на якість рішень та точність розрахунків, що зумовлює необхідність вдосконалення існуючих і розроблення нових методів та підходів.

Наведені міркування та аналіз сучасного стану розвитку технологій зумовлюють актуальність досліджень проблем підтримання пластового тиску та підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ на різних стадіях розробки.

## РОЗДІЛ 2

### ЗАГАЛЬНА ПОСТАНОВКА ЧИСЕЛЬНИХ ЕКСПЕРИМЕНТІВ

Моделювання різних явищ і процесів в нафтогазопромисловій справі є невід'ємною складовою і головним інструментом сучасної науково-пізнавальної та інженерної діяльності, в тому числі й процесів розробки родовищ та видобування вуглеводнів. Серед методів моделювання можна виділити фізичне, статистичне та чисельне [132]. Основним методом розв'язку поставлених задач у даній роботі є застосування чисельного моделювання з використанням комерційних програмних продуктів компанії Schlumberger, а саме Petrel – системи для побудови тривимірних геологічних та гідродинамічних моделей покладів вуглеводнів, ECLIPSE – гідродинамічного симулятора, що виконує безпосередні розрахунки процесів фільтрації та передає результати в Petrel для подальшого аналізу, PVTi – PVT-симулятора для розрахунку фазової рівноваги та властивостей багато-компонентних систем пластових флюїдів на основі трипараметричних рівнянь стану.

Нижче наводиться скорочений опис постановки математичної моделі, та використаних методів розв'язку задач з врахуванням проблеми пошуку оптимального рішення.

#### 2.1 Опис математичної моделі

В основі будь якого сучасного гідродинамічного симулятора лежать три основні рівняння (Рис. 2.1), що описують фундаментальні закони збереження: маси, руху та енергії.

Закон збереження руху, реалізовано через використання напів-імперичного закону фільтрації Дарсі. Закон збереження енергії, у більшості випадків, спрощується до опису ізотермічних процесів. В залежності від методу опису фазових перетворень флюїдів, можливі два принципових підходи до розв'язку узагальнених рівнянь руху – композиційна модель або, спрощена, так звана, модель «чорної нафти». У випадку

композиційної моделі, фазові перетворення і фазова рівновага розраховується за рівнянням стану за заданим компонентним станом вуглеводневої суміші, у моделі «чорної нафти» PVT властивості фаз (нафти, газу і води) задаються явно у табличному вигляді в залежності від тиску.

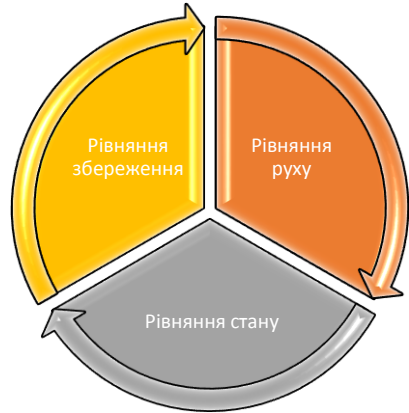


Рисунок 2.1 – Базові рівняння гідродинамічного симулятора

Композиційна модель застосовується тільки у спеціальних випадках, наприклад, коли а) необхідно зробити прогнозування зміни компонентного складу вуглеводнів у часі; б) початковий пластовий тиск і температура близькі до критичних тисків і температури пластового флюїда; в) витіснення вуглеводнів з використанням вуглеводневих чи неуглеводневих газових розчинників, що призводить до значних змін компонентного складу пластової системи.

У цій роботі, нами використовувалися обидва типи симуляторів, але для спрощення, нижче наведемо кінцеву систему рівнянь для моделі «чорної нафти».

$$\left\{ \begin{array}{l} \nabla \left[ \frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla Z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \frac{S_o}{B_o} \right] + q_o \\ \nabla \left[ R_s \frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla Z) + \frac{kk_{rg}}{\mu_g B_g} (\nabla p_g - \gamma_g \nabla Z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{R_s S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \right] + q_g \\ \nabla \left[ \frac{kk_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla Z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \frac{S_w}{B_w} \right] + q_w \end{array} \right. \quad (2.1)$$

В цій системі рівнянь наявні 6 невідомих: три фазових тиски та три фазових насичення. Шляхом введення трьох додаткових рівнянь, а саме балансу насичень

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (2.2)$$

та заданих капілярних тисків

$$p_o - p_w = p_{cow}(S_o, S_g, S_w) \quad (2.3)$$

$$p_g - p_o = p_{cgo}(S_o, S_g, S_w) \quad (2.4)$$

Кількість невідомих зменшується до трьох:  $p_o, S_g, S_w$ .

Для композиційної моделі, додатковими невідомими є молярні частки кожного компоненту. На відміну від узагальненої вище описаної математичної моделі, розроблено і запропоновано, альтернативну математичну модель ізотермічної багатофазної фільтрації, спеціально для газоконденсатних покладів [133]. Система з трьох рівнянь: рекурентного рівняння стану газу (2.5), диференційного рівняння фільтрації (2.7) та інтегрального для коефіцієнта газонасичення (2.6) дає змогу описати процес сумісної фільтрації газу та конденсату, що випав у пористому середовищі.

$$p = z_1(p, T) \frac{\rho_1 R T}{M_1}; \quad (2.5)$$

$$\alpha(p) = 1 - \int_{p_{пк}}^p q_k(p) dp, \quad (2.6)$$

$$\begin{aligned} & m^2 g(\rho_2 - \rho_1) V [\rho_1 \alpha(p) - \rho_2 \alpha(p)] + \\ & + m \left( \frac{\mu_1}{k_1 p_1} - \frac{\mu_2}{k_2 p_2} \right) \frac{dp}{dr} - \\ & - \frac{I_{12}}{m} \left( \frac{1}{\alpha(p) \rho_1} + \frac{1}{(1 - \alpha(p)) \rho_2} \right) \frac{dp}{dr} - \\ & - m p \left( \frac{\mu_1}{k_1 p_1} - \frac{\mu_2}{k_2 p_2} \right) \frac{d[\alpha(p)]}{dr} - m \left( \frac{\mu_1}{k_1 p_1} + \frac{\mu_2}{k_2 p_2} \right) \frac{d[p\alpha(p)]}{dr} = 0. \end{aligned} \quad (2.7)$$

де  $z_1(p, T)$  – коефіцієнт стисливості газу;  $R$  – універсальна газова стала;  $M_1$  – усереднена молекулярна маса пластового газу;  $q_k$  – конденсатний фактор;  $p_{пк}$  – тиск початку конденсації;  $\alpha$  – коефіцієнт газонасиченості;  $I_{12}$  – швидкість ретроградної конденсації;  $I_{21}$  – швидкість ретроградного випаровування;  $k$  – проникність пласта;  $k_1$  і  $k_2$  – проникності для газу та конденсату;  $\rho_1$  і  $\rho_2$  – густини газу та конденсату;  $\mu_1$  і  $\mu_2$  – в'язкості газу та конденсату.



## 2.2 Геолого-технологічні моделі та чисельні методи розв'язку

Геолого-технологічна модель родовища нафти і газу, є чисельною апроксимацією, створеною шляхом комплексного узагальнення, аналізу та інтеграції усієї наявної інформації, отриманої різними методами дослідження. Побудова моделі складається з двох основних етапів: 1) створення статичної геологічної моделі, кінцевим результатом якої є підрахунок запасів та ресурсів об'ємним методом та аналіз невизначеностей і ризиків (Рис. 2.2) [134]; 2) створення гідродинамічної моделі, кінцевою метою, якої є розрахунок прогнозних показників для оптимізованої системи розробки (Рис. 2.3).

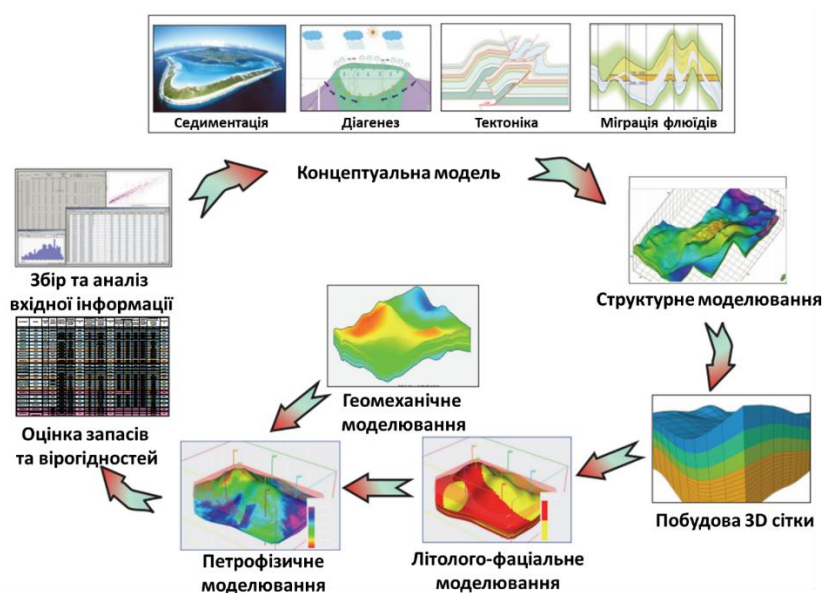


Рисунок 2.2 – Основні кроки при побудові статичної геологічної моделі (перероблено за Закревським).

Вищерозглянута система диференціальних рівнянь (2.1) є складною і нелінійною, що не дає змогу ефективно отримати аналітичний розв'язок. Через це, широкого застосування набули чисельні методи, під час яких неперервні диференціальні рівняння дискретизуються методом кінцевих різниць, для отримання наближеного розв'язку у вузлах. Дискретизація, або розбиття на елементи, здійснюється у двох координатних системах: 1) просторі, коли реальний поклад, розбивається на фіксовані об'ємні елементи – комірки чисельної сітки (Рис. 2.4); 2) часі, для пошуку розв'язку тільки у

певні моменти часу – часові кроки. Дискретизацію здійснюємо шляхом розкладання рівнянь у ряд Тейлора.

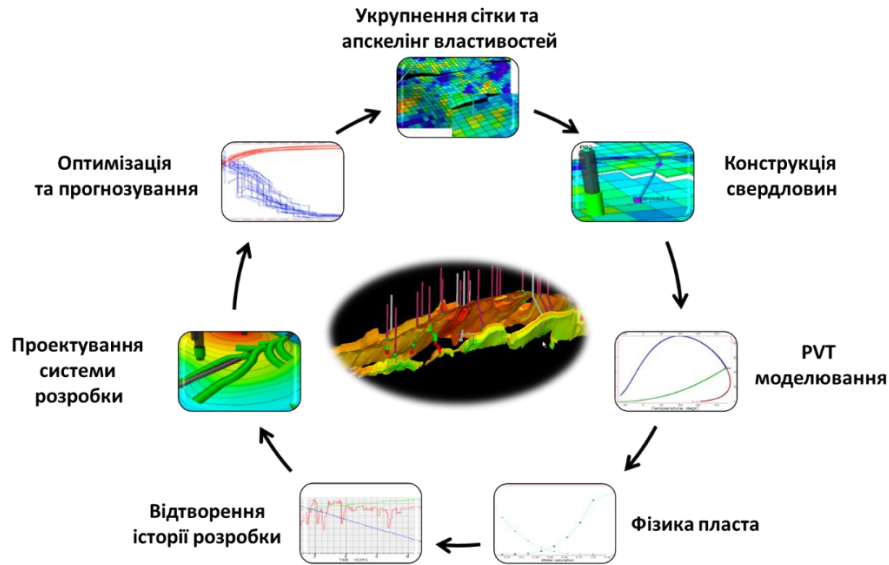


Рисунок 2.3 – Основні кроки при побудові гідродинамічної моделі (перероблено за Закревським).

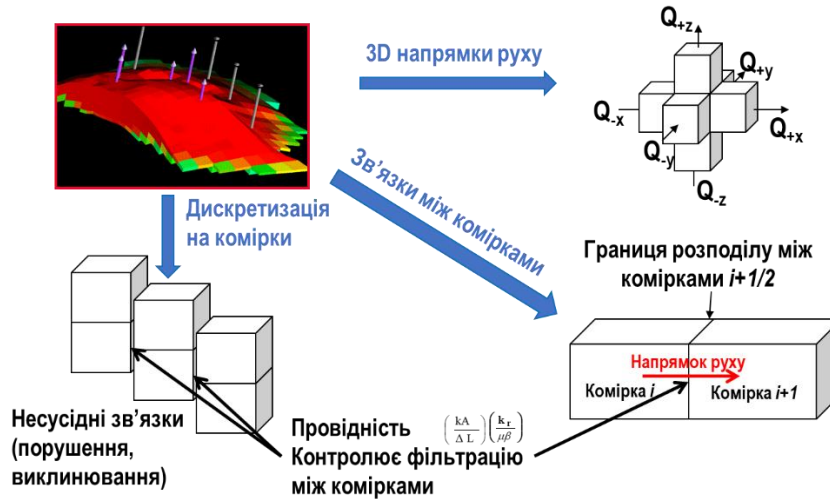


Рисунок 2.4 – Просторова дискретизація.

В наслідок дискретизації, рівняння фільтрації для нафти і води набуває вигляду

$$[\Delta T_o \cdot (\Delta p_o - \gamma_o \Delta Z)_i]^{n+1} = \frac{V_i}{\Delta t_n} \Delta t \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right)_i^{n+1} + \hat{q}_{o,i}^{n+1} \quad (2.8)$$

$$[\Delta T_w \cdot (\Delta p_w - \gamma_w \Delta Z)_i]^{n+1} = \frac{V_i}{\Delta t_n} \Delta t \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right)_i^{n+1} + \hat{q}_{w,i}^{n+1} \quad (2.9)$$

Об'єднавши рівняння для нафтової і водяної фази отримаємо узагальнене рівняння для тиску для певного часового кроку

$$\begin{aligned}
 & B_{o,i}^l [\Delta T_o \cdot (\Delta p_o - \gamma_o \Delta Z)_i]^l + B_{w,i}^l [\Delta T_w \cdot (\Delta p_o - \Delta p_{cow} - \gamma_w \Delta Z)_i]^l \\
 & - B_{o,i}^l \hat{q}_{o,i}^l - B_{w,i}^l \hat{q}_{w,i}^l = \frac{V_i \phi_i^n}{\Delta t_n} \left[ \left\{ \frac{1}{\phi_i^n} \left( \frac{d\phi}{dp_w} \right) - \frac{S_{o,i}^n}{B_{o,i}^l} \left( \frac{dB_o}{dp_o} \right) - \frac{S_{w,i}^n}{B_{w,i}^l} \left( \frac{dB_w}{dp_w} \right) \right\} \Delta_t (p_{o,i})^{n+1} \right. \\
 & \left. - \left\{ \frac{1}{\phi_i^n} \left( \frac{d\phi}{dp_w} \right) + \frac{S_{w,i}^n}{B_{w,i}^l} \left( \frac{dB_w}{dp_w} \right) \right\} \Delta_t (p_{cow,i})^{n+1} \right]
 \end{aligned} \quad (2.10)$$

де коефіцієнт провідності, що контролює швидкість та кількість флюїду, залежить від геометрії комірок та рухливості кожної фази

$$T_{o,i+1/2} = \frac{\Delta y \Delta z}{x_{i+1} - x_i} \left( \frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{i+1/2} \quad (2.11)$$

Оскільки властивості флюїдів, залежать від тиску, рівняння 2.7 є також нелінійним.

Для розв'язку рівнянь, виконується їх лінеризація методом Ньютона-Рапсона [135], із наступним ітераційним наближенням розв'язку лінійних рівнянь до узагальненого нелінійного (2.10) до того часу, поки різниця між ними не стане менше заданої похибки збіжності матеріального балансу.

В залежності від того, на якому часовому кроці  $l$  у рівнянні (2.10) приймаються властивості параметрів, на теперішньому  $n+1$  або попередньому  $n$ , схема розв'язку буде повністю неявною, коли тиски і насичення виступають невідомими (implicit), або явною, де або тиск або насичення береться з попереднього часового кроку (IMPES, IMPSAT). Використання тої чи іншої схеми має певні переваги та недоліки, накладаючи обмеження на точність чисельного розв'язку та збіжність результатів. Через розкладання у ряд Тейлора, штучно закладається похибка за рахунок відкидання залишку ряду після другої похідної.

Детальний опис рівнянь для кожного типу моделей та методів чисельного розв'язку наведено в [136-139].

### 2.3 Проблема оптимізації та пошуку оптимального розв'язку

Як зазначено вище у п. 2.2, кінцевою метою створення геолого-технологічної моделі, є пошук найкращого варіанта розробки, що дозволить отримати максимальний коефіцієнт вилучення вуглеводнів або максимальний прибуток. Класичним підходом є створення наперед обумовлених сценаріїв, наприклад, додаткове буріння певної кількості свердловин, або переведення певних видобувних свердловин під нагнітання із чітко встановленими дебітами. Зрозуміло, що такий підхід має істотні обмеження в людських і часових ресурсах, і не дає змогу проаналізувати велику кількість можливих варіантів, таких як, яку саме свердловину краще перевести і з яким дебітом, коли це краще зробити, чи варто проводити заходи з інтенсифікації і т.д.

Аналіз ефективності застосування методів підвищення вуглеводневилучення можна проводити за багатьма кількісними критеріями, наприклад, додатковий видобуток нафти, приріст коефіцієнта вилучення, ефективність витіснення через коефіцієнти охоплення, фінансові показники (NPV – чиста теперішня вартість). Проблемами оптимізації видобутку вуглеводнів за рахунок використання методів підвищення нафтовилучення займалось багато науковців, серед них [140-143]. Zhang використовував поєднання факторіального дизайну та поверхні відклику на основі методу Монте-Карло для пошуку глобального оптимуму середньої вартості проекту (NPV). Zengra виконав оптимізацію на основі сурогатної моделі для проектування ASP, а Nogowitz застосував подібний підхід для оптимізації полімерного заводнення.

Особливої актуальності дана проблема набуває за наявності геологічних невизначеностей, пов'язаних із незнанням точного розповсюдження петрофізичних властивостей пластових порід, фізико-хімічними та реологічними властивостями та процесами взаємодії між витісняючими агентами та гірськими породами і т.д.

Al Sofi застосував алгоритм паралельного дизайну для оптимізації полімерного заводнення шляхом пошуку оптимальної концентрації та об'єму облямівки з використанням симулятора, що базується на лініях течії.

Значного успіху в проблемах оптимізації досягнуто Chugunov та Morton [144-146], які розробили комплексний підхід до врахування геологічних невизначеностей в оптимізаційних задачах через поєднання глобального аналізу чутливостей та методу поліноміального розширення хаосу, та застосували його для дослідження процесів захоронення CO<sub>2</sub> та проектування гідродинамічних досліджень свердловин на неусталених режимах на повномасштабних гідродинамічних моделях.

З розвитком обчислювальної техніки та програмного забезпечення, з'явилася можливість автоматизувати процеси пошуку оптимального рішення та ефективно вирішувати різноманітне коло проблем. В роботі [147] проведено порівняльний аналіз застосування двох методів стохастичної оптимізації (диференційної еволюції та еволюції адаптації коваріаційної матриці для сайклінг-процесу для двох різних цільових функцій – чистої теперішньої вартості (NPV) та середнього насичення нафтовою фазою. В іншій роботі, ці ж автори додатково дослідили можливість оптимізації місця розташування свердловин та їх дебітів [148].

Для порівняльного аналізу однієї реалізації з іншою задається певний критерій, в якості якого використовується скалярне значення цільової функції. Під час відтворення історії розробки, завдання полягає у мінімізації цільової функції, яка в загальному вигляді характеризує наскільки сума відхилень розрахункових значень параметрів відхиляється від історично заміряних

$$Q(x) = \sum_i \frac{\omega_i}{N_i} \sum_j^{N_i} \omega_i^j \left( \frac{s_i^j(x) - o_i^j}{\sigma_i} \right)^2 \quad (2.12)$$

При оптимізації розробки, цільову функцію намагаються максимізувати

$$Q^{Opt} = \text{Max}[F(X, Y, Q, \dots)] \quad (2.13)$$

Для оптимізаційних задач, розроблено велику кількість різнопланових алгоритмів, що дозволяють проводити локальну або глобальну оптимізацію цільової функції. Серед основних можна виділити, симплекс, ітераційні, нейронні мережі, еволюційні і глобальні.

Під час даних досліджень, ми використовували нелінійний симплекс алгоритм, що є вдосконаленою версією низьхідного симплекс алгоритму, вперше запропонованого Nelder і Mead [149]. Симплекс оптимізатор, є послідовним алгоритмом локальної оптимізації, в якому границі параметричного простору та лінійні обмеження накладаються на регіон пошуку з допомогою лексиграфічного ранжування. На відміну від класичного, нелінійний алгоритм є більш стабільним та може справлятися з немонотонністю та нелінійними контрольними параметрами [150].

Зважаючи на те, що геологічні невизначеності завжди присутні і не можуть бути повністю знівелювані, окремою задачею є оптимізація за наявності геологічних невизначеностей.

Якщо розглянути загальний випадок, представлений функцією

$$y = y(\alpha, \beta) \quad (2.14)$$

де  $\alpha$  набір контрольних параметрів, що змінюються алгоритмом оптимізації (об'єми нагнітання, концентрації та ін.) і  $\beta$  набір невизначених параметрів (петрофізичні властивості комірок сітки, кінцеві точки відносних фазових, та ін.).  $\beta$  випадкові параметри представлені функцією густини вірогідностей, таким чином, що для кожного вектора контрольних параметрів  $\alpha$ , результатом моделі стає випадкова функція зі своєю функцією густини вірогідностей через наявність невизначеностей у  $\beta$ .

Середньо-варіаційний підхід застосовано до проблем оптимізації у функціональній формі

$$F(\alpha) = \mu(\alpha) - \lambda\sigma(\alpha) \quad (2.15)$$

де  $\mu$  і  $\sigma$  – середнє значення та стандартне відхилення результату у чисельного розрахунку для довільно вибраних параметрів  $\beta$ , і  $\lambda$  – параметр толерантності ризику, за наявності невизначеностей.

Таким чином, проблема оптимізації зводиться до пошуку максимуму  $F(\alpha)$ .

Для кожної оптимізаційної ітерації, вибирається довільне значення вектору  $\beta$  і значення функції  $y(\alpha, \beta)$  розраховуються спершу для заданого значення  $\alpha$ , а потім середнє значення та стандартне відхилення для  $\beta$ .

В процесі оптимізації за невизначеностей створиться набір параметрів  $\alpha_{opt}$ , які забезпечать оптимальне значення функції  $F$ . Оптимізована функція стане

$$y = y(\alpha_{opt}, \beta) \quad (2.16)$$

В розділі 4.4 наведено результати дослідження проблеми застосування даного підходу до оптимізації витіснення конденсату з використанням хімічних агентів [151].

### **Висновки до другого розділу**

Сучасний підхід до проектування розробки родовищ вуглеводнів та розв'язку проблем підвищення нафтогазовилучення базується на використанні чисельних геолого-технологічних моделей. Саме такі моделі використано як основний інструмент під час виконання даної дисертаційної роботи, тому в другому розділі розглянуто та виконано аналіз:

1. Узагальненої математичної моделі із наведенням відповідних рівнянь, що реалізована в більшості комерційних гідродинамічних симуляторів, в тому числі симуляторі ECLIPSE компанії Schlumberger;
2. Розроблено альтернативну математичну модель ізотермічної багатофазної фільтрації, спеціально для газоконденсатних покладів;
3. Основних етапів зі створення статичних геологічних та гідродинамічних моделей родовищ вуглеводнів;
4. Узагальненого методу чисельного розв'язку, проблем просторової та часової дискретизації, та їх впливу на точність і сходимість результатів розрахунків;
5. Методу розв'язку задач з оптимізації та пошуку оптимального значення у випадку наявності геологічних невизначеностей.

### РОЗДІЛ 3

## ПРОБЛЕМИ ПОБУДОВИ ЯКІСНИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ МОДЕЛЕЙ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ ЗА ОБМЕЖЕНОЇ КІЛЬКОСТІ ВХІДНОЇ ІНФОРМАЦІЇ

На додаток до класичних методів прогнозування видобутку – матеріального балансу, кривих падіння видобутку чи характеристик витіснення, за останні 20 років широкого розповсюдження отримали тривимірні чисельні геолого-технологічні моделі. Одними з основних переваг яких, є можливість врахувати «реальну» геологічну будову та просторову неоднорідність в розповсюдженні колекторських і фільтраційно-ємнісних властивостей порід, у поєднанні з складними процесами фазових перетворень, реології пластових флюїдів і агентів впливу та різних рівнянь припливу до свердловин, із врахуванням їх складної геометрії траєкторії.

«Реалістичність» геологічної будови напряму залежить від якості та кількості вхідної інформації, а саме 2D сейсмічних профілів, 3D сейсмічних кубів та результатів інтерпретації каротажних кривих. Роздільна здатність сейсмо-розвідувальних методів залежить від довжини хвиль, і якщо в горизонтальному напрямку вона, як правило становить від 20 до 50 м, чого достатньо для виділення тектонічних порушень чи латеральної зміни типу колекторів, наприклад, руслових каналів чи турбідів, а от вертикальної роздільної здатності – від 10 м в ідеальному випадку до 150 м, однозначно недостатньо [152]. Особливо проблемним це стає у випадку значного розчленування та тонких прошарках, характерних для родовищ східного регіону України (Дніпровсько-Донецької западини). Тому, результати оброблення сейсміки, в основному, використовуються для структурних побудов, а саме визначення тектонічних порушень та основних горизонтів відбиття, а у випадку, коли роздільна здатність дозволяє, використовувати сейсмічні атрибути в якості поверхневих чи об'ємних трендів при фаціальному моделюванні та встановленні типу насичення флюїдів. На відміну від сейсміки, каротажні прилади, мають набагато вищу вертикальну роздільну здатність від



0,3 до 1,5 м (в залежності від принципу дії та компонування), за стандартного комплексу каротажних досліджень достовірно можна виділяти пласти із товщинами не менше 1 м [153], проте вони дають можливість встановити фільтраційно-ємнісні властивості, літологію, не тільки визначити тип флюїду, але й коефіцієнти насичення, що робить їх основним джерелом інформації для петрофізичного моделювання. Через невисоку (від 0,5 до 1,0 м) горизонтальну роздільність, вона носить точковий характер, але це дає змогу використовувати її для геостатистичних методів аналізу.

Окремим, новим і перспективним напрямком для характеристики будови нафтогазових покладів, опису хімічної структури високомолекулярних сполук, аналізу поведінки і виділення закономірностей у великих об'ємах даних (історія видобутків, сейсміка і т.д.) є застосування теорії фракталів. Вона дозволяє описувати структури із складною геометрією за допомогою простих геометричних форм, що повторюються із різним рівнем масштабування [154–157]. В даній роботі запропоновано використання «фрактального дерева» для описання геометрії та оцінки запасів у тріщинуватому колекторі [158].

### **3.1 Проблеми побудови статичних геологічних моделей**

Для газоконденсатних родовищ, в залежності від вмісту  $C_{5+}$ , розробка на виснаження, може призводити до значних незворотніх втрат рідких вуглеводнів, а тому, аналіз можливості впровадження методів підвищення повинен проводитися вже на ранній стадії, тобто в період розвідки або дослідно-промислової розробки. Зрозуміло, що за недостатньої кількості вже пробурених свердловин, чи не високої роздільної здатності 3D сейсміки, існують значні невизначеності щодо геологічної будови, розповсюдження колекторських та фільтраційно-ємнісних властивостей. Саме тому, оцінка геолого-технологічних невизначеностей і пов'язаних з ними ризиками, виконується з використанням гідродинамічного моделювання. Жерар Массона досліджував вплив геологічних невизначеностей на додатковий видобуток конденсату від можливого впровадження сайклінг процесу, на стадії коли на родовищі було

пробурено лише дві оціночні свердловини [159]. Він вказує, що ефективність сайклінг-процесу напряму залежить від неоднорідності покладів, і чим вище неоднорідність, тим нижчий додатковий видобуток конденсату.

Досить довгий час тривають дискусії, щодо підходів, до геологічного моделювання покладів вуглеводнів та підрахунків їх запасів [160]. Як показано вище, зважаючи на високий рівень невизначеностей, пов'язаних із недостатньою кількістю та якістю вхідної геолого-технологічної інформації, яка використовується для побудови геолого-технологічних моделей, швидким розвитком обчислювальної техніки та розрахункових потужностей (кластерні та хмарні рішення), сучасна світова наука більше схиляється до відходу від детерміністичного підходу, результатом якого є один найімовірніший на думку геолога варіант геологічної моделі, до напрямку використання вірогіднісного мульти-варіаційного підходу, де під «геологічною моделлю» розуміють ансамбль рівно-вірогіднісних реалізацій [161–163], хоча деякі автори наголошують, що обидва підходи мають місце на існування [164].

Певною мірою, в «серці» обох підходів лежать геостатистичні методи, які дозволяють проаналізувати та спрогнозувати зв'язки між значеннями властивостей та їх розташуванням у просторі на основі варіограмного аналізу [165]. У детерміністичних моделях, результат повністю визначається значеннями вхідних параметрів та початкових умов, в той час, як стохастичні моделі базуються на збереженні випадковості, тобто при одних і тих самих вхідних параметрах але інших початкових умовах, кінцевий результат кожного разу буде іншим. Зрозуміло, що природній світ та геологічні процеси містять в собі значну мінливість, а отже й випадковість, пов'язану із тим, що ми не маємо достовірної інформації про значення кожного параметру (пористості, проникності, насичення та ін.) у кожній точці покладу, у інакшому випадку, ми були б абсолютно впевнені в геологічній будові, а рівень невизначеностей дорівнював нулю.

Коротко розглянемо переваги та недоліки обох підходів.

### 3.1.1 Детерміністичний підхід

Основним і базовим алгоритмом будь яких геостатистичних інтерполяцій чи симуляцій, для розповсюдження властивостей по комірках 3D сітки є крігінг в одній з його реалізацій [166], для неперевних властивостей (пористість, проникність, насичення) – простий, звичайний, універсальний, логнормальний, для дискретних (літотики, типи порід) – індикаторний. Фактично крігінг виступає узагальненим методом лінійної регресії для розрахунку оптимального просторового оцінювача за методом найменших квадратів. На основі відомих значень у точках із відомими координатами  $S_i$ , крігінг розраховує значення та стандартні відхилення у точках, де відсутні вибіркові дані,  $S_0$  (Рис. 3.1). На відміну від класичної лінійної регресії, приймає до уваги об'ємність та стохастичну залежність між даними. Через це, його застосування є доцільним тільки як методу інтерполяції, за умови високої щільності вибіркових даних [165] – щільної сітки свердловин із чітко встановленими контурами покладу та положенням контактів. У іншому разі, для розповсюдження властивостей поза межами варіограм, необхідно використовувати сейсмічні тренди для ко-крігінга, тобто нам необхідно мати якісні сейсмічні куби із високою роздільною здатністю [167].

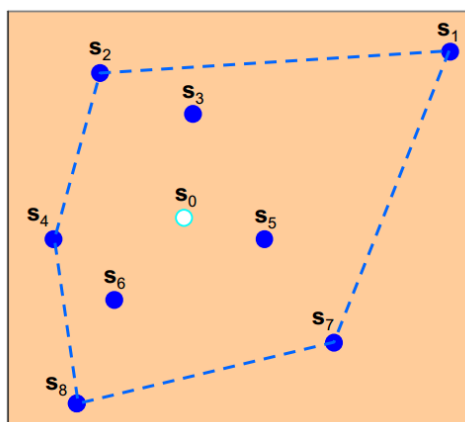


Рисунок 3.1 – Приклад застосування крігінгу для розрахунку значення у точці, де відсутні вибіркові дані.

Щодо недоліків індикаторного крігінга, за який його активно критикують це тенденція до згладжування результатів інтерполяції, так, чим більше відстань між

точками із даними (наприклад  $S_5$  і  $S_1$  на Рис. 3.1), тим сильнішим буде згладжування між ними. Це також добре проілюстровано на Рис. 3.2 де порівнюються результати розподілу фацій у випадку даних із низькою щільністю для ізотропної варіограми із великим (А) і малим (В) радіусами [168].

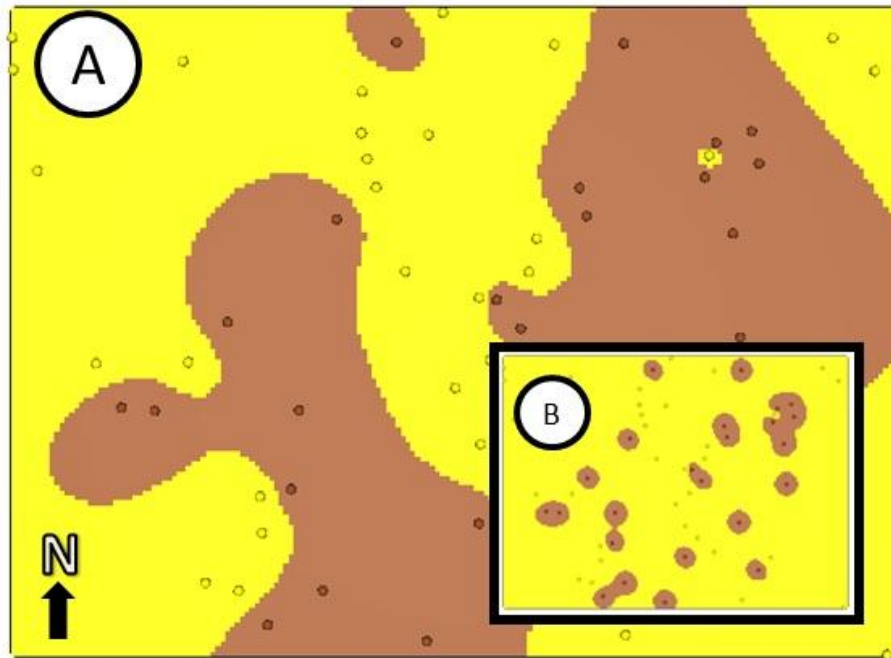


Рисунок 3.2 – Результати моделювання розподілу фацій з допомогою індикаторного крігінгу у випадку великого (А) і малого (В) радіусу впливу варіограми.

Серед основних переваг, можна виділити його стабільність та репродуктивність, за умови ідентичності вхідних даних буде отримано ідентичний результат, що дозволяє легко і швидко переходити з однієї розмірності сітки на іншу з мінімальними втратами у пропорційному відношенні між дискретними параметрами для кожної з них та однаковий просторовий розподіл.

### 3.1.2 Стохастичний підхід

На відміну від крігінга, для якого помилка має безумовний характер, яка залежить не від даних вимірювань, а тільки від їх щільності (кількості), робимо висновок, що крігінг не дозволяє проводити оцінювання невизначеностей та варіабільність просторового розподілу у точці оцінювання [166]. Саме для такої оцінки

використовуються методи стохастичного моделювання, які дозволяють отримати багато значень функції в точці оцінювання для одного й того ж набору вхідних даних [169].

Для розповсюдження дискретних або категорійних параметрів найбільш вживаним є метод послідовної індикаторної симуляції [170–172]. На відміну від індикаторного крігінга, який намагається відтворити локальні ефекти, шляхом мінімізації функції, SIS забезпечує глобальне відтворення варіограми та гістограми. За межами дії варіограми, індикаторний крігінг буде присвоювати преволуюче значення параметру, наприклад, якщо проводимо моделювання дискретної властивості з двома кодами (колектор/неколектор), в основному комірки отримають значення неколектора, що скоріше всього не відповідає реальності.

Тому, у випадку різної щільності даних, більшої у склепінних частинах пасток, де пробурена основна частина свердловин, і малої ближче до контурів, перевага повинна надаватися методам стохастичного моделювання, оскільки, це дасть змогу отримати розподіл дискретних параметрів (наприклад, колектор/неколектор) за межами дії варіограми, із дотриманням загального процентного відношення.

Симуляція розподілу властивостей по комірках сітки з допомогою SIS здійснюється в декілька етапів. Спочатку довільно вибирається стартова комірка (1), потім від неї виконується оцінка вірогідності індикаторного крігінга (2), далі будуються локальні функції густини розподілу за вірогідностями (3), і проводиться присвоювання розрахованих значень (4, Рис. 3.3) і т.д. Таким чином, за умовного стохастичного моделювання, результати в межах покриття щільної сітки вхідних даних (склепінній частині покладу), відтворюються точно і відповідають детерміністичному результату, оскільки вони розраховані з використанням того самого індикаторного крігінга в межах його варіограми, однак ми також отримаємо розподіл властивостей і в частинах покладу де наявна мала кількість свердловин або їх нема зовсім. За кожної Монте Карло симуляції ми будемо отримувати нову рівно-вірогіднісну реалізацію розповсюдження властивостей із збереженням їх початкового розподілу і процентного відношення. Оскільки при цьому ми використовуємо тренди отримані з обробки сейсмічних даних,

або регіональних умов осадко-накопичення за відсутності сейсміки, або просторових трендів побудованих за даними інтерпретації каротажу, провівши велику кількість реалізацій (для класичного методу Монте Карло їх кількість повинна бути більше 5000, однак на практиці через обмеження за потужностями та часом, як правило обмежуються 200–500), можна буде оцінити усереднену вірогідність розташування ізольованих лінз колектора чи слабодренованих частин покладу, з подальшим закладанням розвідувальних чи розвідувально-експлуатаційних свердловин.

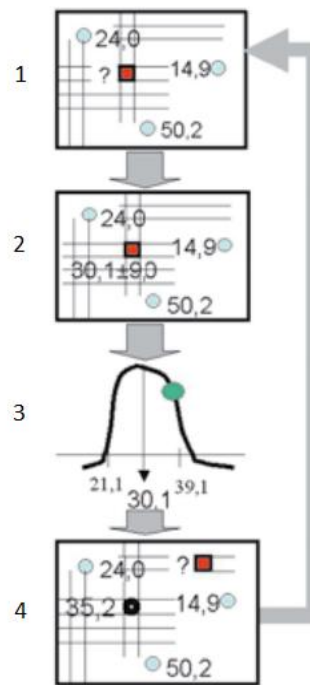


Рисунок 3.3 – Послідовність проведення розрахунків з використанням методу SIS.

Неперевні властивості (пористість), розподіляються за допомогою методу послідовної симуляції Гауса (sequential Gaussian simulation – SGS). При цьому методу відбувається сумісний нормальний (мультиномальний) розподіл випадкової величини, тобто передбачається, що розподіл усіх компонентів в локальних точках підпорядковується нормальному закону розподілу. В цьому випадку, для будь якої точки, локальна функція розподілу буде описана нормальним розподілом із двома визначаючими параметрами – середнім значенням та коефіцієнтом варіації [166].

Саме стохастичний метод було використано автором, для побудови геологічної моделі одного з родовищ Дніпровсько-Донецької западини [173]. Через конфіденційність інформації, назовемо його «Родовище А». Алгоритм SIS був обраний, через низьку якість сейсмічного куба, та неможливість виділення з неї різких за формою об'єктів (флювіальних каналів). З допомогою SIS, ми змогли відтворити просторову варіацію і розповсюдження літо-типів по всій площі родовища з використанням трендових поверхонь, отриманих за результатами інтерпретації даних каротажу у поєднанні з кривими розчленування, розрахованими окремо для кожного горизонту. На Рис. 3.4 наведено порівняння результатів моделювання розподілу літо-типів з використанням детерміністичного методу (крігінга) і стохастичного (SIS) для одного з шарів моделі «родовища А» з використанням однакової варіограми. З порівняння видно, що обидва алгоритми витримують пропорційний розподіл між літо-типами (гістограма у правому куті), однак однозначним є те, що крігінг, повністю залежить від параметрів налаштування варіограми, і за її межами, присвоює тільки домінуючий літо-тип, в даному випадку глину, утворюючи таким чином негеологічний просторовий розподіл.

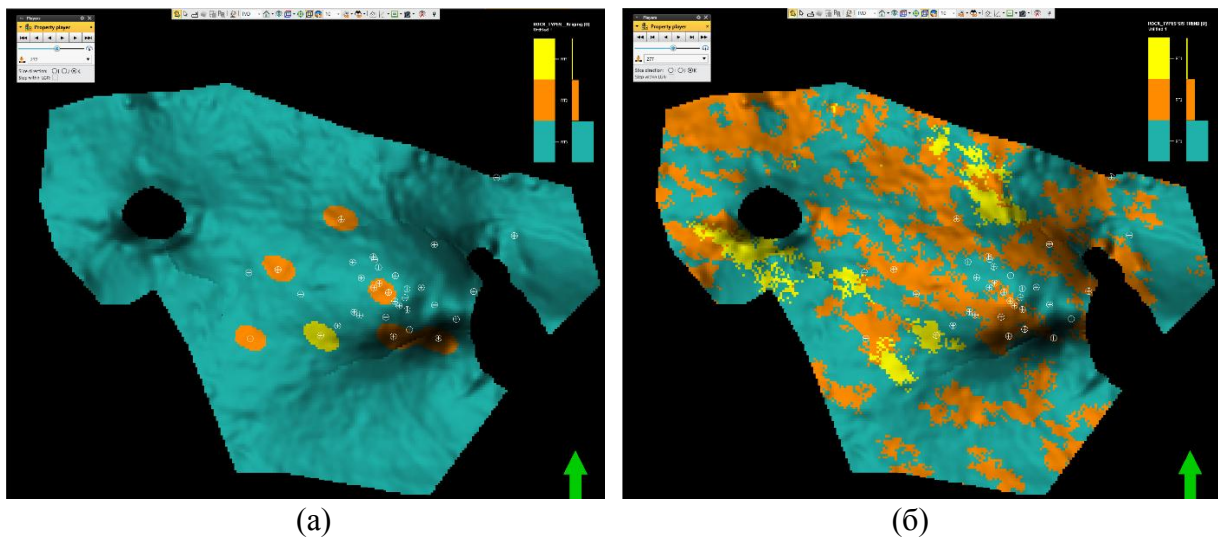


Рисунок 3.4 – Результат моделювання розподілу літо-типів (фацій) з використанням детерміністичного (а) та стохастичного (б) методів.

### 3.1.3 Проблема вибору репрезентативної стохастичної реалізації

Оскільки, за результатами стохастичного моделювання ми отримаємо «ансамбль» рівно-вірогіднісних геологічних реалізацій, кожна з яких є «правдивою» з точки зору геостатистики, для подальших гідродинамічних розрахунків, а саме відтворення історії розробки чи виконання прогнозних розрахунків для щойно розвіданих покладів, нам, як правило, необхідно вибрати одну або три найбільш вірогідні реалізації.

Різні методи ранжування моделей було запропоновано [174], які можна згрупувати на статистичні, довільної-вибірки та фільтраційні, або у дві великі групи – статичні та динамічні.

Статичні методи – ті, які ґрунтуються тільки на аналізі статичних параметрів, що впливають на об'єми запасів чи ресурсів.

Через особливість природи родовищ нафти і газу, особливо на ранніх стадіях проектів, на етапах пошуків та розвідки, низьке розрішення, великий розкид даних по площі через віддаленість свердловин і відсутність значної частини необхідної інформації, призводить до поганих та необ'єктивних рішень.

Високий рівень невизначеностей, робить вибір репрезентативної моделі надзвичайно важким. Класичний (статичний) метод, використовує інтервали невизначеностей в межах заданих розподілів, для побудови багатьох рівно-вірогіднісних реалізацій моделей, побудованих шляхом довільного обрання значень стохастичної реалізації. Найбільший недолік цього методу полягає у тому, що він не враховує просторовий взаємозв'язок колекторів, а тому може забезпечити низькі рівні видобутку навіть за великих початкових ресурсів.

Натомість, фільтраційні методи дають змогу врахувати динамічну поведінку пласта та оцінити гідродинамічний зв'язок всередині покладів. Вони можуть базуватися на проведенні повноцінних розрахунків багатофазної фільтрації з допомогою класичних гідродинамічних симуляторів, в основі яких лежать матричні методи розв'язку диференціальних рівнянь кінцевих різниць, багатофазної фільтрації на основі ліній течії



або спрощеного трассерного методу. Оскільки вибрати нам необхідно саме реалізацію геологічної моделі, які будуються із малим розміром комірок, як правило  $20 \times 20$  або  $25 \times 25$  м, загальна кількість комірок становить від десятків до сотень мільйонів, що унеможливорює проводити швидкі повномасштабні гідродинамічні розрахунки через технічні і часові обмеження. Їх можна розглядати тільки за наявності “хмарних” або “кластерних” обчислювальних систем, або ж коли статична модель будується одразу з великим розміром комірок, з метою прямого використання для гідродинаміки. Основні переваги гідродинамічних методів ранжування узагальнено в [175].

Декілька дослідників вже намагалися поєднати статичні та динамічні невизначеності для ранжування моделей. Наприклад, Singh [176] запропонував використовувати лінії течій для параметризації моделей під час відтворення історії розробки, на основі апостеріорних моделей та розподілів невизначених параметрів. Tang [177] опублікував результати дослідження, в якому дизайн експерименту застосовано разом з пертурбацією вірогідності, для отримання результатів прогнозування видобутку для умов Північно-африканського родовища неглибоких морських відкладів, для якого існувала повнорозмірна гідродинамічна модель із відтвореною історією розробки. Основне завдання дослідження, полягало у коректному відтворенні гідродинамічного зв'язку з допомогою поверхні відклику (response surface), шляхом поєднання статичних невизначеностей і заміряних даних по видобутках. Приклад застосування ліній течій для аналізу сорока повнорозмірних реалізацій на основі історичних даних по видобутках для одного газоконденсатного родовища навів Askari [178], однак на відміну від класичного ранжування моделей за об'ємними параметрами він сфокусував увагу на виборі найкращих реалізацій для подальшого відтворення історії. Подібне дослідження для одного з родовищ із 60-річною історією виконав J.R. Gilman [179].

Зауважено, що використання тільки статичних об'ємних параметрів призводить до недо- або переоцінки видобутку з реалізацій, що відповідають вірогідностям 10, 50 і 90% (P10, P50, P90), а тому він застосовував лінії течії для динамічного ранжування 300

реалізацій моделі із 6-мільйонами комірок, побудованих на основі сейсмічної інверсії, для аналізу розподілу об'ємів тіл пісковиків, запасів та коефіцієнтів вилучення [180].

У даній роботі акцент зроблено на застосуванні ліній течії та їх переваги для швидкого ранжування моделей, у випадку, коли поклад знаходиться на стадії розвідки, відсутні дані з історії видобутку. Подібний до розглянутого, алгоритм розрахунку був використаний в [181]. Його застосували для глибоководного родовища із флювіальним типом відкладів, в той час як ми сконцентрували увагу на епіконтинентальному морському середовищі, представленого в Центрально-європейському басейні (ЦЄБ) протягом тріасського періоду. ЦЄБ покривав велику територію північної континентальної Європи у період формування основного горизонту пісковиків, так званого Buntsandstein [182]. Він поділяється на підняття та упадини, ПнПнСх-ПдПдЗх простягання. На осадові чередування впливають випадкові тектонічні події періоду Тріасу. Палеопідняття корелюються із тектонічними подіями та неузгодженнями [183-186].

### **3.1.3.1 Класичний метод підрахунку запасів на основі вірогіднісного аналізу невизначеностей**

Вірогіднісна оцінка початкових об'ємів і запасів вуглеводнів базується на встановленні параметрів із найбільшою похибкою та рівнем невизначеностей. Невизначеність задається інтервалом зміни та законом розподілу для кожного параметру окремо, в залежності від ступеня геологічного вивчення, кількості та щільності наявних даних. Кількість вибірових реалізацій залежить від кількості невизначених параметрів, що впливають на кінцевий результат, і чим більша їх кількість, тим більша повинна бути вибірка. Для класичного методу Монте Карло, вона як правило коливається від 1000 до 10000 реалізацій, для повного покриття інтервалу, особливо це актуально для параметрів, що описуються нормальним чи лог-нормальним законом розподілу, оскільки більшість величин будуть вибиратися саме близько до середнього значення. Розраховані об'єми будуть відранжовані (відсортовані) від найменшого до найбільшого.

На основі ранжування, розраховується вірогіднісна крива розподілу, яка визначає вірогідність знаходження певного мінімального об'єму вуглеводнів по відношенню до кількості реалізацій (симуляцій) та розміру інтервалу розбиття між найменшим та найбільшим розрахованим об'ємом. Приклад кривої розподілу наведено на Рис. 3.5

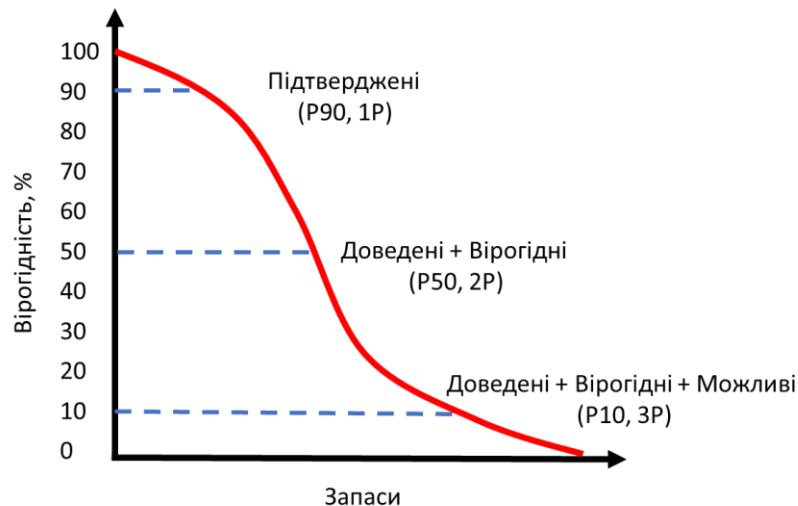


Рисунок 3.5 – Приклад вірогіднісної кривої розподілу запасів.

### 3.1.3.2 Характеристика фільтраційного методу на основі ліній течії

Ранжування може проводитися з використанням повнорозмірних тривимірних моделей з використанням класичних, таких як, ECLIPSE (Schlumberger), STARS (CMG), VIP (Landmark), tNavigator (RFD) або симуляторів наступного покоління INTERSECT (Schlumberger). Усі вони базуються на методі кінцевих різниць, а тому через складність і нелінійність задачі та велику кількість невідомих, це призводить до великих витрат часу, на розрахунок сотень чи тисяч реалізацій. Короткий опис та підсумок щодо застосування ліній течії для ранжування геологічних моделей виконав Denney [187]. Існуюча сітка свердловин із умовними граничними умовами використовується, як джерела і стоки. Якщо проект перебуває на етапі оцінки чи розвідки, однозначним недоліком цього підходу є упередженість результатів, через малу кількість та значну віддаленість свердловин, неможливо повністю проаналізувати взаємодію та фільтрацію по всьому об'єму покладу. Інша ідея, ґрунтується на аналізі ефективності штучного заводнення, коли в якості джерел і стоків використовується регулярна п'яти точкова чи

лінійна сітка умовних свердловин або штучні граничні умови задаються по різні боки покладу, створюючи тим самим градієнт тиску. За рахунок цього ми можемо провести аналіз по всьому об'єму покладу, а не лише в тій частині, що покрита вже пробуреними свердловинами, оскільки в довготривалій перспективі, це дозволить коректно оцінити зони дренажування, та визначитися із необхідною для розробки кількістю свердловин.

Для оцінювання розподілу властивостей по площі та об'єму і їх впливу на дренавані запаси, оптимальним є використання однофазної фільтрації лініями течії, що дозволяє точно, а головне дуже швидко проводити гідродинамічні розрахунки. Необхідно зауважити, що цей метод ні в якому разі не є заміною класичних багатофазних гідродинамічних розрахунків, а лише перший крок у виборі найкращих моделей-кандидатів для них.

У запропонованій нами методиці, ми використовували однофазне витіснення води, підфарбованою водою із ідентичною в'язкістю та густиною, що дозволяє швидко досягти усталеного режиму руху за поршневого витіснення, і дає змогу напряму порівняти різні геологічні реалізації (Рис. 3.6).

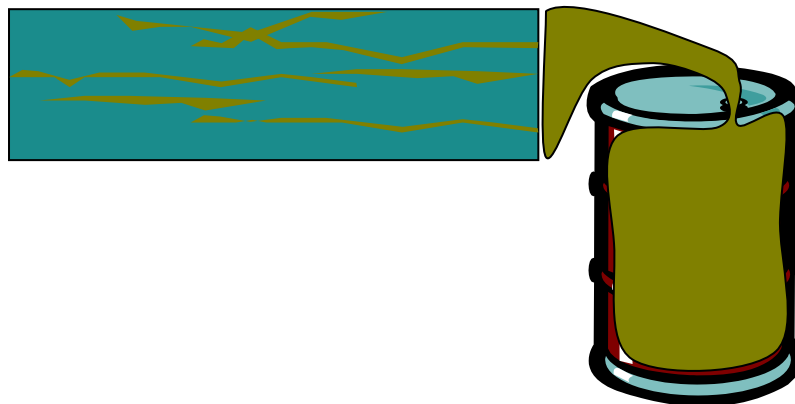


Рисунок 3.6 – Концептуальне зображення однофазного витіснення: пластова «зелена» вода, заміщується «синьою», залишаючи обійдені недренавані частини, на основі яких і робимо висновок про ступінь геологічної неоднорідності.

За рахунок використання ліній течії, тривимірна задача перетворюється на серію одновимірних, наступним чином: в першому наближенні шукається тривимірний розв'язок для тисків по кожній комірці, потім, будуючи ізобарні поверхні,

розраховується траекторія ліній течій, перпендикулярно до ізобар, і нарешті, по кожній течії, визначається положення границі заміщення «оригінальної» води підфарбованою. Через стаціонарність фільтрації, вважаємо, що зміни тиску від одного часового кроку до іншого є незначними, що дозволяє робити їх досить великими (рік і більше), і проводити розрахунки на моделях із мільйонами комірок за декілька хвилин. Це прискорює загальний час аналізу, оскільки не потрібно будувати окрему укрупнену модель і проводити апскейлінг по усередненню петрофізичних властивостей для кожної геологічної реалізації. Іншою перевагою запропонованого підходу на відміну від класичних фільтраційних, є можливість використання геологами без залучення інженерів-гідродинаміків.

Вибір моделей-кандидатів, проводимо шляхом кросс-плоту пластових об'ємів флюїдів розрахованих об'ємним статичним методом та з'єднаних між собою дренажних об'ємів, із розбиттям на кластери для вірогідностей P10, P50 та P90. Таким чином, ми гарантуємо, що геологічні реалізації задовольняють одночасно обом вимогам за статичним та динамічним розподілом об'ємів.

### **3.1.3.3 Приклад застосування запропонованої методики**

Діаграму із основними кроками наведено на Рис. 3.7. Після аналізу наявних даних і створення концептуальної геологічної моделі, будуємо структурну модель та модель порушень на основі результатів сейсмічної інтерпретації. Каротажні криві, переносимо на 3D сітку та використовуємо, як основну інформацію при стохастичному розповсюдженні фацій (літо-типів) та пористості. Проникність розраховуємо за кореляціями в залежності від пористості та відповідної фації (Табл. 3.1). Після задання базової статичної моделі (Рис. 3.8), для подальших розрахунків використовуємо Geoscreening – спеціальний plug-in платформи Petrel. Як зазначалося вище, різні види фільтраційних експериментів і граничних умов, можуть бути задані під час фільтраційних розрахунків, тому в межах цієї роботи, нами досліджено їх вплив на кінцевий результат. Типи досліджених експериментів наведено у Табл. 3.2.

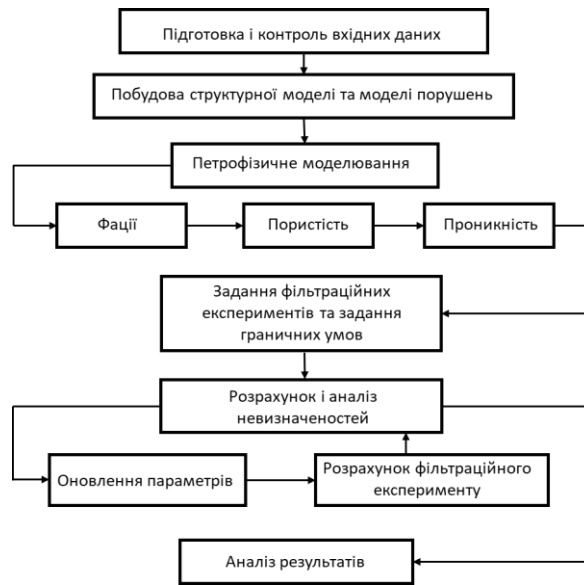


Рисунок 3.7 – Діаграма з основними кроками запропонованої методики.

Таблиця 3.1 – Кореляційні рівняння для розрахунку проникності.

Фація	Кореляційне рівняння
Shale (глина)	$K = 0$
Fine sand (дрібно-зернистий пісковик)	$K = 0.1382 e^{0.125\Phi}$
Sand (середньо-зернистий пісковик)	$K = 0.2615 e^{0.185\Phi}$
Coarse sand (крупно-зернистий пісковик)	$K = 0.1672 e^{0.315\Phi}$

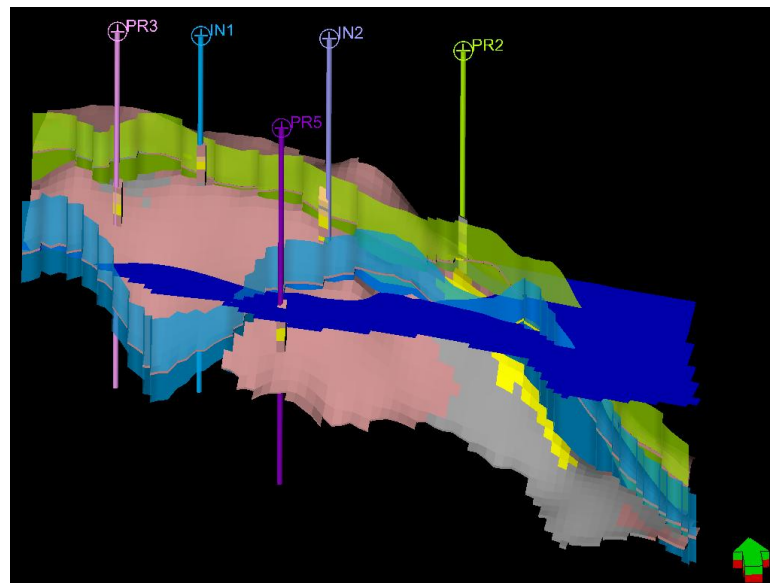


Рисунок 3.8 – Модель покладу із наявними свердловинами, базовим положенням умовного контакту, двома порушеннями та фаціями в одному з шарів сітки.

Таблиця 3.2 – Фільтраційні експерименти та їх налаштування.

Тип фільтраційного експерименту	Схема розташування свердловин	Відстань між свердловинами, м
Існуючі свердловини		
Сітка умовних свердловин	П'яти точкова	250, 1000
	Лінійна ПнСх-ПдЗх	250, 1000
	Лінійна ПнЗх-ПдСх	250, 1000

Флюїди над і під умовним контактом, маркувалися відповідно для того, щоб врахувати невизначеність та вплив положення контакту на запаси. Тому випадок, із заданням граничних умов по різні боки моделі не проводився, через технічну нереалізованість у програмному пакеті.

Відомості про наявні геологічні невизначеності подано у так званій матриці невизначеностей, тобто таблиці, що містить назву параметра, закон (тип) розподілу та інтервал зміни (Табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Матриця невизначених параметрів.

Параметр		Тип розподілу	Базове значення	Мінімальне значення	Максимальне значення
Налаштування варіограм для моделювання фацій і пористості	Азимут	Рівномірний	-35	-55	-15
	Інтервал зміни основного напрямку варіограми (великої вісі), м	Рівномірний	2500	1750	3500
	Інтервал зміни вторинного напрямку варіограми (малої вісі), м	Рівномірний	1500	1000	1750
Глибина положення умовного контакту, м		Рівномірний	-3230	-3275	-3200
Множник на вертикальну проникність для кожної фації	К1	Рівномірний	0.1	0.1	0.1
	К2	Рівномірний	0.1	0.1	0.1
	К3	Рівномірний	0.1	0.1	0.1

Дослідження впливу систем розташування свердловин (три-, п'яти- та дев'яти-точкова) [180], призвело до закономірного результату, чим більше свердловин у системі, тим вища частка з'єднаних об'ємів, оскільки зростає вірогідність потрапляння

нагнітальних і видобувних свердловин у те саме ізольоване тіло колектора. Нами проведено подібне дослідження, тільки в даному випадку для п'яти-точкової системи змінювалась відстань між свердловинами.

### 3.1.3.4 Аналіз результатів

Першим кроком, є аналіз впливу невизначених параметрів на запаси розраховані об'ємним методом з використанням класичної торнадо-діаграми, на якій розкид значень відображається відносно базової реалізації (Рис. 3.9) із сортуванням параметрів, в залежності від їх впливу. Як видно, в цьому конкретному випадку, найбільший вплив має положення умовного контакту, за яким слідує величина випадковості стохастичного розподілу SEED (положення початкової комірки) і інтервал зміни великої вісі варіограми, який безпосередньо впливає на розмір тіл колектора.

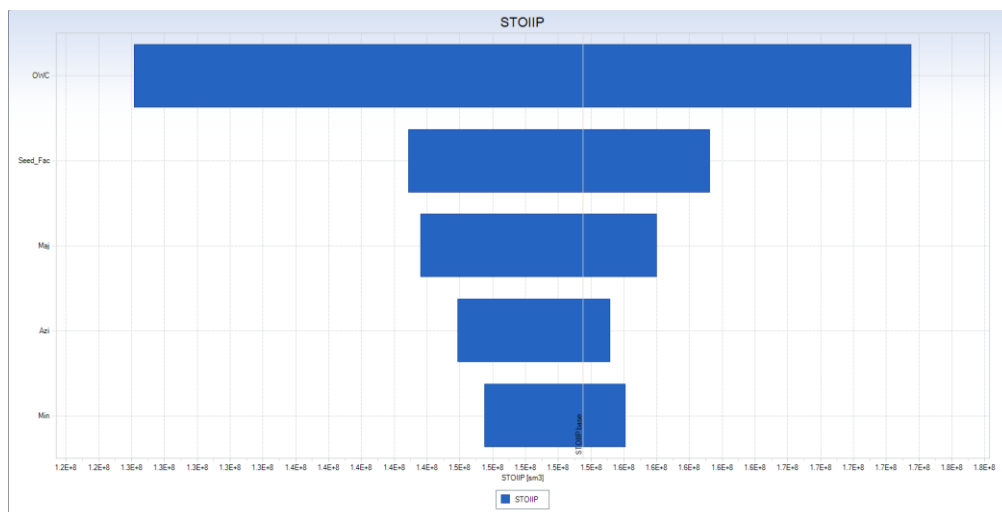


Рисунок 3.9 – Вплив невизначених параметрів на запаси, розраховані об'ємним методом.

Наступним кроком, є аналіз можливих об'ємів видобутку пластових флюїдів, у вигляді з'єднаних між собою дренажних тіл колекторів, розрахованих з допомогою фільтраційних експериментів. Тривалість нагнітання контролювалася за поровим об'ємом. Нагнітання припинялося при закачуванні одного порового об'єму, що дозволяє коректне порівняння різних геологічних реалізацій із різними поровими об'ємами утвореними за рахунок різного розподілу та вибірки петрофізичних властивостей.



Аналіз проводився шляхом крос-плоту накопиченого видобутку в залежності від закачаного порового об'єму. Окрім дослідження впливу окремих параметрів, ми також оцінили вплив різних типів експериментів та відстані між свердловинами на вибір реалізації. На Рис. 3.10 наведено результати впливу азимуту від відстані між свердловинами (250 м – червоні криві та 1000 м – сині криві) для різних типів експериментів: умовна п'яти-точкова сітка (вгорі), лінійне розташування умовних свердловин в напрямку ПнСх-ПдЗх (середній) та лінійне розташування умовних свердловин в напрямку ПнЗх-ПдСх (нижній). Необхідно зауважити, що абсолютна величина видобутку не є показовим, важливим є відносна зміна то розкид значень, які підсумовані на Рис. 3.11. В цілому, було виконано 3675 фільтраційних розрахунків.

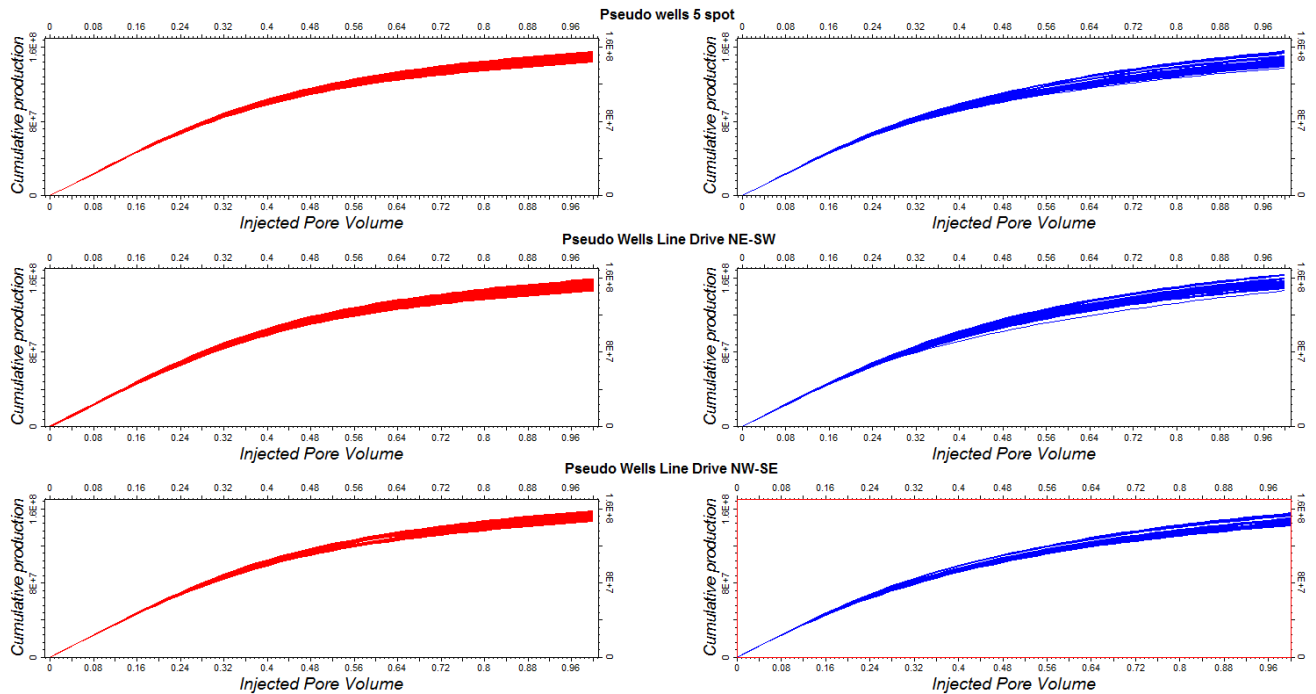


Рисунок 3.10 – Розкид значень накопиченого видобутку в залежності від зміни азимуту для відстані між умовними п'яти-точковими свердловинами в 250 м (ліва колонка, червоні криві) та 1000 м (права колонка, сині криві) для різних типів фільтраційних експериментів.

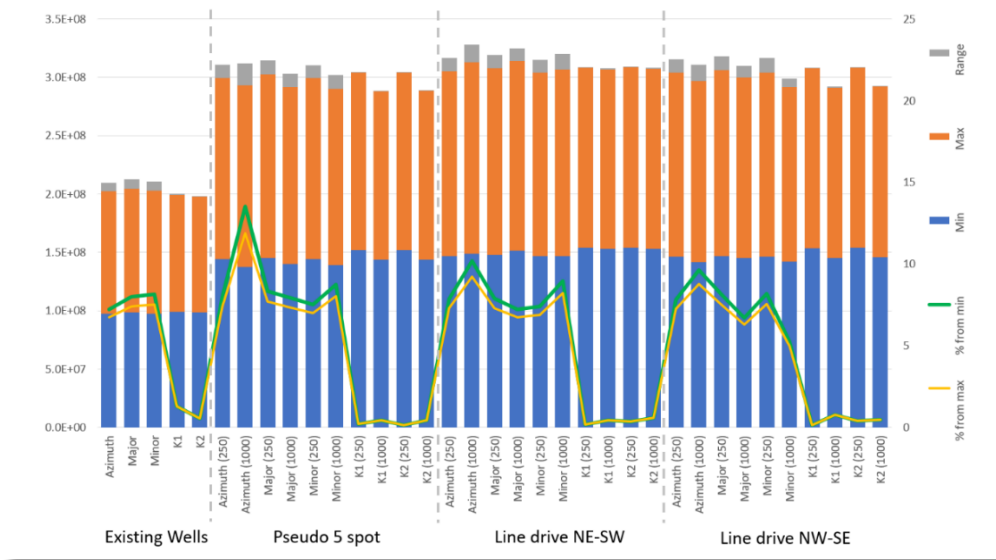


Рисунок 3.11 – Підсумок результатів накопиченого видобутку для різних типів фільтраційних експериментів, налаштувань невизначених параметрів та відстані між свердловинами.

Чим більша відстань між свердловинами тим вищий розкид значень можливих видобутків. Азимут має найбільший вплив на видобуток, за яким слідує велика і мала вісь варіограми. Вертикальна проникність не має значного впливу, що позначається на малому значенні стандартного відхилення від середнього значення.

Під час наступного, третього кроку запропонованої методики, проводився вибір репрезентативних реалізацій (геологічних моделей), які задовільняють вірогіднісним умовам P10, P50 та P90 за статичними об'ємами та динамічним накопиченим видобутком з нафтової зони. На Рис. 3.12 суцільними крапками показано вибрані реалізації в межах відповідних вірогіднісних квадрантів.

Після проведеного аналізу, стало зрозуміло, що різна кількість реалізацій задовільняє умовам потрапляння в один і той вірогіднісний квадрант. В ідеальному випадку, ми маємо отримати 9 реалізацій: P10-P10, P10-P50, P10-P90, P50-P10, P50-P50, P50-P90, P90-P10, P90-P50, P90-P90. Найважливішими з них, повинні бути наступні три: P10-P10, P50-P50 і P90-P90, а тому саме на них ми і концентруємо свою увагу. Необхідно зауважити, що платформа Petrel використовує зворотну, до загально-прийнятої (Рис. 3.5), номенклатуру вірогідностей, тобто P10, відповідає песимістичному

(мінімальному) варіанту. Підсумкова Табл. 3.4 наводить вибрані реалізації. Тут також наведено відносне відхилення з та без врахування існуючих свердловин.

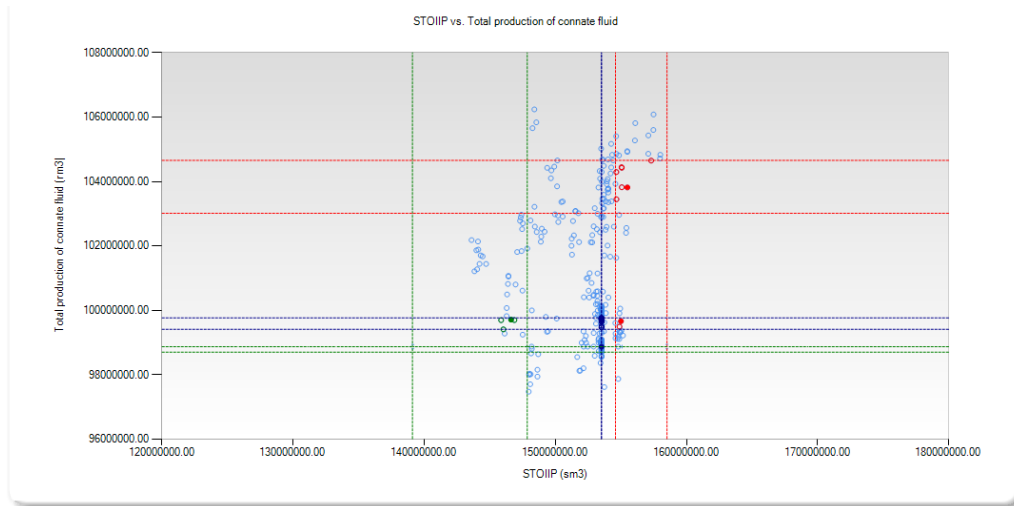


Рисунок 3.12 – Кросплот запасів від накопиченого видобутку для експерименту з використанням існуючих свердловин.

Таблиця 3.4 – Порівняння вибраних реалізацій для різних типів фільтраційних експериментів.

Тип фільтраційного експерименту	P10-P10		P50-P50		P90-P90	
	Запаси	Накопичений видобуток	Запаси	Накопичений видобуток	Запаси	Накопичений видобуток
Існуючі свердловини	143062040	98870408	153517741	99679440	155492555	103817848
Умовні / п'яти-точкова 250 м	146627571	146568448	153517741	151954912	154862112	153402096
Умовні / п'яти-точкова 1000 м	147424516	142254928	153517741	144098608	156094925	149430640
Умовні / лінійне ПнСх-ПдЗх 250 м	146627571	149452624	153517741	154222048	154797307	156255328
Умовні / лінійне ПнСх-ПдЗх 1000 м	146132284	152709264	153517741	153736752	156066723	159891952
Умовні лінійне ПнЗх-ПдСх 250 м	146627571	148905936	153517741	153915424	155067020	156156640
Умовні лінійне ПнЗх-ПдСх 1000 м	144097857	145139024	153517741	145835760	156066723	149519328
Абсолютне відхилення із врахуванням існуючих свердловин	4362476	53838856	0	54542608	1297618	56074104
% відхилення від мінімуму	3,0	54,5	0	54,7	0,8	35,9
Абсолютне відхилення без врахування існуючих свердловин	3326659	10454336	0	10123440	1297618	10372624
% відхилення від мінімуму	2,3	7,3	0	7,0	0,8	6,9

Таким чином [188], запропонована методика дозволяє швидке ранжування невизначених параметрів в залежності від їх впливу на величину запасів та розрахунку розкиду значень можливих об'ємів видобутку для різних типів фільтраційних експериментів. Нажаль, не всі типи фільтраційних експериментів дозволяють задовільнити умови по створенню дев'яти реалізацій для матриці вірогідностей від P10-P10 до P90-P90, проте для всіх типів фільтраційних експериментів, вдалося визначити найголовніші реалізації, що задовільнюють умовам P10-P10, P50-P50 та P90-P90, з використанням кросплоту та матриці контролю. Однозначно, що під час ранніх стадій нафто-газових проектів (пошук та розвідка), фільтраційні експерименти, що базуються на використанні наявної кількості свердловин, не дозволяють коректно оцінити дренавані об'єми та вибрати репрезентативну реалізацію. Ми очікували явної трендової залежності серед відстанню між свердловинами та рівнями видобутку, чим менша відстань, тим вищий видобуток. Для усіх типів експериментів ця залежність підтверджена. Відносна похибка в оцінці рівнів видобутку між мінімальним та максимальним значенням становила 7%. Відстань між свердловинами є основним фактором при налаштуванні експерименту, ніж вибір самого типу фільтраційного експерименту.

### **3.1.4 Впровадження стохастичного моделювання та методики вибору репрезентативної реалізації на прикладі одного з родовищ ДДЗ**

Як зазначалося раніше у п. 3.1.2, стохастичне геологічне моделювання було використано для одного з газоконденсатних родовищ ДДЗ («родовища А»). Для вибору однієї геологічної моделі із ансамбля рівно-вірогіднісних, автором разом із колегами з компанії Schlumberger, вдосконалено вище-описану методику (п.3.1.3.2) для умов газових і газоконденсатних родовищ [173]. Перша відмінність полягала у тому, що замість об'ємних геологічних запасів, для порівняння ми використовували дренавані запаси, розраховані за падінням приведенного пластового тиску  $P/z$ , що відповідало вірогідності P10 (доведеним запасам). Друга відмінність – у тому, що підхід використано

для родовища, що перебуває на стадії промислової розробки, із достатньою кількістю свердловин, а вибір реалізації проводиться, для подальшого відтворення історії.

Ґрунтуючись на вірогіднісному підході, було згенеровано 200 геологічних реалізацій. Розрахунок стандартного відхилення по накопиченому видобутку стабілізувався на рівні асимптотичного значення. Це стало підтвердженням, того, що цієї кількості реалізацій достатньо для повного статистичного покриття вибірки. Вибір адекватної та репрезентативної геологічної реалізації є вирішальним для швидкого та якісного відтворення історії розробки в гідродинамічній моделі. Провівши фільтраційні трейсерні (індикаторні) розрахунки, ми отримали розподіл геологічних запасів від дренованих, нормалізований по базовій реалізації (Рис. 3.13).

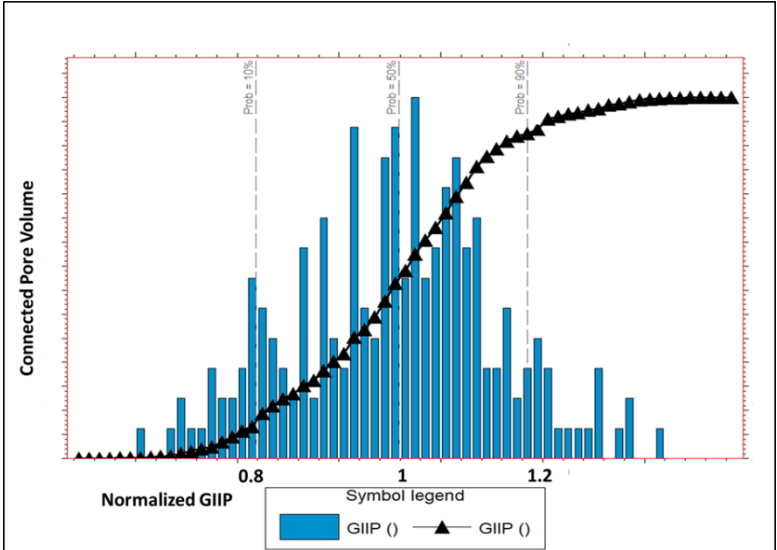


Рисунок 3.13 – Густина вірогідності розподілу запасів газу нормалізована до базової реалізації.

Наступним кроком, було відтворення історії розробки. Спершу провели додатковий аналіз впливу невизначеностей, порівнюючи результати із двома цільовими функціями: перша базувалась на порівнянні накопичених видобутків по родовищу в цілому, а друга по відхиленню замірів пластових тисків по індивідуальних свердловинах. За рахунок відносно короткого часу необхідного для проведення одного повного розрахунку у кінцевих різницях з допомогою симулятора ECLIPSE (20 хвилин), 2500 різних сценаріїв було прораховано. Їх результати використано, як стартові варіанти

для подальшого автоматичного підходу до відтворення історії з використанням оптимізаційного алгоритму, ґрунованого на принципах еволюції та мутацій – Evolution strategy. Приклад відтворення історичних замірів тисків у гідродинамічній моделі наведено для однієї зі свердловин родовища (Рис. 3.14).

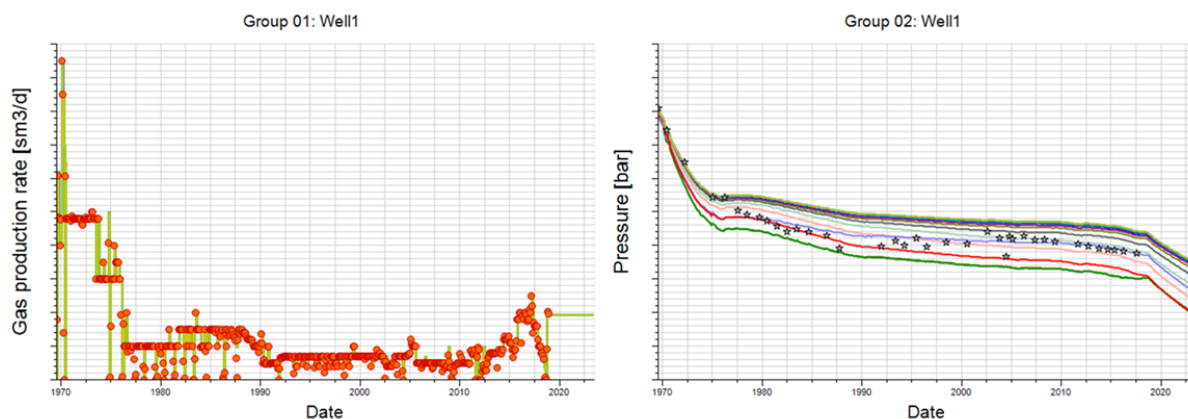


Рисунок 3.14 – Результати автоматичного відтворення історії для однієї з свердловин.

### 3.2 Проблеми створення якісних PVT моделей газоконденсатних сумішей

Найефективнішим методом дослідження механізму та ефективності вуглеводневідачі у випадку використання вуглеводневих чи неуглеводневих газів нагнітання, є використання рівнянь стану для опису фазових перетворень [189, 190].

Однак, ця проблема залишається надзвичайно складною і важливою для умов України. Газоконденсатні родовища ДДЗ, мають багато-покладову структуру в межах глибин від 2500 до 6500 м, із різним компонентним складом, від сухих газів із потенційним вмістом рідких фракцій  $10 \text{ г/м}^3$  до жирних газів зі вмістом до  $500 \text{ г/м}^3$  і вище. Більшість покладів відкрито між 1970 та 1980 роками, а тому мають значні обмеження в якості і кількості PVT інформації. Не завжди репрезентативні проби відбиралися в процесі відкриття нових покладів, а основною характеристикою пластових флюїдів були визначення компонентного складу пластової суміші до  $C_{5+}$ , базові фізичні властивості (густина та в'язкість) та результати фракційної розгонки за Енглером [191], інколи проводилися дослідження з диференціальної конденсації на установці УГК-3, по встановленню потенційних втрат конденсату у пласті.

Вяхірев наводить результати математичного моделювання з використанням рівняння Пенга-Робінсона для природної газоконденсатної суміші Березівського родовища (ДДЗ). Початковий склад пластової суміші:  $C_1$  – 81.8%,  $C_2$  – 7.32%,  $C_3$  – 3.13%,  $C_4$  – 1.12%,  $C_{5+}$  – 6.14%.  $C_{5+}$  моделювалися трьома псевдокомпонентами (фракціями):  $\Phi_1$  – 18% ( $M = 107$ ),  $\Phi_2$  – 79% ( $M = 161$ ) та  $\Phi_3$  – 3% ( $M = 237$ ). Тиск початку конденсації дорівнює початковому пластовому. Початковий КГФ становить  $420 \text{ г/м}^3$ , за тиску максимальної конденсації –  $\text{КГФ} = 45 \text{ г/м}^3$ . Максимальне значення насичення порового простору рідкою фазою досягає 12%. Коефіцієнт вилучення вуглеводнів за виснаження до 2 МПа не перевищує 32 %. Однак, він не наводить принципів за якими відбулося розбиття  $C_{5+}$  саме на такий фракційний склад [65].

Незважаючи на тривалість та актуальність проблеми, на разі не існує уніфікованого підходу до побудови відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей, через складність ретроградних фазових перетворень, відтворення рівняння стану є більше мистецтвом ніж наукою. Різними авторами запропоновано різні методики та підходи. Нижче наводимо основні кроки та характеристику для найбільш вживаних з них.

Ющенко та Брусиловський [192] першим кроком пропонують відтворювати потенційний вміст групи  $C_{5+}$  в пластовому газі, за рахунок уточнення маси залишку  $C_{n+}$ , а також звертає увагу, що мольна частка залишку не повинна перевищувати 1%. Критичні параметри (тиск і температуру) та ацентричний фактор фракцій групи  $C_{6+}$  визначають за кореляцією Кеслера-Лі. Подальше налаштування кривої втрат конденсату за результатами CVD експерименту здійснюється шляхом регресії шифт-параметра, критичної температури  $C_{n+}$  та бінарних коефіцієнтів між метаном та одним або усіма компонентами групи  $C_{n+}$ . Однак він не звертає увагу на необхідності перевірки якості вхідних даних, в той час як у роботі [193] наголошується, що це є важливим першочерговим кроком.

Якість відтворення рівняння стану та фазова поведінка залежить від методу вибору та кількості псевдокомпонентів.

Thomas [194], у своїй роботі виділили п'ять факторів, що впливають на якість рівнянь стану:

1. Критичний коефіцієнт стисливості газу  $Z_c$  – жодне рівняння стану не здатне відтворити реальне значення критичного коефіцієнт стисливості вуглеводневих компонентів.

2. Тип рівняння стану – незважаючи на те, що майже всі рівняння стану ґрунтуються на узагальненому рівнянні Ван-дер-Ваальса, дво-, три- та багатопараметричні його вдосконалення все одно не можуть ідеально описати фазову поведінку без внесення додаткових «матчингових» коефіцієнтів, які в різному ступені впливають на легкі та важкі компоненти.

3. Правила змішування – корекція на сили притягання за допомогою фактора ацентричності не може в повній мірі описати реальні процеси.

4. Коефіцієнти взаємодії – додаткові критерії свободи, що впливають на загальний стан рівняння стану (молярні об'єми, летючість, розподіл фаз, тиски насичення).

5. Опис кінцевих важких компонентів – характеристика останніх компонентів («+» фракцій) за рахунок групування та усереднення властивостей ізомерів, які неможливо повністю встановити за допомогою хроматографічного аналізу.

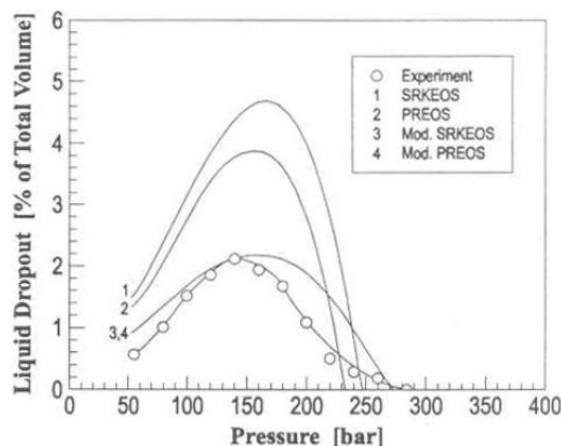


Рисунок 3.15 – Порівняння кількості випавшого конденсату, розрахованого за різними рівняннями стану.



Посилаючись на статтю [195], Thomas зазначає, що для опису газоконденсатної системи, яка розробляється на виснаження, рекомендують використовувати лише один компонент для опису «+» фракції, що дає змогу зекономити на можливій кількості параметрів для регресії. Однак, порівнюючи криву конденсації (Рис. 3.15), стає зрозумілим, що точно описати процес конденсації таким чином неможливо.

У випадку сайклінгу газу, за якого проміжні компоненти видобувають з рідкої фази за рахунок їх переходу в газову фазу, що призводить до значного його збагачення. Ці композиційні зміни відбуваються за багатоступеневого контакту збіднених сухих газів із пластовим газом. Збагачення є тривалим процесом і максимум змін відбувається в межах фракцій  $C_7$  і  $C_8$ , тому значним обмеженням є групування компонентів для опису «+» фракції. Для визначення необхідної кількості псевдокомпонентів пропонується послідовно проводити експеримент із набухання (swelling test). Описати плюсову фракцію за допомогою одного компонента та порівняти положення розрахункової критичної точки з експериментальною. Також рекомендовано використовувати мольну частку MF за параметр, який розраховується як мольна частка критичної точки мінус мольна частка за кріконденбари. Таким чином, для одного псевдокомпонента отримаємо одне значення MF. Далі, перераховуємо тест змішування зі збільшеною кількістю псевдокомпонентів до моменту, коли отримаємо мінімально необхідну кількість для якісного відтворення положення критичної точки, у випадку (Рис. 3.16), така кількість рівна 3, що відповідає експериментальному значенню молярної частки 0,04.

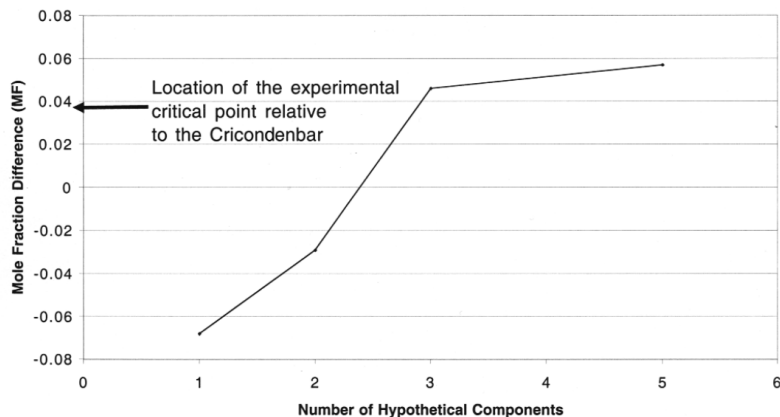


Рисунок 3.16 – Визначення мінімально необхідної кількості псевдокомпонентів за експериментами зі змішування.

Якщо експеримент з набухання проведено за рахунок додавання компоненту до пластового флюїда, що не має високої концентрації в ньому (наприклад  $\text{CO}_2$ ), тоді використовуються властивості інших компонентів для відтворення PVT даних та залишати ступені свободи  $\text{CO}_2$  для відтворення експерименту з набухання. Наприклад, жодні з параметрів  $\text{CO}_2$  (бінарні коефіцієнти взаємодії, критичні параметри) у відтворенні даних диференціального розгазування. Таким чином, ми можемо дещо відокремити різні експерименти.

Якщо експеримент з набухання створено шляхом додавання компоненту, що існує за високої концентрації у пластовому флюїді (наприклад, додаванням метану), тоді необхідно змінювати властивості важких кінцевих компонентів для відтворення даних диференціального розгазування і залишити параметри бінарної взаємодії для відтворення експерименту з набухання.

Якщо експериментальні дані містять інформації про багато-контактні експерименти чи сайклінг газу, тоді необхідно визначити точку переходу та використати по максимуму дискретизацію для опису компонентів, які задіяні у масоперенесенні. Усе, що важче за точку переходу є не летким і не може бути видаленим, а тому не може бути чітко представлено одним компонентом.

Якщо опис фазової поведінки буде використаний у композиційному моделюванні, плюсова фракція верхньої фази повинна бути проаналізована і описана незалежно від плюсової фракції пластового флюїда. У композиційній моделі можливо прийдеться зменшити кількість компонентів до 5, включаючи  $\text{N}_2\text{-C}_1$ ,  $\text{C}_2\text{-n-C}_4$ ,  $\text{C}_5\text{-C}_{10}$  нафти,  $\text{C}_5\text{-C}_{10}$  газу,  $\text{C}_{11+}$ .  $\text{C}_5\text{-C}_{10}$  газу буде описаний за початкового аналізу пластового флюїду із окремим набором критичних параметрів у порівнянні із  $\text{C}_5\text{-C}_{10}$  нафтовим компонентом. Компоненти задіяні у масоперенесенні між нафтовою та газовою фазами впливають на весь процес. Якщо масоперенесення не правильно описано, тоді міжфазний натяг не буде правильно передбачено, що не дасть змогу описати кількість випавшої рідини, та й в цілому процесу EOR.

Створення якісних гідродинамічних моделей неможливе без якісного дослідження фазової поведінки пластових флюїдів, яка є основою PVT моделі, у вигляді табульованих значень параметрів в залежності від тиску або повно-функціональних композиційних моделей на основі рівнянь стану. Для родовищ нафти створення необхідних PVT таблиць чудово описується стандартними кореляціями в залежності від тиску [189].

У випадку газо-конденсатних родовищ із високим потенційним вмістом, що розробляються з підтриманням пластового тиску шляхом нагнітання вуглеводневих або неуглеводневих газів, або пластових систем, для яких температура і тиск близькі до критичних, складні пластові перетворення можна описати тільки з допомогою трипараметричних рівнянь стану з допомогою спеціалізованого програмного забезпечення. В даній роботі використовувався PVT-симулятор PVTi компанії Schlumberger.

Стандартний метод для опису фазової поведінки базується на регресії критичних параметрів згрупованих компонентів рівняння стану з метою відтворення результатів лабораторних експериментів, в основному – розширення за сталого компонентного складу (constant composition expansion – CCE), виснаження за сталого об'єму (constant volume depletion – CVD), та диференціального розгазування (differential liberation – DL). Найближчим до диференційної конденсації є експеримент CVD, однак навіть він повною мірою не відтворює диференційну конденсацію, оскільки є рівноважним за природою, коли диференційна конденсація таким не є.

В дисертаційній роботі, в процесі роботи над створенням моделей для газоконденсатних покладів ДДЗ, розроблено альтернативну методику для створення PVT моделей на основі результатів фракційної дистиляції за методом Енглера [191] у випадку відсутності необхідних лабораторних даних [196-199].

### 3.2.1 Запропонована методика створення PVT моделі

#### 3.2.1.1 Вибір репрезентативної проби

Вибір репрезентативної PVT проби газоконденсатної системи ґрунтується на наступних вимогах:

1. Найперша рекомбінована проба отримана за мінімально можливої депресії однак за високого дебіту газу, для гарантування, що вибійний тиск є вищим за тиск початку конденсації і випадіння рідкої фази у пласті не відбувається, а тому уся газова і рідка фаза надходить на поверхню;
2. Сталість компонентного складу, що гарантує відсутність забруднення взірця повітрям або інертними газами;
3. Наявність мінімально-необхідних даних:
  - Компонентний склад по  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $i-C_4$ ,  $n-C_4$ ,  $C_{5+}$ ;
  - Вихід фракцій кипіння за результатами фракційної дистиляції по ASTM86;
  - Тиск початку конденсації визначений за даними дослідження на PVT-бомбі або оцінений за даними видобутку;
  - Історичні дані по замірах конденсатного фактору;
  - Густина стабільного конденсату;
  - Конденсатний фактор заміряний на першій та останній ступенях сепарації.

#### 3.2.1.2 Псевдокомпоненти для характеризування фракції $C_{5+}$

Починаючи з 1980-х років минулого століття, компонентний склад пластових сумішей у більшості країн світу визначався до  $C_{7+}$ , саме тому більшість методик і розроблено для розбиття і характеризування саме залишку  $C_{7+}$  [189]. Усі методики, що використовуються зараз, і реалізовані у PVT-симуляторах, ґрунтуються як раз на розбитті залишку  $C_{7+}$  з використанням одного з методів [200, 201]. PVT дослідження, що виконуються сучасними лабораторіями з використанням високотемпературних

газохроматографів, визначають компонентний склад не нижче ніж  $C_{30+}$  або  $C_{35+}$ , в залежності від лабораторії [202].

Через обмеженість компонентного складу тільки до  $C_{5+}$  фракції, автором запропоновано альтернативний підхід, оснований на результатах дистиляційної розгонки за Енглера [191] який характеризує вихід здистильованих рідких вуглеводнів у процентах в залежності від температури кипіння. У запропонованому підході, фракції кипіння безпосередньо використовуються для розбиття залишку  $C_{5+}$  на псевдокомпоненти (як правило на 5–11), що дозволяє якісне отримання проміжних компонентів та важкого кінця. Кількість псевдо-компонентів вибирається в залежності від молекулярної ваги  $C_{5+}$  і чим вона більша, тим більше псевдо-компонентів необхідно задати.

Після розбиття, критичні параметри псевдо-компонентів для першого наближення, розраховуються за емпіричними кореляціями [189] в залежності від їх молекулярних мас. Для моделювання поведінки фазових перетворень нами використовується відкореговане трипараметричне рівняння стану Пенга-Робінсона, оскільки для нього значення критичного стиснення газу  $Z$  становить 0,307, і є найменшим серед інших стандартних рівнянь стану. Це є свідченням того, що дане рівняння стану найкраще підходить для опису поведінки реальних вуглеводневих систем, для яких критичне значення  $Z$  нижче за 0,29.

### 3.2.1.3 Насичення рідкою сконденсованою фазою

Класичним підходом до налаштування рівняння стану є проведення регресії критичних параметрів згрупованих псевдо-компонентів, з метою мінімізації відхилення між розрахованими та заміряними значеннями лабораторних експериментів SSE, CVD, DL. Оскільки ці експерименти взагалі не виконувалися для початкових проб флюїдів ДДЗ, а тільки диференціальна конденсація, і то не для всіх проб, автори використовували єдиний стандартний експеримент, що найближче відтворює диференціальну конденсацію – CVD. Насичення рідкою фазою не може бути використано напям,у,

оскільки певна кількість вуглеводнів випаровується з PVT-бомби під час нерівноважного випускання газу, а тому і не випадає у бомбі на наступних кроках тиску. Таким чином, крива насичення рідкою фазою (крива втрат), стає додатковим параметром налаштування рівняння стану.

### 3.2.1.4 Моделювання та налаштування рівняння стану

Налаштування рівняння стану виконувалося для трьох заданих експериментів у PVTi:

1. Тиск початку конденсації;
2. Двоступеневий сепаратор із накопиченим конденсатним фактором та густиною стабільного конденсату;
3. CVD із заданою кривою насичення рідкою фазою.

Відомо, що налаштування рівняння стану є швидше мистецтвом ніж наукою, та якість відтворення сильно залежить від досвіду інженера, який його виконує. Незважаючи на це, загальні рекомендації добре відомі [189, 190, 192, 195, 203-205].

Як правило, розглядають наступні змінні для налаштування рівняння стану:

1. Критичний тиск і температура ( $T_c$ ,  $P_c$ ) або  $\Omega_a$  і  $\Omega_b$  псевдо-компонентів для тиску початку конденсації (насичення) та кількості випавшої рідини;
2. Коефіцієнт об'ємного зсуву для критичних стисливостей  $Z$  та густин;
3. Критичний коефіцієнт стисливості ( $Z_c$ ) або критичні об'єми ( $V_c$ ) для відтворення в'язкості за кореляцією Лоренца-Брея-Кларка (Lohrenz- Bray-Clark, LBC);
4. Коефіцієнти бінарної взаємодії (BIC) для констант рівноваги ( $K$ ).

Властивості псевдо-компонентів найменш відомі, тому в нашому конкретному випадку, ми використовували:

1. Для тиску початку конденсації –  $T_c$  and  $P_c$  двох чи трьох найважчих псевдо-компонентів;

2. Для правої частини кривої насичення рідиною, що відповідає конденсації найважчих вуглеводневих компонентів –  $\Omega_a$  і  $\Omega_b$  трьох найважчих псевдо-компонентів та коефіцієнт бінарної взаємодії між останнім найважчим псевдо-компонентом та  $C_1$ ;

3. Для відтворення ділянки максимальної конденсації –  $\Omega_a$  і  $\Omega_b$  трьох найлегших псевдо-компонентів.

По завершенню регресії, виконувалася перевірка матеріального балансу на основі розрахованих CVD мольних часток псевдо-компонентів у газовій фазі у порівнянні із потенційним вмістом конденсату у пластовому газі за даними диференціальної конденсації. За необхідності, корегувалася форма кривої насичення рідиною у експерименті CVD, та повторювалися кроки з регресії рівняння стану.

Останнім кроком у PVT моделюванні та налаштуванні рівняння стану є відтворення густини стабільного конденсату з допомогою регресії коефіцієнта об'ємного зсуву.

### 3.2.2 Приклад застосування розробленої методики

Наведемо приклад застосування розробленої методики для одного з родовищ ДДЗ. Початковий компонентний склад пластової системи із вмістом  $C_{5+}$  3,054 % (Табл. 3.5) був розбитий на п'ять псевдо-компонентів, з групуванням на основі температур кипіння за результатами дистиляції за Енглером (Рис. 3.17). Після цього, компонентний склад суміші з 12 компонентів був заданий у PVT-симуляторі PVTi разом із трьома експериментами:

1. Тиск початку конденсації – 37,2 МПа;
2. Експеримент на сепараторі із кінцевим газовим фактором  $3780 \text{ м}^3/\text{м}^3$  та густиною рідини  $799,8 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;
3. CVD експеримент із синтетичною кривою насичення рідиною (кінцева показана на Рис. 3.18).

Декілька ітерацій виконано для налаштування рівняння стану до експериментальних даних. Протягом ітерацій, змінювалися критичні температури та

тиски разом із формою кривої насичення рідиною, допоки не отримано прийнятний результат між потенційним вмістом, розрахованим з експерименту CVD та досліджень свердловин на газоконденсатність (Рис. 3.19).

Таблиця 3.5 – Компонентний склад пластової суміші.

Компонент		Мольна частка, %	Вагова частка, %	Молекулярна маса	Питома вага			
N <sub>2</sub>		0,636	0,796	28,01				
CO <sub>2</sub>		4,197	8,313	44,01				
C <sub>1</sub>		83,032	60,056	16,04				
C <sub>2</sub>		6,209	8,418	30,07				
C <sub>3</sub>		2,126	4,254	44,09				
i-C <sub>4</sub>		0,229	0,603	58,12				
n-C <sub>4</sub>		0,517	1,336	58,12				
C <sub>5+</sub>	FRC1	3,054	0,666	2,188	118,00	72,85	0,7644	0,7097
	FRC2		1,081	4,556		93,49		0,7340
	FRC3		0,841	5,030		132,67		0,7697
	FRC4		0,376	3,310		195,30		0,8111
	FRC5		0,086	1,140		295,00		0,8576

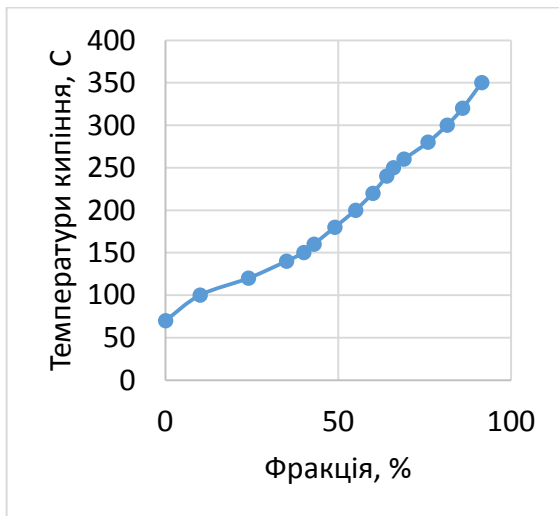


Рисунок 3.17 – Розгонка на фракції за температурами кипіння за Енглером.

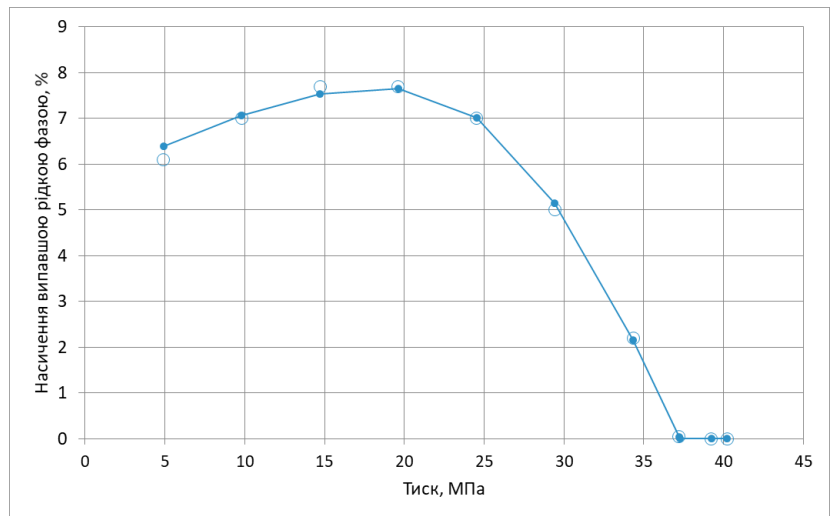


Рисунок 3.18 – Результати порівняння розрахованих значень насичення рідкою фазою за CVD експериментом (синя суцільна лінія), із заданими синтетичними значеннями (порожні точки).



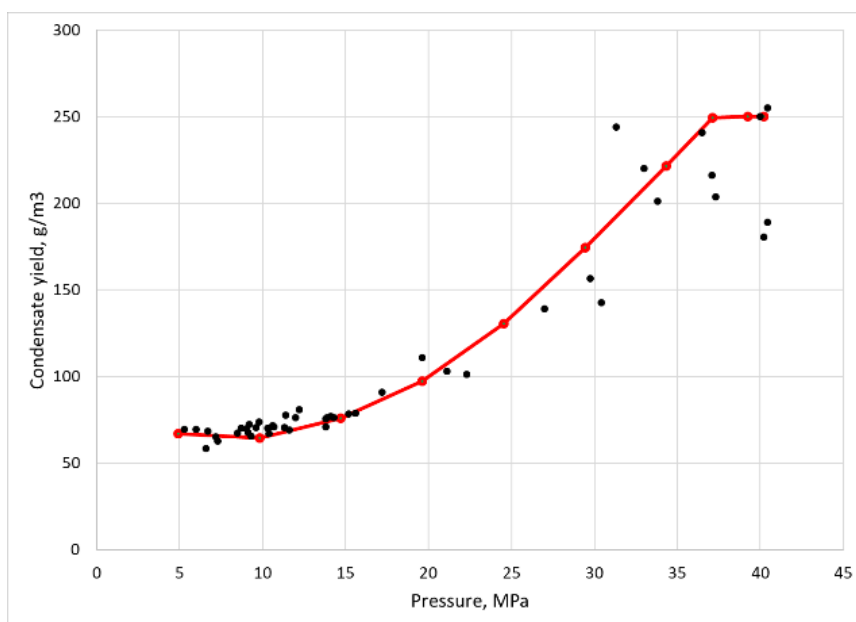


Рисунок 3.19 – Порівняння розрахунку потенційного вмісту конденсату на основі рівняння стану (червона лінія) із результатами дослідження свредловин на конденсатність.

### 3.2.3 Метод перевірки якості налаштування рівняння стану за допомогою концепції однокоміркової моделі

Невизначеності, пов'язані з PVT даними, можуть бути об'єднані в дві великі групи: 1) PVT характеристика; 2) Розподіл видобутку та сепарація [206].

Для створення надійної та достовірної PVT моделі, ряд вимог має бути дотриманий:

1. Наявність репрезентативної глибинної чи рекомбінованої поверхневої проби;
2. Детальний компонентний склад;
3. Якісні лабораторні PVT дослідження.

Нажаль, в більшості випадків, жодна з трьох вимог не виконується для більшості наявних родовищ України: або проба була відібрана, вже після того як відбулося випадіння вуглеводнів у пласті в наслідок зниження пластового тиску нижче тиску початку конденсації, або компонентний склад відомий тільки до  $C_{5+}$  та жоден з необхідних лабораторних експериментів не проведено. Для таких умов в дисертаційній роботі вище вже було запропоновано методику по створенню PVT моделі за наявності обмежених вхідних даних.

В той же час, під час відтворення історії розробки на гідродинамічних моделях, було помічено, що для ряду покладів, історія з видобутку конденсату не може бути відтворена в симуляторі. У таких випадках, був виконаний детальний аналіз процесів видобутку, результатами якого стали:

1. розподіл видобутку конденсату по свердловинах у випадку, коли декілька різних покладів або навіть родовищ, працюють на одну УКПГ, а видобуток конденсату розподіляється пропорційно до дебіту газу індивідуальних свердловин, без індивідуальних досліджень свердловин на газоконденсатність;
2. одночасна робота свердловин на декілька покладів із різним потенційним вмістом конденсату у випадку закінчення фільтром;
3. видобуток конденсату обліковується в масі, в той час, як для симулятора він має бути переконвертований в об'єми з використанням одного значення густини на весь період роботи, оскільки умови роботи сепараторів змінюються в часі, що впливає на кількість рідкої фази та її густину, крім того в більшості випадків робочі умови сепараторів не відомі за попередні роки;
4. технологічні втрати не завжди обліковуються та не враховуються при створенні PVT моделі.

Тому, був запропонований додатковий крок у перевірці створення PVT моделі для кращого та швидшого відтворення історії видобутку конденсату в гідродинамічному симуляторі.

У випадку, коли в результаті розрахунку, свердловини перебуваючи на контролі за головною фазою (газом) можуть його забезпечити із робочими вибійними та пластовими тисками близькими до заміряних, але видобуток конденсату є значно вищим або нижчим за історичні заміри, ми пропонуємо використовувати однокоміркову модель. Ідея основана на швидкому відтворенні матеріального балансу шляхом внесення необхідних змін у PVT модель. Як тільки однокоміркова модель відтворює поровий об'єм та початкові запаси газу повнорозмірної гідродинамічної моделі, зміни, що потрібно внести у форму кривої потенційного вмісту легко ідентифікувати на основі

профілю видобутку конденсату та зміни пластового тиску. Внесення таких змін є допустимим, через невизначеності у даних, що використовувалися для створення початкової PVT моделі.

Приклад застосування наведено для газоконденсатного родовища ДДЗ із потенційним вмістом конденсату  $86 \text{ г/м}^3$ , що складається з чотирьох вертикально розміщених покладів на глибині від 3500 до 5000 м, що перебувають у спільній розробці через 60 свердловин, багато з яких має суцільне закінчення фільтром [206]. Композиційна модель створена для наступного компонентного складу з врахуванням 10 псевдо-компонентів, позначених «+» (Табл. 3.6), з використанням методики описаної у р.3.2.1. Композиційну модель експортовано у ключові слова моделі «чорної нафти» (Рис. 3.20). Сині точки – свердловинні дослідження на газоконденсатність, чорна лінія – потенційний вміст експортованої моделі «чорної нафти».

Таблиця 3.6 – Компонентний склад пластової суміші.

	Компонент	Мольна частка, %	Вагова частка, %	Молекулярна маса
1	N <sub>2</sub>	0,719000	0,9495	28,013
2	CO <sub>2</sub>	4,925000	10,2180	44,010
3	C <sub>1</sub>	83,061000	62,8210	16,043
4	C <sub>2</sub>	6,666000	9,4498	30,070
5	C <sub>3</sub>	2,050000	4,2618	44,097
6	C <sub>4</sub>	0,736000	2,0168	58,124
7	C <sub>5</sub>	0,430000	1,4626	72,151
8	C <sub>6</sub>	0,310000	1,2276	84,000
9	C <sub>7+</sub>	0,378160	1,8116	101,610
10	C <sub>9+</sub>	0,276520	1,6451	126,190
11	C <sub>11+</sub>	0,176010	1,2705	153,110
12	C <sub>13+</sub>	0,114240	0,9783	181,650
13	C <sub>15+</sub>	0,089417	0,9183	217,840
14	C <sub>19+</sub>	0,042861	0,5388	266,660
15	C <sub>23+</sub>	0,016102	0,2434	320,660
16	C <sub>27+</sub>	0,007015	0,1257	380,090
17	C <sub>33+</sub>	0,002091	0,0448	454,730
18	C <sub>39+</sub>	0,000583	0,0155	562,160

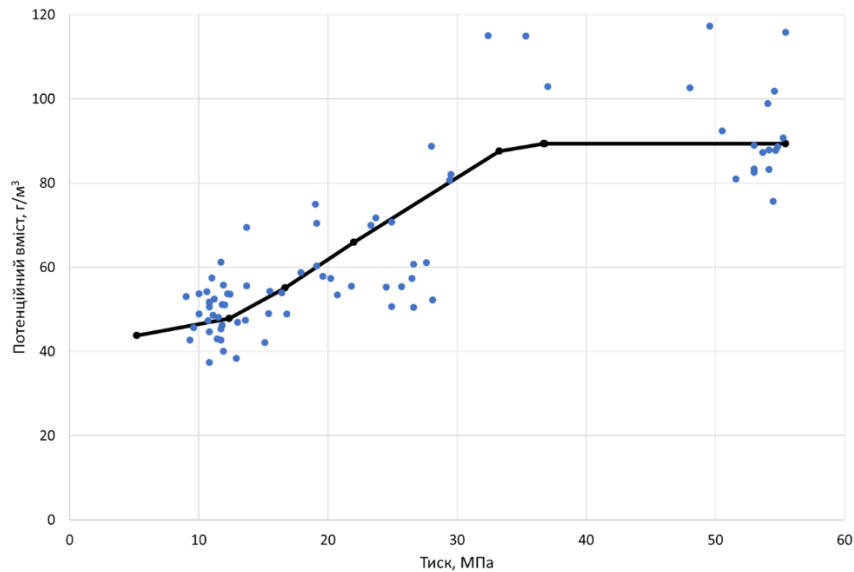


Рисунок 3.20 – Потенційний вміст конденсату в пластовому газі розрахований за моделлю «чорної нафти» перед перевіркою з допомогою методу однокоміркової моделі.

Першим важливим кроком є відтворення запасів газу. Неоднорідна повнорозмірна модель резервуара з різними типами порід та водонасиченнями повинна бути відтворена одним значенням початкового насичення, заданого у таблиці відносних фазових проникностей. Після того, як об'єми відтворено, перша реалізація чисельного розрахунку може бути виконана (Рис. 3.21). Оскільки модель містить лише одну комірку, час розрахунку із місячними кроками для періоду в 40 років триває лише 20 секунд.

Результати вказують на те, що модель здатна відтворити дебіт контрольної фази (газу) – обидві червоні лінії для дебіту та накопиченого видобутку накладаються на історичні заміри. Профіль зміни пластового тиску відповідає загальному тренду падіння по свердловинних замірах статичних тисків, що свідчить про коректність відтворення матеріального балансу за рахунок видобутку вуглеводнів та правильно підібране середнє значення проникності.

Тепер ми повністю концентруємося на основній фазі нашого дослідження – конденсаті. Однокоміркова модель симулює набагато вищий видобуток конденсату, одразу від початку дебіт конденсату є вищим за історичний, із максимальним

відхиленням за тисків біля 400 атм (40 МПа), вказуючи на те, що прийняте значення тиску початку конденсату в 368 атм (36,8 МПа) є занадто низьким.

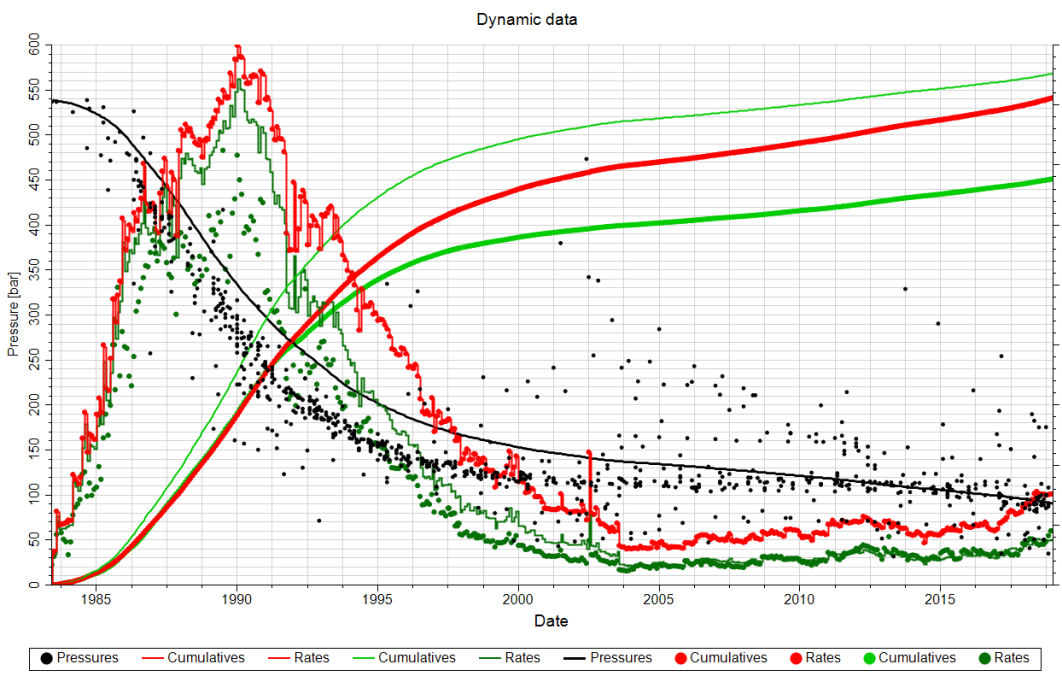


Рисунок 3.21 – Порівняння результатів для першого розрахунку (точки – історичні дані, лінії – розраховані симулятором).

Також, це є період максимальної конденсації важчих компонентів, а тому наступним вдосконаленням PVT моделі є посунення кривої вниз одразу від тиску початку конденсації (червоні лінії та стрілки на Рис. 3.22). За низьких значень пластового тиску (нижче 150 атм) результати розрахунку добре узгоджуються з історичними даними.

Зміни до PVT моделі виконано шляхом корегування кривої насичення рідиною для CVD експерименту (червона лінія на Рис. 3.23) із подальшим налаштуванням рівняння стану за рахунок зміни критичного тиску і температури для перших шести псевдо-компонентів ( $C_{7+} - C_{19+}$ ).

Результати симуляції для відкоригованої PVT моделі показано на Рис. 3.24, з якого добре помітно значне покращення накопичення видобутку конденсату, що зменшилося на 16 % у порівнянні із початковим розрахунком.

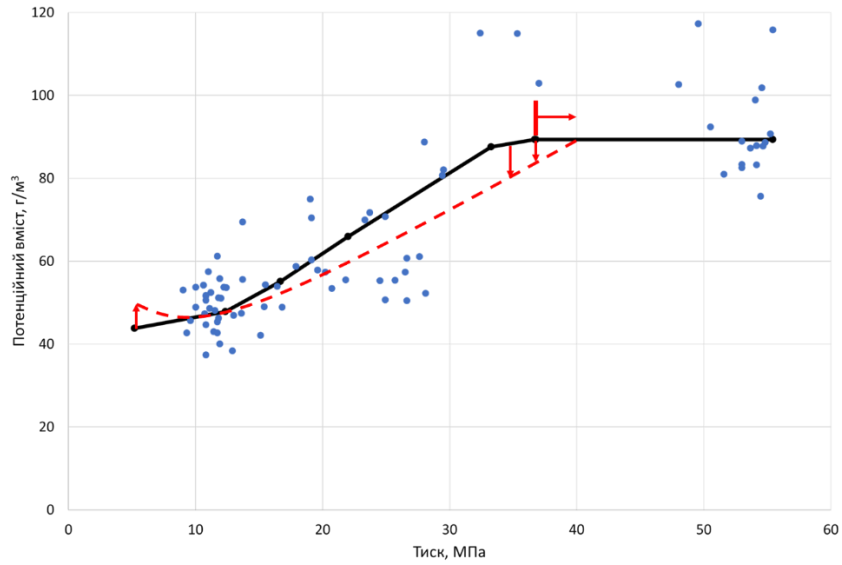


Рисунок 3.22 – Необхідні зміни для покращення PVT моделі.

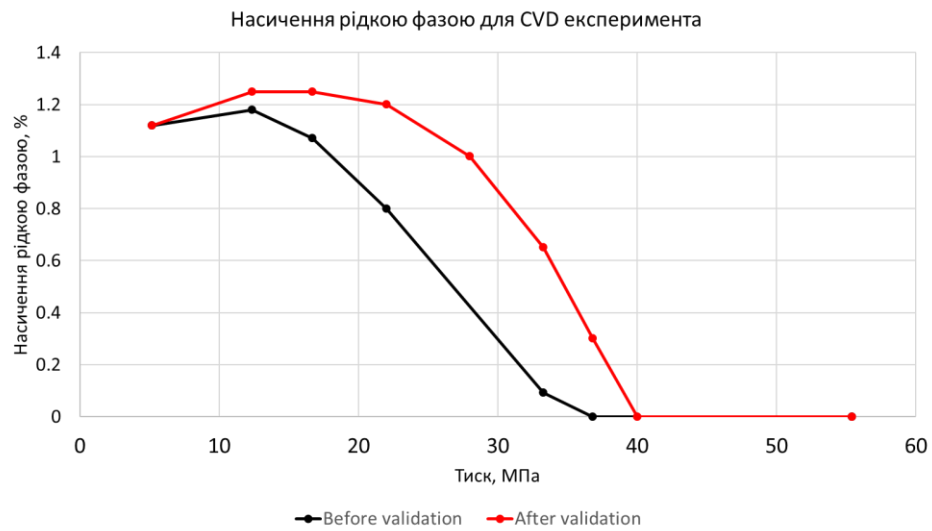


Рисунок 3.23 – Насичення рідкою фазою до (чорна лінія) та після корегування (червона лінія).

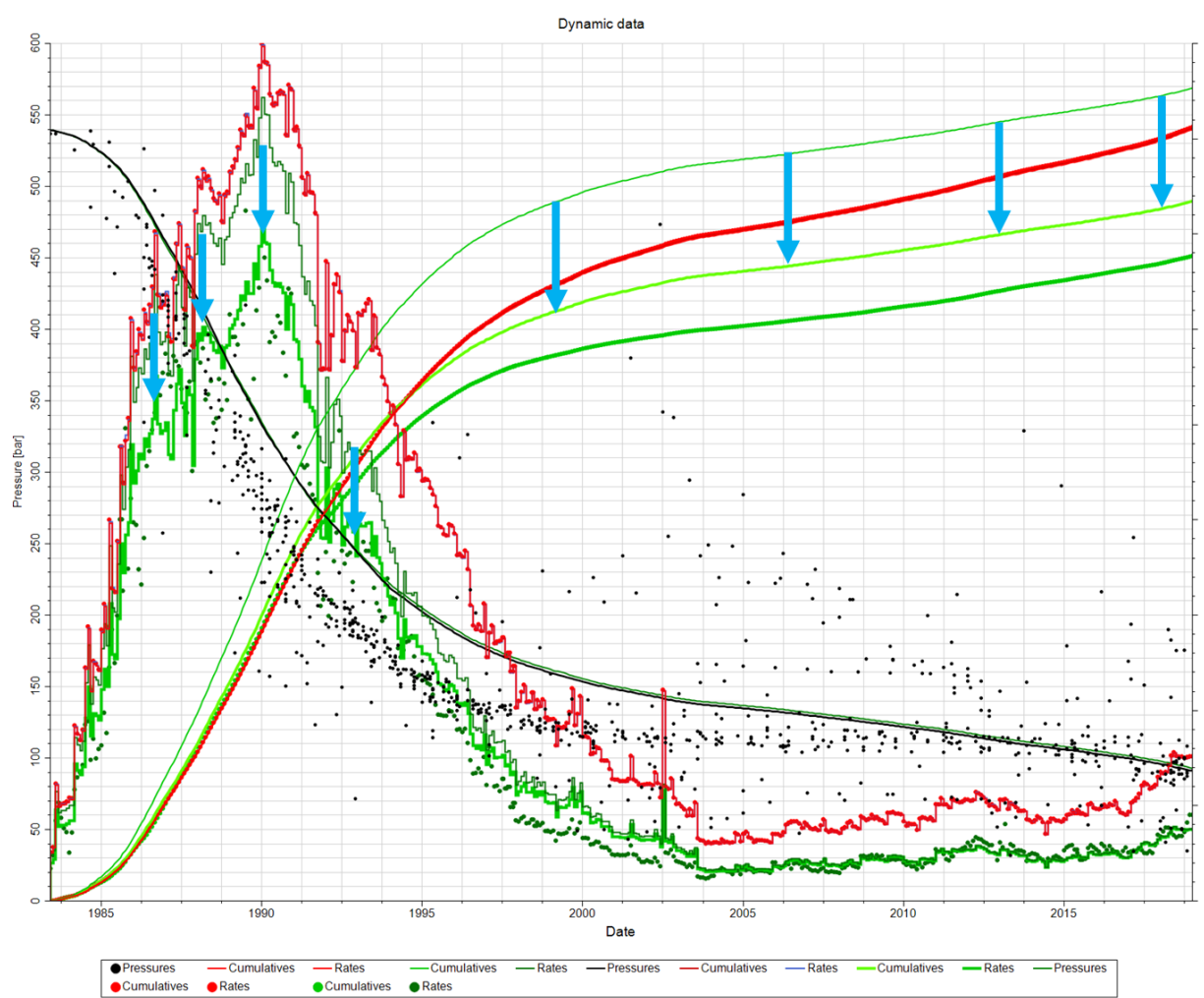


Рисунок 3.24 – Результати розрахунку на однокомірковій моделі після корегування PVT моделі.

### 3.3 Дослідження межі застосування моделі флюїдів «чорної нафти» для моделювання газоконденсатних покладів

Через складність фазових перетворень, що відбуваються під час розробки газоконденсатних родовищ виникає необхідність в детальному їх описі композиційною моделлю з допомогою рівняння стану. Як правило, через обмеженість розрахункових потужностей, що не дозволяють протягом короткого часу отримувати результати розрахунків, виникає необхідність у зменшенні кількості вуглеводневих компонентів до 6-8 із відповідним групуванням у псевдокомпоненти, та паралельним збільшенням розміру комірок, для зменшення їх загальної кількості. Усе це негативно впливає на точність розрахунку, збільшуючи чисельну дисперсію. У випадку коли пластова система

знаходиться за критичних тисків та температур чи родовище планується розробляти з використанням сайклінг-процесу – використання композиційної моделі є єдиним рішенням. Однак, що робити коли газоконденсатне родовище розроблятиметься на виснаження чи з підтримкою пластового тиску з допомогою нагнітання води? Чи можемо ми в цьому випадку використовувати модель чорної-нафти, в якій зміна фізико-хімічних властивостей нафти і газу подається в табличній формі в залежності від тиску? Наразі однозначної відповіді на ці питання досі нема. Так, розширення до моделі чорної нафти дозволяє описувати рідку фазу, що випарувона у газі. У симуляторі ECLIPSE це реалізовано з допомогою ключового слова PVTG. Якщо ми зможемо побудувати детальну композиційну PVT модель коректно відтворивши рівняння стану до лабораторних досліджень, і на її основі експортуємо ключові слова для моделі чорної нафти ми повинні отримати змогу швидко та ефективно моделювати газоконденсатні родовища у випадку їх розробки на виснаження, або навіть за нагнітання газу. Фактично таблиці PVT будуть створенні за даними CVD експериментів або диференціального розгазування, коли до пластової суміші додається різна кількість газу нагнітання допоки не утвориться критична суміш [207].

Особлива увага має приділятися до розрахунку об'ємного коефіцієнту газу та поверхневим густинам газу і конденсату (нафти). Додатково, для мінімізації відмінностей між композиційною та спрощеною моделлю чорної нафти, щодо розчинності компонентів, швидкість розчинення (зміни газовмісту) в часі може контролюватися штучно встановленою верхньою межею. Вибір цієї межі базується на отриманні ідентичних результатів розрахунку на секторній моделі для обох моделей.

Проблемами можливості використання моделі чорної нафти для газоконденсатних систем займалися і раніше [208, 209]. У [208] досліджено можливість використання моделі чорної нафти для розробки покладів летючої нафти та газо-конденсату. Згідно їх висновків таке PVT формулювання може адекватно використовуватися для моделювання розробки на виснаження. У випадку нагнітання газу, в загальних випадках бажано використовувати композиційну модель, а модель чорної нафти, допустима для



нафтових покладів із низьким ступенем випаровування, і для газоконденсатних родовищ, тільки у випадку низького до середнього потенційного вмісту, та тільки за тисків вище початку конденсації. В той же час, в [209] зазначається, що не тільки у випадку сайклінгу, але навіть під час розробки на виснаження, модель чорної нафти має меншу здатність утримувати нафти у газовій фазі, що призводить до вищих втрат конденсату за рахунок конденсації, ніж передбачається композиційною моделлю.

Через неоднозначність висновків між різними дослідниками, та відсутністю чітких рекомендації і межі застосування на основі кількісної жирності газу (конденсатогазового фактору), нами виконано дослідження можливості використання моделі чорної нафти для моделювання розробки газоконденсатних родовищ на виснаження на основі спрощеної моделі пласта [210].

### **3.3.1 Постановка чисельного експерименту**

Класичним підходом, до аналізу та дослідження явищ і процесів з використанням гідродинамічних симуляторів, є побудова простих за формою прямокутних моделей покладів для чверті п'яти-точкової системи, коли по одній видобувній і нагнітальній свердловині розміщено у протилежних кутах 3D сітки, як, наприклад у класичних задачах SPE 3, 5, 6 із порівняння розрахунків між різними гідродинамічними симуляторами [211–213].

Натомість, автор рекомендує проводити розрахунки на синтетичній моделі, максимально наближеної та адаптованої до будови реального покладу, аналогічній до моделі, що використовувалася у р.3.1.3.3, щоб наближає результати до реальних умов. Цього разу поклад розробляється 15 видобувними свердловинами (Рис. 3.25), із груповим добовим відбором в 7 млн. м<sup>3</sup> газу, та індивідуальним обмеженням в 500 тис. м<sup>3</sup>/добу на свердловину та робочим вибійним тиском в 4 МПа.

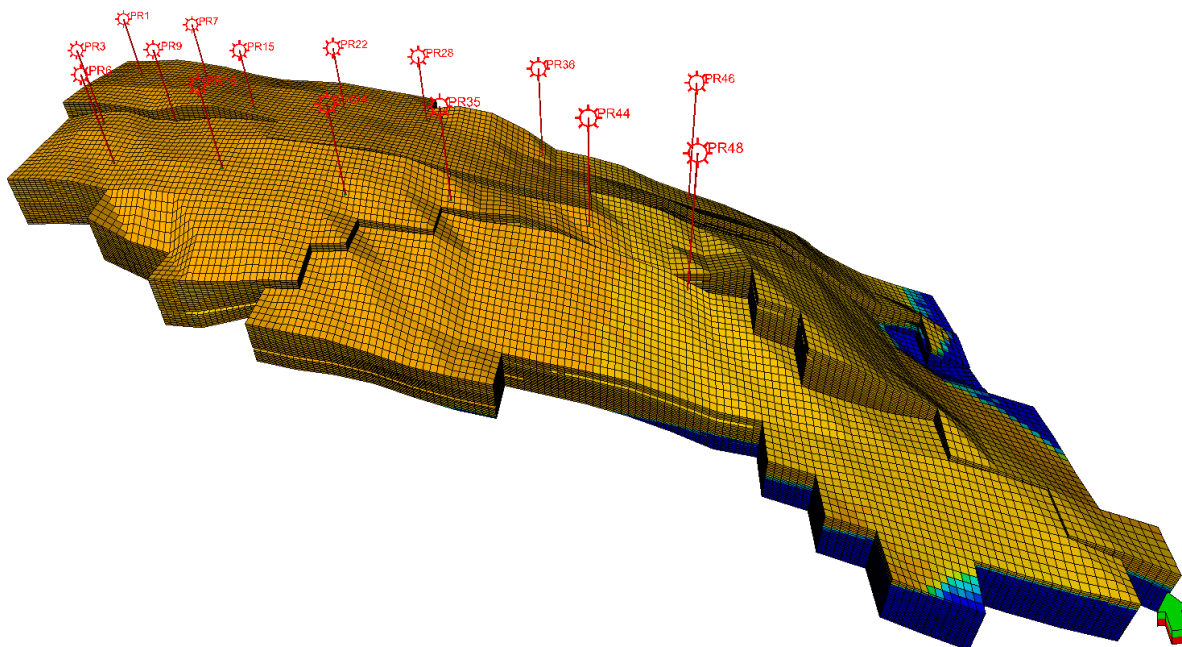


Рисунок 3.25 – Схема моделі покладу із розподілом водонасичення на початковий момент часу.

Синтетично згенеровані компонентні склади пластової суміші підібрано шляхом зміни мольних часток та молекулярної ваги, таким чином, щоб отримати потенційний вміст  $C_{5+}$  від  $50 \text{ г/м}^3$  до  $500 \text{ г/м}^3$  із кроком в  $50 \text{ г/м}^3$  (Табл. 3.7). Композиційна модель описувалась 3-параметричним рівнянням Пенга-Робінсона, на основі якої шляхом підбору умов на 2-ступеневому сепараторі, вивантажувалися ключові слова моделі «чорної нафти», із забезпеченням необхідного заданого початкового потенційного вмісту.

Для систем із потенційним вмістом в  $50$  і  $100 \text{ г/м}^3$  початковий пластовий тиск у покладів прийнято рівним  $32,0 \text{ МПа}$ , для решти –  $40,0 \text{ МПа}$ . Задання початкових тисків вибиралося в залежності від значень розрахункових тисків початку конденсації, який для перших двох систем становив  $22,1$  і  $23,0 \text{ МПа}$ , а для решти коливається від  $30,0$  до  $38,0 \text{ МПа}$ . Із збільшенням потенційного вмісту вуглеводнів  $C_{5+}$  в пластовому газі відбувається збільшення тиску початку конденсації, а також розширення фазової діаграми в напрямку збільшення крікондентерми.

Таблиця 3.7 – Компонентний склад синтетичних пластових систем.

Компонент	Мольні частки (%) для моделей із потенційним вмістом вуглеводнів C <sub>5+</sub> в пластовому газі, г/м <sup>3</sup>									
	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
C <sub>1</sub>	86,00	85,00	84,10	83,90	83,70	83,40	82,20	81,80	81,95	81,60
C <sub>2</sub>	5,06	5,00	5,10	4,90	4,64	4,20	4,05	3,84	3,70	3,30
C <sub>3</sub>	5,00	5,00	4,70	4,13	3,90	3,91	4,23	4,10	4,05	4,02
C <sub>4</sub>	2,50	2,50	2,51	2,40	2,40	2,40	2,80	3,20	2,75	2,83
C <sub>5+</sub>	1,15	1,50	2,40	2,68	2,70	3,30	3,80	4,05	4,20	4,42
C <sub>10+</sub>	0,26	0,92	0,85	1,32	1,81	1,90	1,98	2,00	2,12	2,40
C <sub>15+</sub>	0,03	0,08	0,34	0,67	0,85	0,89	0,94	1,01	1,23	1,43
Разом	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Тиск початку конденсації, МПа	22,1	23,0	28,0	28,6	30,1	33,3	34,2	35,0	35,3	38,0

### 3.3.2 Аналіз результатів

Порівняння виконано за наступними критеріями – дебіт основної фази (газу), конденсато-газове відношення, зважений за поровим об'ємом пластовий тиск, накопичені видобутки газу та конденсату (Рис. 3.26). У Табл. 3.8 зведено порівняння накопичених видобутків на кінець розробки з врахуванням відхилень у абсолютних та відносних значеннях розрахованих відносно композиційної моделі. Як видно з Рис. 3.26, для всіх потенційних вмістів вуглеводнів C<sub>5+</sub> PVT-модель ЧН передбачає вищий вміст вуглеводнів C<sub>5+</sub> ніж композиційна, починаючи від тиску початку ретроградного випаровування. Для деяких потенційних вмістів різниця є більшою, для деяких меншою, і повною мірою залежить від якості налаштування рівняння стану та підібраних параметрів першої і другої ступені сепаратора, що використовується для експорту ключових слів моделі ЧН. В той же час, порівнюючи накопичені видобутки (Табл. 3.8), бачимо, що у випадку незначного потенційного вмісту (до 150 г/м<sup>3</sup>), модель ЧН забезпечує вищий накопичений видобуток газу і конденсату, відповідно, через те, що за рахунок нижчого значення потенційного вмісту, випадає менша кількість рідкої вуглеводневої фази, і через нижчий тиск початку конденсації поява рідкої фази у зоні дренавання відбувається значно пізніше, ніж за високого потенційного вмісту C<sub>5+</sub>.

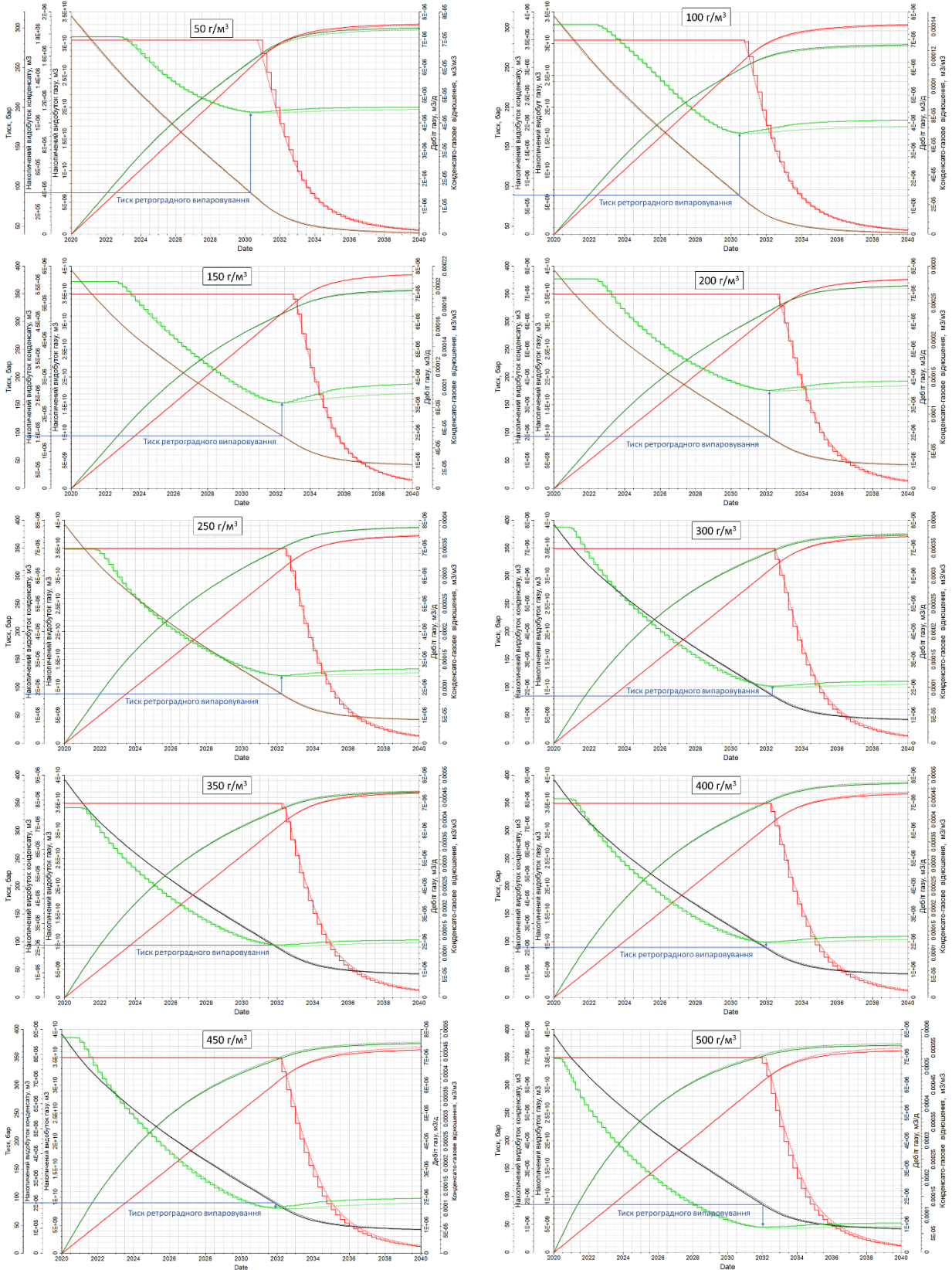


Рисунок 3.26 – Результати розрахунків основних показників для PVT-моделей з різним потенційним вмістом вуглеводнів  $C_{5+}$  (суцільні лінії – модель ЧН, пунктирні – композиційна модель, коричневі лінії – середньозважений пластовий тиск, червоні лінії відповідають дебіту і накопиченому видобутку газу, зелені – накопиченому видобутку конденсату та конденсатогазовому фактору).

Таблиця 3.8 – Зведене порівняння результатів розрахунків для композиційної та моделі «чорної нафти».

Потенційний вміст вуглеводнів $C_{5+}$ , $г/м^3$	Накопичений видобуток газу, млрд. $м^3$			Накопичений видобуток конденсату, млн. $м^3$			Зважений пластовий тиск, МПа		
	ЧН*	Комп.	Відносне, %	ЧН	Комп.	Відносне, %	ЧН	Комп.	Відносне, %
50	33,106	32,954	-0,461	1,859	1,843	-0,879	41,602	42,055	1,077
100	33,043	32,911	-0,403	3,416	3,392	-0,720	41,643	42,033	0,929
150	38,508	38,505	-0,008	5,357	5,332	-0,472	43,026	43,578	1,267
200	37,607	37,710	0,273	7,294	7,295	0,019	42,777	43,304	1,217
250	37,226	37,382	0,418	7,750	7,763	0,172	42,753	43,239	1,124
300	37,118	37,372	0,680	7,488	7,533	0,597	42,808	43,252	1,027
350	36,833	37,113	0,754	8,318	8,368	0,598	42,784	43,232	1,036
400	36,675	36,960	0,771	8,676	8,728	0,596	42,771	43,197	0,986
450	36,392	36,791	1,085	8,439	8,493	0,636	42,724	43,130	0,941
500	36,240	36,692	1,232	7,441	7,501	0,800	42,769	43,089	0,743

\* ЧН – чорна нафта, Комп. – Композиційна.

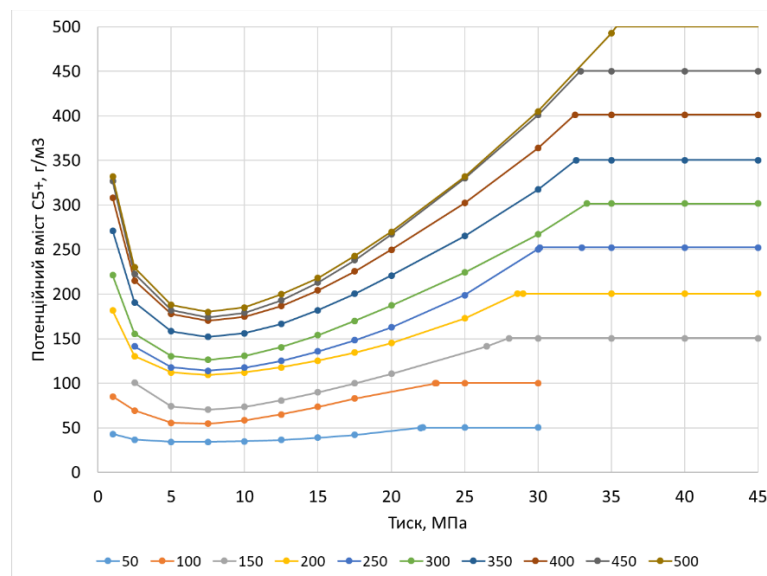


Рисунок 3.27 – Залежності зміни вмісту  $C_{5+}$  у досліджуваних пластових флюїдах за різного початкового потенційного вмісту.

Починаючи від  $250 г/м^3$ , різниця у накопичених видобутках газу перевищує  $0,5 \%$ , а для вмісту вище  $450 г/м^3$  –  $1\%$ , що в абсолютних числах для даної моделі становить порядка  $400$  млн.  $м^3$ . У той же час для моделей із високим потенційним вмістом вуглеводнів  $C_{5+}$  видобуток по композиційній моделі завжди вищий за  $0,5 \%$ . Після початку ретроградного випаровування по моделі ЧН видобуток в усіх випадках є вищим

за розрахунок по композиційній моделі. Це пов'язано із способом генерування PVT таблиць моделі ЧН, який за низьких тисків передбачає вищий потенційний вміст конденсату у пластовому газі за тисків нижче початку ретроградного випаровування (Рис. 3.27). Це також добре видно із порівняння насиченостей рідкою вуглеводневою фазою для однієї з проперфорованих комірок чисельної моделі, де зелена лінія відповідає композиційній моделі, а жовта – моделі ЧН (Рис. 3.28).

Іншим суттєвим фактором, що впливає на значні відхилення у розрахованих накопичених видобутках є двофазна фільтрація, з моменту переведення свердловини з контролю за дебітом газу на контроль за постійним вибійним тиском. У розглянутих випадках, поклад майже повністю виснажується із середньозваженим пластовим тиском по моделі в 5 МПа, що створює мінімальну депресію в зонах дренування свердловин на рівні 0.1 МПа. Композиційна модель коректно описує ретроградне випаровування, зменшуючи насичення рідкою фазою, нижче за критичного значення 0.18, чого не відбувається в моделі ЧН. Відповідно, відносна фазова проникність по газу є меншою, через наявність двох рухомих фаз, в той час, як у композиційній моделі, рухома тільки одна газова фаза, що через підвищений вміст випаруваних вуглеводнів забезпечує вищі накопичені видобутки.

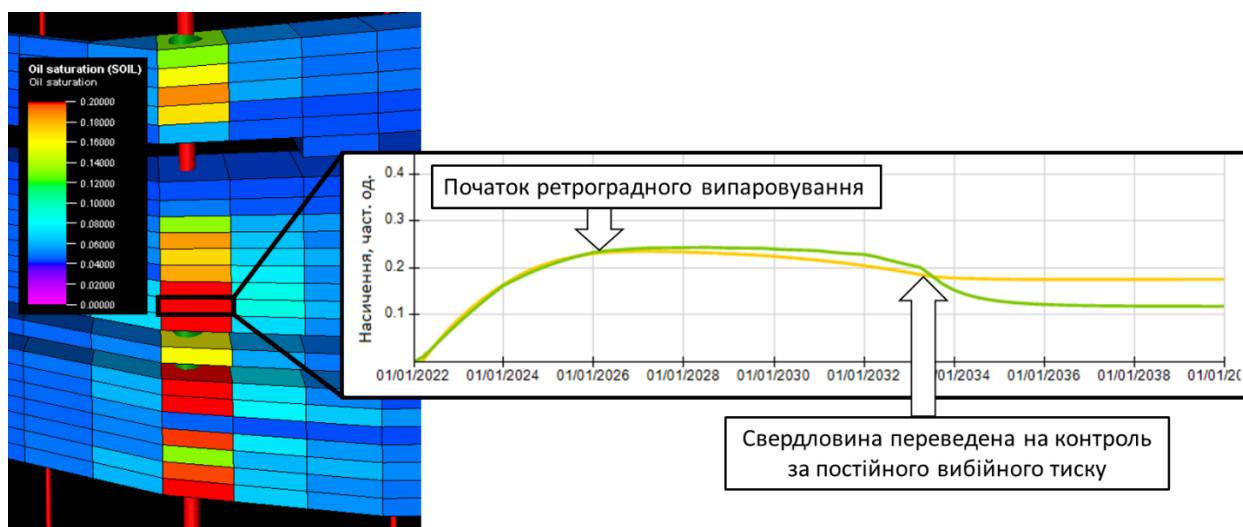


Рисунок 3.28 – Порівняння зміни насичення рідкою вуглеводневою фазою між композиційною (зелена лінія) та моделлю «чорної нафти» (жовта лінія) для початкового потенційного вмісту  $250 \text{ г/м}^3$ .

Зважаючи на вище зазначені відмінності у результатах, нами виконано порівняння накопичених видобутків газу та конденсату від початку розробки до моменту, коли в покладі починають відбуватися процеси з ретроградного випаровування.

Для всіх моделей відтворено співпадіння видобутку газу (Табл. 3.9), по конденсату, починаючи зі  $150 \text{ г/м}^3$  видобуток у композиційній моделі перевищує видобуток, розрахований у моделі ЧН. Для моделей у  $150$  і  $200 \text{ г/м}^3$  отримано ідентичні результати, для моделей до  $400 \text{ г/м}^3$ , відносне відхилення результатів в межах  $0.6 \%$ , в той час, як для моделей із високим потенційним вмістом більше  $450 \text{ г/м}^3$  відхилення менше  $1 \%$ . Зважаючи на значну перевагу в часі розрахунку, модель ЧН в середньому в  $6-7$  разів швидша ніж відповідна композиційна, тобто за аналогічний проміжок часу, що виділяється на виконання проектних робіт, в  $6-7$  разів більше різних варіантів можуть бути прораховані, в процесі відтворення історії або виконання проектних розрахунків, відхилення результатів в межах  $1 \%$  відсотку є цілком прийнятним для вирішення поточних інженерних задач.

Таблиця 3.9 – Порівняння накопиченого видобутку до моменту початку ретроградного випаровування.

Потенційний вміст вуглеводнів $C_{5+}$ , $\text{г/м}^3$	Пластовий тиск, МПа	Накопичений видобуток газу, млрд. $\text{м}^3$			Накопичений видобуток конденсату, млн. $\text{м}^3$		
		ЧН	Комп.	%	ЧН	Комп.	%
50	7,8	28,109	28,072	-0,132	1,766	1,760	-0,341
100	7,7	28,095	28,069	-0,093	3,166	3,154	-0,380
150	11,0	29,393	29,393	0	3,489	3,492	0,086
200	10,0	30,681	30,681	0	3,559	3,560	0,028
250	8,0	32,582	32,590	0,025	6,261	6,301	0,635
300	8,6	31,318	31,318	0	6,874	6,915	0,593
350	9,5	30,037	30,037	0	7,487	7,533	0,611
400	9,0	30,681	30,681	0	7,897	7,944	0,592
450	9,0	30,037	30,037	0	7,738	7,801	0,808
500	8,5	30,681	30,681	0	7,042	7,102	0,845

Також необхідно зазначити, що для розв'язку матриці рівнянь між двома моделями використовувався принципово різний метод. Для моделі ЧН застосовувалась повністю неявна схема, в той час, як для композиційної була використана адаптивно-неявна (задається по замовчуванню), коли частина комірок із мінімальними змінами

тисків та насичень між двома послідовними часовими кроками розв'язується неявно, а решта – явно. Це також вносить відмінності у результати, хоч і не настільки суттєві, в порівнянні з налаштуванням умов роботи сепаратора та переконвертацією рівняння стану у ключові слова моделі ЧН при їх експортуванні.

### **Висновки до третього розділу**

1. Розглянуто проблеми побудови статичних геологічних моделей. Через обмеженість вхідних даних та високий рівень невизначеностей, аргументовано необхідність використання багатоваріантного рівноймовірного стохастичного моделювання на противагу одноваріантному детерміністичному підходу.

2. Через необхідність використання однієї або декількох рівноймовірних геологічних реалізацій для гідродинамічних розрахунків, запропоновано методика, що дозволяє швидке ранжування невизначених параметрів в залежності від їх впливу на величину запасів та розрахунку розкиду значень можливих об'ємів видобутку для різних типів фільтраційних експериментів. Нажаль, не всі типи фільтраційних експериментів дозволяють задовільнити умови по створенню дев'яти реалізацій для матриці вірогідностей від P10-P10 до P90-P90, проте для всіх типів фільтраційних експериментів, вдалося визначити найголовніші реалізації, що задовільняють умовам P10-P10, P50-P50 та P90-P90, з використанням кроссплоту та матриці контролю. Однозначно, що під час ранніх стадій нафтогазових проєктів (пошук та розвідка), фільтраційні експерименти, що базуються на використанні наявної кількості свердловин, не дозволяють коректно оцінити дренажні об'єми та вибрати репрезентативну реалізацію. Очікувана залежність між відстанню серед свердловинами і об'ємами накопиченого видобутку, чим менша відстань, тим вищий видобуток. Відносна похибка в оцінці рівнів видобутку між мінімальним та максимальним значенням становила 7%. Відстань між свердловинами є основним фактором при налаштуванні експерименту, а ніж вибір самого типу фільтраційного експерименту.



3. За результатами критичного аналізу та дослідження проблеми створення якісних PVT-моделей газоконденсатних систем. Розроблено методику створення та налаштування композиційної PVT-моделі, у випадку обмеженого компонентного складу (до  $C_{5+}$ ), відсутності або низькій якості досліджень на установці фазової рівноваги. Через, що ґрунтується на використанні результатів фракційної дистиляції за методом Енглера із подальшим групуванням у псевдокомпоненти. Методика дозволяє налаштувати композиційне рівняння стану із подальшим вивантаженням ключових слів для моделі «чорної нафти» з використанням комерційних PVT-симуляторів.

4. Через значні невизначеності у обліку видобуваної продукції і перерозподілу по свердловинах, можуть виникати складнощі з відтворення історії розробки. Запропоновано та наведено приклад використання методології з перевірки та налаштування PVT-моделі газоконденсатного флюїду за допомогою однокоміркової гідродинамічної моделі. Відтворення матеріального балансу дозволяє швидко встановити необхідні поправки у прийняту газоконденсатну характеристику, і налаштувати динаміку зміни розрахункового дебіту конденсату (конденсатогозового фактора) по об'єкту розробки до історичних даних.

5. Виконано порівняльне дослідження, щодо використання композиційної PVT-моделі та моделі ЧН, для гідродинамічних розрахунків процесів розробки газоконденсатних покладів на виснаження в залежності від потенційного вмісту вуглеводнів  $C_{5+}$ . Для більшості моделей отримано незначне відхилення в накопичених видобутках в межах 0,6%, для потенційних вмістів в 150 і 200 г/м<sup>3</sup> – точне відтворення, а для пластових систем із високим потенційним вмістом вуглеводнів  $C_{5+}$ , відхилення зростає до 0,8 %, що може бути пов'язано із методом і сходиністю чисельного розв'язку (у випадку ЧН використовувалася повністю неявна схема, в той час як для композиційної моделі по замовчуванню використовується адаптивно-неявна, коли частина комірок розв'язується неявно, а частина явно), налаштуванням умов сепаратора та переконвертацією PVT моделі у ключові слова ЧН.

6. Модель ЧН нездатна коректно відтворити процес ретроградного випаровування, що призводить до більшого значення конденсатогозового фактору по відношенню до композиційної моделі, що узгоджується з висновками попередніх робіт інших авторів. Для вирішення інженерних задач та проведення прогностичних розрахунків, застосування спрощеної PVT-моделі ЧН є цілком прийнятним, оскільки процес ретроградного випаровування починається за досить низьких пластових тисків. Зважаючи на великі невизначеності при побудові PVT-моделей, які виникають через нестачу та обмеженість необхідних вхідних даних, відхилення між двома формулюваннями, що описують PVT властивості та фазові перетворення, становлять менше 1 %. Таке відхилення цілком прийнятно для інженерних розрахунків, а зважаючи на значну перевагу у швидкості розрахунків моделі ЧН в 6-7 разів швидше за аналогічну композиційну модель, вважаємо за доцільне її використання для моделювання розробки газоконденсатних родовищ на виснаження у випадках, коли пластовий тиск є вищим за тиск максимальної конденсації.

## РОЗДІЛ 4

### ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОБЛЕМ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ НА РІЗНИХ СТАДІЯХ РОЗРОБКИ

Основною метою досліджень, наведених у цьому розділі – встановлення оптимального методу дії на газоконденсатний поклад за різних ступеней виснаження, а також встановлення залежності між методом впливу і потенційним вмістом конденсату в пластовому газі.

Для дослідження підвищення ефективності вуглеводневилучення з газоконденсатного покладу, використано штучну чисельну модель покладу, максимально-наближену до умов глибоких відкладів Дніпровсько-Донецької западини. У п. 4.1 і 4.2, для можливості прямого порівняння ефективності різних методів, використано одну геологічну реалізацію розповсюдження фільтраційно-ємнісних властивостей, в той час як у р. 4.4.2 проведено оптимізаційні розрахунки із заводнення з використанням хімічних агентів за наявності геологічних невизначеностей під час яких створювалися рівно-ймовірні геологічні реалізації розповсюдження петрофізичних властивостей по комірках тривимірної сітки моделі. Поклад розміром  $6,7 \times 2,0$  км, товщиною близько 100 м розміщений в інтервалі глибин між -3000 і -3100 м, представлено з допомогою однорідної сітки з 288 тисяч комірок ( $168 \times 66 \times 26$ ), із яких 188 тисяч активних, із середнім розміром по латералі  $40 \times 40$  м та товщиною від 0,5 до 5 м. Два проникні порушення поділяють поклад на три гідродинамічно зв'язані блоки. Чотири літологічні класи порід (глина і три пісковики) стохастично розповсюджено по об'єму резервуара з використанням методу послідовної індикаторної симуляції (Sequential indicator simulation). Для кожного класу пористість задано з використанням методу Монте-Карло на основі заданих нормальних розподілів (Рис. 4.1). Горизонтальну проникність розраховано на основі залежностей між пористістю і проникністю (Табл. 3.1 та Рис. 4.2). Середні значення пористості для класів відповідно становлять 9,

11 та 16%. Вертикальну проникність зменшено у 10 разів відносно горизонтальної. Більшу частину колекторів (56%) складено крупно-зернистим пісковиком із проникністю вище 10 мД, 20% – дрібно-зернистий, 13% – дуже дрібно-зернистий і 11% – глини.

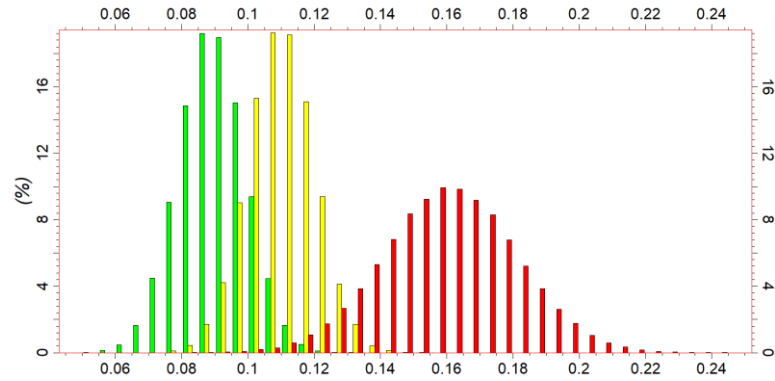


Рисунок 4.1 – Розподіли пористості за класами пісковиків (червоний – крупно-зернистий, жовтий – середньо-зернистий, зелений – дрібно-зернистий).

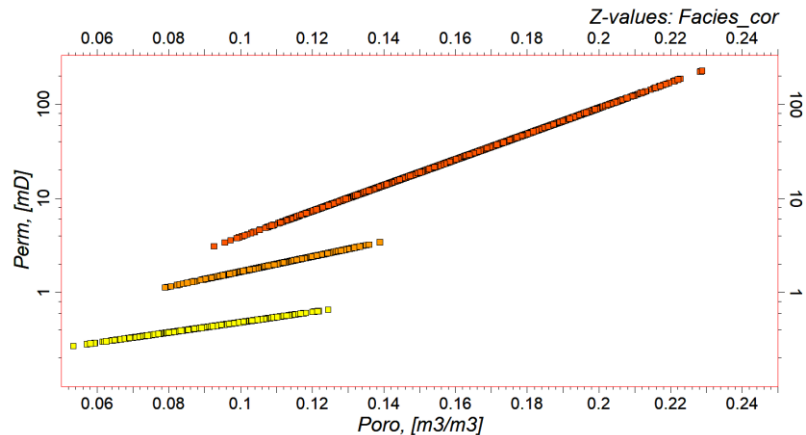


Рисунок 4.2 – Залежності між пористістю і проникністю (червоний – крупно-зернистий, рожевий – середньо-зернистий, жовтий – дрібно-зернистий).

Прийнято, що кожен клас пісковиків характеризується проміжною змочуваністю із відповідними відносними фазовими проникностями та капілярними тисками наведеними на Рис. 4.3 та Рис. 4.4.

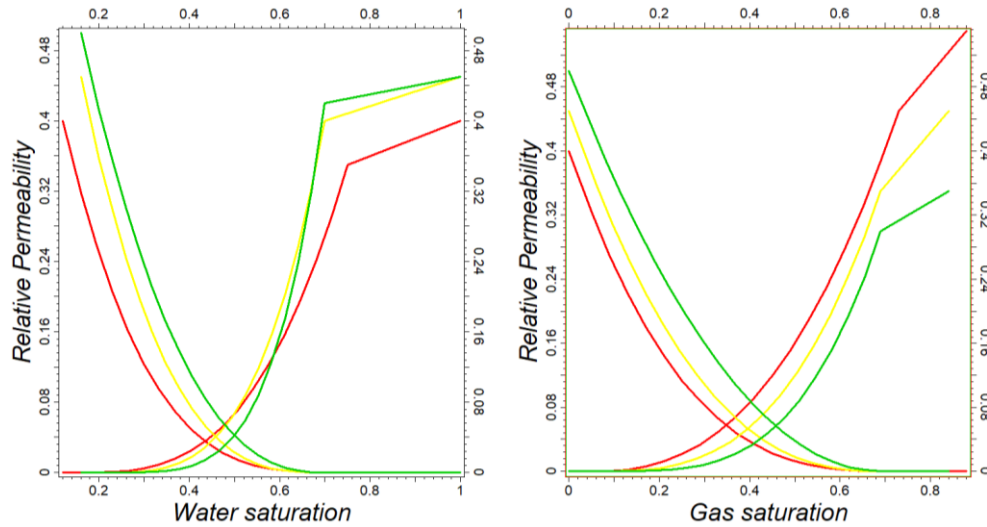


Рисунок 4.3 – Відносні фазові проникності в системі конденсат-вода (зліва) та конденсат-газ (справа) для крупно-зернистого (червоний), дрібно-зернистого (жовтий) та дуже дрібно-зернистого (зелений) пісковиків.

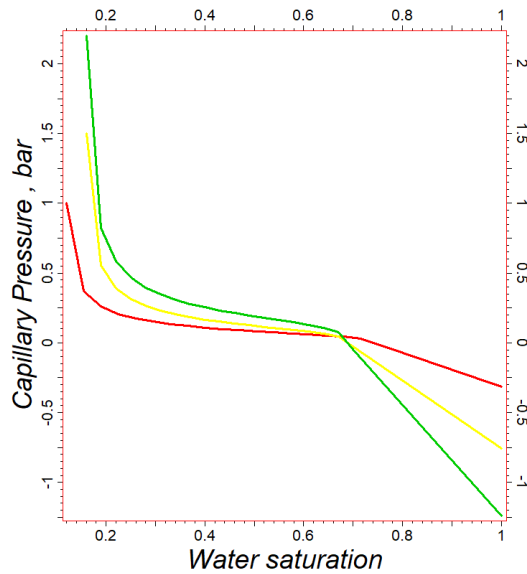


Рисунок 4.4 – Капілярні тиски для системи газ-вода для кожного класу порід (кольори аналогічні до попереднього рисунку).

Ефективність впливу різних методів досліджено для трьох різних пластових систем із низьким ( $100 \text{ г/м}^3$ ), середнім ( $300 \text{ г/м}^3$ ) та високим ( $500 \text{ г/м}^3$ ) початковим потенційним вмістом вуглеводнів  $C_{5+}$  (Рис. 4.5), для чого штучно задано відповідні початкові компонентні склади для 9-ти компонентних композиційних моделей (Табл. 4.1). Із зростанням вмісту вуглеводнів  $C_{5+}$  в пластовому газі збільшується тиск

початку конденсації [214], в нашому випадку останні становили 20,0 МПа, 33,3 МПа та 35,3 МПа, відповідно для низького, середнього та високого вмісту.

Таблиця 4.1 – Початковий компонентний склад пластових флюїдів.

Компонент	Потенційний вміст конденсату, г/м <sup>3</sup>		
	100	300	500
Молярна частка компоненту			
N <sub>2</sub>	0,0050	0,0040	0,0045
CO <sub>2</sub>	0,0500	0,0401	0,0400
C <sub>1</sub>	0,8500	0,8340	0,8213
C <sub>2</sub>	0,0500	0,0420	0,0401
C <sub>3</sub>	0,0150	0,0150	0,0140
C <sub>4</sub>	0,0050	0,0040	0,0045
C <sub>5+</sub>	0,0150	0,0330	0,0350
C <sub>10+</sub>	0,0092	0,0190	0,0260
C <sub>15+</sub>	0,0008	0,0089	0,0146

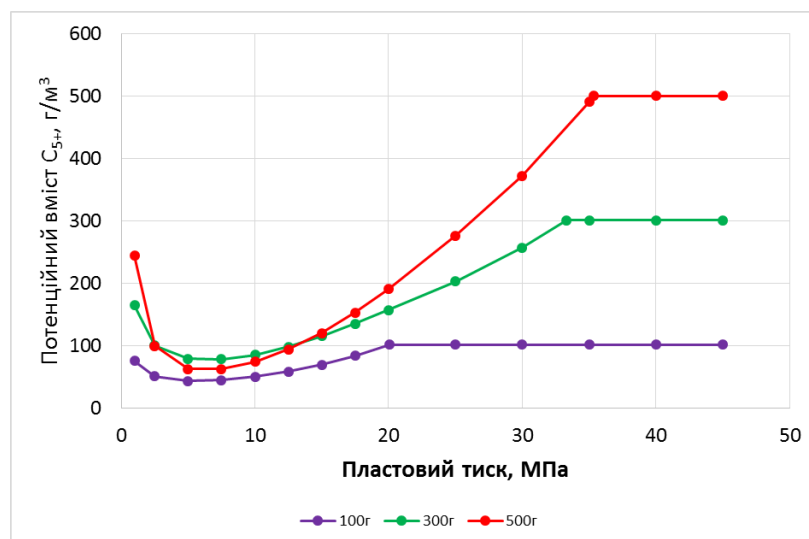


Рисунок 4.5 – Залежності потенційного вмісту вуглеводнів C<sub>5+</sub> у пластових системах від тиску.

Для розрахунків прийнято однаковий приведений початковий пластовий тиск 40 МПа та пластова температура 110°C, за яких початкові об'єми за поверхневих умов склали, газу від 40,4 до 44,1 млрд. м<sup>3</sup> та від 6,7 до 25,7 млн. м<sup>3</sup> конденсату (Табл. 4.2).

Розробка покладу здійснюється за допомогою 14 нерівномірно-розміщених вертикальних видобувних свердловин у склепінній частині із відстанями між ними від 550 до 750 м (Рис. 4.6). Усі свердловини проперфоровано навпроти інтервалів із найкращим (крупно-зернистим) класом пісковиків із нульовим скін-фактором. В якості

рівняння припливу до видобувних свердловин використано узагальнений метод псевдо-тисків, який найкраще підходить для газоконденсатних свердловин з усіх реалізованих у гідродинамічному симуляторі ECLIPSE, оскільки він коригує рухливості, як газової так і рідкої вуглеводневої фази, що дозволяє врахувати ефект випадіння конденсату в ПЗП за рахунок спеціально введеного «блокуючого фактору» [215].

Таблиця 4.2 – Початкові об'єми газу та конденсату за поверхневих умов.

Потенційний вміст вуглеводнів $C_{5+}$ , г/м <sup>3</sup>	Газ, млрд. м <sup>3</sup>	Конденсат, млн. м <sup>3</sup>
100	44,172	6,728
300	42,598	16,146
500	40,416	25,737

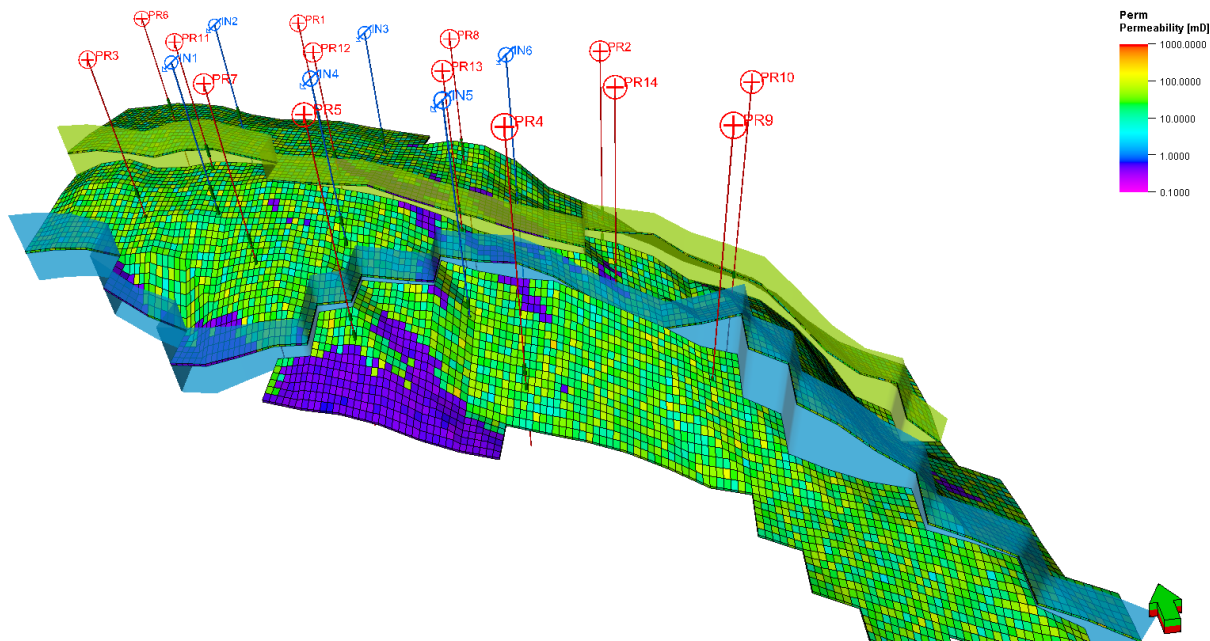


Рисунок 4.6 – Приклад розподілу проникності для одного з шарів моделі разом із наявними порушеннями та розташуванням видобувних (червоні) та нагнітальних (сині) свердловин.

Невелика за розміром та об'ємом водоносна зона із густиною води 1150 кг/м<sup>3</sup>, розташована на сході покладу є слабо-активною, і під час виснаження поклад повністю працює на газовому режимі, що помітно із порівняння водонасичення на початок та кінець розрахунку для випадку із потенційним вмістом 100 г/м<sup>3</sup> (Рис. 4.7).

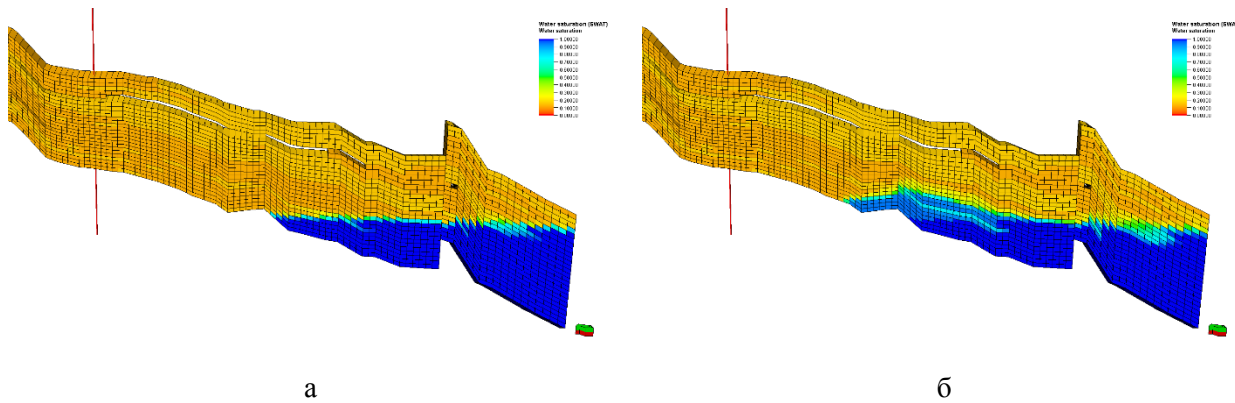


Рисунок 4.7 – Приклад зміни водонасичення на межі ГВК до початку (а) та після закінчення (б) розробки моделі із потенційним вмістом 100 г/м<sup>3</sup> на виснаження.

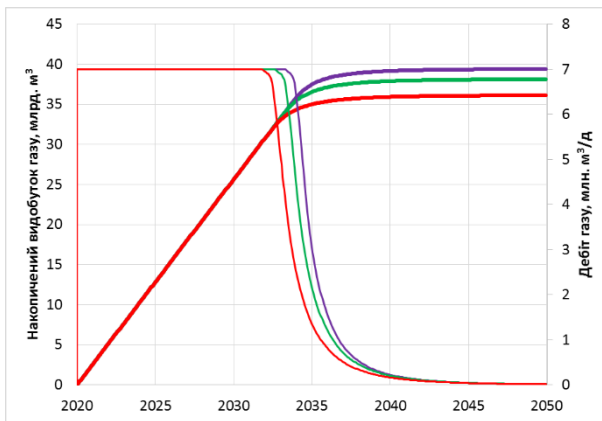
Усі видобувні свердловини працюють на одну УКПГ із сумарним груповим обмеженням в 7 млн. м<sup>3</sup>/д, при цьому дебіти індивідуальних свердловин розраховується автоматично на основі їх ранжування за значеннями максимального вільного дебіту, але не більше ніж 0,5 млн. м<sup>3</sup>/д. При неможливості виконання заданого групового відбору, свердловини переключаються на контроль за вибійним тиском із обмеженням в 4 МПа.

Спершу, виконано розрахунок показників для базового варіанту на виснаження протягом 30 років (Табл. 4.3 і Рис. 4.8). Оскільки в усіх випадках умови контролю за свердловинами були однакові, із збільшенням потенційного вмісту зменшується період постійного видобутку (на 1,5 роки коротший) із поступовим переведенням свердловин на контроль за вибійним тиском, що в свою чергу також позначається на накопиченому видобутку. Однак, незалежно від потенційного вмісту, за тиску закидання в 4 МПа, в усіх випадках отримано однакові коефіцієнти вилучення газу порядку 89%. В той же час, із збільшенням потенційного вмісту, значно зростають втрати випавшого конденсату, що призводить до зменшення коефіцієнта вилучення з 70% для 100 г/м<sup>3</sup> до 40% у випадку високого вмісту на рівні 500 г/м<sup>3</sup>. Одним з найвагоміших факторів цього є зростання тиску початку конденсації, та його наближення до початкового пластового тиску, що призводить до швидкого утворення рідкої вуглеводневої фази спочатку у ПЗП, а надалі й у міжсвердловинному просторі.

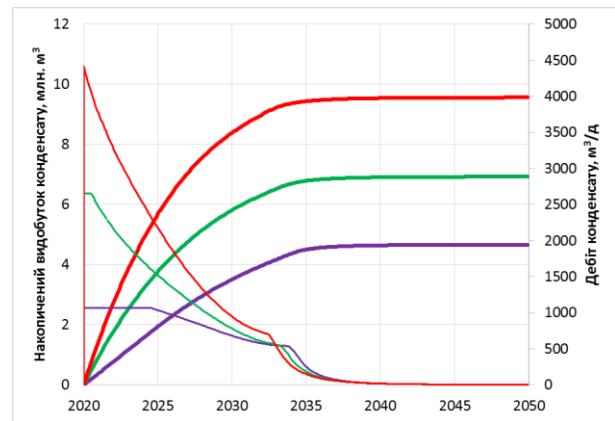


Таблиця 4.3 – Показники розробки за базовим варіантом на виснаження.

Модель	Пластовий тиск, МПа	Накопичений видобуток		Коефіцієнт вилучення, %	
		газ, млрд. М <sup>3</sup>	конденсат, млн. М <sup>3</sup>	газ	конденсат
100 г/м <sup>3</sup>	4,016	39,388	4,662	89,16	69,29
300 г/м <sup>3</sup>	4,018	38,114	6,924	89,09	42,88
500 г/м <sup>3</sup>	4,018	36,108	9,561	88,86	37,15



а) газ



б) конденсат

Рисунок 4.8 – Зміна показників видобутку газу і конденсату для базового варіанту (фіолетовий – 100 г/м<sup>3</sup>, зелений – 300 г/м<sup>3</sup>, червоний – 500 г/м<sup>3</sup>)

На основі базових варіантів, визначено час, що відповідає зниженню тиску на 25, 50, 75% від тиску початку конденсації та тиску максимальної конденсації (Табл. 4.4). Результати розрахунку тисків, насиченостей та мольних часток використано, як початкові умови для подальших розрахунків із нагнітання наступних агентів за 50, 100% компенсацією відборів, а у випадку нагнітання води і 150%:

- Нагнітання води;
- Нагнітання 100% С<sub>1</sub>;
- Нагнітання 100% N<sub>2</sub> із зупинкою видобувних свердловин при досягненні мольної частки азоту у продукції 70, 80 та 90%;

- Нагнітання 100% CO<sub>2</sub> із зупинкою видобувних свердловин при досягненні мольної частки діоксиду вуглецю в продукції 70, 80 та 90%;
- Нагнітання суміші 50% C<sub>1</sub> і 50% N<sub>2</sub>;
- Нагнітання суміші 98% C<sub>1</sub>, 1% C<sub>2</sub> і 1% C<sub>3</sub>;
- Нагнітання суміші 90% C<sub>1</sub>, 5% C<sub>2</sub> і 5% C<sub>3</sub>.

Таблиця 4.4 – Результати розрахунків базових варіантів на момент різного ступеня виснаження.

Ступінь виснаження	Модель											
	100 г/м <sup>3</sup>				300 г/м <sup>3</sup>				500 г/м <sup>3</sup>			
	Тиск, МПа	Час від початку розробки, роки	Коефіцієнт вилучення газу, %	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Тиск, МПа	Час від початку розробки, роки	Коефіцієнт вилучення газу, %	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Тиск, МПа	Час від початку розробки, роки	Коефіцієнт вилучення газу, %	Коефіцієнт вилучення конденсату, %
25% від Рп.к.	19,13	7,8	45,34	43,29	26,86	4,1	24,52	20,05	28,38	3,2	20,54	15,98
50% від Рп.к.	15,25	9,8	56,92	51,57	20,41	6,9	41,51	29,20	21,42	6,0	37,97	24,94
75% від Рп.к.	11,38	11,8	68,00	58,14	13,95	10,1	60,54	36,15	14,46	9,3	58,51	31,51
Р <sub>макс.к.</sub>	7,50	13,8	79,56	64,41	7,50	13,4	80,40	40,90	7,50	12,7	79,97	35,57

Р<sub>п.к.</sub> – тиск початку конденсації, Р<sub>макс.к.</sub> – тиск максимальної конденсації.

Нагнітання здійснювалося у 6 додатково-пробурених нагнітальних свердловин. При нагнітанні води максимальний вибійний тиск нагнітання обмежено в 70 МПа (умовно прийнятий тиск гідророзриву), видобувні свердловини автоматично зупинялися за досягнення водо-газового відношення 0,005 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (5750 г/м<sup>3</sup>), що характеризує повне обводнення і неможливість подальшої експлуатації свердловин. У випадку нагнітання газу, пластовий тиск також обмежувався в 70 МПа, а індивідуальна приймальність свердловин – 1 млн. м<sup>3</sup>/д.

Аналіз ефективності методів виконувався за двома критеріями:

1. Технологічним – додатковим видобутком конденсату;
2. Економічним – чистої приведеної вартості (NPV – Net present value) за спрощеним розрахунком на основі даних наведених у Табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Вихідні дані для економічних розрахунків чистої приведеної вартості.

Показник		Значення
Вартість товарної продукції, USD/м <sup>3</sup>	Конденсат	700,00
	Газ	0,65
Операційні витрати з видобутку, USD/м <sup>3</sup>	Вода	5,00
	Конденсат	350,00
	Газ	0,20
Операційні витрати з нагнітання, USD/м <sup>3</sup>	Вода	1,00
	C <sub>1</sub> 100%	0,35
	N <sub>2</sub> 100%	0,45
	CO <sub>2</sub> 100%	0,60
	C <sub>2</sub> 1% + C <sub>3</sub> 1%	0,40
	C <sub>2</sub> 5% + C <sub>3</sub> 5%	0,55
	N <sub>2</sub> у суміші з C <sub>1</sub>	0,15
Річний рівень дисконтування, %		10,0

Основними способами підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ є підтримання пластового тиску. Оскільки, основну увагу при дослідженнях приділено підвищенню конденсатовилучення, що вже випав у пласті, в залежності від агентів, що нагнітаються, процес може відбуватися за досягнення або відсутності повного чи часткового змішування. У першому випадку основний ефект та додатковий видобуток досягається за рахунок зворотного випаровування рідких вуглеводнів через підвищення пластового тиску із частковим додатковим ефектом від непоршневого витіснення агентом нагнітання. Найвищих коефіцієнтів вилучення рідких вуглеводнів отримують за умови змішаного витіснення (Рис. 4.9), за якого

а) перед фронтом, на контакті витіснювального агента із пластовим флюїдом, через низьку кількість проміжних вуглеводнів у пластовому флюїді, відбувається конденсація легких вуглеводнів C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> і поглинання їх пластовим флюїдом, із поступовим полегшенням нафти. Цей процес відбуватиметься до моменту, поки не буде досягнуто однофазної системи, або процес збагачення не набуде рівноважного стану із наявністю двох фаз і неможливістю досягнення умови змішування;

б) за фронтом витіснення нагнітання сухого газу (метану) або діоксиду вуглецю чи розчинників із незначною кількістю проміжних компонентів, газ нагнітання

збагачується ними за рахунок випаровування з пластового флюїду. В процесі фільтрації по пласту, процес збагачення газу триватиме до моменту коли утвориться однорідна фаза, або процес збагачення набуде рівноважного стану без досягнення змішування.

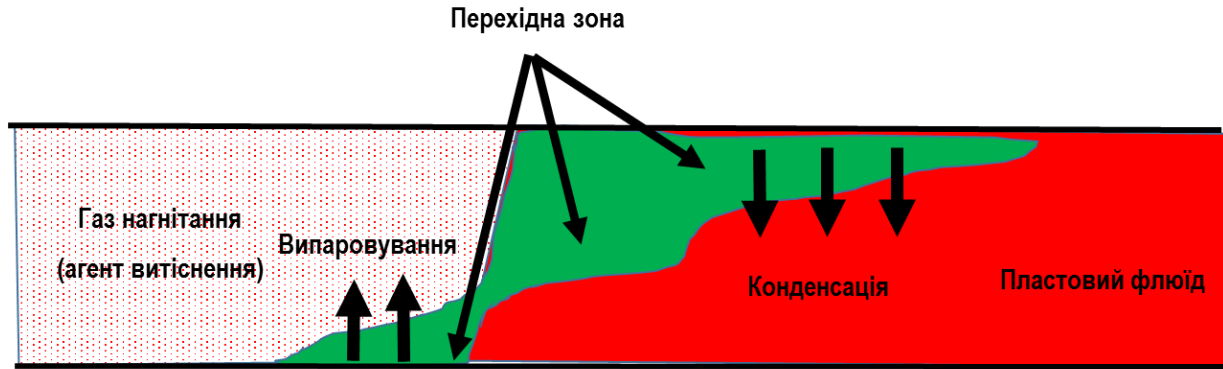


Рисунок 4.9 – Схематичне зображення змішувального витіснення за рахунок процесів конденсації і випаровування.

Виконано розрахунок умов досягнення змішування шляхом розрахунку тисків першоконтактного та багатоконтактного змішування з використанням методики [216]. Результати розрахунків зведено у Табл. 4.6. Як бачимо, із зростанням потенційного вмісту значно зростають тиски за яких досягається першоконтактне та багатоконтактне змішування. В той же час, для низького потенційного вмісту ( $100 \text{ г/м}^3$ ), використання будь-якого газу від початку розробки чи за незначного зниження пластового тиску є ефективним, через низьке значення тиску початку конденсації (20 МПа). Для флюїдів із середнім та високим потенційним вмістом конденсату, усі газу, крім азоту і його комбінації з метаном у пропорції 50/50, дають змогу досягти змішування за умови використання від початку розробки, оскільки прийнятий початковий пластовий тиск є нижчим за тиски змішування. Тільки для 25% виснаження для флюїдів із потенційним вмістом в  $300$  та  $500 \text{ г/м}^3$  використання метану, діоксиду вуглецю, суміші метану і азоту, та газів збагачених етан-пропаном забезпечить змішувальне витіснення, оскільки тиск першоконтактного змішування є нижчим за поточний пластовий.

Таблиця 4.6 – Розраховані значення тисків першо- та багатоконтактного змішування досліджуваних газів нагнітання з пластовими флюїдами

Модель флюїда	Газ нагнітання											
	C <sub>1</sub> 100%		N <sub>2</sub> 100%		CO <sub>2</sub> 100%		C <sub>1</sub> 50%, N <sub>2</sub> 50%		C <sub>1</sub> 90%, C <sub>2</sub> 5%, C <sub>3</sub> 5%		C <sub>1</sub> 98%, C <sub>2</sub> 1%, C <sub>3</sub> 1%	
	ПКЗ	БКЗ	ПКЗ	БКЗ	ПКЗ	БКЗ	ПКЗ	БКЗ	ПКЗ	БКЗ	ПКЗ	БКЗ
100 г/м <sup>3</sup>	25,373	25,373	35,638	НВ	25,373	НВ	26,785	НВ	25,373	25,373	25,373	25,373
300 г/м <sup>3</sup>	36,451	36,451	66,744	НВ	36,451	НВ	42,944	47,276	36,451	36,451	36,451	36,451
500 г/м <sup>3</sup>	38,809	46,372	79,859	58,880	38,781	НВ	79,859	58,880	38,782	38,782	38,782	46,394

ПКЗ – першоконтактне змішування, БКЗ – багатоконтактне змішування, НВ – не визначено.

#### 4.1 Дослідження підвищення ефективності вуглеводневилучення з допомогою заводнення

Результати розрахунків для кожного ступеня виснаження зведено у Табл. А.1–А.4 та Рис. А.1–А.4 [217]. Сині кольори відповідають потенційному вмісту 100 г/м<sup>3</sup>, зелені – 300 г/м<sup>3</sup>, рожеві – 500 г/м<sup>3</sup>, а відтінки – відсоткам компенсації відбору нагнітанням, світлий – 50%, проміжний – 100%, темний – 150 %. Додатковий видобуток розраховано відносно базових варіантів розробки на виснаження.

Як видно з Табл. А.1–А.4, тільки у випадку заводнення за тиску максимальної конденсації, наявний додатковий видобуток газу, із однаковим незначним видобутком конденсату на рівні 0,1 млн. м<sup>3</sup> для всіх потенційних вмістів. Якщо заводнення розпочинається досить рано, коли пластовий тиск лише на 25% нижче за тиск початку конденсації, за рахунок швидкого проривання води і зупинки видобувних свердловин через досягнення критичного водогазового фактора, втрати видобутку газу у порівнянні з базовими варіантами становлять від 2 до 8 млрд. м<sup>3</sup> при цьому забезпечуючи високі додаткові видобутки конденсату 0,7–0,9 млн. м<sup>3</sup> для пластової системи 300 г/м<sup>3</sup> і 1,2–1,6 млн. м<sup>3</sup> для 500 г/м<sup>3</sup>, що свідчить про ефективне витіснення конденсату водою.

За високих компенсацій відборів 100 і 150% відбувається швидке проривання води до більшої частини видобувних свердловин призводячи до повного обводнення на 4 рік нагнітання, в той же час величина компенсації відбору особливо не впливає на

видобуток конденсату – криві накопиченого видобутку для однакових потенційних вмістів накладаються одна на одну. Чим вищий потенційний вміст конденсату, тим швидше відбувається проривання води. Економічна ефективність розробки повністю визначається тривалістю періоду постійного видобутку і на пряму залежить від величини видобутку конденсату. На кінець розробки, усі варіанти із заводненням виходять на нульову чисту вартість, підтверджуючи економічну ефективність заводнення. Щодо накопиченої чистої вартості (рис. 4.10), за однакової компенсації, чим вищий потенційний вміст вуглеводнів  $C_{5+}$ , тим вищий прибуток, тобто визначальною є саме частка видобутку конденсату, за рахунок значно вищої вартості у порівнянні з газом, навіть, не зважаючи на менший накопичений видобуток останнього. Зі збільшенням рівня компенсації відборів (об'єму газу нагнітання), зменшується економічна ефективність за однакового потенційного вмісту та початкового ступеня виснаження. Чим вища ступінь виснаження родовища, тим вища економічна ефективність від впровадження підтримання пластового тиску та витіснення конденсату за рахунок нагнітання води. Так, для потенційного вмісту  $500 \text{ г/м}^3$  він становить 2,52%, для  $300 \text{ г/м}^3$  – 2,97%, а для  $100 \text{ г/м}^3$  – аж 11,82%. Мінімальний прибуток отримано для випадку заводнення покладу з  $300 \text{ г/м}^3$  із компенсацією 150% і початкового виснаження в 25%, а максимальний для  $500 \text{ г/м}^3$  із компенсацією 50% та максимального виснаження. Різниця між ними становить 3698 млн. USD або 23,69%.

Із збільшенням ступеня початкового виснаження зменшується додатковий видобуток конденсату (рис. 4.11) для пластових систем із середнім ( $300 \text{ г/м}^3$ ) і високим ( $500 \text{ г/м}^3$ ) потенційним вмістом, що пов'язано з більшими втратами у пласті та невисокою ефективністю витіснення, в той час, як для низького вмісту ( $100 \text{ г/м}^3$ ) – відбувається зростання додаткового видобутку, через випаровування легких конденсатних компонентів за рахунок підтримання пластового тиску нагнітанням води. Максимальні додаткові видобутки конденсату становлять 3,0%; 13,0% і 16,5% для пластових систем із потенційним вмістом 100, 300 і  $500 \text{ г/м}^3$  відповідно.

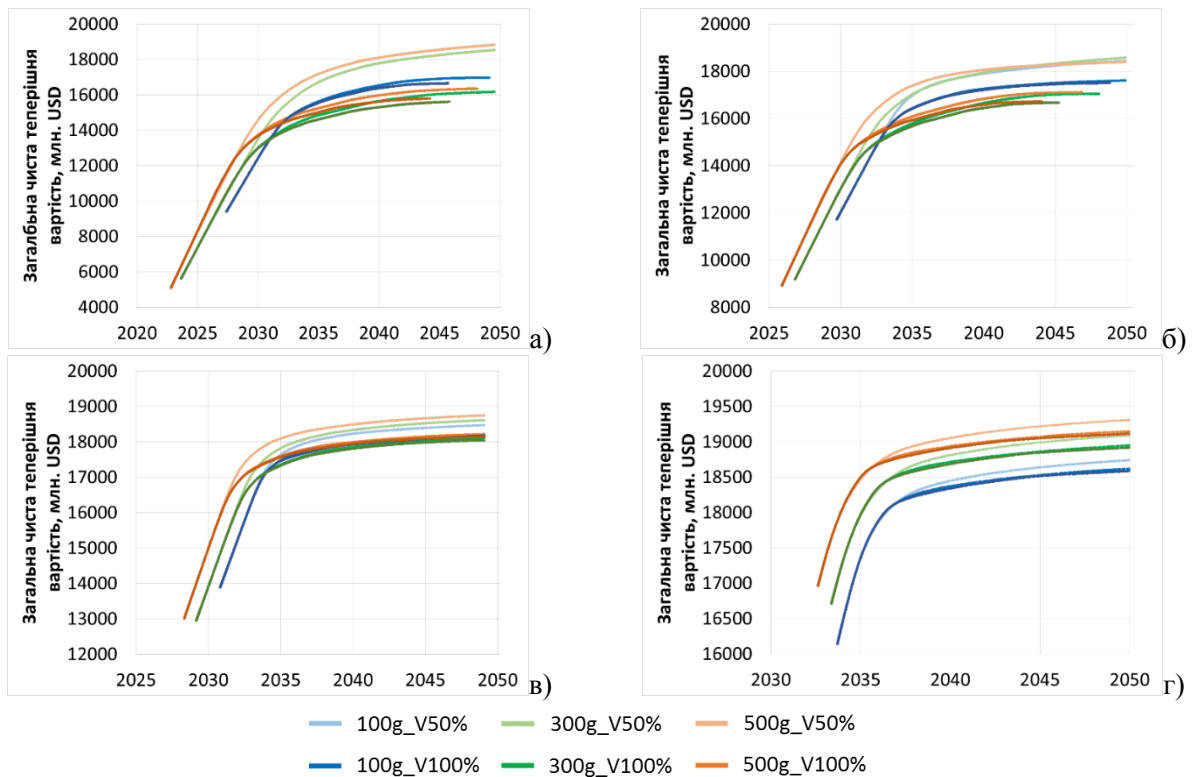


Рисунок 4.10 – Зміна накопиченої чистої вартості за різного початкового ступеня виснаження від тиску початку конденсації: а – 25%, б – 50%, в – 75% і г – максимальної конденсації.

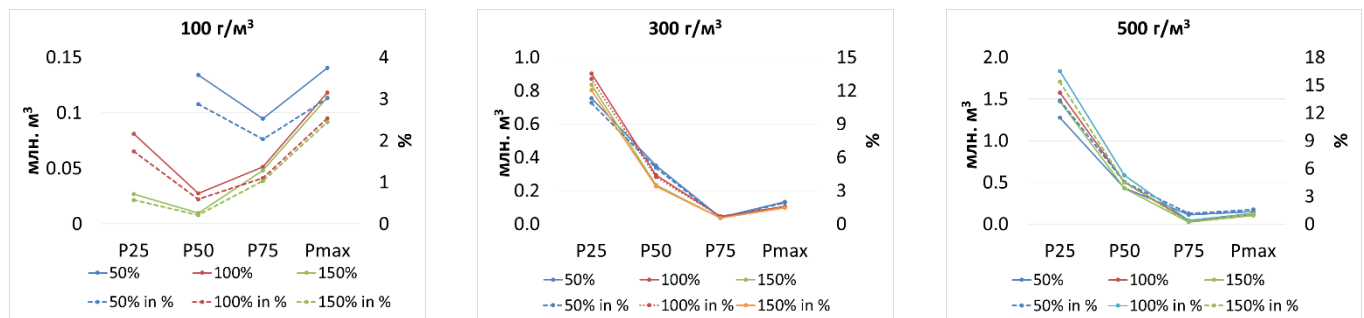


Рисунок 4.11 – Залежність додаткового видобутку конденсату від ступеня виснаження родовища та величини компенсації відбору нагнітання води.

Для пластових систем із середнім та високим потенційним вмістом рідких вуглеводнів  $C_{5+}$ , найбільшого додаткового видобутку отримано у випадку, коли нагнітання води розпочинається за мінімального виснаження пластової енергії (Рис. 4.12). В той час, як для пластової системи із низьким потенційним вмістом ( $100 \text{ г/м}^3$ ) максимальний технологічний ефект отримано за умови максимального виснаження. Також для бідних пластових систем оптимальним є часткове підтримання

пластового тиску, що не сповільнює швидке проривання води до видобувних свердловин. У випадку середнього та високого вмісту  $C_{5+}$  у пластовому газі, за незначного зниження пластового тиску 25 чи 50% від тиску початку конденсації, максимальне підвищення коефіцієнта конденсатовилучення досягається за високих темпів нагнітання із 100 чи 150% компенсацією відборів. Якщо заводнення запроваджується коли пластовий тиск знизився на 75% відносно тиску початку конденсації, додатковий видобуток конденсату практично відсутній.

Також проведено аналіз зміни видобутку легких ( $C_{5+}$ ), середніх ( $C_{10+}$ ) і важких ( $C_{15+}$ ) газоконденсатних компонентів для розглянутих вище варіантів. Для легких компонентів початкові дебіти по масі однакові для усіх компенсацій відборів, і у випадку низького потенційного вмісту є фактично однаковим, а от для середніх компонентів вони є домінуючими, у порівнянні з флюїдами із потенційним вмістом в 300 і 500 г/м<sup>3</sup>. Особливим є той факт, що середні компоненти домінують у випадку низького потенційного вмісту, а от середні і важкі для систем із середнім та високим потенційним вмістом конденсату. Чим менший рівень компенсації тим вищі рівні накопиченого видобутку всіх компонентів.

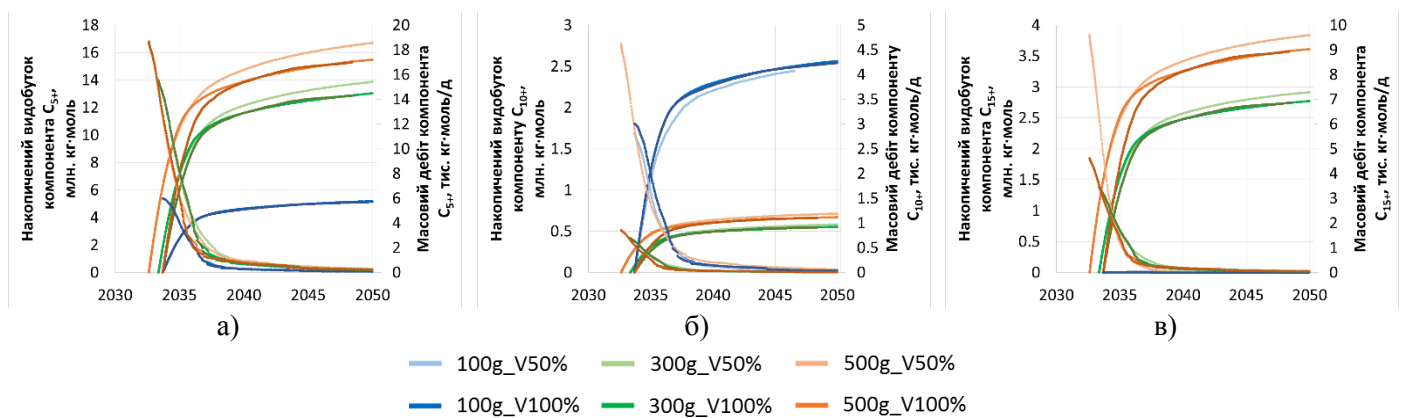


Рисунок 4.12 – Масовий дебіт та накопичений видобуток вуглеводневих компонентів  $C_{5+}$  (а),  $C_{10+}$  (б) і  $C_{15+}$  (в) у випадку нагнітання води.

У іншому дослідженні на моделі штучного покладу з використанням PVT-моделі «чорної нафти» вивчалась ефективність заводнення газоконденсатного покладу в залежності від заданого початкового насичення пор конденсатом [265]. Розрахунки



показали, що заводнення доцільно впроваджувати за умови досягнення насичення пор 32,5%. У міжсвердловинному просторі досягнення таких високих коефіцієнтів неможливо (наприклад, для газоконденсатного покладу В-20 Андріяшівського родовища, поточне значення становило 7,5%), що робить заводнення покладів для витіснення конденсату, що випав, недоцільним.

## **4.2 Дослідження підвищення ефективності вуглеводневилучення з допомогою нагнітання вуглеводневих і неуглеводневих газів**

### **4.2.1 Нагнітання азоту**

У випадку газоконденсатних покладів з нафтовою облямівкою, спочатку має розроблятися саме нафтова облямівка, що у випадку падіння пластового тиску призведе до швидкого виснаження пластової енергії і дебітів свердловин. Нагнітання азоту в газову шапку дозволяє підтримувати пластовий тиск, компенсуючи тим самим відбори нафти, крім того в залежності від рівня компенсації відборів і місця розташування свердловин, паралельно може здійснюватися відбір вуглеводневого газу [218].

El Gohary [219] дослідив ефект від нагнітання вуглеводневого газу (99% метану і 1% етану) та неуглеводневого (100% азоту) на видобуток конденсату на основі чисельної композиційної моделі одного з родовища з відтвореною історією розробки, що містить 1,5 млн. активних комірок і 14-компонентів. Недолік азоту пов'язаний з підвищенням тиску початку конденсації, що перш за все, позначається у незмішуваних умовах, коли першоконтактний тиск змішування в два рази перевищує пластовий тиск, і добре корелюється з видобутком конденсату і кількістю випавшої рідини. Чим вищий робочий тиск у покладі, тим менша відмінність у накопичених видобутках конденсату між варіантом з вуглеводневим газом і азотом, для тиску в 32,4 МПа різниця становить 4,8 %, а для тиску 20,7 МПа – 9,5%. Автори роботи відзначають, що нагнітання азоту можливе тільки у частинах покладу із високою проникністю. 100% компенсація відборів нагнітанням необхідна для підтримання пластового тиску вище тиску початку конденсації.

#### 4.2.1.1 Безперервне нагнітання азоту

Результати розрахунків із безперервного нагнітання азоту для кожного ступеня виснаження зведено у Табл. Б.1–Б.4 та Рис. Б.1–Б.4. Кольори аналогічні до випадку нагнітання води, сині відповідають потенційному вмісту  $100 \text{ г/м}^3$ , зелені –  $300 \text{ г/м}^3$ , рожеві –  $500 \text{ г/м}^3$ , а відтінки – відсоткам компенсації відбору нагнітанням, світлий – 50%, темний – 100%. Під час цих розрахунків видобувні свердловин не зупинялися в момент проривання агенту нагнітання (азоту), а продовжували працювати до повної рециркуляції з відділенням азоту з допомогою криогенної установки [111]. Додатковий видобуток розраховано відносно базових варіантів розробки на виснаження.

Проаналізуємо отримані результати. Незалежно від ступеня початкового виснаження родовища, компенсація відбору в 50% забезпечує позитивний економічний ефект, навіть за наявності меншого додаткового видобутку конденсату. Це пов'язано із збільшенням часу на момент проривання азоту, та меншими експлуатаційними витратами на нагнітання газу, через значно менші (від 2,5 до 10,2 разів) об'єми нагнітання. Незалежно від початкового ступеня виснаження та компенсації відборів, після 30 років безперервного нагнітання азоту відсутній позитивний економічний ефект ( $NPV < 0$ ). В той же час, за компенсації відборів в 50%, використання азоту є прибутковим незалежно від початкового ступеня виснаження та потенційного вмісту. Чим менший потенційний вміст, тим більший економічний ефект від нагнітання азоту, крім випадку, що відповідає тиску максимальної конденсації, коли максимальний накопичений ефект відповідає максимальному потенційному вмісту вуглеводнів  $C_{5+}$ . Чим вищий ступінь початкового виснаження, тим більший приріст накопиченого економічного ефекту на кінець розробки з врахуванням від'ємного періоду на кінцевій стадії. Так для пластової системи  $100 \text{ г/м}^3$  приріст становить 47,9%, для  $300 \text{ г/м}^3$  – 95,7%, для  $500 \text{ г/м}^3$  – 84,2%. Чим менший ступінь початкового виснаження тим триваліший період прибутковості, так для виснаження в 25% в залежності від потенційного вмісту він змінюється від 8

років ( $100 \text{ г/м}^3$ ) до 12 років для випадку  $500 \text{ г/м}^3$ , зменшуючись до 4 років для випадку максимальної конденсації.

100% компенсація відборів нагнітанням за пластових умов через високі об'єми нагнітання призводить до від'ємного економічного ефекту, для усіх ступеней початкового виснаження та початкових вмістів  $C_{5+}$ . Так, для мінімального ступеня виснаження збитковість настає через 3 роки нагнітання, а для випадку максимальної початкової конденсації вуглеводнів – вже через рік. Для низького темпу нагнітання (50% компенсації відборів) негативне значення NPV настає за загальної мольної частки азоту в продукції від 0,505 до 0,552, в той час як для високого темпу в 100% швидке проривання азоту призводить до збитковості за мольних часток від 0,156 до 0,335 в залежності від ступеня виснаженості та потенційного вмісту, відповідно чим менший ступінь і більший потенційний вміст, тим вище значення мольної частки.

Чим менша ступінь виснаження родовища тим вищий додатковий видобуток конденсату. Збільшення компенсації відбору з 50 до 100% забезпечує зростання додаткового видобутку конденсату, і чим більша ступінь початкового виснаження і вищий потенційний вміст вуглеводнів  $C_{5+}$ , тим більший приріст додаткового видобутку. Так, для ступеня виснаження в 25% він зростає з 14% для  $300 \text{ г/м}^3$  до 50% для  $500 \text{ г/м}^3$ . Для початкового виснаження в 50% зростання додаткового видобутку становить 26% для  $100 \text{ г/м}^3$ , 42% для  $300 \text{ г/м}^3$  та 88% для  $500 \text{ г/м}^3$ . Для виснаження в 75% від тиску початку конденсації приріст становить 68% для  $100 \text{ г/м}^3$ , 109 % для  $300 \text{ г/м}^3$  та 159% для  $500 \text{ г/м}^3$ . Максимальний приріст отримано за умови максимального початкового виснаження, де для потенційного вмісту  $100 \text{ г/м}^3$  приріст видобутку конденсату рівний 176%, для  $300 \text{ г/м}^3$  – 280%, для  $500 \text{ г/м}^3$  – 364%. Максимальний технологічний і економічний ефект отримано для пластової системи із найвищим потенційним вмістом  $C_{5+}$ : максимальний додатковий видобуток конденсату (3,024 млн.  $\text{м}^3$  або 31,627%) для випадку мінімального початкового виснаження в 25% від тиску початку конденсації і 100% компенсації відборів; максимальний накопичений NPV (18363 млн. USD) для випадку максимального виснаження і часткової компенсації в 50%.

Характерним, майже лінійним, є характер зміни додаткового видобутку від потенційного вмісту і ступеня початкового виснаження (Рис. 4.13). Для низького потенційного вмісту в  $100 \text{ г/м}^3$  він зменшується для часткової компенсації відборів 50%, і зростає для повної компенсації (100%), в той час як для  $300 \text{ г/м}^3$  і  $500 \text{ г/м}^3$  він зменшується із збільшенням ступеня виснаження. Для високого потенційного вмісту ( $500 \text{ г/м}^3$ ), темп зменшення додаткового видобутку від початкового ступеня виснаження однаковий для обох рівнів компенсації відборів нагнітанням, а от для середнього вмісту, він тим більший, чим менша компенсація. З позиції технологічної ефективності, використання чистого азоту є доцільним із високим рівнем компенсації відборів, що забезпечує додатковий видобуток конденсату від 11,0 до 31,6%. Найбільший додатковий видобуток забезпечується для пластових систем із високим потенційним вмістом  $C_{5+}$  за умови мінімального виснаження покладів на початок нагнітання азоту. Часткова компенсація відборів, набагато менш технологічно ефективна, забезпечуючи менший додатковий видобуток від 2,75 до 4,70 разів у порівнянні з повною компенсацією за того самого ступеня виснаження і потенційного вмісту. Максимальні додаткові видобутки конденсату для флюїдів із потенційним вмістом  $C_{5+}$  100, 300 і  $500 \text{ г/м}^3$  становлять 14,0%; 17,3% та 31,6% відповідно (Рис. 4.21).

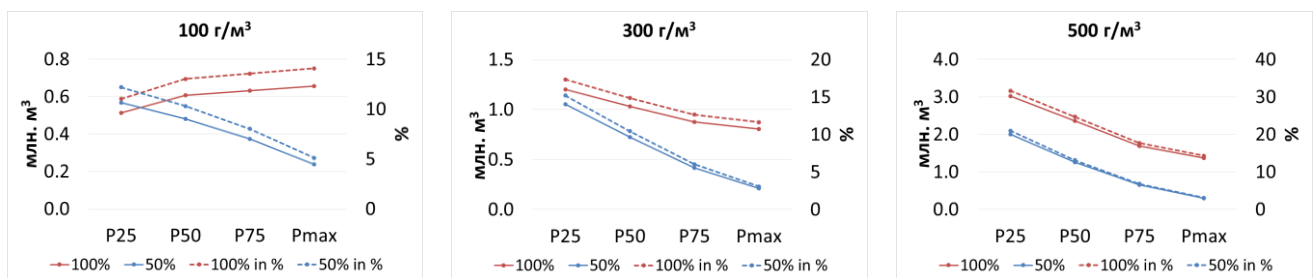


Рисунок 4.13 – Залежність додаткового видобутку конденсату від ступеня виснаження родовища та величини компенсації відбору нагнітання азоту.

Аналізуючи характер зміни внеску вуглеводневих компонентів у сукупній видобуток конденсату (Рис. 4.14) видно, що псевдокомпоненти  $C_{5+}$  для випадку низького потенційного вмісту мають однаковий характер незалежно від ступеня компенсації (Рис. 4.14, а), а темп зміни масового дебіту має монотонний характер для всіх

потенційних вмістів і рівнів компенсації, як для  $C_{5+}$  так і  $C_{15+}$ . В той час, як підвищений темп нагнітання азоту суттєво впливає на видобуток псевдокомпоненту  $C_{10+}$  для випадку низького потенційного вмісту, забезпечуючи підвищене випаровування і краще їх витіснення.

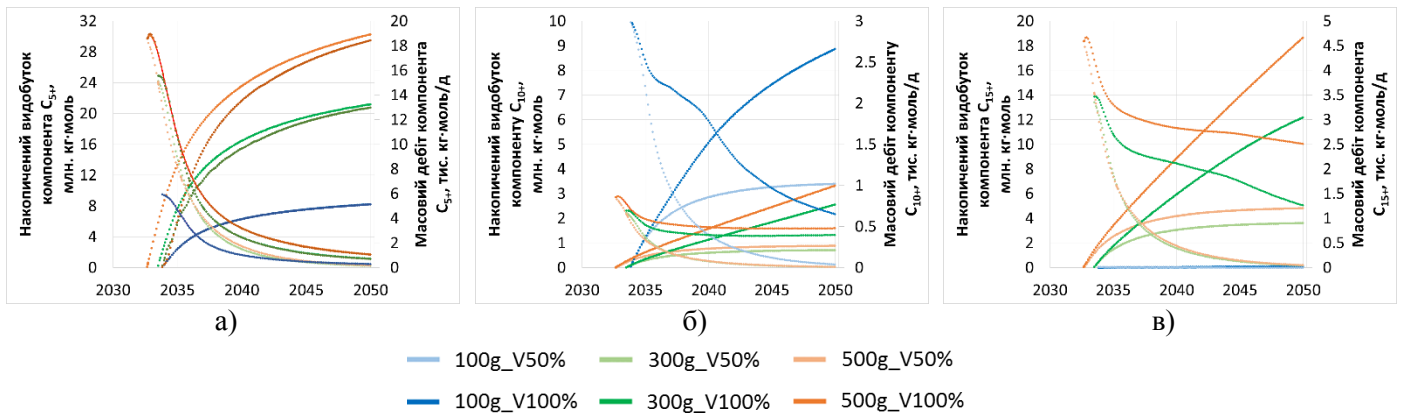


Рисунок 4.14 – Масовий дебіт та накопичений видобуток вуглеводневих компонентів  $C_{5+}$  (а),  $C_{10+}$  (б) і  $C_{15+}$  (в) у випадку нагнітання азоту для варіанту із максимальним ступенем виснаження.

#### 4.2.1.2 Вплив мольної частки азоту в момент зупинки видобувних свердловин

Додатково досліджено вплив величини мольної частки азоту в продукції видобувних свердловин у момент їх зупинки на показники розробки і вилучення конденсату для варіанту із початком нагнітання за максимального рівня конденсації вуглеводнів у пласті, тобто пластового тиску рівного тиску максимальної конденсації (Табл. 4.7). В якості прикладу, наведено залежності зміни видобутку конденсату та NPV для моделі з вмістом  $C_{5+}$  100 г/м<sup>3</sup> і 100% компенсацією відборів (Рис. 4.15).

Ступінчастість характеру дебіту відповідає моментам зупинки видобувних свердловин у наслідок проривання азоту і виконання умови на зупинку видобувних свердловин за мольною часткою азоту в продукції. У випадку 50% компенсації відбору, збільшення мольної частки в момент зупинки свердловин із 70 до 90% забезпечує дуже незначний приріст видобутку в абсолютних величинах від 0,005 до 0,01 млн. м<sup>3</sup>, або від 3,0 до 4,4%, однак призводить до зменшення накопиченого економічного ефекту через

триваліше нагнітання газу до (0,3–0,4)%. Відбувається закономірне зростання економічної ефективності із зростанням потенційного вмісту, за рахунок більших додаткових видобутків конденсату. Характерною є прибутковість проектів на момент зупинки свердловин при досягненні загальної мольної частки азоту в продукції 70 і навіть 80% для пластових систем із високим потенційним вмістом  $C_{5+}$ .

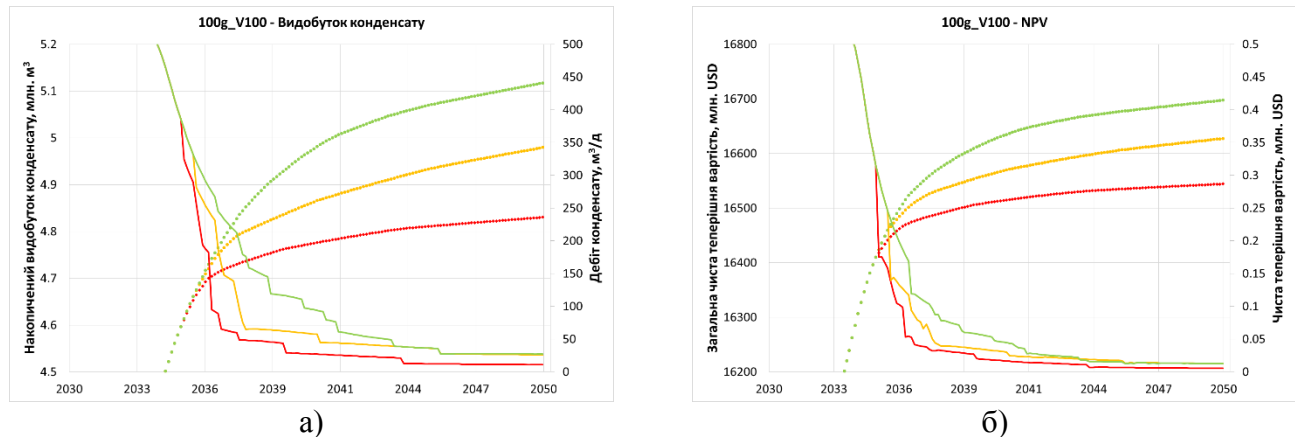


Рисунок 4.15 – Зміна показників дебіту конденсату та накопиченого видобутку (а), NPV і накопиченого NPV (б) для випадку з потенційним вмістом  $100 \text{ г/м}^3$  та 100% компенсацією відбору в залежності від мольної частки азоту у продукції свердловин на момент їх зупинки (червоні лінії – 70%, коричневі – 80%, зелені – 90%).

Таблиця 4.7 – Порівняння технологічної та економічної ефективності варіантів розробки із зупинкою свердловин за різних значень мольної частки азоту в продукції свердловин.

Модель	Компенсація відбору, %	Загальна мольна частка азоту, %								
		70	80	90	70	80	90	70	80	90
		Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>			NPV на кінець розробки, млн. USD			Накопичений NPV, млн. USD		
100 г/м <sup>3</sup>	50	0,2276	0,2367	0,2377	-0,001	-0,001	-0,002	17141	17096	17064
	100	0,1682	0,3174	0,4552	-0,061	-0,243	-0,316	15381	14029	11804
300 г/м <sup>3</sup>	50	0,2063	0,2113	0,2116	0,001	-0,001	-0,002	17668	17629	17707
	100	0,1506	0,2154	0,4202	-0,056	-0,054	-0,307	15917	15265	12403
500 г/м <sup>3</sup>	50	0,2858	0,2940	0,2943	0,002	0,001	-0,001	17982	17945	17920
	100	0,2197	0,4277	0,6487	-0,054	-0,229	-0,307	16312	14922	12722

Збільшення об'ємів нагнітання до 100% компенсації, забезпечує менший додатковий видобуток конденсату у порівнянні з 50% компенсацією, для системи із

низьким потенційним вмістом, внаслідок швидкого проривання азоту і досягненні мольної частки в 70%. Пізніша зупинка видобувних свердловин (мольні частки 80 і 90%) забезпечує вищі рівні додаткового видобутку (до 3 разів), однак значно зменшує економічну ефективність (до 23%) у порівнянні з випадком коли свердловини зупинялися за мольної частки в 70%.

#### 4.2.2 Нагнітання діоксиду вуглецю

Повномасштабні промислові проекти із застосування діоксиду вуглецю, як методу підвищення нафтовилучення, вперше розпочато у Сполучених Штатах Америки. На додачу до основної переваги застосування CO<sub>2</sub> – високих коефіцієнтів витіснення за рахунок повного змішування, що досягається за низьких тисків, додатковий важливий позитивний ефект створюється за рахунок захоронення діоксиду вуглецю, через потрапляння у геологічні пастки та розчинення у пластовій воді. Особливо актуальним це стає зараз, у зв'язку із зобов'язаннями по зменшенню викидів діоксиду вуглецю згідно Кіотського протоколу [220], що є основним чинником підняття температури та глобальних змін клімату через парниковий ефект. Саме через, окрім прямого використання діоксиду вуглецю з метою підвищення конденсатовилучення із використанням композиційного моделювання, нами додатково досліджено можливість геологічного захоронення CO<sub>2</sub> з допомогою спеціальної опції симулятора ECLIPSE – CO2SOL [221], що дозволяє моделювати розчинність CO<sub>2</sub> у водяній фазі (р.4.2.2.3).

Критичні параметри діоксиду вуглецю (тиск 7,38 МПа, температура 31 °C), є надзвичайно низькими, що для більшості пластових умов, забезпечує його нагнітання у супер-критичному стані. Крім того, такі додаткові переваги, як вища густина за пластових умов, по відношенню до конденсату, що під дією сили тяжіння буде призводити до його додаткової фільтрації вниз; вища в'язкість у порівнянні з вуглеводневими газами, покращує витіснення, за рахунок кращого співвідношення рухливостей [222]; низький тиск змішування із більшістю вуглеводневих систем (20–

35) МПа забезпечує високі коефіцієнти нафто- і конденсатовилучення, що робить його бажаним агентом для третинних методів підвищення вуглеводневилучення.

#### 4.2.2.1 Безперервне нагнітання діоксиду вуглецю

Основні технологічні й економічні результати розрахунків для різних потенційних вмістів та компенсацій відборів приведено у Табл. В.1–В.4 та на Рис. В.1–В.4.

З наведених таблиць В.1–В.4 і рисунків В.1–В.4, видно, що використання діоксиду вуглецю забезпечує значно вищі додаткові видобутки конденсату (до 55,2%), у порівнянні з азотом (до 31,6%), і допомагає досягти максимального коефіцієнта вилучення 80,36% у випадку 50% початкового виснаження та 100% компенсації. Це добре корелюється з кращою витіснювальною здатністю через високу розчинність навіть при умові недосягнення повного змішування. Технологічна ефективність зменшується із збільшенням ступеня початкового виснаження на момент запровадження нагнітання діоксиду вуглецю. Характерним є стрімке зменшення прибутковості проекту з досягненням від'ємних економічних показників (NPV) через 1–3 роки від початку нагнітання в залежності від початкового ступеня виснаження. В подальшому, за рахунок майже повного витіснення рідкої фази, що видно на розрізі, що побудовано через свердловини PR6-IN2-PR1-IN3-PR8 (Рис. 4.16), забезпечується менший темп падіння видобутку конденсату, що із одночасним зменшенням кількості газу нагнітання призводить до зростання NPV та відновленні прибутковості процесу як, наприклад, для випадку 100% компенсації для потенційних вмістів 100 і 300 г/м<sup>3</sup>. (Табл. В.4, Рис. В.4).

Щодо економічної ефективності, то тут немає однозначного висновку, як наприклад із безперервним нагнітанням азоту. Із збільшенням ступеня виснаження на момент початку нагнітання, зростає загальна економічна ефективність від використання CO<sub>2</sub>. У випадку 50% часткової компенсації, для 25% виснаження, тільки для низького потенційного вмісту на кінець нагнітання отримано позитивний результат (Табл. В.1), а для випадку максимального початкового виснаження навіть 100% компенсація відборів забезпечує прибутковість для всіх потенційних вмістів (Табл. В.4, Рис. В.4).



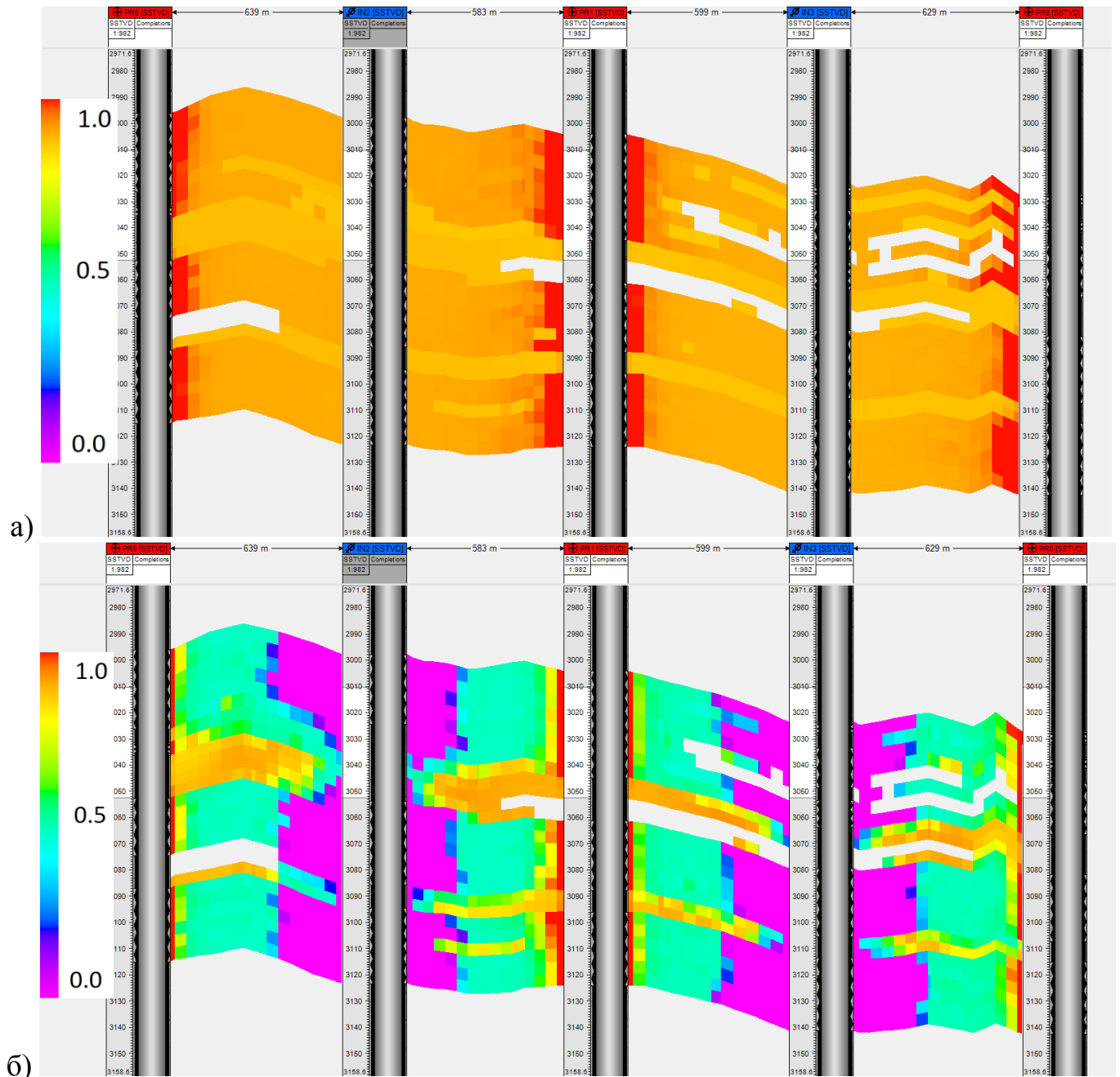


Рисунок 4.16 – Зміна коефіцієнта конденсації для моделі із потенційним вмістом  $500 \text{ г/м}^3$  та 100% компенсацією відборів: а) на початковий момент перед нагнітанням  $\text{CO}_2$ , б) через 18 років безперервного нагнітання  $\text{CO}_2$ .

Нагнітання  $\text{CO}_2$  призводить до швидкої втрати прибутковості через відносно високу його вартість ( $0,6 \text{ USD/м}^3$ ) у порівнянні з іншими агентами, тому для економічної доцільності використання необхідно впроваджувати податкові пільги або зменшувати вартість за умови геологічного захоронення. Економічне порогове значення мольної

частки  $\text{CO}_2$ , за якого настає негативне значення NPV має чітку кореляцію з початковим ступенем виснаження, потенційним вмістом та темпом нагнітання. Так, у випадку 25% ступеня початкового виснаження, для 50% компенсації відборів збитковість настає через 3,2 роки за мольної частки 0,186 для пластового флюїду із  $100 \text{ г/м}^3$ ; для  $300 \text{ г/м}^3$  – через 4 роки за мольної частки 0,208; для  $500 \text{ г/м}^3$  – через 5 років за мольної частки 0,299. Для варіантів із 100% компенсацією проривання відбувається в середньому на рік швидше і з меншим пороговим значенням мольної частки, а саме для  $100 \text{ г/м}^3$  – через 2 роки за мольної частки 0,102; для  $300 \text{ г/м}^3$  – через 3 роки за мольної частки 0,161; для  $500 \text{ г/м}^3$  – через 3,7 років за мольної частки 0,214. У випадку 50% ступеня виснаження, для 50% компенсації:  $100 \text{ г/м}^3$  – через 2,5 роки за мольної частки 0,214;  $300 \text{ г/м}^3$  – через 2,8 років за мольної частки 0,199;  $500 \text{ г/м}^3$  – через 4 роки за мольної частки 0,288, для 100% компенсації:  $100 \text{ г/м}^3$  – через 1,3 роки за мольної частки 0,094;  $300 \text{ г/м}^3$  – через 1,7 роки за мольної частки 0,128;  $500 \text{ г/м}^3$  – через 2,5 роки за мольної частки 0,166. У випадку 75% ступеня виснаження, для 50% компенсації:  $100 \text{ г/м}^3$  – через 2,5 роки за мольної частки 0,257;  $300 \text{ г/м}^3$  – через 2,6 років за мольної частки 0,241;  $500 \text{ г/м}^3$  – через 2,8 років за мольної частки 0,275, для 100% компенсації:  $100 \text{ г/м}^3$  – через 0,8 років за мольної частки 0,094;  $300 \text{ г/м}^3$  – через 0,9 роки за мольної частки 0,087;  $500 \text{ г/м}^3$  – через 1,3 роки за мольної частки 0,119. У випадку максимальної конденсації, для 50% компенсації:  $100 \text{ г/м}^3$  – через 1,5 роки за мольної частки 0,255;  $300 \text{ г/м}^3$  – через 1,5 роки за мольної частки 0,276;  $500 \text{ г/м}^3$  – через 2 роки за мольної частки 0,302, для 100% компенсації від’ємне NPV отримується від самого початку нагнітання. Таким чином час беззбиткового нагнітання із збільшенням ступеня початкового виснаження зменшується від 1,7 до 3 років із зростанням потенційного вмісту для випадку 50% компенсації, а для випадку 100% компенсації від 2 до 3,7 років, відповідно. Чим вищий потенційний вміст, тим вище значення мольної частки у момент переходу на збитковість, і чим більший ступінь виснаження, тим більша її величина за однакового потенційного вмісту і компенсації відбору.

Найбільший додатковий видобуток конденсату отримано для газу із максимальним потенційним вмістом в  $500 \text{ г/м}^3$  у випадку мінімального початкового виснаження (25%) із повною компенсацією відборів 100% – 5,278 млн.  $\text{м}^3$  або 55,198%. Найвищого прибутку отримано для варіанту із найвищим потенційним вмістом та максимальним виснаженням та частковою компенсацією відборів – 16886 млн. USD.

Додатковий видобуток конденсату має лінійну залежність від ступеня початкового виснаження, і чим більший ступінь виснаження – тим менший додатковий видобуток, крім випадку із 100% компенсацією для пластового флюїду з низьким потенційним вмістом, де він фактично не змінюється (Рис. 4.17). Максимальні додаткові видобутки конденсату становлять 16,0%; 38,1% та 55,2% для потенційних вмістів  $\text{C}_{5+}$  100, 300 і  $500 \text{ г/м}^3$  відповідно.

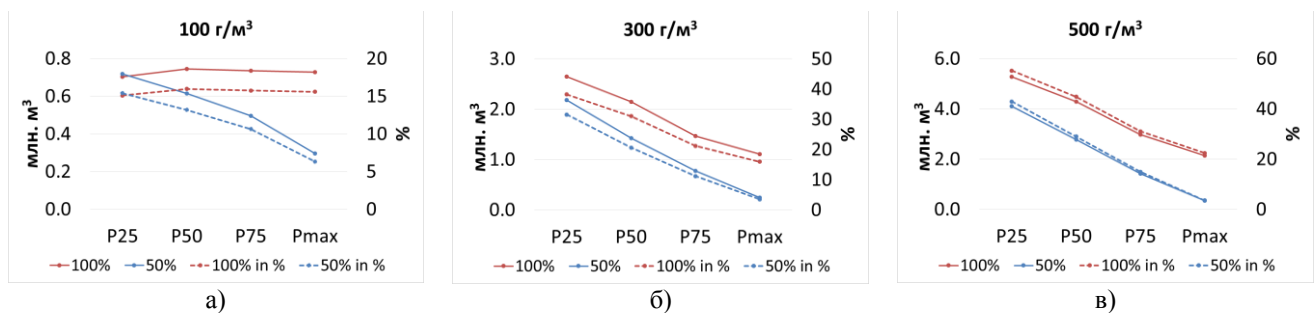


Рисунок 4.17 – Залежність додаткового видобутку конденсату від ступеня виснаження родовища та величини компенсації відбору нагнітання діоксиду вуглецю для різних потенційних вмістів вуглеводнів  $\text{C}_{5+}$ : 100  $\text{г/м}^3$  (а), 300  $\text{г/м}^3$  (б) і 500  $\text{г/м}^3$  (в).

Окремо виконано дослідження впливу нагнітання  $\text{CO}_2$  у водоносну зону однорідного газоконденсатного покладу антиклінальної форми на характер проривання води [223]. Встановлено, що за добового нагнітання 300 тис.  $\text{м}^3$  додатковий видобуток газу становить 67%, конденсату – 625%, а зменшення видобутку пластової води – 84% із зростанням безводного періоду експлуатації до 23 років; за добового нагнітання 400 тис.  $\text{м}^3$  і більше приріст видобутку газу збільшується до 73%, видобуток води зменшується на 98% у порівнянні з базовим варіантом на виснаження.

#### 4.2.2.2 Вплив мольної частки діоксиду вуглецю в момент зупинки видобувних свердловин

Додатково досліджено вплив величини мольної частки діоксиду вуглецю в продукції видобувних свердловин у момент їх зупинки на показники розробки і вилучення конденсату для варіанту із початком нагнітання при досягненні максимального рівня конденсації вуглеводнів у пласті. Приклад зміни видобутку конденсату і NPV для випадку флюїда з потенційним вмістом  $300 \text{ г/м}^3$  і 100% компенсацією відбору наведено на Рис. 4.18. Збільшення тривалості експлуатації видобувних свердловин значно зменшує темп падіння дебіту конденсату (Рис. 4.18а), однак негативно впливає на економічну ефективність (Рис. 4.18б).

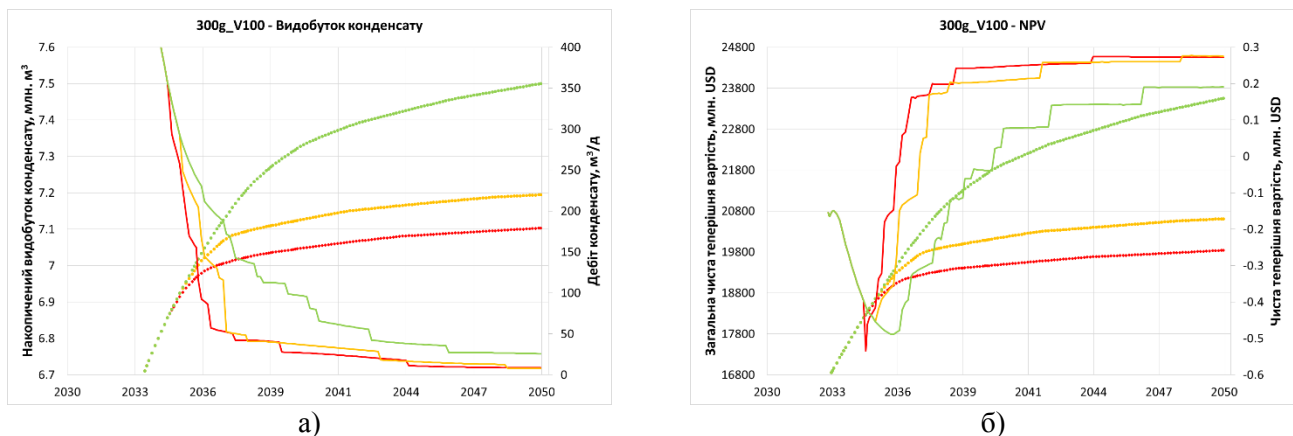


Рисунок 4.18 – Зміна показників дебіту конденсату та накопиченого видобутку (а), NPV і накопиченого NPV (б) для випадку з потенційним вмістом  $300 \text{ г/м}^3$  та 100% компенсацією відбору в залежності від мольної частки діоксиду вуглецю в продукції свердловин на момент їх зупинки (червоний – 70%, жовтий – 80%, зелений – 90%).

Збільшення мольної частки з 70 до 90% призводить до значного збільшення додатково видобутого конденсату, особливо у випадку 100% компенсації відборів (Табл. 4.8). Для системи з потенційним вмістом  $100 \text{ г/м}^3$  він становить 2,74 рази, для  $300 \text{ г/м}^3$  – 3,21 рази, для  $500 \text{ г/м}^3$  – 3,58 рази. Однак, незважаючи на це, економічна ефективність також суттєво зменшується у 1,53; 1,48 та 1,49 рази відповідно. Прибутковість на кінець розробки зберігається тільки для варіантів з мольною часткою

70% і 100% компенсацією відборів, а також для варіанту з мольною часткою 80% і максимальним потенційним вмістом  $C_{5+}$  у газі.

Таблиця 4.8 – Порівняння технологічної та економічної ефективності варіантів розробки із зупинкою свердловин за різних значень мольної частки діоксиду вуглецю в продукції свердловин.

Модель	Компенсація відбору, %	Загальна мольна частка діоксиду вуглецю, %								
		70	80	90	70	80	90	70	80	90
		Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>			NPV на кінець розробки, млн. USD			Накопичений NPV, млн. USD		
100 г/м <sup>3</sup>	50	0,3231	0,4466	0,4982	-0,021	-0,069	-0,054	15452	14498	13990
	100	0,1973	0,3714	0,5201	0,087	-0,024	-0,309	15208	12951	9903
300 г/м <sup>3</sup>	50	0,2179	0,2371	0,2429	-0,026	-0,019	-0,021	16728	16638	16459
	100	0,1793	0,2709	0,5762	0,200	-0,202	-0,180	16374	15360	11006
500 г/м <sup>3</sup>	50	0,3019	0,3294	0,3377	-0,021	-0,207	-0,017	17011	16900	16831
	100	0,2632	0,4087	0,9430	0,106	0,110	-0,265	16203	15208	10887

#### 4.2.2.3 Дослідження підвищення вуглеводневилучення та геологічного захоронення під час нагнітання діоксиду вуглецю

Зважаючи на необхідність зменшення антропогенних викидів парникових газів взятих на себе Україною згідно Кіотського Протоколу 1992 р. [220] та Паризької Угоди 2015 р. [224], серед одних зі шляхів, окрім впровадження енергозберігаючих технологій та модернізації економіки [225], є вловлювання та подальше геологічне захоронення діоксиду вуглецю. Основні способи захоронення включають (Рис. 4.19): виснажені поклади нафти і газу, використання з метою підвищення нафтовилучення у традиційних і нетрадиційних (сланцевих) колекторах, глибокі водоносні горизонти, глибокі вугільні пласти, з яких не проводиться видобуток, підвищення видобутку вугільного метану, та ін. [226].

Виконано додаткове дослідження для встановлення синергетичного ефекту від нагнітання  $CO_2$  у виснажений газоконденсатний поклад із різним початковим потенційним вмістом вуглеводнів  $C_{5+}$ : додаткового видобутку газу і конденсату та кількості захороненого діоксиду вуглецю [221, 227].

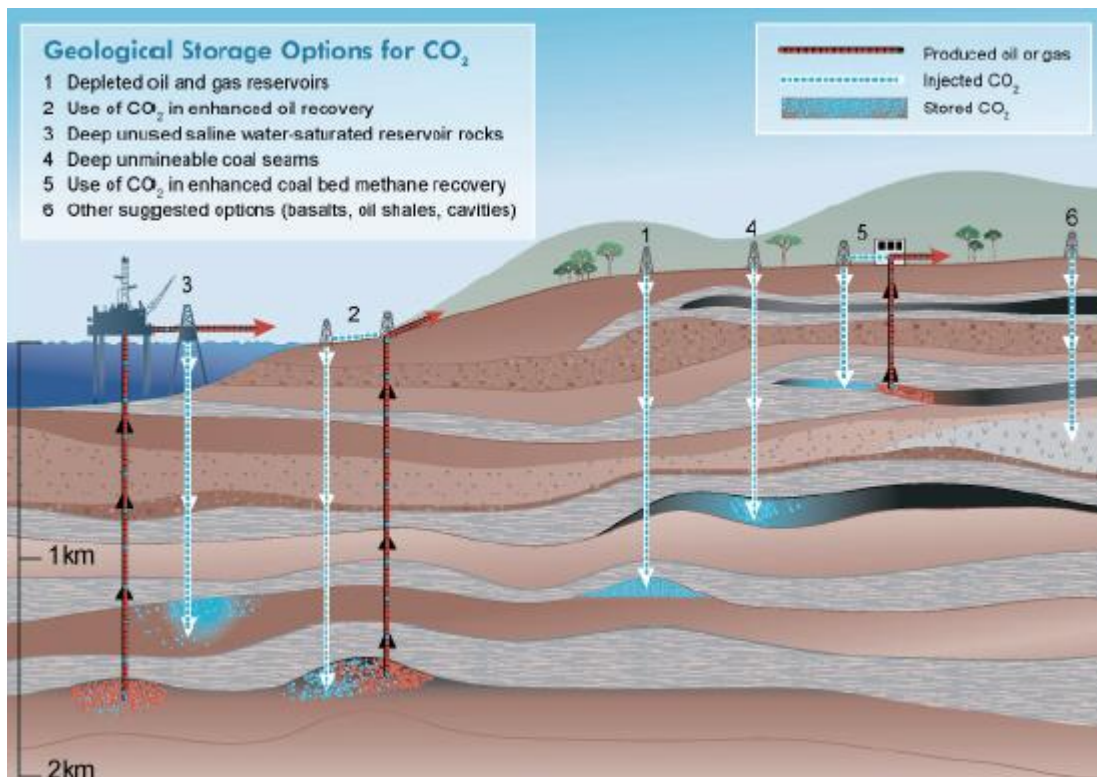


Рисунок 4.19 – Способи геологічного захоронення CO<sub>2</sub>: 1 – виснажені поклади нафти і газу; 2 – використання для підвищення нафтовилучення; 3 – глибокі горизонти із високомінералізованою водою; 4 – глибокі вугільні пласти, що не розробляються; 5 – використання для підвищення видобутку вугільного метану; 6 – інше (базальти, нафтові сланці, каверни).

Дослідження виконувалися на чисельній моделі, що використовувалася і в попередніх підрозділах, для пластових систем із потенційним вмістом 100, 300 і 500 г/м<sup>3</sup> для початку нагнітання в момент максимальної конденсації рідких вуглеводнів. Видобувні свердловини зипунялися при загальній мольній частці CO<sub>2</sub> у продукції свердловини рівною 70%, нагнітання припиняється коли зупиняється остання працююча видобувна свердловина. Для кожного потенційного вмісту розглянуто три режими нагнітання:

- 150% компенсація відбору. Фактично в цьому сценарії спочатку відбувається часткова компенсація, оскільки сумарний максимальний добовий відбір рівний 7 млн. м<sup>3</sup>, а максимальний об'єм нагнітання – 6 млн. м<sup>3</sup> через обмеження в 1 млн. м<sup>3</sup> на свердловину;

- 750 тис. м<sup>3</sup>/д (приблизно 150 кт/рік);
- 1500 тис. м<sup>3</sup>/д (приблизно 300 кт/рік).

За замовчуванням, під час композиційного моделювання жоден з вуглеводневих чи неуглеводневих компонентів не може розчинятися у воді. Для врахування розчинення CO<sub>2</sub> у пластовій воді, під час розрахунків використовувалася спеціальна опція CO2SOL, реалізована в комерційному гідродинамічному симуляторі ECLIPSE. Опція оснований на методі [228], в якому летючість рідкої фази CO<sub>2</sub> розраховується з летючості газової фази чистого CO<sub>2</sub>, отриманої з рівняння стану разом із коефіцієнтами розчинення заданими в табличній формі в залежності від тиску. Кореляцію було підібрано за даними з різноманітних джерел для температур до 100°C, що фактично накладає значне обмеження, особливо для глибокозанурених покладів, із пластовими температурами значно вище за 100°C. Оскільки вода описується тільки рідким станом, тому ефект висушування поблизу джерел (свердловин) нагнітання CO<sub>2</sub> неможливо змодельовати. У випадку розрахунків із застосування CO<sub>2</sub> для підвищення нафтовилучення це може мати несуттєвий ефект, однак це може мати суттєве значення для проєктів, із захоронення, особливо під час нагнітання діоксиду вуглецю в водоносні пласти, або високообводнені зони нафтогазових покладів.

Проаналізуємо отримані результати. Нагнітання CO<sub>2</sub> значно збільшило період розробки, відповідно на 12 років у випадку нагнітання CO<sub>2</sub> з низьким темпом (750 тис. м<sup>3</sup>/д), і на 5 років у випадку 150% компенсації. Для 1500 тис. м<sup>3</sup>/д раннє проривання CO<sub>2</sub> (на 5 років швидше ніж у випадку низького темпу) призводить до швидкої зупинки видобувних свердловин і тривалість розробки аналогічною до базового варіанту (Рис. 4.19). Також, час проривання залежить від потенційного вмісту конденсату, і чим він більший, тим швидше проривання CO<sub>2</sub>. Від темпу нагнітання залежить і характер проривання, так за низького темпу нагнітання в 750 тис. м<sup>3</sup>/д та 1500 тис. м<sup>3</sup>/д, що в 9,3 та 4,6 разів нижче за добові відбори газу, наявне послідовне відключення свердловин склепінної частини (Рис. 4.6), із наступним зменшенням мольної частки до нуля (Рис. 4.20, а і б), допоки CO<sub>2</sub> не досягає крайніх видобувних



свердловин PR9 і PR10, в той час як для високого темпу нагнітання, що лише 1,2 рази нижчий за відбір, відбувається стрімке, майже одночасне проривання до склепінних свердловин за рахунок радіальної фільтрації (Рис. 4.20, в).

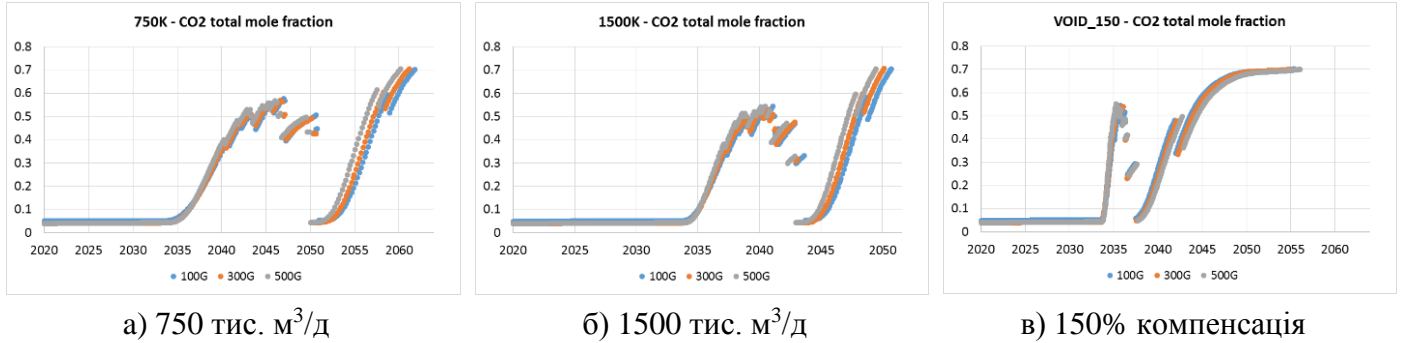


Рисунок 4.20 – Порівняння загальної мольної частки CO<sub>2</sub> у продукції свердловин для різних темпів нагнітання (100 г/м<sup>3</sup> – голубий, 300 г/м<sup>3</sup> – оранжевий, 500 г/м<sup>3</sup> – сірий).

Нагнітання CO<sub>2</sub> забезпечує додатковий видобуток як газу, так і конденсату (Рис. 4.21 та 4.22, Табл. 4.9). За мінімального темпу нагнітання забезпечуються максимальні додаткові видобутки, як по газу, так і по конденсату, незалежно від потенційного вмісту. При чому, додатковий видобуток газу зростає із зростанням потенційного вмісту C<sub>5+</sub>, в той час, як додатковий видобуток конденсату зменшується в межах від 0,04 до 0,08%. Із збільшенням темпу нагнітання зменшується додатковий видобуток, і чим менший потенційний вміст, тим менший додатковий видобуток. Для конденсату, зменшення додаткового видобутку різко зменшується при переході зі 100 до 300 г/м<sup>3</sup> (від 1,8 до 2,0%), в той час, як між 300 і 500 г/м<sup>3</sup> зменшення є незначним (від 0,08 до 0,2%). Таким чином, оптимальним є повільне нагнітання діоксиду вуглецю, що дозволяє ефективно витіснення рідких компонентів C<sub>5+</sub>, C<sub>10+</sub>, C<sub>15+</sub>, що видно із зростання мольної частки в часі із просуванням фронту до моменту проривання і зупинки свердловин (Рис. 4.23).

Таблиця 4.9 – Додаткові видобутки газу і конденсату.

Варіант	Додатковий видобуток газу, %			Додатковий видобуток конденсату, %		
	100 г/м <sup>3</sup>	300 г/м <sup>3</sup>	500 г/м <sup>3</sup>	100 г/м <sup>3</sup>	300 г/м <sup>3</sup>	500 г/м <sup>3</sup>
750 тис. м <sup>3</sup> /д	5,26	5,36	5,50	5,18	3,21	3,08
1500 тис. м <sup>3</sup> /д	4,51	4,37	4,71	4,65	2,78	2,70
150% компенсація	2,55	2,83	3,73	4,34	2,54	2,66



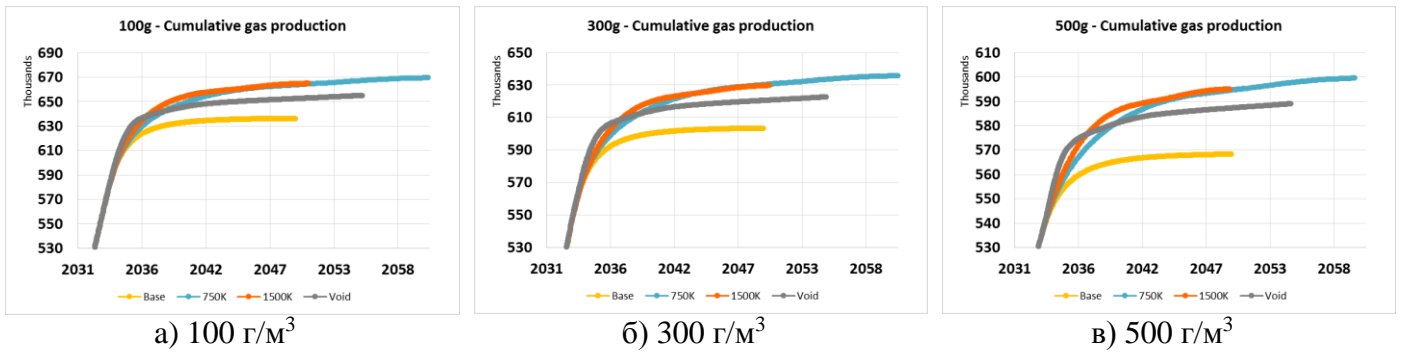


Рисунок 4.21 – Порівняння накопиченого видобутку газу в тис. т для різних потенційних вмістів і темпів нагнітання (750 тис. м<sup>3</sup>/д – голубий, 1500 тис.м<sup>3</sup>/д – оранжевий, 150% компенсація – сірий; базовий варіанта на виснаження – жовтий).

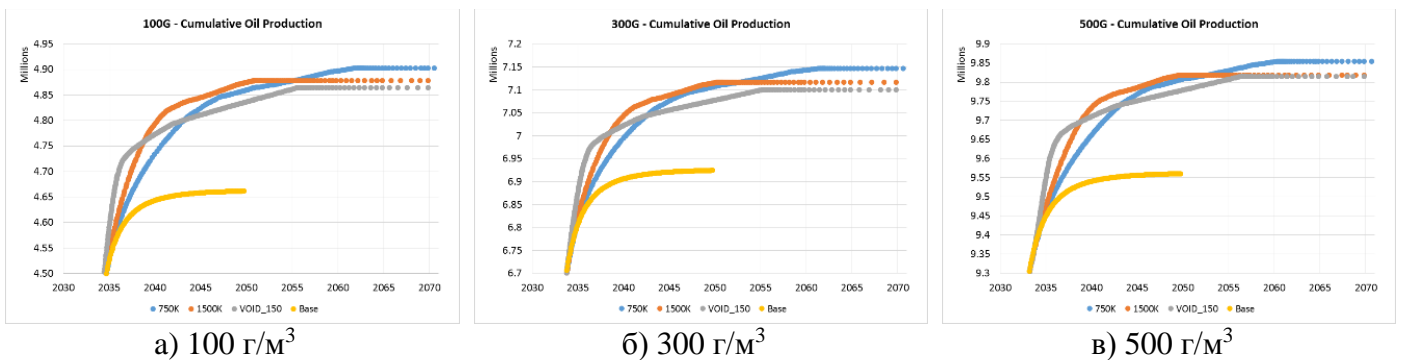


Рисунок 4.22 – Порівняння накопиченого видобутку конденсату в млн. м<sup>3</sup> для різних потенційних вмістів і темпів нагнітання (750 тис. м<sup>3</sup>/д – голубий, 1500 тис.м<sup>3</sup>/д – оранжевий, 150% компенсація – сірий; базовий варіанта на виснаження – жовтий).

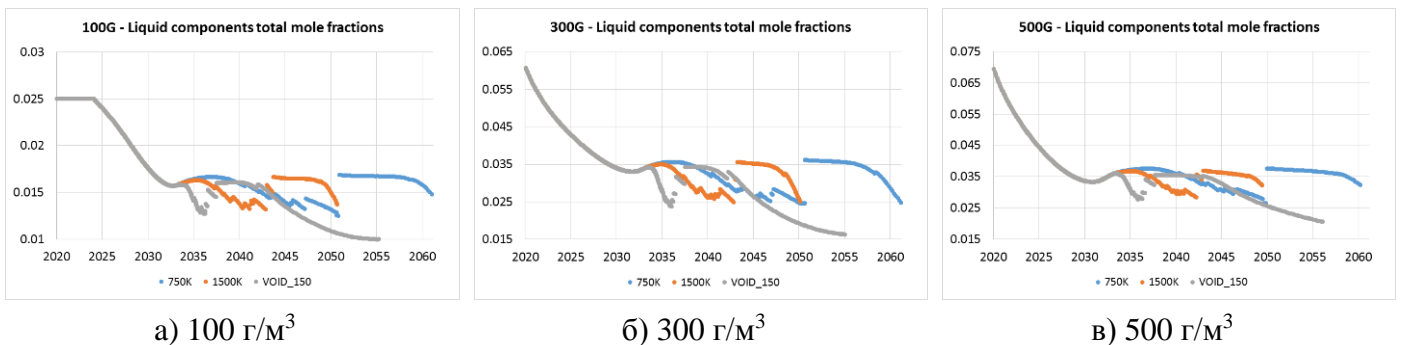


Рисунок 4.23 – Порівняння загальних мольних часток для рідких компонентів вуглеводневих компонентів (C<sub>5+</sub>, C<sub>10+</sub>, C<sub>15+</sub>) (750 тис. м<sup>3</sup>/д – голубий, 1500 тис.м<sup>3</sup>/д – оранжевий, 150% компенсація – сірий; базовий варіанта на виснаження – жовтий).

Результати з кількості компримованого і захороненого CO<sub>2</sub> зведено у Табл. 4.10. Загальна маса закачаного CO<sub>2</sub> варіюється від 4,0 до 5,1 Мт. Чим більший потенційний вміст, тим менша кількість закачаного діоксиду вуглецю, однак в той же час більша його

частина була рециркульована (від 28 до 56%), а менша залишилася захороненою. Кількість захороненого CO<sub>2</sub> становить від 1,7 до 3,6 Мт, в залежності від темпу нагнітання та потенційного вмісту вуглеводнів C<sub>5+</sub>. Після закінчення нагнітання, розрахунок продовжено на 100 років, для визначення напрямів міграції CO<sub>2</sub> та надійності геологічної пастки. За рахунок більшої густини у порівнянні з вуглеводневим пластовим флюїдом та дифузиею в пластову воду, добре помітне розширення зони нагнітання вниз і в напрямку аквіфера у східній частині покладу, через зменшення концентрації навколо нагнітальних свердловин і його збільшення в зонах не охоплених нагнітанням на кінець розробки (Рис. Г.1–Г.4).

Таблиця 4.10 – Зведені результати з нагнітання та захоронення CO<sub>2</sub>.

Варіант	Закачано, Мт			Рециркульовано, Мт			Захоронено, Мт		
	100 г/м <sup>3</sup>	300 г/м <sup>3</sup>	500 г/м <sup>3</sup>	100 г/м <sup>3</sup>	300 г/м <sup>3</sup>	500 г/м <sup>3</sup>	100 г/м <sup>3</sup>	300 г/м <sup>3</sup>	500 г/м <sup>3</sup>
750 тис. м <sup>3</sup> /д	4,218	4,125	3,981	1,760	1,804	2,270	2,458	2,320	1,711
1500 тис. м <sup>3</sup> /д	5,150	4,975	4,776	1,521	1,534	1,910	3,629	3,441	2,867
150% компенсація	5,104	4,717	4,260	1,441	1,441	1,737	3,663	3,277	2,523

Більшість захороненого CO<sub>2</sub> залишається у газоподібній фазі (Табл. 4.11), між 70,0 і 74,5%, через низькі пластові тиски внаслідок високого виснаження, і пластовим тиском нижчим за критичний тиск CO<sub>2</sub> 7,38 МПа, а надкритичний стан наявний тільки в безпосередній близькості до свердловин.

Таблиця 4.11 – Розподіл захороненого CO<sub>2</sub> у відсотках між різними фазами.

Варіант	100 г/м <sup>3</sup>			300 г/м <sup>3</sup>			500 г/м <sup>3</sup>		
	В	НС	ГФ	В	НС	ГФ	В	НС	ГФ
750 тис. м <sup>3</sup> /д	0,64	25,59	73,76	0,65	24,84	74,51	0,64	25,60	73,76
1500 тис. м <sup>3</sup> /д	0,69	28,69	70,62	0,70	27,11	72,19	0,68	28,68	70,63
150% компенсація	0,68	29,32	70,00	0,68	26,80	72,52	0,66	26,73	72,61

де В – вода, НС – надкритичний стан, ГФ – газова фаза.

Отже, використання CO<sub>2</sub> дозволяє досягти синергетичного ефекту від підвищення вуглеводневилучення і геологічного захоронення, для зменшення негативного впливу на довкілля. В залежності від того, що є пріоритетним, додатковий видобуток вуглеводнів

чи максимальна кількість захороненого CO<sub>2</sub>, рішення має бути прийнято щодо низьких чи високих темпів нагнітання. За 20–30 років нагнітання в типовий виснажений поклад можна забезпечити захоронення до 3,6 Мт діоксиду вуглецю, або 1,35% від річного обсягу викидів 2020 р за умови впровадження енергоефективності [225]. Якщо цю технологію буде впроваджено на 70 об'єктах, Україна зможе повністю забезпечити вимоги з захоронення CO<sub>2</sub>.

### **4.2.3 Нагнітання сухого газу**

Використання сухого відсепарованого газу було першим і залишається найрозповсюдженішим методом підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ. Нижче наведено результати дослідження з безперервного нагнітання 100% метану, а також суміші 50% метану і 50% азоту.

#### **4.2.3.1 Нагнітання 100% метану**

Результати розрахунків із безперервного нагнітання метану для кожного ступеня виснаження зведено у Табл. Д.1–Д.4 та Рис. Д.1–Д.4. Кольори аналогічні до попередніх досліджень, сині відповідають потенційному вмісту 100 г/м<sup>3</sup>, зелені – 300 г/м<sup>3</sup>, рожеві – 500 г/м<sup>3</sup>, а відтінки – відсоткам компенсації відбору нагнітанням, світлий – 50%, темний – 100%. Під час цих розрахунків видобувні свердловин не зупинялися в момент проривання агенту нагнітання, а продовжували працювати до повної рециркуляції. Додатковий видобуток розраховано відносно базових варіантів розробки на виснаження.

Нагнітання метану забезпечує високі об'єми додаткового видобутку конденсату, а оскільки товарний газ враховано під час розрахунку NPV, що позначилось на високій економічній ефективності як у випадку часткової 50% так і повної 100% компенсації відборів нагнітанням. Для пластового флюїду з низьким потенційним вмістом C<sub>5+</sub>, часткова компенсація відборів нагнітанням забезпечує вищі кінцеві коефіцієнти конденсатовилучення у випадку, коли підтримання пластового тиску розпочинається за мінімального ступеня виснаження (78,20%), в той час, як підвищення темпів нагнітання

із компенсацією в 100% збільшує кінцеве конденсатовилучення у випадку коли нагнітання розпочинається за тиску максимальної конденсації (79,95%). Для пластових флюїдів із середнім і високим потенційним вмістом  $C_{5+}$  вищий додатковий видобуток (у 2,73 рази) та коефіцієнти конденсатовилучення (до 56,24%) забезпечуються за 100% компенсації відборів, при чому, у випадках високих ступеней виснаження, коли нагнітання розпочинається за тиску максимальної конденсації чи пластового тиску 75% від тиску початку конденсації, 100% компенсація є економічно ефективнішою ніж 50%, забезпечуючи значно вищі кінцеві значення NPV (до 37 разів) та накопичений прибуток (до 11%).

Характерним є те, що для всіх ступеней виснаження, потенційних вмістів та компенсацій відборів, забезпечується економічна доцільність впровадження методу ППТ під час усього періоду нагнітання метану.

Тільки для флюїду з низьким потенційним вмістом у випадку 100% компенсації відборів спостерігається зростання додаткового видобутку конденсату із ступенем початкового виснаження (Рис. 4.24а). В усіх інших випадках, відбувається зменшення додаткового видобутку у порівнянні з базовим варіантом розробки на виснаження. Чим вище потенційний вміст  $C_{5+}$  у пластовому газі тим вищий додатковий видобуток конденсату, максимальне значення отримано для флюїду  $500 \text{ г/м}^3$  у випадку мінімального виснаження і 100% компенсації відборів (Рис. 4.24в). Максимальні рівні додаткового видобутку конденсату становлять 15,3%; 31,1% та 46,8% відповідно для флюїдів із потенційним вмістом  $C_{5+}$  100, 300 і  $500 \text{ г/м}^3$  (Рис. 4.24).

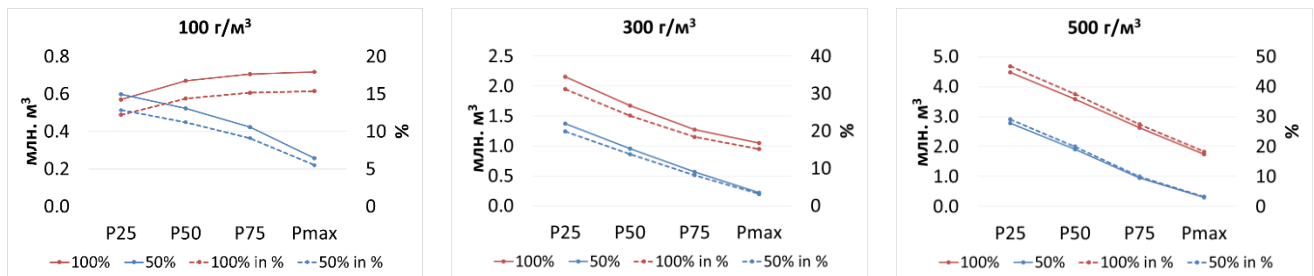


Рисунок 4.24 – Залежність додаткового видобутку конденсату від ступеня виснаження родовища та величини компенсації відбору нагнітання метану.

Метан характеризується високим ступенем розчинення у проміжних і важких компонентах ( $C_{10+}$  і  $C_{15+}$ ) забезпечуючи стабільний в часі видобуток цих псевдо-компонентів, особливо у випадку флюїду з високим потенційним вмістом (Рис. 4.25 б і в), що свідчить про тривале та ефективне випаровування випавших рідких псевдо-фракцій.

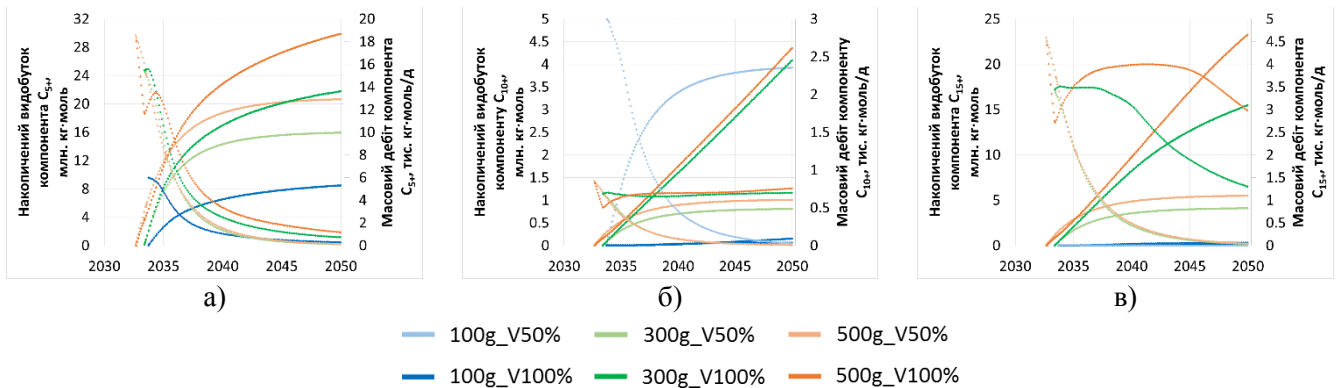


Рисунок 4.25 – Масовий дебіт та накопичений видобуток вуглеводневих компонентів  $C_{5+}$  (а),  $C_{10+}$  (б) і  $C_{15+}$  (в) у випадку нагнітання метану.

#### 4.2.3.2 Нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту

Зважаючи на високу ефективність метану випаровувати сконденсовані компоненти  $C_{5+}$ ,  $C_{10+}$  і  $C_{15+}$  та з метою зменшення кількості об'єму нагнітання товарного метану, нами досліджено можливість використання суміші з 50% метану та 50% азоту для збільшення конденсатовилучення. Результати розрахунків зведено у таблиці Е.1–Е.4 та рисунки Е.1–Е.4 в залежності від початкового ступеня виснаження.

Порівнюючи технологічну ефективність, а саме накопичені і додаткові видобутки конденсату, бачимо, що результати фактично є ідентичними до випадку із нагнітання чистого метану (Табл. Д.1–Д.4), однак гірші економічні показники. Причина цього пов'язана з підходом до розрахунку економічної ефективності, у випадку чистого метану, видобуток газу рециркуляції враховувався у прибуток товарного газу, в той час як для азоту, розраховувалися витрати тільки на його генерування, без врахування економії на рециркуляцію. Тому, для 100% компенсації відборів отримано негативне

значення NPV на кінець розробки, незважаючи на це, для кожного варіанту накопичений NPV є позитивним.

Варто зазначити, що на відміну від варіантів із нагнітанням чистого метану, для випадків 25% і 50% початкового ступеня виснаження, отримано подібні рівні видобутку для 100% компенсації відборів нагнітанням, що не відповідає загальному лінійному тренду зменшення додаткового видобутку від ступеня виснаження. Максимальні очікувані додаткові видобутки конденсату (Рис. 4.26) 14,8%; 23,7% та 39,2% відповідно для флюїдів із низьким, середнім та високим потенційним вмістом вуглеводнів  $C_{5+}$ .

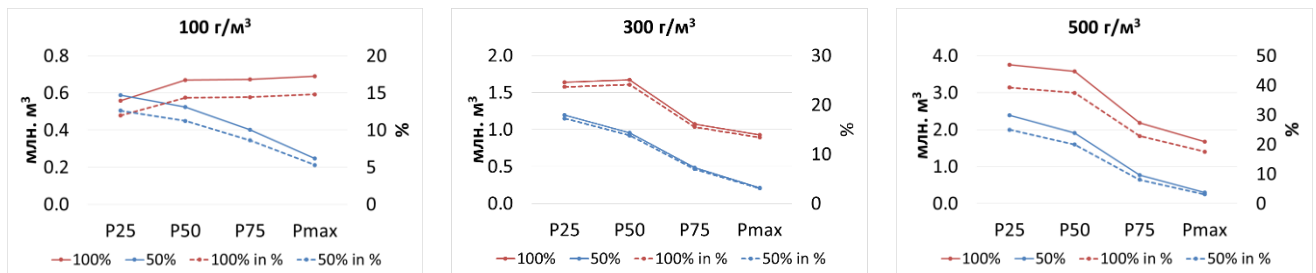


Рисунок 4.26 – Залежність додаткового видобутку конденсату від ступеня виснаження родовища та величини компенсації відбору нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту.

Також, відмінним є характер зміни видобутку псевдо-компонентів, відсутнє утворення конденсатного валу (Рис. 4.25), а спостерігається постійне поступове зменшення масового дебіту (Рис. 4.27).

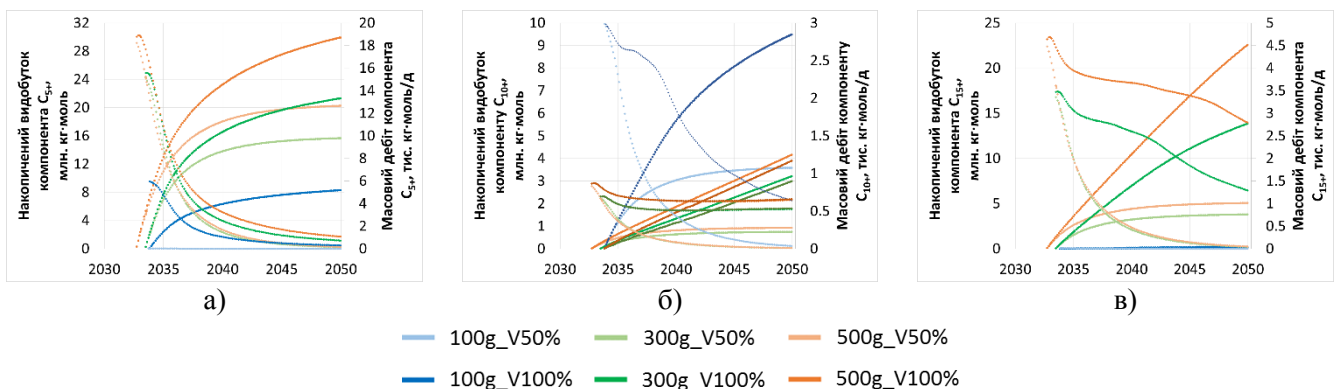


Рисунок 4.27 – Масовий дебіт та накопичений видобуток вуглеводневих компонентів  $C_{5+}$  (а),  $C_{10+}$  (б) і  $C_{15+}$  (в) у випадку нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту.

#### 4.2.4 Нагнітання вуглеводневих розчинників

Переваги застосування вуглеводневих розчинників описано у р.1.2.4, нижче приведено результати розрахунків із нагнітання суміші метану збагаченого етаном та пропаном за різних концентрацій компонентів-розчинників [229].

##### 4.2.4.1 Нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану

Результати розрахунків із безперервного нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану зведено у Табл. Є.1–Є.4 та Рис. Є.1–Є.4. Кольори аналогічні до попередніх досліджень, сині відповідають потенційному вмісту  $100 \text{ г/м}^3$ , зелені –  $300 \text{ г/м}^3$ , рожеві –  $500 \text{ г/м}^3$ , а відтінки – відсоткам компенсації відбору нагнітанням, світлий – 50%, темний – 100%. Під час цих розрахунків видобувні свердловин не зупинялися в момент проривання агенту нагнітання, а продовжували працювати до повної рециркуляції. Додатковий видобуток розраховано відносно базових варіантів розробки на виснаження.

Збільшення компенсації відборів, відповідно вищий рівень підтримання пластового тиску, забезпечує приріст додаткового видобутку, при чому чим вищий потенційний вміст тим більший приріст. Для 25% початкового ступеня виснаження для пластового флюїду з потенційним вмістом  $100 \text{ г/м}^3$ , єдиний випадок, для якого приросту не отримано, для  $300 \text{ г/м}^3$  і  $500 \text{ г/м}^3$  він становить 60,0 і 63,8%, відповідно. Для 50% початкового ступеня виснаження для варіантів із потенційним вмістом від низького до високого, приріст становив 30,9; 83,0 та 89,1% відповідно. Для 75% початкового ступеня виснаження – 67,1; 124,7 і 168,6%. Для випадку максимального виснаження – 179,9; 393,8 і 555,9%, тобто максимальне збільшення приросту становило 5,5 разів. Ступінь початкового виснаження суттєво впливає на характер експлуатації та динаміку видобутку, тому коли пластовий тиск є достатнім (25 і 50% ступінь початкового виснаження), різниця між закачаними об'ємами між 50 і 100% компенсацією за пластових умов становить від 2 до 2,5 разів забезпечуючи тривалий монотонний темп падіння (Рис. 4.51а, Рис. 4.52а), в той час як у випадку за тиску максимальної

конденсації, за 50% компенсації відбувається стрімке падіння видобутків, через неможливість забезпечення винесення рідини, і як наслідок 10 кратна різниця у закачаному об'ємі газу.

Незалежно від ступеня виснаження для 50% компенсації NPV на кінець розробки є позитивним, в той час, як для 100% компенсації – негативним для всіх потенційних вмістів, що в свою чергу позначається на меншому загальному економічному ефекті, який зменшується від 1,78–2,41 рази для 25% ступеня виснаження до 1,25–1,29 рази для випадку максимального початкового виснаження. 100% компенсація призводить до збитковості (від'ємного значення NPV) для 25% початкового ступеня початкового виснаження через 7; 16,7 та 25,5 років; для 50% початкового ступеня виснаження – через 6,4; 12,5 та 20,7 років; для 75% початкового ступеня виснаження – через 5; 7,8 і 13,3 роки, відповідно для пластових систем із потенційним вмістом  $C_{5+}$  100, 300 і 500 г/м<sup>3</sup>. Тобто, із зростанням ступеня виснаження зменшується час беззбиткового нагнітання. Для випадку максимального виснаження NPV є негативним від початку нагнітання.

Отже, у випадку нагнітання суміші газів, що складається з 90% метану, 5% етану та 5% пропану, прибуток зростає із збільшенням початкового ступеня виснаження покладу, додатковий видобуток конденсату, навпаки зменшується. Максимальний технологічний і економічний ефект отримується для флюїдів із високим потенційним вмістом вуглеводнів  $C_{5+}$ , максимальний додатковий видобуток конденсату в 4,926 млн. м<sup>3</sup> отримано для варіанту із мінімальним початковим виснаженням та 50% компенсацією, а максимальний накопичений NPV (18459 млн. USD) для випадку, коли нагнітання за 100% компенсації розпочинається за пластового тиску рівного тиску максимальної конденсації.

Характер залежностей зміни додатково видобутку конденсату, аналогічний до попередньо розглянутих методів, і для середнього і високого потенційного вмісту має лінійний характер із збільшенням ступеня початкового виснаження (Рис. 4.28, б і в). Потенційні максимальні додаткові видобутки конденсату становлять 16,1%; 35,5% та 51,5% відповідно для флюїдів із потенційним вмістом 100, 300 і 500 г/м<sup>3</sup>.



Тільки середні псевдо-компоненти ( $C_{10+}$ ) у випадку 100% компенсації для флюїду з низьким потенційним вмістом  $100 \text{ г/м}^3$ , та важкі псевдокомпоненти  $C_{15+}$  для усіх потенційних вмістів мають характерну залежність збільшення видобутку, що відповідає просуванню конденсатного валу до видобувних свердловин, та свідчить про ефективність розчинення і витіснення випавшого конденсату за допомогою вуглеводневих розчинників (Рис. 4.29).

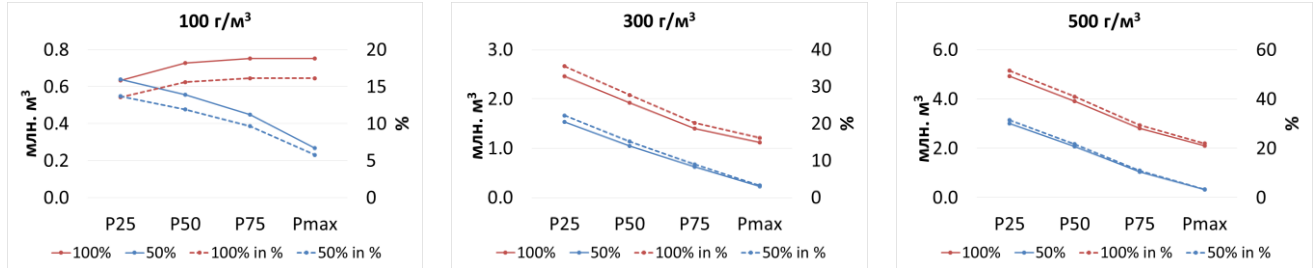


Рисунок 4.28 – Залежність додаткового видобутку конденсату від ступеня виснаження родовища та величини компенсації відбору нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану.

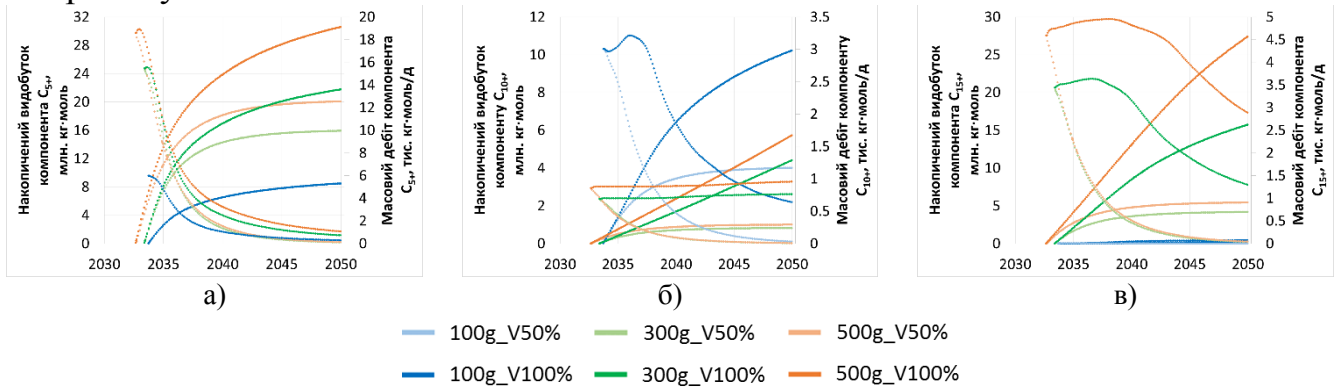


Рисунок 4.29 – Масовий дебіт та накопичений видобуток вуглеводневих компонентів  $C_{5+}$  (а),  $C_{10+}$  (б) і  $C_{15+}$  (в) у випадку нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану.

#### 4.2.4.2 Нагнітання суміші 98% метану, 1% етану та 1% пропану

Для зменшення кількості летючих вуглеводневих компонентів (етану і пропану), аналогічно до р.4.2.4.1, досліджено безперервне нагнітання газової суміші, яка складається з 98% метану, 1% етану та 1% пропану (Табл. Ж.1–Ж.4 та Рис. Ж.1–Ж.4).

Нагнітання суміші збідненої на етан і пропан, має високу технологічну і економічну ефективність. Очікувано, що додаткові видобутки конденсату, є дещо нижчими на 2% для випадку 25% початкового ступеня виснаження, (1,3–6,0)% для 50%,

(0,2–6,0)% для 75% і до 11,5% для тиску максимальної конденсації. Але головною перевагою є значний позитивний ефект економічних показників – для обох компенсацій відборів нагнітанням 50 і 100% забезпечується прибутковість через 30 років на кінець розробки. Із збільшенням ступеня виснаження зменшується відмінність у накопиченому NPV між 50 і 100% компенсацією. Якщо для варіанту із 25% початкового ступеня виснаження, різниця становить 1,20–1,39 рази, для 50% – 1,08–1,19 разів, для 75% – 1,01–1,03 і для варіанту максимальної конденсації – 1,01–1,04 рази.

Із зростанням ступеня виснаження відбувається збільшення приросту видобутку конденсату між 50 і 100% компенсацією відборів, однак зменшується додатковий видобуток. Накопичений NPV зменшується із початковим ступенем виснаження за однакових потенційних вмістів вуглеводнів  $C_{5+}$ .

Максимальне значення додаткового видобутку 4,571 млн.  $m^3$  отримано для пластового флюїду з потенційним вмістом 500  $г/м^3$ , 100% компенсації відборів для випадку 25% початкового ступеня виснаження. Максимальний накопичений NPV 20959 млн. USD відповідає варіанту 50% компенсації відборів для флюїду з потенційним вмістом 500  $г/м^3$  та початковим виснаження 25%.

Отже, незважаючи на менший додатковий видобуток конденсату, висока економічна ефективність досягається за рахунок використання меншої кількості дорогих вуглеводневих компонентів.

Характер зміни додаткового видобутку аналогічний до нагнітання інших агентів, із лінійним падінням при збільшенні ступеня початкового виснаження (Рис. 4.30). Максимальні додаткові видобутки 15,5; 32,1 і 47,8% відповідно для флюїдів з потенційним вмістом 100, 300 і 500  $г/м^3$ .

Цікавим є характер зміни видобутку рідких псевдо-компонентів (Рис. 4.31). На відміну від нагнітання 100% метану або суміші збагаченої 5% етану і 5% пропану, де спостерігалось зростання видобутку важких псевдо-фракцій характерне для просування конденсатного валу, за рахунок випаровування сконденсованих вуглеводнів на межі контакту з агентом нагнітання, в даному випадку характерне зростання отримано тільки

для проміжного псевдо-компоненту  $C_{10+}$  для флюїду з низьким потенційним вмістом (Рис. 4.31, б), а от для важких псевдо-компонентів  $C_{15+}$  отримано сталий в часі масовий дебіт до моменту значного виснаження пластової енергії (Рис. 4.31, в).

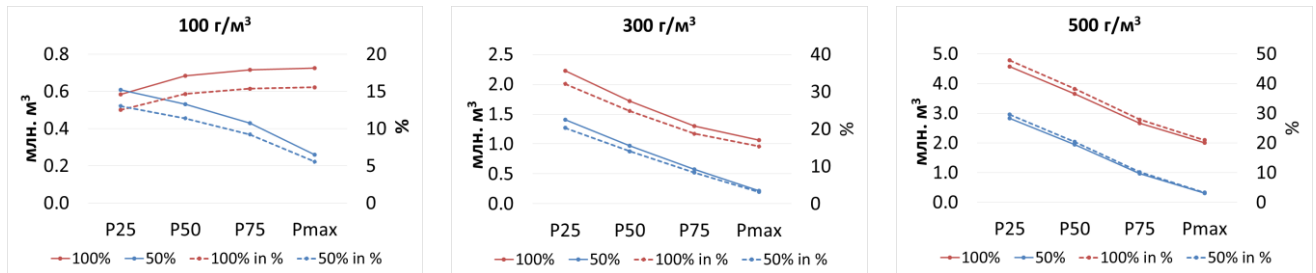


Рисунок 4.30 – Залежність додаткового видобутку конденсату від ступеня виснаження родовища та величини компенсації відбору нагнітання суміші 98% метану, 1% етану та 1% пропану.

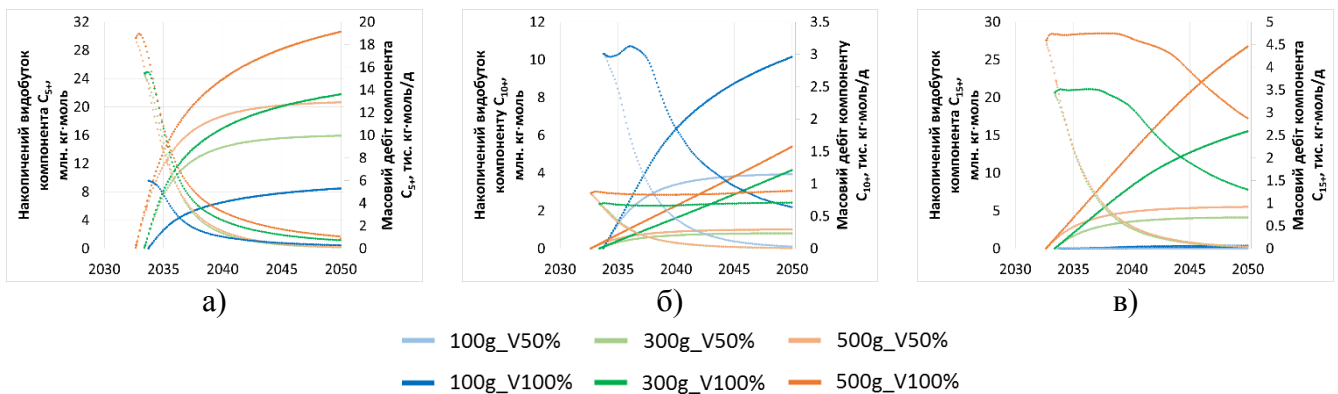


Рисунок 4.31 – Масовий дебіт та накопичений видобуток вуглеводневих компонентів  $C_{5+}$  (а),  $C_{10+}$  (б) і  $C_{15+}$  (в) у випадку нагнітання суміші 98% метану, 1% етану та 1%.

#### 4.2.5 Форсування відборів за розробки на виснаження

Впровадження системи ППТ потребує детального проектування, складного техніко-технологічного забезпечення, значних капіталовкладень, наявності постійного джерела агентів нагнітання за рахунок власного видобутку або сторонніх джерел. Як зазначалося у р. 1.2, альтернативним є використання ДКС. Нижче наведено результати технологічних розрахунків, а саме зміни видобутків газу і конденсату за умови форсування відборів, шляхом пониження мінімального робочого вибійного тиску з 4 до 2 МПа (Табл. 4.12, Рис. 4.32 і 4.33).

Таблиця 4.12 – Основні показники для випадку початку форсування відборів при тиску максимальної конденсації.

Модель	Накопичений видобуток газу, млрд. м <sup>3</sup>	Додатковий видобуток газу		Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Додатковий видобуток конденсату		Коефіцієнт вилучення, %	
		млрд. м <sup>3</sup>	%		млн. м <sup>3</sup>	%	газу	конденсату
100 г/м <sup>3</sup>	41,749	2,361	5,99	4,913	0,251	5,37	94,51	73,02
300 г/м <sup>3</sup>	40,451	2,337	6,13	7,188	0,264	3,81	94,96	44,52
500 г/м <sup>3</sup>	38,386	2,278	6,31	9,901	0,340	3,55	94,98	38,47

Як видно, додатково можна видобути порядку 6% газу та від 3,5 до 5,4 % конденсату, що співставимо із додатковим видобутком від впровадження заводнення покладів із низьким потенційним вмістом, або впровадження заводнення у поклади із середнім та високим потенційним вмістом на пізніх стадіях розробки, але значно менше ніж додаткові видобутки, отримані за рахунок нагнітання газових агентів.

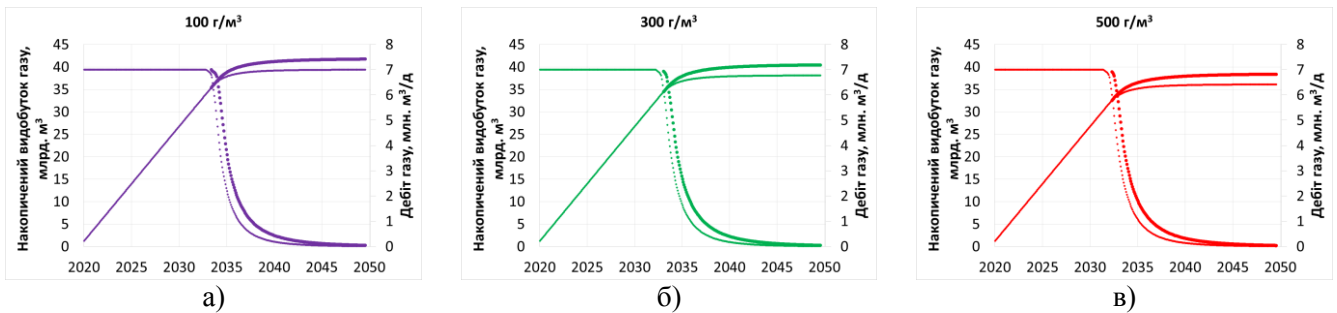


Рисунок 4.32 – Зміна дебіту і накопиченого видобутку газу у випадку форсування відборів для різних потенційних вмістів конденсату: 100 г/м<sup>3</sup> (а), 300 г/м<sup>3</sup> (б), 500 г/м<sup>3</sup> (в). Тонка лінія – базовий варіант, груба лінія – форсування відборів.

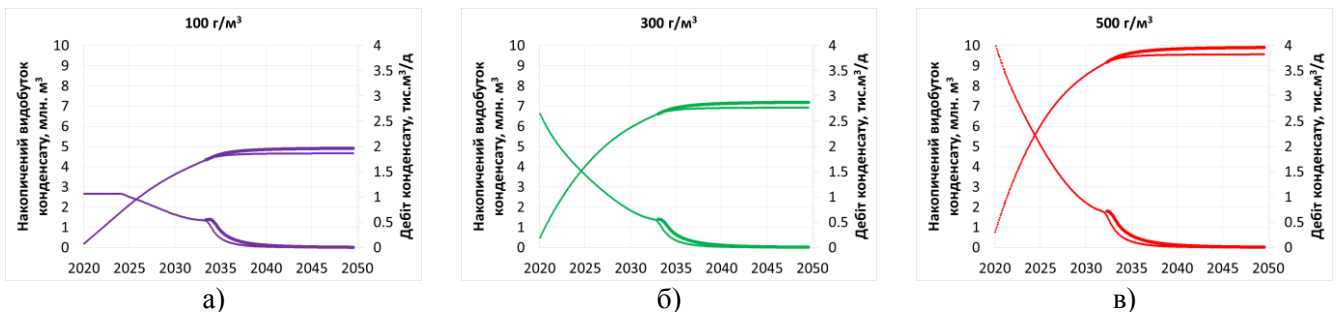


Рисунок 4.33 – Зміна дебіту і накопиченого видобутку конденсату у випадку форсування відборів для різних потенційних вмістів конденсату: 100 г/м<sup>3</sup> (а), 300 г/м<sup>3</sup> (б), 500 г/м<sup>3</sup> (в). Тонка лінія – базовий варіант, груба лінія – форсування відборів.

#### 4.2.6 Порівняння результатів нагнітання різних агентів витіснення

Порівняння основних результатів з нагнітання різних агентів витіснення, а саме додаткового видобутку конденсату та накопиченого NPV зведено у Табл. 3.1–3.6 окремо за потенційним вмістом та відповідною компенсацією відборів нагнітанням з метою визначення найефективнішого методу в залежності від ступеня виснаження та потенційного вмісту.

Для більшості випадків, найбільший додатковий видобуток конденсату отримано за рахунок нагнітання діоксиду вуглецю, виняток становить лише пластовий флюїд із низьким потенційним вмістом та 100% компенсацією відборів за умови значного виснаження (75% і тиск максимальної конденсації). Щодо економічної ефективності, то окрім варіантів для 300 і 500 г/м<sup>3</sup>, 50% компенсацією і максимальним ступенем виснаження для яких для заводнення отримано найбільше накопичене значення NPV, для решти варіантів, таким є нагнітання метану.

В цілому, за технологічною ефективністю досліджені методи розподіляються в наступному порядку: 1) CO<sub>2</sub> 100%; 2) C<sub>1</sub> 90%, C<sub>2</sub> 5%, C<sub>3</sub> 5%; 3) C<sub>1</sub> 98%, C<sub>2</sub> 1%, C<sub>3</sub> 1%; 4) C<sub>1</sub> 100%; 5) C<sub>1</sub> 50%, N<sub>2</sub> 50%; 6) N<sub>2</sub> 100%; 7) вода. За економічною ефективністю: 1) C<sub>1</sub> 100%; 2) C<sub>1</sub> 98%, C<sub>2</sub> 1%, C<sub>3</sub> 1%; 3) вода; 4) C<sub>1</sub> 50%, N<sub>2</sub> 50%; 5) C<sub>1</sub> 90%, C<sub>2</sub> 5%, C<sub>3</sub> 5%; 6) N<sub>2</sub> 100%; 7) CO<sub>2</sub> 100%.

Варто зазначити, що економічна оцінка виконана за спрощеною методикою та дуже сильно залежить від використаних економічних показників – вартості товарної продукції та вартість і витрати на нагнітання різних агентів витіснення. Тому наведені результати носять рекомендаційний характер, а для кожного конкретного випадку необхідно виконувати детальний економічний аналіз.

#### 4.3 Аналіз можливості підвищення ефективності вуглеводневилучення за допомогою водогазової дії

Під час поперемінного нагнітання різних фаз, води і газу, відбувається мікрозащемлення бульбашок газу, що значною мірою впливає на відносні фазові

проникності призводячи до їх гістерезису для змочуючої та незмочуючої фаз. Класичними методами розрахунку гістерезису відносних фазових проникностей є методи Carlson [230] і Killough [231], що ґрунтуються на розрахунку, так званих, проміжних кривих (кривих сканування) відносних фазових проникностей, шляхом інтерполяції кривих дренавання та пропитування [215]. Результати та ефективність водогазової дії суттєво залежать від фізико-хімічних властивостей порід, а тому надзвичайно-важливо проводити лабораторні дослідження по визначенню відносних фазових проникностей як при дренаванні (процес за якого насичення незмочуючою фазою зростає) так і пропитуванні, коли зростає насичення змочуючою фазою, у випадку гідрофільної породи, це витіснення нафти водою. Загальновідомо, що в залежності від заданих фазових проникностей, та методу їх інтерполяції суттєво різняться результати розрахунків [139], а тому без реальних лабораторних досліджень, достовірні розрахунки практично не можливі. Двофазні криві дренавання можна розрахувати за допомогою кореляції Брукса-Корі [232, 233] на основі даних по кінцевих точках та коефіцієнта експоненти, середні значення яких добре відомі для типових порід, через велику кількість лабораторних замірів, оскільки процес дренавання відбувається під час вторинної міграції вуглеводнів та формуванні покладів нафти і газу. Щодо відносних фазових проникностей для кривих пропитування, то для їх розрахунку усі наявні методики базуються виключно на даних по замірах капілярного тиску [234], який в свою чергу суттєво змінюється від мінералогічного складу, умов осадконакопичення, форми і розміру порових каналів, знову таки необхідно мати лабораторні дослідження з визначення капілярних тисків, наприклад за допомогою нагнітання ртуті [235, 236].

Саме тому, вважаємо за недоцільне проведення чисельних досліджень із застосування водогазової дії без лабораторно-замірних фазових кривих та капілярних тисків, оскільки це може призвести до хибних результатів та некоректних висновків, а обмежитися аналізом результатів досліджень наведених в [237] на основі концептуального дослідження із застосування водогазової дії для витіснення конденсату, на основі композиційного моделювання прямокутної моделі покладу.

Досліджувалися три випадки: 1) одночасне нагнітання сухого газу з водою; 2) поперемінне нагнітання газу і води; 3) класичний сайклінг газом. Так перший метод, виявився більш ефективним, і забезпечив додатковий видобуток в 4,56% більше ніж другий і на 4,64% більше ніж третій. А тому, автори дослідження зробили висновок, що не існує принципової різниці між поперемінним нагнітанням газу і води та просто послідовне нагнітання тільки сухого газу. Основним фактором є рівномірне просування фронту води за рахунок кращого співвідношення рухливостей між водою і конденсатом, що забезпечує краще витіснення, в той час як газ дозволяє підтримувати тиск у покладі. З іншого боку, у статті не наведено, чи враховувався гістерезис, оскільки в оригінальній тестовій моделі SPE3, яка була взята за основу в даному дослідженні, він не враховується. Не врахування цього явища, могло значно вплинути в сторону зменшення на показники другого варіанту – поперемінного нагнітання газу і води. Крім того, ніяким чином не аналізувалася економічна складова варіантів, що може знівелювати ефект додаткового видобутку через необхідність одночасного встановлення, як компресорів так і насосів, та більшими операційними витратами.

#### **4.4 Дослідження можливості витіснення випавшого конденсату хімічними агентами**

##### **4.4.1 Загальний опис хімічних методів впливу на пласт**

Хімічні агенти, такі як поверхнево-активні речовини, полімери та луи, досить добре вивчені і тривалий час застосовуються з метою вторинного чи третинного методу впливу на пласт, для підвищення вилучення нафти, наприклад на китайських родовищах Xia-er-men, Bohai, Gudao, Gudong, XingLongTai [238-243], катарському родовищі Al-Shaheen [244]. Однак, їх застосування для підвищення вуглеводневилучення з газо-конденсатних родовищ наразі малодосліджене.

Основна вихідна інформація щодо фізико-хімічних властивостей хімічних агентів отримується лабораторно-дослідним шляхом. Після експериментів на керні, історично, після цього виконували їх тестове випробування на обраній ділянці родовища, так

званий пілотний проект, за результатами якого, приймалося рішення про промислове впровадження на решті частинах покладу або родовища. Через, те що існує багато невизначеностей пов'язаних, як із геологічною будовою та розподілом властивостей порід (неоднорідністю за площею та нашаруванням) та технологічними параметрами (оптимальною концентрацією реагентів, послідовністю, витратою та тривалістю нагнітання) не завжди пілотне впровадження досягало бажаного результату і було впроваджено у повномасштабні проекти [245].

Комп'ютерне фізико-математичне моделювання є одним з методів, що дозволяє проаналізувати багато варіантів за короткий проміжок часу, без необхідності вартісних лабораторних експериментів, для вибору оптимальних параметрів для пілотного впровадження технології. Звичайно, фізико-математична модель, повинна коректно описувати основні фізико-хімічні процеси, що відбуваються у пласті. Наразі в світі існує багато комерційних гідродинамічних симуляторів, які звісно по різному описують явища, що відбуваються в процесі витіснення вуглеводнів хімічними агентами. В роботі [246] виконано порівняльний аналіз використання полімерів та поверхнево-активних речовин у двох найбільш вживаних симуляторах STARS від Канадської компанії CMG та ECLIPSE міжнародної нафтосервісної компанії Schlumberger у порівнянні з науковим симулятором UTCHEM, створеним Університетом Техаса в Остіні (The University of Texas in Austin). Згідно з їх висновками, отримано добре узгоджені результати між цими програмними комплексами, що дозволяє чисельно відтворювати результати фізичних лабораторних експериментів та використовувати їх для повнорозмірних моделей родовищ. Оскільки, автор роботи має доступ до ECLIPSE, саме його використано в процесі роботи та проведенні чисельних експериментів.

Нижче наведено основні фізико-хімічні процеси, що впливають на витіснення вуглеводнів при застосуванні хімічних агентів, та як вони реалізовані в ECLIPSE для полімерів, лугів та поверхнево-активних речовин.



#### 4.4.1.1 Полімери

Основне завдання полімерів полягає у вирівнюванні фронту витіснення за рахунок зменшення відношення рухливостей між водою та вуглеводневою фазами, що здійснюється шляхом збільшення в'язкості води.

Серед основних параметрів, що впливають на фільтрацію полімерних розчинів, виділяють: в'язкість, концентрацію, адсорбцію на поверхні порід, зменшення проникності; блокування дрібних пор.

Процеси, реалізовані для моделювання полімерів у гідродинамічному симуляторі ECLIPSE [215]: зміна в'язкості в залежності від концентрації полімера, зміна в'язкості в залежності від швидкості зсуву, вплив соленості води на в'язкість розчину, адсорбція, зменшення ефективної відносної проникності для води, недоступний (мертвий) поровий об'єм, загушення за зміни температури, температурна деградація.

#### 4.4.1.2 Поверхнево-активні речовини

Під час нагнітання води, краплі вуглеводнів защемлюються за рахунок дії капілярних тисків. Це защемлення можна описати, як процес боротьби між в'язкісними та капілярними силами.

Зменшення поверхневого натягу на межі розділу фаз від типового значення в 30 Н/м до значення порядку  $10^{-2}$  Н/м дозволяє суттєво вплинути на величину залишкового вуглеводненасичення [247].

Найбільш перспективними з позиції контролю рухливості та стабільності є мікроемульсії ПАР (термодинамічно стабільна суміш нафти, води та ПАР). Нажаль в ECLIPSE можливість їх моделювання не реалізовано, тому детально їх розглядати не будемо. Відповідно в'язкість розчину ПАР приймається рівною в'язкості основної фази, тобто води.

Процеси, реалізовані для моделювання ПАР у гідродинамічному симуляторі ECLIPSE [215]: поверхневий натяг, адсорбція, іонний обмін, вплив соленості води.

Іншим важливим фактором який безпосередньо впливає на ефективність витіснення вуглеводнів є стабільність руху фронту. Так для горизонтального витіснення, яке розглянуто у нашій роботі воно повністю керується співвідношенням рухливостей агентів нагнітання до фази, що витісняється:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} \quad (4.1)$$

У випадку вертикального витіснення – знизу вгору або для покладів із високими кутами падіння, згідно з класичною теорією стабільності [248], існує гранична швидкість за якої закачуваний агент не утворює язиків і не призводить до передчасного проривання через компенсування гравітаційних та в'язкісних сил:

$$U = \frac{k\lambda_w(\rho_w - \rho_o)g\sin\alpha}{M-1} \quad (4.2)$$

За даними лабораторних експериментів [248] із наступним їх чисельним відтворенням по дослідженню стабільності фронту витіснення нафти розчинами ПАР з низу вгору від різних факторів, таких як, неоднорідність колекторських властивостей, дисперсії, в'язкості нафти, відносної проникності, в'язкості мікроемульсії. Вони встановили, що для розчинів ПАР дійсно існує критична швидкість руху, нижче якої язики проривання не утворюються навіть у слабо неоднорідному колекторі і досягаються високі коефіцієнти вилучення близькі до 100%. Коли швидкість руху фронту корегується додатковим агентом (полімером) то існує критична його концентрація, вище якої рух фронту є стабільним незалежно від швидкості просування. Ці фактори необхідно обов'язково враховувати під час проектування методів підвищення на реальних об'єктах.

#### 4.4.1.3 Луги

Ефективність процесу нагнітання лугів пов'язано на взаємодії лугів із пластовими нафтами та породами. Майже усі нафти містять активні компоненти – органічні кислоти, які вступають в реакцію із лугом, утворюючи ПАР та зменшуючи поверхневий натяг та покращуючи змочуваність порід. За даними лабораторних досліджень зменшення

поверхневого натягу пропорційне до вмісту органічних кислот і може складати до 0,001 мН/м [249].

Процеси, реалізовані для моделювання лугів у гідродинамічному симуляторі ECLIPSE [215]: поверхневий натяг, адсорбція, вплив соленості води.

#### 4.4.1.4 Піни

Піни, є однією з прогресивних технологій і можуть застосовуватися в різний спосіб з метою підвищення вуглеводневилучення, однак основною їх використання є зменшення рухливості газової фази, для затримування проривання газу нагнітання або газу з газової шапки. Піни утворюються за рахунок пропускання газу через водний розчин ПАР, в процесі якого отримують стабільну дисперсію бульбашок газу у водному розчині. Необхідно зазначити, що незважаючи на наявність ПАР, зміна поверхневого натягу є вторинною і мало впливає на підвищення вуглеводневилучення. З іншого боку, стабільність пін та їх адсорбція гірською породою, є основними обмежувальними факторами їх застосування.

У гідродинамічному симуляторі ECLIPSE [215], піну реалізовано, через концентрацію ПАР у піновій фазі, а зміна рухливості газової фази задається як множник на рухливість в залежності від концентрації піни. Додатково можна враховувати адсорбцію піни породою та період напів-розпаду. Недоліком є неможливість прямого моделювання процесу піноутворення на вибої свердловини.

Фізика процесу заводнення пінами досить складна, і наразі відноситься до науково-експериментальних [244, 250-254], тому в даній роботі цей метод впливу на пласт в подальшому не розглядається.

## 4.4.2 Дослідження оптимізації хімічних методів заводнення за наявності геологічних невизначеностей

### 4.4.2.1 Постановка проблеми

Вітсон та Кунтанді описують загальний підхід до побудови гідродинамічної моделі одного з газоконденсатних родовищ групи Khuff [120] з метою встановлення впливу геологічних невизначеностей та подальшого розбурювання родовища для забезпечення законтракованих об'ємів. Особливу увагу приділено опису властивостей флюїдів та аналізу відносних фазових проникностей під час утворення конденсатних пробок у привибійних зонах свердловин. За наявності великої кількості геологічних невизначеностей таких як розподіл фацій, пористості та проникності, даних про відносні фазові проникності та ін., що виникають через брак та обмеженість вхідних даних, нами досліджено вибір найоптимальнішого хімічного методу підвищення вуглеводневилучення [151]. Дослідження виконано з використанням алгоритму оптимізації описаного у р. 2.3 з допомогою синтетичної моделі, аналогічної до попередньо-описаної, однак із певними відмінностями: 1) використана 7-компонентна композиційна PVT-модель із потенційним вмістом  $450 \text{ г/м}^3$  (Рис. 4.34, Табл. 4.13), 2) інші початкові умови, а відповідно і запаси, 3) відносні фазові проникності (Рис. 4.35).

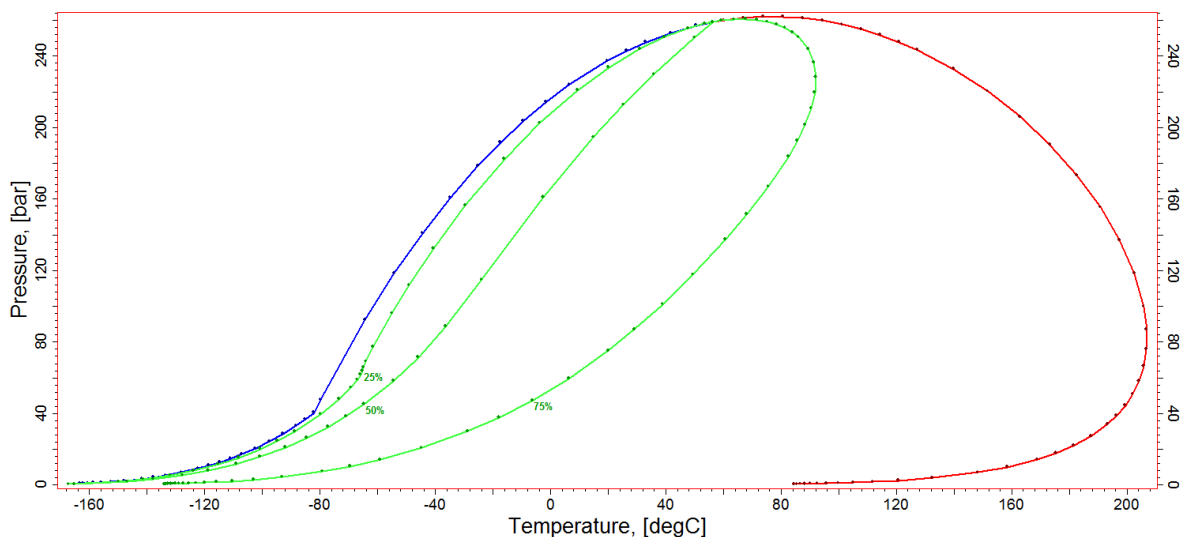


Рисунок 4.34 – Фазова діаграма пластового газоконденсатного флюїда.

Таблиця 4.13 – Компонентний склад пластового флюїда

Компонент	Мольна частка, %
C <sub>1</sub>	75,00
C <sub>2</sub>	7,00
C <sub>3</sub>	3,00
C <sub>4</sub>	2,00
C <sub>5</sub>	6,07
C <sub>10</sub>	6,73
C <sub>15</sub>	0,20

Базовий варіант із запасами P50 отримано шляхом розробки на виснаження протягом 20 років для досягнення початкового розподілу насичення коненсатом, газом і водою. Протягом якого з покладу з початковими об'ємами 31,324 млрд. м<sup>3</sup> газу та 18,416 млн. м<sup>3</sup> конденсату видобуто 14,558 млрд. м<sup>3</sup> газу (коефіцієнт вилучення 46,47%) та 4,360 млн. м<sup>3</sup> конденсату (коефіцієнт вилучення 23,67%), середній пластовий тиск знизився з 28,5 МПа (2,6 МПа вище за тиск початку конеднсації) до 15,2 МПа за пластової температури 115°C. Для кожного типу породи, задано набір базових відносних фазових проникностей. Прийнято, що перехідна зона є незначною, а тому ефектом капілярних тисків знехтувано.

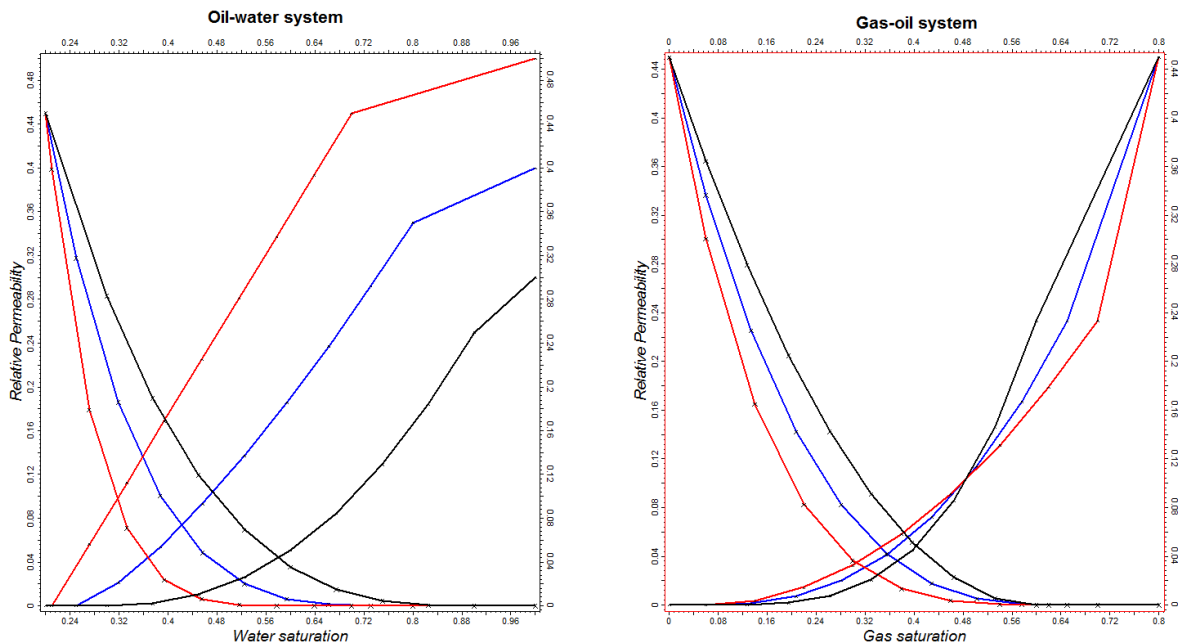


Рисунок 4.35 – Базові відносні фазові проникності.

Досліджено вплив наступних невизначених величин, для яких задані інтервали та тип розподілу, в так званій «матриці невизначеностей» (Табл. И.1) та застосування наступних методів підвищення конденсатовилучення, які реалізовано у композиційному гідродинамічному симуляторі ECLIPSE [215]: луги (Alkaline – A), ПАР (Surfactant – S), полімери (Polymer – P), луги з ПАР (Alkaline-surfactant – AS), ПАР з полімерами (Surfactant-polymer – SP), луги з ПАР і полімерами (Alkaline-surfactant-polymer – ASP).

Облямівка кожного хімічного агента в подальшому просувалася за допомогою нагнітання води. Основними факторами, що призводять до підвищення вуглеводневилучення є зміна змочуваності, зменшення залишкових насичень, змішуваність та контроль рухливості. Оптимізація видобутку розраховувалась протягом 20 років. Нагнітання кожного хімічного агента обмежувалась його кількістю, тобто метою пошуку оптимального розв'язку було знайти найкращу концентрацію, дебіт нагнітання та тривалість нагнітання.

Оптимізація проходила з пошуку максимуму цільової функції за економічною ефективністю (NPV) по наступних параметрах (Табл. 4.14), детально описанана у р. 2.3. Обмеження по контролю за видобувними свердловинами ідентичні до базового варіанту на виснаження, а саме груповий добовий відбір 2 млн. м<sup>3</sup> із максимальним дебітом на свердловину 0,7 млн. м<sup>3</sup> та вибійним тиском 1,5 МПа. Оскільки розв'язується задача оптимізації за наявності геологічних невизначеностей, для найкращого базового варіанту (послідовне нагнітання) вибійний тиск нагнітальних свердловин використовувався як контрольний параметр в межах значень від 30 до 40 МПа при нагнітанні лугів та ПАР, і від 40 до 50 МПа при нагнітанні полімерів. Невизначеності пов'язані з реологічними властивостями хімічних агентів витіснення не враховувалися, так само, як адсорбція. Для можливості порівняння різних технологій дії на пласт, загальна кількість доступних агентів була постійною, а в процесі оптимізаційних ітерацій змінювалися концентрації (Табл. 4.15) та робочі вибійні тиски, за рахунок чого досягалися різні періоди нагнітання та об'єми облямівок.

Таблиця 4.14 – Вхідні економічні параметри.

Показник		Значення
Вартість хімічного агента, USD/кг	Полімер	4,00
	ПАР	2,50
	Луг	2,00
Витрати з видобутку, USD/м <sup>3</sup>	Газ	0,08
	Конденсат	330,00
	Вода	5,00
Витрати з нагнітання, USD/м <sup>3</sup>	Вода	2,00
Товарна вартість, USD/м <sup>3</sup>	Газ	0,22
	Конденсат	535,00
Рівень дисконтування, %		10,00

Таблиця 4.15 – Межі концентрацій хімічних агентів у кг/м<sup>3</sup>.

Хімічний агент	Мінімальне значення	Максимальне значення
Луги	0,004	0,40
ПАР	0,005	0,05
Полімери	1,000	2,50

#### 4.4.2.2 Аналіз результатів оптимізації

Виконано шість сетів розрахунків окремо для кожного хімічного агента із 40 оптимізаційними циклами по 32 гідродинамічні симуляції для покриття інтервалу розподілу невизначеностей в кожному з них, тобто усього 1280 розрахунків. На основі 32 результатів розраховувалося середнє значення цільової функції (NPV) та стандартне відхилення, після чого розраховувалися нові значення контрольного параметру для наступної оптимізаційного циклу. Порівняння результатів між шістьма сетами здійснювалося для циклу із найбільшим значенням NPV (найоптимістичніший варіант) після 20 років нагнітання (Рис. 4.36).

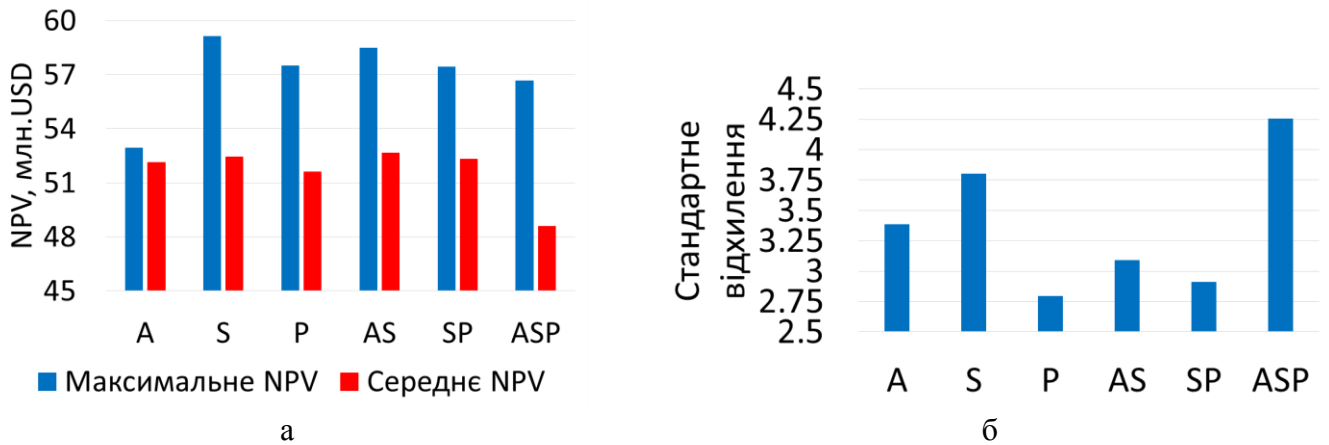


Рисунок 4.36 – Порівняння NPV для шести сетів оптимізаційних розрахунків для максимального (синій) та середнього (червоний) значення в сеті (а) та стандартного відхилення (б).

Існує пряма залежність між середнім значенням і максимальним NPV. Як бачимо, для більшості сетів, значення середнього NPV майже однакові. Стандартне відхилення вказує на відносний вплив розкиду невизначеностей в межах найкращої ітерації з оптимізації. Чим менше значення, тим більш достовірне значення результату оптимізації. У нашому випадку, можна довіряти результатам P, AS та SP, в той час як S і особливо ASP під питанням. Результат розподілу витрат (Рис. 4.37) та чистого прибутку (Рис. 4.38) вказують, що вартість хімічних агентів становить лише від 0,5% для P до 6,9% (ASP) загальних витрат, а більшість пов'язана з нагнітанням води. Малі витрати на хімічні агенти, пов'язані з неможливістю їх закачувати через задані обмеження по вибійних тисках.

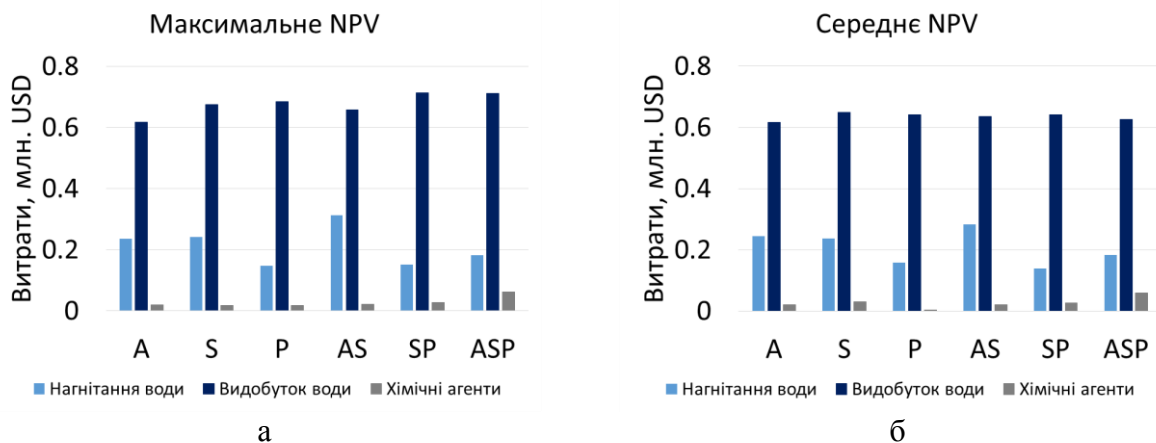


Рисунок 4.37 – Розподіл витрат для варіантів з максимальним значенням NPV (а) та середнім NPV (б).



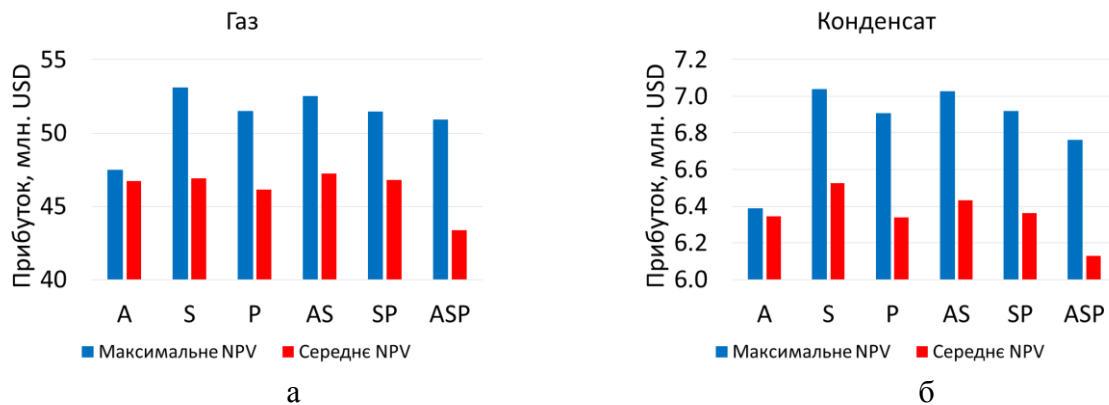


Рисунок 4.38 – Розподіл прибутку для газу (а) та конденсату (б).

Основний вплив на прибутковість і позитивне значення NPV чинить видобуток газу, на який припадає до 88%, в той час, як на конденсат лише 12%. Через наявність невизначеностей (розподіл пористості, проникності та положення контакту), коефіцієнти вилучення порівняно між шістьма сетами відносно найменшого значення (Табл. 4.16). За середнім значенням NPV, усі методи досить подібні із приростом (6–8)% відносно ASP. Для коефіцієнтів вилучення максимальний приріст більше 40% отримано для AS, за яким слідує SP із 20% відносно полімерного заводнення (P).

Підсумовуючи, необхідно зазначити, що з отриманих результатів важко зробити однозначний висновок, щодо переваги одного агента над іншим через:

- Прийняті обмеження по контролю за свердловинами не забезпечили доброї приймальності, а тому виснаження було домінуючим у порівнянні з ППТ;
- Подібні значення NPV для більшості методів дії не дають змогу вибрати оптимальний;
- Наявність геологічних невизначеностей створює складнощі при порівнянні різних методів, тому в р. 4.4.3 виконано дослідження з використанням хімічних методів для витіснення конденсату на одній геологічній реалізації моделі.

Таблиця 4.16 – Порівняння відносної ефективності методів підвищення вуглеводневилучення з використанням хімічних агентів за наявності геологічних невизначеностей.

Показник	A	S	P	AS	SP	ASP
Середнє NPV	1,07	1,08	1,06	1,08	1,08	1,00
Коефіцієнт вилучення газу	1,02	1,12	1,00	1,46	1,24	1,03
Коефіцієнт вилучення конденсату	1,00	1,13	1,00	1,43	1,22	1,06

#### 4.4.3 Дослідження застосування хімічних методів заводнення для витіснення випавшого конденсату

На відміну від попереднього дослідження (р. 4.4.2) цього разу використано одну геологічну реалізацію, описану на початку 4 розділу із іншою кількістю та розташуванням свердловин [255], а також модель «чорної нафти» замість композиційної, через доведену її ефективність для моделювання розробки газоконденсатних покладів за відсутності нагнітання газів [208, 210].

50 видобувних і 32 нагнітальні свердловини (1,5 видобувні на одну нагнітальну) нерівномірно розміщені по покладу із середніми відстанями між свердловинами 300–350 м (Рис. 4.39). За початкового пластового тиску 31,25 МПа, початкові запаси газу рівні 38,752 млрд. м<sup>3</sup>, конденсату 23,613 млн.м<sup>3</sup>, тобто 774 млн. м<sup>3</sup> на одну свердловину.

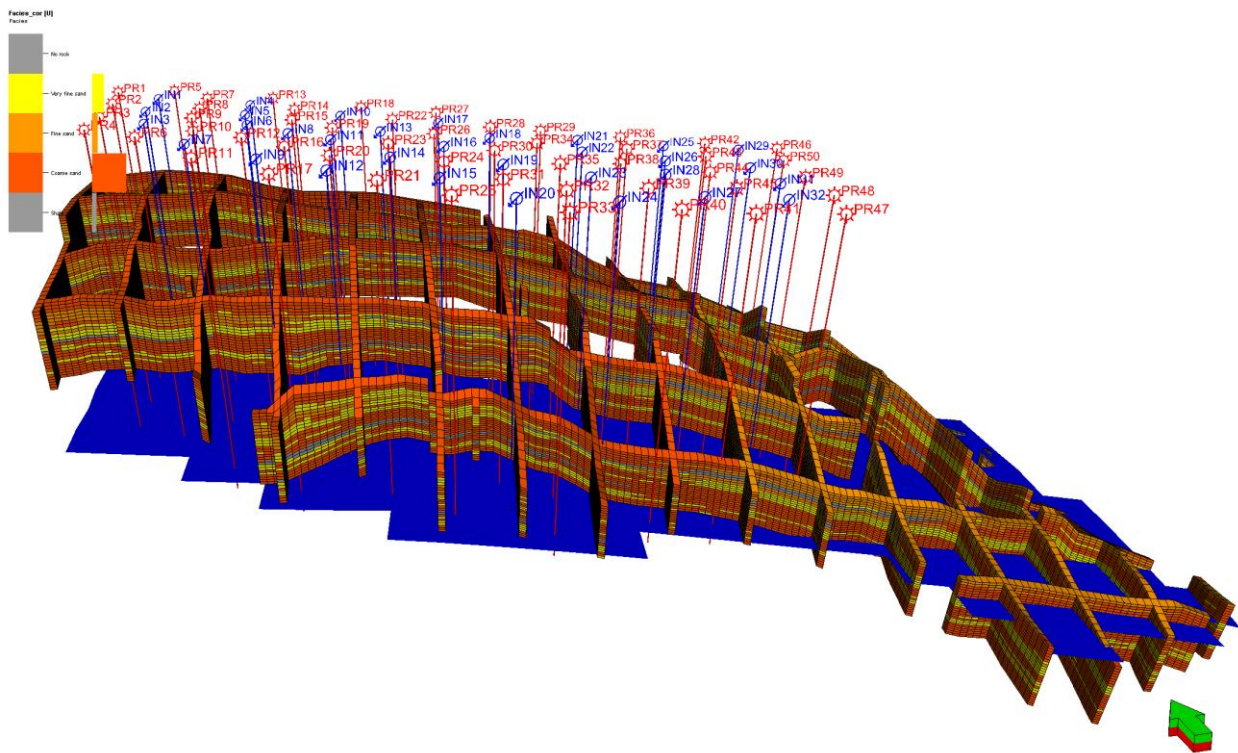


Рисунок 4.39 – Модель покладу із прикладом розподілу фаций, ГВК та розташування видобувних (червоні) та нагнітальних (сині) свердловин.

На основі синтетичної 9-компонентної PVT моделі (Табл. 4.17) згенеровано модель «чорної нафти» із потенційним вмістом 437,5 г/м<sup>3</sup> та тиском початку конденсації 25,16 МПа. Детальний опис наведено у [255].

Для отримання початкових умов, поклад виснажено із добовим відбором 7 млн. м<sup>3</sup> протягом 10 років із досягненням середнього пластового тиску 9,47 МПа та 8 МПа в привибійних зонах свердловин. За цей час видобуто 66% газу та 33,5% конденсату. Потім розробку продовжено ще на 20 років для отримання результатів за базовим варіантом на виснаження. Аналіз чутливостей показав, що оптимальний дебіт нагнітання знаходиться між 500 та 700 м<sup>3</sup>/добу, додаткове обмеження на видобувні свердловини – відключення комірок за умови досягнення водо-газового фактора 0,005 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Таблиця 4.17 – Компонентний склад пластової суміші.

Компонент	Мольна частка, %
N <sub>2</sub>	2,50
CO <sub>2</sub>	1,00
C <sub>1</sub>	75,00
C <sub>2</sub>	7,00
C <sub>3</sub>	3,00
C <sub>4</sub>	2,00
C <sub>5</sub>	6,07
C <sub>10</sub>	6,73
C <sub>15</sub>	0,20

Дослідження виконувалося за умови використання полімеру типу гідролізованого поліакриламідю – вуглекислого натрію (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) та ПАР – пірролідінія броміда (C<sub>16</sub>MPrBr).

Пластові втрати ПАР і лугу моделювалися за рахунок табульованої функції адсорбції від концентрації агентів у розчині на основі даних з [256]. Втрати полімеру включали два фактори: адсорбцію [257] та недоступний поровий об'єм прийнятий рівним 0,2. У всіх випадках адсорбцію прийнято незворотньою, тобто без можливості десорбції із зменшенням концентрації агентів у розчині. Завдяки високій розчинності лугів і ПАР, вони не повинні сильно впливати на в'язкість розчину, однак через утворення мікроемulsій, ефективна в'язкість стає вищою на порядок, у порівнянні з в'язкістю води [127]. В нашому випадку, максимальна вязкість розчину прийнята рівною

3 сП за максимальної концентрації ПАР і лугів  $50 \text{ кг/м}^3$ , тобто в 6 разів вище за в'язкість чистої води (0,54 сП). Для полімерного розчину, ефективна в'язкість за концентрації  $1,75 \text{ кг/м}^3$  в 10 разів вище за в'язкість чистої води. Для проміжних значень концентрацій, множник на в'язкість води задано у табличній формі в залежності від концентрації агента. Ефекти зсуву, такі як розрідження та загушення, не враховувалися. Прийнято, що полімер повністю змішано з водою, що описується моделлю Тодда-Лонгстафа [258] із коефіцієнтом змішування рівним 1.

$$\mu_{p\_eff} = \mu_p(C_p)^\omega \cdot \mu_{p\_max}^{1-\omega} \quad (4.3)$$

де  $\mu_{p\_eff}$  – ефективна в'язкість полімерного розчину;  $\mu_p(C_p)$  – в'язкість повністю змішаного полімерного розчину за концентрації полімеру  $C_p$ ;  $\mu_{p\_max}$  – максимальна в'язкість полімерного розчину;  $\omega$  – коефіцієнт змішування Тодда-Лонгстафа.

У випадку полімерного заводнення, зменшення співвідношення рухливостей між витіснювальною і витіснюємою фазами, призводить до зменшення в'язкісного проривання та кращого коефіцієнта охоплення. Для ПАР – це поверхневі сили, а саме зменшення капілярного тиску та зміна змочуваності породи, що призводить до зменшення залишкового нафтонасичення. Співвідношення між капілярними і в'язкісними силами описується капілярним числом [259], яке для системи нафта-вода описується рівнянням:

$$N_c = \frac{v_p \cdot \mu_p}{\sigma} = \frac{k \cdot \nabla P_o}{\sigma} \quad (4.4)$$

де  $v_p$  – швидкість фільтрації полімерного розчину;  $\mu_p$  – в'язкість полімерного розчину;  $\sigma$  – поверхневий натяг на межі нафта-вода;  $k$  – проникність;  $\nabla P_o$  – градієнт тиску для нафтової фази.

У гідродинамічному симуляторі, це реалізовано з допомогою функції капілярної десатурації, яка пов'язує капілярне число та функцію змішування, і використовується для інтерполяції між початковими (незмішувальними) кривими відносних фазових проникностей та змішувальними (прямими лініями фазових проникностей). Додатково, використовується ваговий коефіцієнт на інтерполяцію відносних фазових для

врахування ступеня рівня адсорбції ПАР. У випадку одночасного використання декількох агентів і їх коректного підбору, досягається синергетичний ефект.

Максимізація цільової функції по NPV виконано для наступних економічних параметрів (Табл. 4.18).

Таблиця 4.18 – Вхідні економічні параметри.

Параметр		Значення
Вартість хімічного агента, USD/кг	Полімер	1,20
	ПАР	4,00
	Луг	1,60
Витрати з видобутку, USD/м <sup>3</sup>	Газ	0,20
	Конденсат	350,0
	Вода	5,00
Витрати з нагнітання, USD/м <sup>3</sup>	Вода	1,00
Товарна вартість, USD/м <sup>3</sup>	Газ	0,65
	Конденсат	700,00
Рівень дисконтування, %		10,00

Об'єм облямівки був оптимізований за рахунок дебіту води протягом сталого періоду нагнітання в 5 років разом із концентрацією хімічного агента для наступних інтервалів значень (Табл. 4.19). Для оптимізації використано нелінійний послідовний симплексний алгоритм, що є вдосконаленою версією нисхідного симплексного алгоритму [149], і дозволяє враховувати немонотонності та нелінійні контрольні параметри [150]. Для кожного варіанту, максимальна кількість ітерацій дорівнювала 100 із критерієм зупинки 0,001% на зміну цільової функції від ітерації до ітерації, або до моменту, коли остання видобувна свердловина зупиниться за досягнення критичного водо-газового фактора.

Таблиця 4.19 – Параметри оптимізації.

Параметр	Базове значення	Мінімальне значення	Максимальне значення
Дебіт нагнітання, м <sup>3</sup> /д	600	500	700
Концентрація луку, кг/м <sup>3</sup>	20	2	50
Концентрація ПАР, кг/м <sup>3</sup>	20	2	50
Концентрація полімеру, кг/м <sup>3</sup>	0,7	0,2	1,0

Гістограми мінімального і максимального значення NPV вказують, що економічна ефективність суттєво залежить від вартості та концентрації ПАР і лугів (Рис. 4.40). Великі від'ємні значення NPV отримано для всіх досліджених методів, крім полімерного заводнення, пов'язано з високими концентраціями агентів, у деяких оптимізаційних ітераціях, а також значно вищою вартістю ПАР (4 USD/кг) у порівнянні з полімерами (1,2 USD/кг). Розраховані коефіцієнти вилучення та додатковий видобуток разом із оптимізованими значеннями контрольних параметрів зведено у Табл. 4.20.

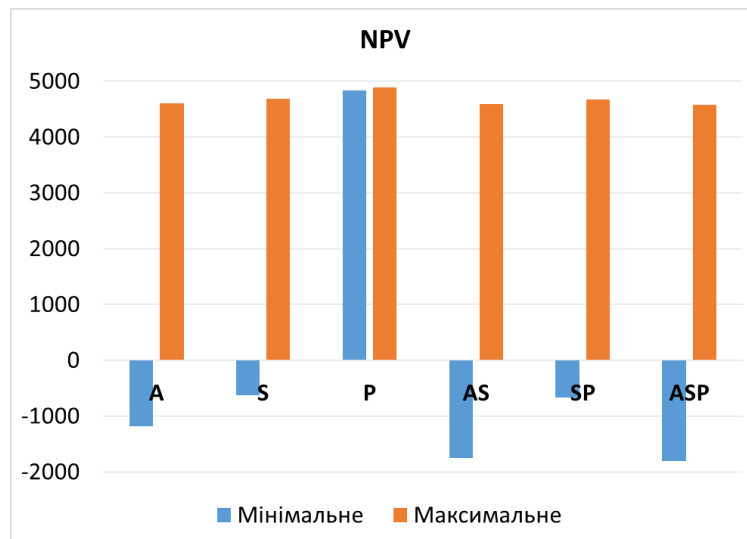


Рисунок 4.40 – Гістограма розподілу мінімального та максимального значення NPV для кожного хімічного методу підвищення вуглеводневилучення.

Таблиця 4.20 – Підсумкові результати оптимізаційних розрахунків.

Метод дії	NPV, млн. USD	Кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення, %	Кінцевий коефіцієнт газовилучення, %	Додатковий видобуток конденсату, %	Додатковий видобуток газу, %	Додатковий NPV, млн. USD	Дебіт нагнітання води, м <sup>3</sup> /д	Концентрація лулу, кг/м <sup>3</sup>	Концентрація ПАР, кг/м <sup>3</sup>	Концентрація полімеру, кг/м <sup>3</sup>
A	4609,22	39,649	92,212	0,107	0,328	-279,08	500,00	2		
S	4685,82	39,642	92,189	0,100	0,305	-202,48	504,33		2	
<b>P</b>	<b>4893,42</b>	<b>39,568</b>	<b>91,969</b>	<b>0,026</b>	<b>0,084</b>	<b>5,12</b>	<b>576,86</b>			<b>0,293</b>
AS	4590,11	39,637	92,172	0,095	0,287	-298,19	502,18	2	2	
SP	4668,71	39,625	92,122	0,083	0,237	-219,59	500,00		2	0,200
ASP	4577,82	39,635	92,168	0,093	0,284	-310,48	500,00	2	2	0,367

Примітки: 1) додатковий видобуток розраховано відносно варіанту з нагнітанням води за дебіту 600 м<sup>3</sup>/д; 2) жирним шрифтом виділено рекомендований метод дії.

Усі методи підвищення показують однакові характеристики видобутку [255]. Зміна NPV для оптимізованих варіантів знаходиться в межах 316 млн. USD у порівнянні з найкращим методом – полімерним заводненням (P), який є єдиним методом для якого отримано позитивне значення NPV по відношенню до базового варіанту із заводненням. Для решти методів, не отримано реального додаткового видобутку, значення до 0,1%, в той час як по NPV отримано суттєві від’ємні значення. Інше важливе спостереження стосується оптимізованих значень концентрацій – для більшості з методів вони на мінімальному рівні, що свідчить про домінуючий вплив вартості агентів по відношенню до додаткового видобутку. Усі методи, включаючи заводнення, показали високий коефіцієнт газовилучення (близько 92%), і навіть він пов’язаний із неохопленим витісненням ділянкою покладу між свердловинами і водоносною зоною. Інакше коефіцієнт вилучення міг бути близьким до 100%. На Рис. 4.41 наведено приклад витіснення полімерним розчином для одного з шарів в середині моделі із зміною насичення водою, нафтою і газом з 5-ти річними інтервалами. Може здатися, що вода повністю витісняє газ, оскільки в комірках із водою, коефіцієнт насичення газом рівний нулю. Однак, насправді, через низький пластовий тиск, увесь наявний вільний газ



повністю розчиняється у сконденсованих рідких вуглеводнях. Зміна концентрації полімера та нафтонасичення для однієї з пар видобувної і нагнітальної свердловин показана на Рис. 4.42. Після 15 років нагнітання, дуже мала концентрація полімера досягає видобувної свердловини, однак цього достатньо для просування конденсатного валу, про що свідчить зростаючий коефіцієнт нафтонасичення від середнього значення 0,1 до 0,15. Це також добре помітно на графіку зміни нафтонасичення в часі для однієї з комірок (Рис. 4.43). Високий тиск на фронті витіснення пов'язано з підвищеною в'язкістю полімерного розчину та зменшеною швидкістю фільтрації. Крім того, наявне неповне витіснення, про що свідчить залишкове конденсатонасичення за фронтом витіснення, яке пов'язане з низькою концентрацією полімера на фронті, через його адсорбцію породою, навіть за умови, що величина адсорбції у розрахунках приймалася мінімальною.

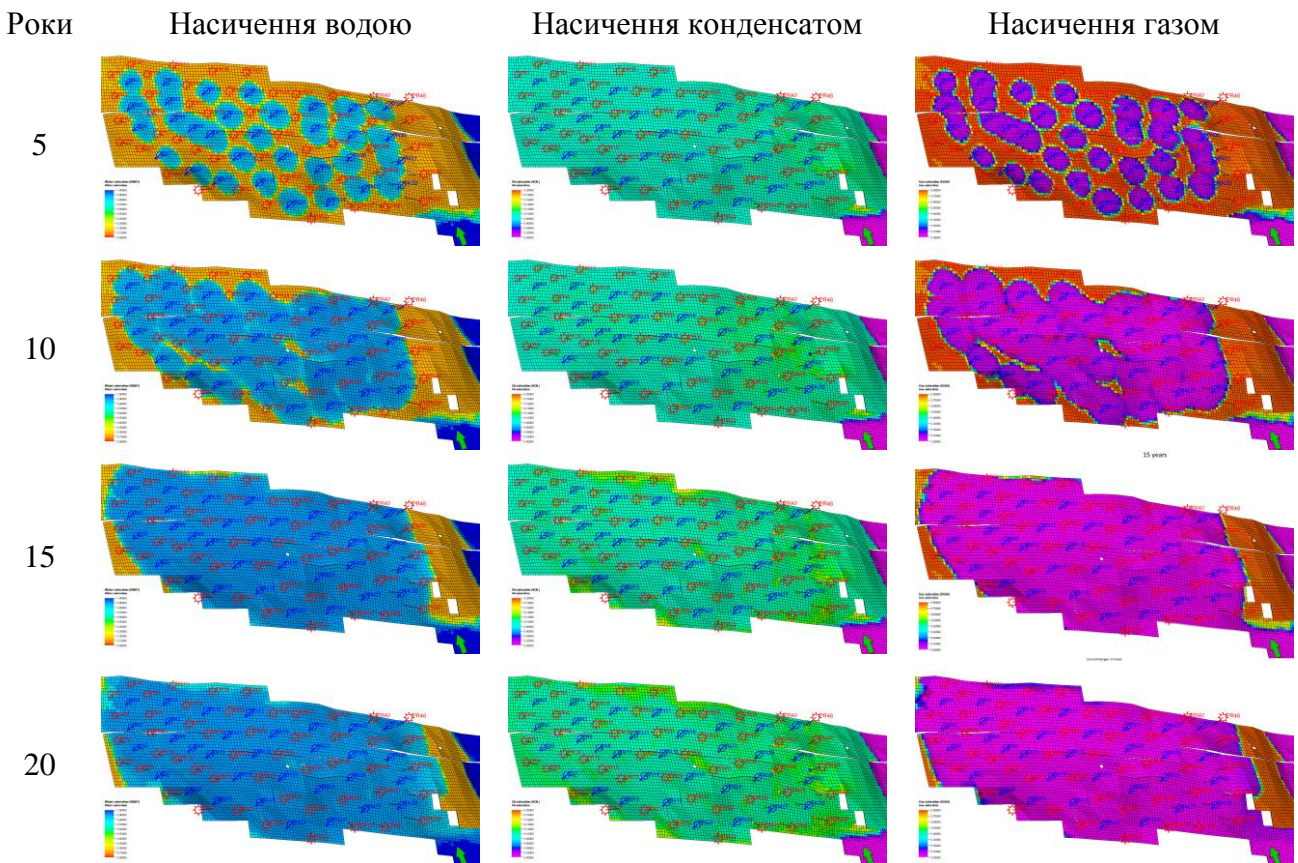


Рисунок 4.41 – Приклад ефективності витіснення полімером для одного з шарів в середині моделі.



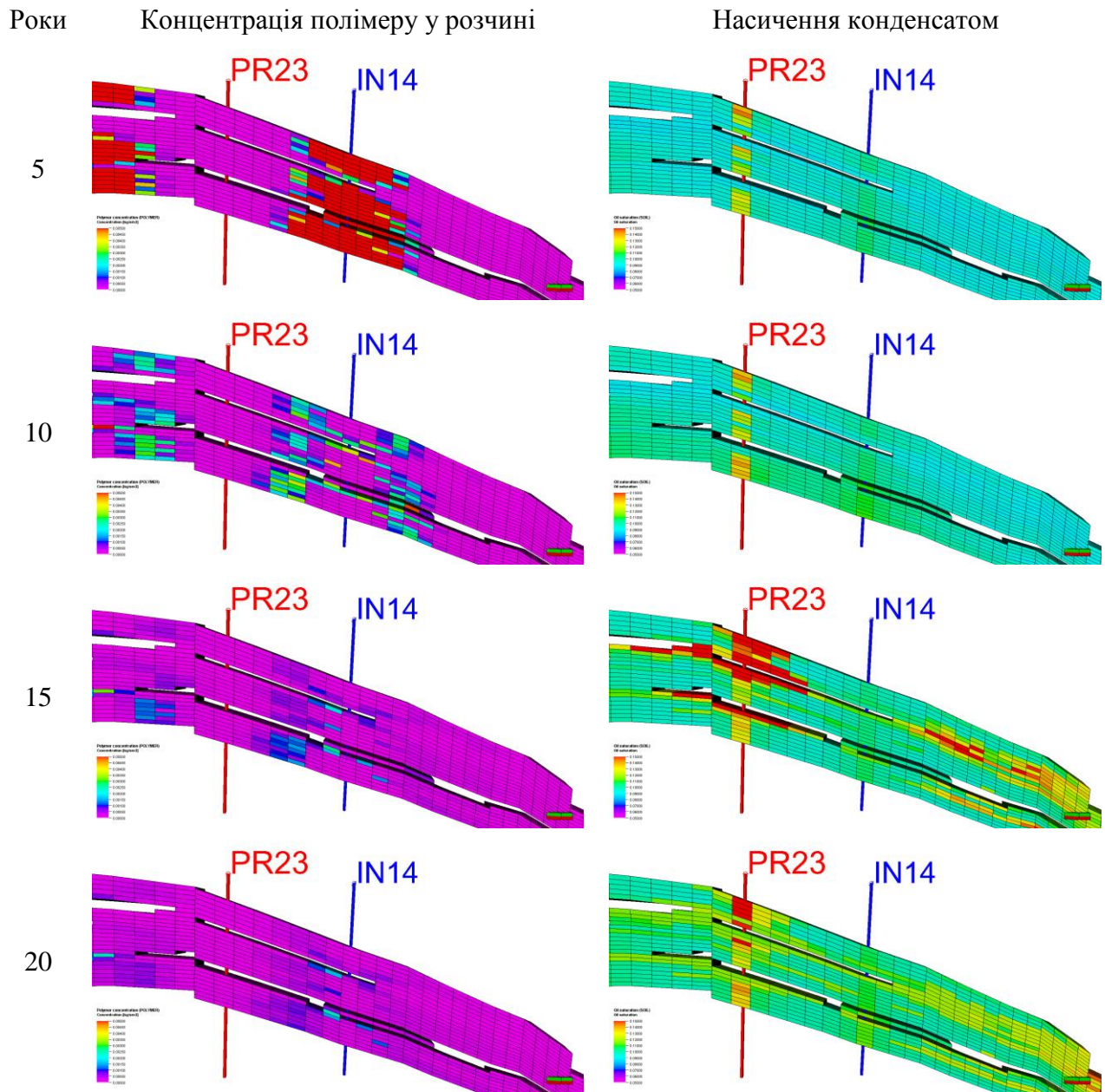


Рисунок 4.42 – Зміна концентрації полімеру у розчині та насичення конденсатом для однієї з пари видобувних і нагнітальних свердловин.

Підсумовуючи, можна зробити наступні висновки:

- Полімерне заводнення є єдиним методом із позитивним значенням економічного ефекту (NPV), для решти методів відносно висока вартість агентів та необхідні високі концентрації роблять їх неефективними;

- Високі коефіцієнти вилучення газу, пов'язані з виснаженням за рахунок щільної сітки свердловин і низьким пластовим тиском, за якого увесь газ розчиняється у сконденсованій рідкій фазі;
- Навіть за малої відстані між нагнітальними і видобувними свердловинами, досягається низька ефективність витіснення сконденсованої рідкої фази через малі концентрації агентів у розчині в тому числі через адсорбцію;
- У даному дослідженні не враховувалася термічна деградація притаманна полімерам [Sheng, 2011], для яких, за даними лабораторних досліджень Райліза, стабільність полімерів можна гарантувати протягом 20 місяців за температури до 90°C, в той час як полімеру НРАМ-А525 за результатами Конга рівень гідролізації сягає 50% через 120 днів за температур 75°C, що суттєво вплине на концентрацію при тривалому нагнітанні і повільному просуванні фронту витіснення особливо в глибокозанурених покладах із пластовими температурами вищими за 100°C;
- В цілому, використання хімічних агентів для витіснення випавшого конденсату не є економічно доцільним.

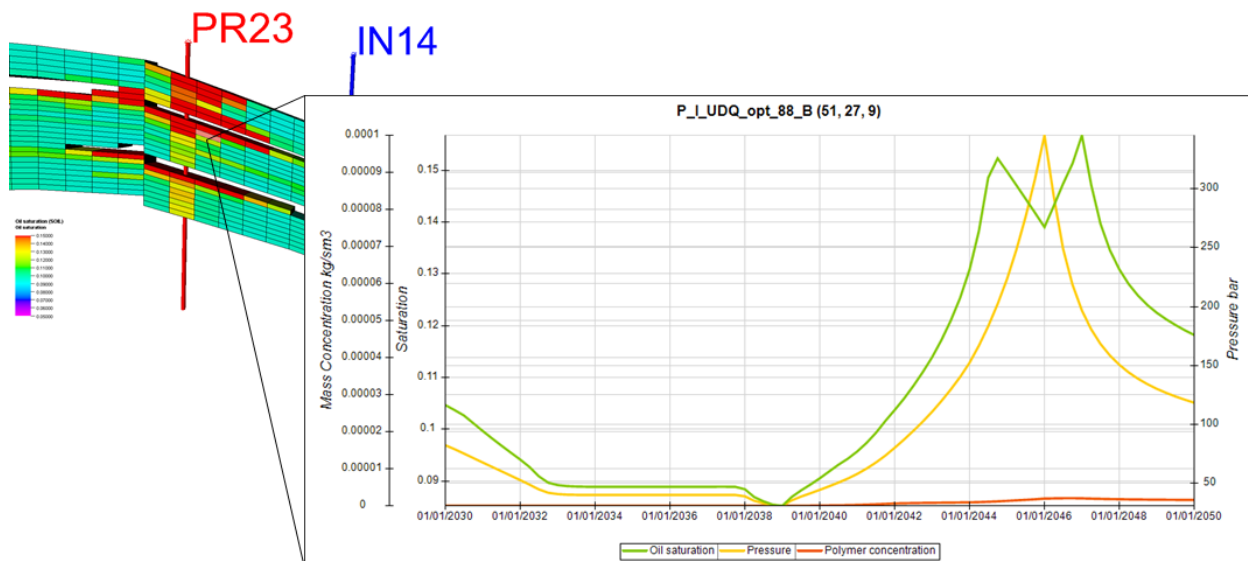


Рисунок 4.43 – Зміна концентрації полімеру (рожева лінія), насичення конденсатом (зелена лінія) та пластового тиску (жовта лінія).

## **4.5 Супутні методи та технології підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ**

Наведено розробки із вдосконалення супутніх методів та технологій, за рахунок яких досягається підвищення ефективності експлуатації свердловин, дренавання та розробки покладів газу, а отже, в кінцевому результаті, підвищується коефіцієнт вуглеводневилучення.

### **4.5.1 Оптимізація роботи обводнених газових свердловин**

Запропоновано дві комп'ютеризовані методики оптимізації роботи обводнених свердловин. Перша [260] дозволяє кількісно оцінити процес винесення рідини (води або конденсату), а також об'єм, що надходить на вибій свердловини, за даними вимірювання гирлових тисків у будь який період роботи свердловини. Друга методика [261] дозволяє автоматизувати режим роботи свердловини в умовах барботажу за відомими значеннями дебіту газу, буферного і затрубного тисків та температури на буфері. З використанням критерія Фруда, оцінюємо дійсний вміст рідини у газорідинному потоці, потім розраховуємо мінімально необхідний дебіт на основі критерію гранично допустимої швидкості газорідинного потоку, порівнюємо його із поточним дебітом свердловини, і за необхідності вносимо зміни в технологічний режим роботи.

### **4.5.2 Новий підхід до визначення вибійного тиску в обводнених газоконденсатних свердловинах**

Розроблено ітераційний метод розрахунку вибійного тиску, що дозволяє врахувати ретроградні явища у стовбурі обводнених газоконденсатних свердловин і отримувати точніше значення вибійного тиску [262].

Приклад застосування методики для однієї зі свердловин показав, що отримане значення на 0,436 МПа (1,9%) більше за значення отримане за допомогою формули Адамова, яка не враховує реальний масовий вміст конденсату у колоні НКТ. У випадку

наближених (оціночних) розрахунків вибієного тиску можна застосовувати вдосконалену формулу Адамова, для якої відхилення значення тиску не перевищує 2 %.

#### 4.5.3 Методика визначення застійних зон у газовому покладі

Запропоновано методику оцінки і визначення застійних або слабо дренованих зон газового покладу [263]. Методика основана на класичному підході, який широко використовують для визначення радіусів зон дронування свердловин нафтового покладу, і в якості наукового експерименту, адаптовано для газового покладу. Для кожної свердловини визначають дреновані нею запаси газу. Потім за двочленним рівнянням визначають радіус зони, з якої здійснюється приплив газу за даних умов. За рахунок просторової неоднорідності фільтраційно-ємнісних та колекторських властивостей покладу, коло перетворюється на тіло неправильної геометричної форми, що призводить до накладання радіусів зон дронування свердловин. Чим більше перекриття між сусідніми свердловинами, тим сильніша інтерференція і тим краще дронування міжсвердловинного простору. Побудувавши карту розповсюдження зон дронування легко зробити висновок про застійні зони. Цю карту можна сумістити з картою розповсюдження колекторів або картою гідропровідностей для чіткого прослідкування взаємозв'язку між розповсюдженням фільтраційно-ємнісних властивостей та характером дронуванням покладу. Таким способом, проводячи розрахунки в часі, можна прослідкувати долучення до розробки недренованих раніше або слабодренованих зон. Для характеристики загального ступеня інтерференції свердловин на покладі введено поняття пластового коефіцієнту інтерференції:

$$KI_{\text{пл}} = \frac{Q_{\text{др}}}{Q_{\text{зап}}} \quad (4.5)$$

Апробацію методики проведено для покладу ділянки свердловини 2 горизонту В-22<sub>н2</sub> Рудівсько-Червонозаводського родовища, яка показала її адекватність для визначення ступеня інтерференції свердловин та встановлення незадіяних розробкою зон.

#### 4.5.4 Вивчення впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу

За допомогою чисельного моделювання на моделі синтетичного однорідного покладу антиклінальної форми досліджено вплив водоносної зони, що описується аналітичною моделлю Фетковича з об'ємами 5 і 25 млн. м<sup>3</sup>, на величину дренажних запасів [264]. Розрахунок запасів за 1) методом матеріального балансу  $P/z$  і 2) методом матеріального балансу потоку  $P_{wf}/z$  показав, що із зростанням впливу водоносної зони зростає похибка у визначенні запасів, яка може досягати 19,5% і 18,3% відповідно для першого і другого методу у випадку об'єму води в аквіфері 25 млн. м<sup>3</sup>. Величина похибки є суттєвою, особливо на етапі проектування розробки, і може мати негативні наслідки при оцінюванні економічної ефективності проектних рішень. Приклади графоаналітичної оцінки початкових запасів газу показали, що прямолінійний характер залежності приведенного пластового тиску від накопичених відборів газу може зберігатися і за умови водонапірного режиму, і що з їх допомогою неможливо чітко ідентифікувати його наявність чи відсутність.

#### Висновки до четвертого розділу

1. З використанням чисельного 3D моделювання досліджено ефективність підвищення вуглеводневилучення на різних стадіях розробки, а саме коли середньозважений пластовий тиск нижче за тиск початку конденсації на 25, 50 і 75%, а також за тиску максимальної конденсації. Розглянуто безперервне нагнітання за умови 50% і 100% компенсації відборів, для пластових систем із потенційним вмістом вуглеводнів  $C_{5+}$  100, 300 і 500 г/м<sup>3</sup> для наступних агентів: води, 100% метану, 100% азоту, суміші 50% метану і 50% азоту, суміші 90% азоту з 5% етану і 5% пропану, суміші 98% метану з 1% етану і 1% пропану, 100 діоксиду вуглецю. Ефективність оцінено окремо за технологічним критерієм (додатковим видобутком конденсату відносно базового варіанту на виснаження) та економічним (накопиченим NPV). за технологічною ефективністю досліджені методи розподіляються в наступному порядку:

1) CO<sub>2</sub> 100%; 2) C<sub>1</sub> 90%, C<sub>2</sub> 5%, C<sub>3</sub> 5%; 3) C<sub>1</sub> 98%, C<sub>2</sub> 1%, C<sub>3</sub> 1%; 4) C<sub>1</sub> 100%; 5) C<sub>1</sub> 50%, N<sub>2</sub> 50%; 6) N<sub>2</sub> 100%; 7) вода. За економічною ефективністю: 1) C<sub>1</sub> 100%; 2) C<sub>1</sub> 98%, C<sub>2</sub> 1%, C<sub>3</sub> 1%; 3) вода; 4) C<sub>1</sub> 50%, N<sub>2</sub> 50%; 5) C<sub>1</sub> 90%, C<sub>2</sub> 5%, C<sub>3</sub> 5%; 6) N<sub>2</sub> 100%; 7) CO<sub>2</sub> 100%. Економічна оцінка виконана за спрощеною методикою та дуже сильно залежить від використаних економічних показників – вартості товарної продукції та вартості витрати на нагнітання різних агентів витіснення, тому наведені результати носять рекомендаційний характер.

2. Додатковий видобуток конденсату залежить від початкового ступеня виснаження, рівня компенсації відборів і потенційного вмісту, чим менший ступінь, вищий рівень компенсації і вищий потенційний вміст, тим більший додатковий видобуток конденсату. Для випадків з потенційним вмістом конденсату 500 г/м<sup>3</sup>, додатковий видобуток конденсату в 55,2% отримано у випадку нагнітання CO<sub>2</sub>, у випадку нагнітання вуглеводневих розчинників із високим вмістом летких фракцій (5% етану і 5% пропану) додатково можна отримати 51,5%, зменшення частки C<sub>2</sub> і C<sub>3</sub> до 1% кожного, робить додатковий видобуток близьким до нагнітання чистого метану 47,8 та 46,8% відповідно. Додавання азоту до метану зменшує додатковий видобуток конденсату на 7,6% до 39,2%, а от у випадку чистого азоту добувається тільки 31,6%. Найменших додаткових видобутків – 16,5% забезпечує заводнення.

3. Нагнітання чистого азоту і діоксиду вуглецю є економічно доцільним незалежно від ступеня початкового виснаження тільки за умови 50% компенсації відборів, а для 100% компенсації – тільки для випадку максимального виснаження і високого потенційного вмісту (500 г/м<sup>3</sup>).

4. Дослідження впливу мольної частки агенту (чистого азоту і діоксиду вуглецю) нагнітання в продукції свердловин (70, 80 і 90%) у момент їх зупинки на ефективність вуглеводневилучення показало, що у випадку скорішої зупинки свердловин за 70% для азоту втрачається від 170 до 247% додаткового видобутку в залежності від потенційного вмісту C<sub>5+</sub>, однак заощаджується до 23% NPV, для діоксиду вуглецю результати аналогічні із втратою від 163 до 258% видобутку і до 35% NPV.

5. Досліджено синергетичний ефект від геологічного захоронення  $\text{CO}_2$  і підвищення вуглеводневилучення з типового виснаженого газоконденсатного покладу із початковим потенційним вмістом конденсату  $500 \text{ г/м}^3$  за різних темпів нагнітання діоксиду вуглецю –  $750 \text{ тис. м}^3/\text{д}$ ,  $1500 \text{ тис. м}^3/\text{д}$  та  $150\%$  компенсацією відборів. Низький темп нагнітання дозволяє додатково отримати до  $5,50\%$  газу і  $5,18\%$  конденсату, і при цьому захоронити до  $3,6 \text{ Мт}$  діоксиду вуглецю за  $20\text{-}30$  років нагнітання, що дорівнює  $1,35\%$  від річного обсягу викидів  $2020 \text{ р}$  за умови впровадження енергоефективності. Якщо цю технологію буде впроваджено на  $70$  об'єктах, Україна зможе повністю забезпечити вимоги з захоронення  $\text{CO}_2$ .

6. Як альтернативу до ППТ розраховано технологічну ефективність від форсування відборів шляхом зменшення робочих вибійних тисків за рахунок встановлення ДКС. Для низького потенційного вмісту ( $100 \text{ г/м}^3$ ) додатковий видобуток газу  $5,99\%$ , конденсату –  $5,37\%$ , для високого ( $500 \text{ г/м}^3$ ) –  $6,31\%$  і  $3,55\%$ , відповідно.

7. Результати дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів за наявності геологічних невизначеностей за допомогою нагнітання хімічних агентів: лугів (A), ПАР (S), полімерів (P), лугів з ПАР (AS), ПАР з полімерами (SP), лугів з ПАР і полімерами (ASP) показали, що за середнім значенням NPV, усі методи досить подібні, із приростом  $(6\text{--}8)\%$  відносно ASP. Для коефіцієнтів вилучення максимальний приріст більше  $40\%$  отримано для AS, за яким слідує SP із  $20\%$  відносно полімерного заводнення (P). Але через наявність геологічних невизначеностей (розподіл фацій, пористості, проникності) та прийняті обмеження по контролю за свердловинами, які не забезпечили доброї приймальності, виснаження було домінуючим у порівнянні з ППТ, а подібні значення NPV для більшості методів не дають змогу однозначно вибрати оптимальний.

8. Дослідження заводнення хімічними агентами на одній геологічній реалізації показало, що полімери єдині забезпечують позитивний економічний ефект (NPV), для решти методів відносно висока вартість агентів та необхідні високі концентрації роблять їх неефективними. Високі коефіцієнти газовилучення (близько  $92\%$ ), пов'язані з виснаженням за рахунок щільної сітки свердловин і низьким пластовим тиском, за якого

увесь газ розчиняється у сконденсованій рідкій фазі, в той же час додатковий видобуток конденсату не перевищує 0,33%, що в цілому робить використання хімічних агентів економічно недоцільним.

9. Розглянуто: 1) запропоновані методи оптимізації роботи обводнених газових свердловин за даними дебіту газу і вибійного тиску, дозволяють визначити об'єм рідини, що надходить на вибій свердловини та оцінити можливість винесення рідини газорідинним потоком; 2) новий підхід до визначення вибійного тиску, що базується на інтегральному врахуванні ретроградних явищ у стовбурі обводнених газоконденсатних свердловин і отримувати точніше значення вибійного тиску, що в розглянутому прикладі на 1,9% (0,436 МПа) більше за значення з формули Адамова; 3) методику визначення застійних зон газового покладу на основі розрахунку коефіцієнта інтерференції свердловин; 4) результати дослідження впливу незначної водонапірної зони на точність визначення початкових запасів газу, за яким похибка в запасах може сягати 19,5%.



## ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на підставі результатів проведених досліджень запропоновано методи побудови чисельних моделей покладів нафти і газу, розроблено методику побудови PVT-моделі газоконденсатних сумішей, з використанням чисельного моделювання виконано комплексний аналіз та порівняння ефективності технологій підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних покладів на різних стадіях виснаження та потенційним вмістом вуглеводнів  $C_{5+}$ , обґрунтовано вибір технологій за технологічною та економічною ефективністю. В дисертаційній роботі отримано такі основні результати.

1. Виконано критичний аналіз існуючих технологій, вітчизняного та зарубіжного досвіду з проблем підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних покладів на різних стадіях розробки. Визначено основні напрямки та технології підтримання пластового тиску та витіснення сконденсованих рідких фракцій: вуглеводневі і неуглеводневі гази, нагнітання води та використання хімічних агентів (лугів, ПАР, полімерів та їхнього поєднання).

2. Запропоновано нову методику вибору репрезентативної стохастичної реалізації геологічної моделі газового родовища. Методика ґрунтується на проведенні фільтраційних експериментів та перевірці виконання умови відповідності дренажних запасів запасам підрахованим об'ємним методом. Це дозволяє значно зменшити час, необхідний для відтворення історії розробки під час гідродинамічного моделювання.

3. Встановлено основні проблеми побудови PVT-моделей газоконденсатних сумішей. Розроблено методику побудови PVT-моделі за умови обмеженої вхідної інформації та результатів досліджень фазової рівноваги, яка базується на групуванні псевдо-компонентів за результатами фракційної дистиляції. Методику впроваджено для декількох газоконденсатних родовищ ДДЗ. Запропоновано та впроваджено метод перевірки якості створення PVT-моделі на основі однокоміркової гідродинамічної моделі, який дозволяє швидко відкоригувати і налаштувати її відповідно до промислових даних.

4. Досліджено і підтверджено можливість та доцільність використання спрощеної PVT-моделі «чорної нафти» для розробки газоконденсатних покладів на виснаження. Результати порівняльних розрахунків для різних потенційних вмістів від 50 до 500 г/м<sup>3</sup>, виконані на композиційній та спрощеній PVT-моделях показали, що відхилення у накопичених видобутках не перевищують 1%. Це цілком прийнятно для інженерних розрахунків, особливо через кількість невизначеностей та якість вхідних даних. Менший час розрахунку у 6-7 разів для PVT-моделі «чорної нафти» дозволяє прорахувати більшу кількість варіантів, а отже покращити загальну якість розрахунків.

5. Вперше виконано комплексне дослідження різних методів підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ на моделі неоднорідного покладу, максимально наближеного за будовою до реальних об'єктів розробки ДДЗ. Порівняння ефективності та ранжування методів здійснено за економічними (NPV) та технологічними (додатковий видобуток конденсату) критеріями. Дослідження виконано для трьох різних потенційних вмістів вуглеводнів C<sub>5+</sub> (100, 300 і 500 г/м<sup>3</sup>) за умови 50 і 100% компенсації відборів нагнітанням для чотирьох різних ступенів початкового виснаження. Досліджено вплив мольної частки азоту і діоксиду вуглецю в продукції свердловин на момент їх зупинки на ефективність вилучення конденсату.

6. Розраховано ефективність синергетичного ефекту від додаткового видобутку вуглеводнів і геологічного захоронення при нагнітанні діоксиду вуглецю у виснажений газоконденсатний поклад покладу із початковим потенційним вмістом конденсату 500 г/м<sup>3</sup>. Низький темп нагнітання дозволяє додатково отримати до 5,50% газу і 5,18% конденсату, і при цьому захоронити до 3,6 Мт діоксиду вуглецю за 20-30 років нагнітання, що дорівнює 1,35% від річного обсягу викидів 2020 р за умови впровадження енергоефективності. Якщо цю технологію буде впроваджено на 70 об'єктах, Україна зможе повністю забезпечити вимоги з захоронення CO<sub>2</sub>.

7. Здійснено оптимізацію хімічних методів заводнення газоконденсатного покладу за наявності геологічних невизначеностей, однак через наявність останніх зробити однозначний висновок про перевагу одного з методів не є можливим. Розраховано

ефективність хімічних методів впливу на газоконденсатний поклад за умови оптимізації економічної ефективності (NPV). В цілому, використання хімічних методів не рекомендовано через відсутність або низьку економічну ефективність. Полімерне заводнення – єдиний метод, для якого отримано незначний позитивний економічний ефект.

8. Розраховано технологічну ефективність від форсування відборів шляхом зменшення робочих вибійних тисків за рахунок встановлення ДКС, як альтернативу до ППТ, що забезпечує додатковий видобуток газу порядку 6%, конденсату – до 5,4%, і є значно нижчим від методів активної дії підвищення вуглеводневилучення (заводнення забезпечує 16,5% додаткового конденсату, а нагнітання CO<sub>2</sub> – до 55,2%).

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Методологія наукових досліджень: навчальний посібник / О.М. Карпаш, П.М. Райтер, М. О. Карпаш – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 168 с.
2. Суходанова С.С. Создание 3D модели залежи с карбонатными трещиноватыми коллекторами на основе комплексирования гидродинамических, геофизических, сейсмических и промысловых данных (на примере нижнепермских отложений Варандейского месторождения): дис. канд. техн. наук; Институт проблем нефти и газа Российской академии наук. – М.: 2016. – 157 с.
3. Фірман М. Стан та перспективи нарощування ресурсної бази найбільшої газовидобувної компанії України. *Шоста міжнародна науково-практична конференція «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування»*. м. Трускавець, 7-11 жовтня 2019 р.
4. Гуревич Г.Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов // *Ежегодник "Итоги науки и техники", сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений*. – М.: ВИНТИ, 1985, т.16. – С.132-184.
5. Извлечение выпавшего конденсата на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения / М.А. Мартынова, Г.С. Степанова, О.Б. Качалов, Я.М. Расизаде // *Газовая промышленность*. – 1976. – №6. – С. 31-33.
6. Дорошенко В.М. Основні напрями вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні / В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, В.П. Гришаненко [та ін.] // *Нафтогазова галузь України*. – К., 2013. – № 2. – С. 27–30.
7. Єгер Д.О. Підвищення ефективності направлених методів інтенсифікації видобутку нафти і газу. – Л.: Ліга-Прес, 2003. – 160 с.
8. Бурачок О.В. Перспективи газоносності турнейських відкладів ДДЗ на прикладі Артюхівського родовища // *Стан і перспективи розробки нафтових родовищ України. Матеріали науково-практичної конференції* (м. Долина, 18-21 квітня 2006 р.). – Івано-Франківськ: ТзОВ "Супутники", 2006. – 80 с. – С. 46-50.

9. Бойчук Т.Р., Бурачок О.В., Заболотний Р.В. Перспективи розширення ресурсної бази Дніпровсько-Донецької западини за рахунок покладів турнею // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. №4 (25), 2007. – С. 111-115.
10. Кондрат О.Р. Прикладні і теоретичні основи підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ газу і нафти. Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук. Івано-Франківськ, 2014. – 44 с.
11. Вуктыл на этапе освоения новой технологии повышения углеводородоотдачи пласта / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, В.Г. Подюк, А.А.Захаров // *Газовая промышленность*. – 1993. – №4. – С. 32-33.
12. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления.– М.: Недра, 1976. – 183 с.
13. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620с.
14. Пат. 3150716 США, Pressurizing Oil Fields / Strelzoff Samuel, James George Russell; Заявлено 1.10.1959; Опубл. 29.09.1964.
15. Талдай И.В. Повышение конденсатоотдачи частично истощенной газоконденсатной залежи // *Газовая промышленность*. – 1989. – №11. – С.42-43.
16. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С. Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 880 с. ил.
17. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: «Струна», – 1998. – 628 с.
18. Burachok O. Enhanced Gas and Condensate Recovery: Published Pilot and Commercial Projects Review. *Nafta-Gaz 2021, no. 1*, pp. 20-25.
19. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Інтенсифікація видобутку газу і конденсату в заключний період розробки газоконденсатних родовищ // *Матеріали 5-ої Міжнародної конференції "Нафта і газ України-98"* (Полтава, 15-17 вересня 1998р.). – Полтава: УНГА. – 1998. – Том 2. – С. 58-59.

20. Коротаев Ю.П., Гуревич Г.Р., Мамовов И.М. Экспериментальное изучение процесса вытеснения двухфазной углеводородной смеси водой на модели пласта // Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ. – 1976. – №9. – С. 39-42.
21. Леонтьев И.А., Петренко В.И., Рассохин Г.В. Об эффекте вымывания конденсата пластовой водой при разработке газоконденсатных месторождений // *Газовое дело*. – 1968. – №3. – С. 3-5.
22. Методическое руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатотдачи) / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, О.Ф. Андреев и др. – М.: ВНИИГаз, 1987. – 106 с.
23. Бураков Ю.Г., Уляшев В.Е., Гужов Н.А. Анализ эффективности и механизма водогазового воздействия на выпавший в пласте конденсат // *Газовая промышленность*. – 1991. – №7. – С. 29-30.
24. Кондрат О.Р. Видобуток сконденсованих вуглеводнів з газоконденсатних родовищ // *Тези наук.-техн. конф. проф.-викл. складу ун-ту нафти і газу*. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, НДІ НГТ, 1998. – С. 155-156.
25. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 334 с.
26. Исследование вытеснения выпавшего в пласте конденсата при наличии связанной воды / Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Николаев, А.К.Курбанов и др. // *Газовая промышленность*. – 1990. – №7. – С. 49-50.
27. Тер-Саркисов Р.М. Использование обогащенного газа для повышения конденсатотдачи // *Газовая промышленность*. – 1982. – №10. – С. 26-28.
28. Тер-Саркисов Р.М. Исследование влияния состава нагнетаемого газа на извлечение выпавшего конденсата // В Сб. Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений Западной Сибири. – М.: ВНИИГаз, 1982. – С. 141-147.
29. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. – М.: Недра, 1979. – 335с.
30. Пат. 3215198 США, Pressure Maintenance for Gas Sands / Willman Bertram T. Заявлено; 14.12.1961; Оpubл. 2.11.1965.

31. Петренко В.И. Роль флюидодинамики в увеличении углеводородоотдачи недр. // *Обзор. информ., сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.* – М.ВНИИЭгазпром, 1985, вып. 7. – 50 с.
32. Петренко В.И., Ильченко Л.А., Доготь А.Я. Факторы, влияющие на углеводородоотдачу газоконденсатных месторождений в сложных геологических и термобарических условиях // *Обзор. информ., сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.* – М.: ВНИИЭгазпром. 1988, вып. 9. – 50 с.
33. Пат. 3149668 США, Gas Recovery from Gas Condensate Reservoirs / Arendz Harry S; Заявлено 10.12.1959; Оpubл. 22.09.1964.
34. Пат. 1407035 Франция, CIOy Ricuperation de gaz a partir de reservoir a condensate de gaz. – Заявлено 9.09.1964; Оpubл. 14.06.1965.
35. Басниев К.С., Ливада Г.М., Сошнин Н.М. Метод добычи выпавшего в пласте конденсата на поздней стадии разработки месторождений // *Реф. сб., сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.* – М.: ВНИИЭгазпром, 1973, №12. – С. 13-20.
36. Закачка сухого неравновесного газа на Вуктыльском НГКМ / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Николаев и др. // *Газовая промышленность.* – 1996. – №11-12. – С. 30-32.
37. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. – М.: Недра, 1992. – 255с.
38. Пат. 3149668 США, Gas Recovery from Gas Condensate Reservoirs / Arendz Harry S; Заявлено 10.12.1959; Оpubл. 22.09.1964.
39. Kumar A., Gohary M.E., Pedersen K.S., Azeem J. Gas Injection as an Enhanced Recovery Tchnique for Gas Condensates. A comparison of three Injection Gases. SPE 177778. *Abu Dhabi International Petroelum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 9-12 November 2015.*
40. Шмыгля П.Т. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1967, – 258 с.

41. Підвищення ефективності сайклінг процесу шляхом збагачення газу, який рециркулюється, азотом повітря / Ю.С. Бікман, П.М. Щербаков, С.О. Єгоров та ін. // *Збірник наукових праць "Матеріали 5-ої міжнародної наукової конференції Нафта-Газ України-98"*, Полтава, 15-17 вересня. – Полтава: УНГА, 1998, том. 2. – С. 21-22.

42. Кондрат О.Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених газоконденсатних родовищ // *Геотехнічна механіка*, 2015. №122. – С. 150-163.

43. Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатоотдачи / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, О.В. Клапчук, В.А. Николаев // *Обз. информ., сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. – М: ВНИИЭгазпром, 1980, вып. 6. – 39с.

44. Методическое руководство по применению растворителей при разработке нефтяных оторочек газоконденсатных месторождений / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, О.Ф. Андреев и др. – М.: ВНИИгаз, 1983. – 40с.

45. Азимов Э.Х., Мамиев Г.С., Юсуфзаде Б.Х. Об эффекте вымывания конденсата пластовой водой на месторождении Бахар // *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. – 1984. – №12. – С. 20-22.

46. Белкина Н.А., Ягубов М.С. О возможности выноса конденсата и рассеяной нефти из газоконденсатного месторождения при обводнении пласта // *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. – 1984. – №10. – С. 50-52.

47. Бер А.И., Рейтенбах В.Г., Турусов И.И. Доизвлечение выпавшего в пласте конденсата форсированием отбора жидкости в газоконденсатных скважинах // *Сб. докладов международной конференции "Разработка газоконденсатных месторождений": секция 3 "Разработка нефтегазоконденсатных месторождений"*. – Краснодар, 1990, С. 216-219.

48. Уляшев В.Е., Бураков Ю.Г. Экспериментальные исследования процессов вытеснения выпавшего в пласте конденсата водой и газом // *Сб. докладов международной конференции "Разработка газоконденсатных месторождений"*:



секция 3 "Разработка нефтегазоконденсатных месторождений". – Краснодар, 1990. – С. 163-166.

49. Уляшев В.Е., Истомина Г.Д. Результаты исследования возможности вытеснения выпавшего в пласте конденсата // *Сб. Технологические проблемы освоения газоконденсатных месторождений*. – М.: ВНИИГаз, 1986. – С. 37-46.

50. Уляшев В.Е., Истомина Г.Д. Результаты исследования вытеснения газа и конденсата водой из карбонатных пород // *Сб. Теория и практика разработки газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами*. – М.: ВНИИГаз, 1987. – С. 22-29.

51. Федотов И.Б. Исследование процесса вытеснения газоконденсатной смеси водой из трещиновато-пористого пласта // *Газовая промышленность*. – 1991. – №7. – с. 31.

52. Кондрат О.Р. Експериментальні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з газоконденсатних родовищ розчинами ПАР // *Нафтова і газова промисловість*. – 2000. – №1. – С. 34-38.

53. Проект доработки Гадячского газоконденсатного месторождения (горизонт В-16) с применением внутриконтурного (очагового) заводнения: Отчет по НИР (заключит.) / ИФГТУНГ – №ГР01840010650. – Ивано-Франковск, 1984. – 331 с.

54. Технология вторичной добычи конденсата из частично истощенной газоконденсатной залежи (на примере горизонта В-19б Анастасиевского месторождения Украинской ССР) / С.Н. Закиров, Е.И. Василевская, И.В.Талдай и др. – М.: 1985, вып. №2. – 59 с. (Препр. / ИПНГ АН СССР и Минобразования СССР).

55. Кондрат О.Р. Збільшення поточного видобутку газу і кінцевого газовилучення з виснажених родовищ природних газів / О.Р. Кондрат, Р.М. Кондрат // *Нафтогазова енергетика 2017: тези доп.; міжнар. наук.-техн. конф.*, м. Ів.-Франківськ, 15-19 трав. – Івано-Франківськ: Голіней О. М., 2017. – С. 55-56.

56. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Комплексна технологія збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ // *Наука та інновації*. – 2005. – Т 1. – №5. С. 24-29.

57. Кондрат Р.М., Єгер Д.О., Смолівик Л.В. Енергоощадні технології видобутку залишкових запасів вуглеводнів з частково виснажених родовищ природних газів // *Матеріали 2 наук.-техн. конф.* – Львів, 1997. – С. 58.

58. Дорошенко В.М., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Кондрат Р.М. Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2007. – №4. С. 108-110.

59. Кондрат Р. М. Проблеми видобування залишкових вуглеводнів з виснажених газових і газоконденсатних родовищ // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2001. – № 1. – С. 71-74.

60. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Середницький Л.М., Кучернюк А.В. Проблеми та шляхи видобутку залишкових вуглеводнів з виснажених газоконденсатних покладів // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2007, № 2(23), 5-14.

61. Кондрат О.Р., Кондрат Р.М., Смолівик Л.Р., Бурачок О.В. Підвищення вуглеводневилучення з виснажених родовищ природних вуглеводнів // *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази»*, 23-25 травня 2018 р. – Івано-Франківськ, 2018. – 367 с. – с. 204-206.

62. Бурачок О.В, Кондрат О.Р. Сучасні технології та світовий досвід підвищення вуглеводневилучення із газоконденсатних родовищ // *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази»*, 23-25 травня 2018 р. – Івано-Франківськ, 2018. – 367 с. – с. 210-213.

63. Кондрат О. Р. Лабораторні дослідження підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ // *Ж-л “Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ”*, 2015, № 3(56), 72-76.

64. Бурачок О.В. Аналіз стану та результатів сучасних досліджень із проблем підвищення конденсатовилучення. *Modern Engineering and Innovative Technologies*. 2020, Issue 13, Part 1, 41-57.
65. Вяхирев Р.И., Грищенко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880 с.: ил.
66. C.H. Whitson, A. Kuntadi. Khuff Gas Condensate Development. IPTC 10692. *International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 21-23 November 2005.
67. Alison G.B., Farfan P.F. Case History of the Gas-Condensate Cassia Field, Offshore Trinidad. OTC 5897. *21st Annual Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA, May 1-4, 1989.
68. Abasov M. et al. Geologic and Development Features of Marine Deep Gas-Condensate Fields in Azerbaijan. OTC 13224. *2001 Offshore Technoigy Conference*, Houston, Texas, USA, 30 April – 3 May, 2001.
69. Balasubramanian S., Wang B., Gunger E.P., Liang B., McKay D.M., Brinkman J.J., Ogden K.A., Kennedy D.D., Wilcox W.T., Yang A. Subsurface Appraisal and Field Development Planning of the Gas Condensate Field GVLA. OTC 24108. *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA, 6-9 May 2013.
70. Fishlock T.P., Smith R.A., Soper B.M., Wood R.W. Experimental Studies on the Waterflood Residual Gas Saturation and Its Production by Blowdown. SPE 15455, May 1988.
71. Matthews J.D., Hawes R.I., Hawkyard I.R., Fishlock T.P. Feasibility Studies of Waterflooding Gas-Condensate Reservoirs. SPE 15875. *Journal of Petroleum Technology*, August 1988.
72. Henderson G.D., Danesh A., Peden J.M. Water Flooding of Gas Condensate Fluids in Cores Above and Below the Dew-Point. SPE 22636. *SPE Advanced Technology Series*, Vol. 1, No. 2, July 1993, pp. 123-129.
73. Henderson G.D., Danesh A., Tehrani D.H., Peden J.M. Remobilisation of Trapped Hydrocarbons in Water-Invaded Zones of Gas Condensate Reservoirs. SPE 25070. *European Petroleum Conference*, Cannes, France, 16-18 November 1992.

74. Fishlock T.P., Probert C.J. Waterflooding of Gas-Condensate Reservoirs. SPE 35370. *1996 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, Oklahoma, USA, 21-24 April 1996.
75. Ping G., Yuanzhong C., Liping L., Jianfen D., Hong L., Jianyi L., Shilun L., Chang S. Experimental Studies on Injecting Wastewater to Improve the Recovery of Abandon Condensate Gas Reservoir. SPE 80517. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Jakarta, Indonesia, 15-17 April 2003.
76. El-Banbi A.H., Aly A.M., Lee W.J., McCain W.D. Jr. Investigation of Waterflooding and Gas Recycling for Developing a Gas-Condensate Reservoir. SPE 59772. *2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, 3-5 April 2000.
77. Abdul-Latif B.L., Dziwornu C.K., Phu Ha N., Riverson O. Modeling and Optimization of Waterflooding in Gas Condensate Reservoirs. SPE 182058. *SPE Russian Petroleum Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, 24-26 October 2016.
78. Piovesanel E., Claudel G., Atewologun A., Deyemi A., Yuh S. AKPO Condensate Field Case Study, Nigeria: 4D Seismic Monitoring of Complex Deepwater Turbidite Reservoir. IPTC 17035. *International Petroleum Technology Conference*, Beijing, China, 26-28 March 2013.
79. Bandele V., Claudel G. Leading Edge Subsurface Technologies for AKPO, A Complex Condensate Field. OTC 20990. *2010 Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA, 3-6 May 2010.
80. Ludot B., Delattre E. Drilling AKPO: 22 Wells Required, 22 Wells Delivered for Production Start Up and Plateau. OTC 20992. *2010 Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA, 3-6 May 2010.
81. Nelson S.G. AKPO: The Subsea Production System. OTC 20933. *2010 Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA, 3-6 May 2010.
82. Mygdal K.A. Adena – Largest Field in Denver Basin. *Geology of the Northern Denver Basin and Adjacent Uplifts*, Rocky Mountain Association of Geologists, 2009.

83. Lloyd D. Cason Jr. Waterflooding Increases Gas Recovery. SPE 12041. *Journal of Petroleum Technology*, October 1989.
84. Berman L., Ryzhik V., Mirotchnik K., Allsopp K. Development of Gas-Condensate Reservoirs by Directional Intracontour Waterflooding. SPE 59775. *2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, 3-5 April 2000.
85. Luo, K., Li, S., Zheng, X., Chen, G., Dai, Z., Liu, N. Experimental Investigation into Revaporization of Retrograde Condensate by Lean Gas Injection. SPE 68683. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Jakarta, Indonesia, 17-19 April 2001.
86. Kossack C.A., Opdal S.T. Recovery of Condensate From a Heterogeneous Reservoir by the Injection of a Slug of Methane Followed by Nitrogen. SPE 18265. *63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, Houston, Texas, USA, October, 1988.
87. Кривуля С.В. Проблеми та перспективи дорозробки Шебелинського ГКР / С.В. Кривуля, Є.С. Бікман, Ю.Л. Фесенко, А.П. Вахрив, В.В. Соболев, О.М. Щирба // *Нафтогазова енергетика 2017: тези доп.; міжнар. наук.-техн. конф.*, м. Ів.-Франківськ, 15-19 трав. – Івано-Франківськ: Голіней О. М., 2017. – С. 85-87.
88. Нестеренко О.Г. Перспективи впровадження малогабаритних ДКС (МДКС) з метою стабілізації видобутку газу з родовищ України / О.Г. Нестеренко, Є.С. Бікман, С.В. Кривуля, П.Є. Жарков // *Компрессорное и энергетическое машиностроение*, 2015, №1 (39), С. 2-6.
89. Бікман Є.С. Оптимізація сайклінг-процесу в умовах розробки фаменських покладів Тимофіївського та Куличихинського НГКР // *Нафтогазова енергетика 2017: тези доп.; міжнар. наук.-техн. конф.*, м. Ів.-Франківськ, 15-19 трав. – Івано-Франківськ: Голіней О. М., 2017. – С. 89-93.
90. Бікман Є.С. Стратегія розробки газоконденсатних родовищ України з використанням азоту для підтримання пластового тиску / Є.С. Бікман, С.В. Кривуля, О.В. Ляшенко, І.І. Хомин, О.Г. Нестеренко, Я.С. Яремійчук // *Компрессорное и энергетическое машиностроение*, 2011, №3 (25), С. 15-18.

91. Бікман Є.С. Технологія збагачення газу азотом при сайклінг-процесі на Тимофіївському та Куличихинському НГКР з одночасним виробництвом метанольного продукту / Є.С. Бікман, С.О. Єгоров, К.С. Курочкін // *Компрессорное и энергетическое машиностроение*, 2014, №1 (35), С. 2-6.

92. Бікман Є.С. Оптимізація систем розробки газоконденсатних родовищ України з високим вмістом вуглеводнів  $C_{5+}$  в пластовому газі / Є.С. Бікман, В.В. Дячук // *Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць*. – Київ, 2006. – Вип. 3. – С. 165–168.

93. Deepak K. Gupta et al. Fluid Characterization and Modeling of Compositional Variation, Dukhan Field, Qatar. IPTC 13657. *International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 7-9 December 2009.

94. Miller M.G., Lents M.R. Performance of Bodcaw Reservoir, Cotton Valley Field Cycling Project; New Methods of Predicting Gas-condensate Reservoir Performance Under Cycling Operations Compared to Field Data. API-46-128. Mid Continent District, Division of Production, Oklahoma City, June 6-7, 1946.

95. Shtepani E., Thomas F.B., Bennion D.B. New Approach in Gas Injection Miscible Processes Modelling in Compositional Simulation. PETSOC-06-08-01. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, August 2006, Volume 45, No. 8, pp. 35-40.

96. Тер-Саркисов Р.М. Новая концепция воздействия на газоконденсатную залежь / Р. М. Тер-Саркисов // *Газовая промышленность*. – 1997. – № 6. – С. 16-18.

97. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. – М.: ОАО «Издательство «Недра»», 1999. – 659 с.: ил.

98. Тер-Саркисов Р.М. Гидродинамическое моделирование активных методов разработки газоконденсатных месторождений / Тер-Саркисов Р.М., Николаев В.А., Яковенко А.В. // *Нефтегазовое дело*. – 2015. – т.13, №2. – С. 68-73.

99. Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатоотдачи / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, О. В. Клапчук [и др.] //

*Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд.* – М: ВНИИЭГазпром. – 1980. – Вып. 6. – 39 с.

100. Закиров С. Н. Повышение конденсатоотдачи пласта / С. Н. Закиров, Б. А. Алиев // *Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд.* – М.: ВНИИЭГазпром. – 1985. – Вып. 4. – 46 с.

101. Bedrikovetsky, P. Enhanced Gas-Condensate Recovery in Complex Reservoirs: Pilots and Models. SPE 39056. *Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition*, Rio de Janeiro, Brazil, 30 August – 3 September 1997.

102. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом із виснаженого газового родовища за різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2016, № 1(58), 60-67.

103. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2016, №2(59), 51-57.

104. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив розміщення видобувних свердловин на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2017, № 4(65), 34-39.

105. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив темпу законтурного нагнітання азоту у виснажений газовий поклад кругової форми на коефіцієнт вилучення залишкового газу // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2018, № 2(67), 70-74.

106. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів // *Нафтогазова енергетика*, 2018, № 2(30), 7-16.

107. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Оцінка технологічної ефективності роботи і зупинки видобувних свердловин під час нагнітання азоту у виснажений газовий поклад // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2018, № 3(68), 7-11.

108. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2018, № 4(69), 15-22.

109. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.І. Вплив систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2019, № 1(70), 33-40.

110. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Видобування залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням азоту // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2019, № 2(71), 20-29.

111. Установка по удалению азота. Електронний ресурс. <https://www.engineering-airliquide.com/ru/ustanovka-po-udaleniyu-azota> .

112. Saenger P., Hagoort J. Recovery of Gas Condensate by Nitrogen Injection Compared With Methane Injection. SPE 30795. SPE Journal, March 1998, pp. 26-33.

113. Siregar, S., Hagoort, J., Ronde, H. Nitrogen Injection vs. Gas Cycling in Rich Retrograde Condensate-Gas Reservoirs. SPE 22360. *SPE International Meeting on Petroleum Engineering*, Beijing, China, 24-27 March 1992.

114. Paris Agreement. Електронний ресурс.  
[https://en.wikipedia.org/wiki/Paris\\_Agreement](https://en.wikipedia.org/wiki/Paris_Agreement)

115. UNFCCC Paris Agreement, 2015. Електронний ресурс.  
[https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf)

116. Al-Hashami A., Ren S.R., Tohidi B. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics. SPE 94129. *SPE Europec/EAGE Annual Conference*, Madrid, Spain, 13-16 June 2005.



117. Gachuz-Muro, H., Gonzalez-Valtierra, B., Luna-Rojero, E., Aguilar-Lopez, B., Pineda-Munoz, A. Laboratory tests with CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> and lean natural gas in naturally fractured gas-condensate reservoir under HP/HT conditions. SPE 142855. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, 19-21 July 2011.
118. Soroush M., Hoier L., Kleppe J. CO<sub>2</sub> injection and CO<sub>2</sub> WAG in Dipping Gas Condensate and Oil Reservoirs. SPE 154062. *Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 April 2012.
119. Uchenna O. Analysis and Potential of CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff for Near Wellbore Condensate Removal and Enhanced Gas Recovery. SPE 160917-STU. *SPE International Student Paper Contest at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, 8-10 October 2012.
120. Whitson C.H., Kuntadi, A. Khuff Gas Condensate Development. IPTC 10692. *International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 21-23 November 2005.
121. Al-Abri A., Sidiq H., Amir R. Enhanced Natural Gas and Condensate Recovery by Injection of Pure SCO<sub>2</sub>, Pure CH<sub>4</sub> and Their Mixtures: Experimental Investigation. SPE 124145. *2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, USA, 4-7 October 2009.
122. Narinesingh J., Alexander D. Injection Well Placement Analysis for Optimizing CO<sub>2</sub> Enhanced Gas Recovery Coupled With Sequestrations in Condensate Reservoirs. SPE 180866. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, Port of Spain, Trinidad and Tobago, 13-15 June 2016.
123. Skauge A., Stensen J. A. Review of WAG Field Experience. 1st International Conference and Exhibition: Modern Challenges in Oil Recovery, 19-23 May 2003, Moscow, Russia.
124. Jones L.G., Cullick A.S., Cohen M.F. WAG Process Promises Improved Recovery in Cycling Gas Condensate Reservoirs: Part 1 – Prototype Reservoir Simulation Studies. SPE 19113. *SPE Gas Technology Symposium*, Dallas, Texas, 7-9 June 1989.

125. Cullick A.S., Lu H.S., Jones L.G., Cohen M.F., Watson J.P. WAG May Improve Gas-Condensate Recovery. SPE 19114. *SPE Reservoir Engineering Journal*, August 1993, pp. 207-213.
126. Allinson W.G., Cinar Y., Neal P.R. et al. CO<sub>2</sub>-Storage-Capacity – Combining Geology, Engineering, and Economics. SPE 133804. *SPE Econ & Mgmt* 6(1), 2014. pp.15-17.
127. Sheng J. J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Burlington, MA, USA: Elsevier Inc., 2011.
128. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited – Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. SPE 39234. *SPE Reservoir Engineering*, August 1997. pp. 199-205.
129. Al Attas S. Safe Execution of a World Class EGR Facility in Abu Dhabi – The Elixier Mirfa Project. IPTC 17627. *International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 20-22 January 2014.
130. Атлас родовищ нафти і газу України. В шести томах. Т. 2: Східний нафтогазоносний регіон. – Львів: УНГА, 1998. – 923 с.
131. Рудий С. М., Рудий М. І., Кондрат О. Р. Використання карпатолу для дії на продуктивні пласти нафтових і газоконденсатних свердловин // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2014. – № 2(51). – С. 156-164.
132. Мислюк М.А., Зарубін Ю.О. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі: Навчальний підручник. Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496 с.: іл.
133. Бурачок О.В. Дослідження фільтрації багатокomпонентної суміші у газоконденсатному покладі // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. №1(14), 2005. – С.55-58.
134. Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. – М.: ООО «Белый Ветер», 2016. – 404 с.

135. Newton's method. Электронный ресурс  
[https://en.wikipedia.org/wiki/Newton%27s\\_method](https://en.wikipedia.org/wiki/Newton%27s_method)
136. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002, 140 стр.
137. Fanchi J.R. Principles of applied reservoir simulation. 2nd edition. Burlington, MA, USA: Elsevier, 2001.
138. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 416 стр.
139. Applied Reservoir Simulation with ECLIPSE. Training and Exercise Guide. Version 2016. NExT a Schlumberger Company, 2017. – 437 pages.
140. Zhang J., Delshad M., Sepehrnoori K., Pope G.A. An Efficient Reservoir Simulation Approach to Design and Optimize Improved Oil Recovery Processes with Distributed Computing. SPE 94733. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Rio de Janeiro, Brazil, 20-23 June 2005.
141. Zerpa L.E., Queipo N.V., Pintos S., Salager J.-L. An Optimization Methodology of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Processes Using Field Scale Numerical Simulation and Multiple Surrogates. SPE 89387. *2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, USA, 17-21 April 2004.
142. Horowitz F., Guimaraes L.J., Dantas V., Bastos Afonso S.M. A Concurrent Efficient Global Optimization Algorithm Applied to Polymer Injection Strategies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, Vol. 71, Issues 3-4, April 2010, pp. 195-204.
143. Al Sofi A.M., Blunt M.J. Polymer Flooding Design and Optimization Under Uncertainty. SPE 145110. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, 19-21 July 2011.
144. Chugunov N., Stabinski E., de Loubens R. Method for Uncertainty Quantification in the Performance and Risk Assessment of a Carbon Dioxide Storage Site. US Patent 8,548,785. (Granted in 2013).

145. Chugunov N., Ramakrishnan T.S., Lukyanov A., Bailey W.J., Wilkinson D. Method for Adaptive Optimization of EOR Performance under Uncertainty. SPE 173295. *SPE Reservoir Simulation Symposium*, Houston, Texas, USA, 23-25 February 2015.
146. Morton K.L., Booth R.J.S., Chugunov N., Biryukov D., Fitzpatrick A., Kuchuk F.J. Global Sensitivity Analysis for Natural Fracture Geological Modeling Parameters from Pressure Transient Tests. SPE 164894. *EAGE Annual Conference and Exhibition incorporating SPE Europec*, London, UK, 10-13 June 2013.
147. Siddiqui M.A.Q., Al-Nuaim S., Khan R.A. Stochastic Optimization of Gas Cycling in Gas Condensate Reservoirs. SPE 172107. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, 10-13 November 2014.
148. Siddiqui M.A.Q., Al-Nuaim S., Khan R.A. Well Placement and Rate Optimization for Gas Cycling in Gas Condensate Reservoirs. SPE 172641. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Bahrain, 8-11 March 2015.
149. Nelder J.A., Mead R. A simplex method for function minimization. *Computer Journal*, vol. 7, 1965, pp. 308-313.
150. Petrel Help. Version 2019.2. Schlumberger.
151. Burachok O., Kondrat O. Optimization of Gas-condensate Reservoir EOR Technology under Geological Uncertainties, *EAGE IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*, Pau, 8-11 April 2019, France, Tu P14.
152. Yilmaz O. *Seismic Data Processing*. Society of Exploration Geophysicists, 1987, 526 p.
153. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / В.Н. Косков, Б.В. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.
154. Запивалов Н.П., Смирнов Г.И. О фрактальной структуре нефтегазовых месторождений // Докл. РАН. – 1995. – Т. 341. – №1. – С. 110-112.
155. Леванова Е.В. Фрактальный анализ основных показателей разработки объектов терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения // *Ашировские*

чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. Том II. – Самара, Самар. гос. техн. ун-т, 2012. – С. 254-256.

156. Dimri V.P., et al. Fractal Models in Exploration Geophysics: Applications to Hydrocarbon Reservoirs, Elsevier Science & Technology, 2012.

157. Симонян Г.С. Фрактальность нефтяных залежей и нефти // *Технология нефти и газа*. – 2015. № 3. – с. 24-31.

158. Бурачок А.В. Применение теории фракталов для моделирования строения коллекторов нефти и газа // *Тезисы докладов Второй Сибирской международной конференции молодых ученых по наукам о Земле*. – Новосибирск: Новосиб. Гос. ун-т, 2004. – 213 с. – С. 30-32.

159. Massonnat G., Bachtanik C., Tutenuit E., Gouel P., Carles N. Early Evaluation of Uncertainties in the Incremental Condensate Recovery Through a Gas Cycling Process. SPE 30569. SPE Journal, Volume 2, March 1997. Pp. 33-47.

160. Karra S., Egbogah E.O., Yang F.W. Stochastic and Deterministic Reserves Estimation in Uncertain Environments. SPE 29286. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, March 20-22, 1995*.

161. Rautman C.A., Flint A.L. Deterministic Geologic Processes and Stochastic Modeling, DE92 005457, U.S. Department of Energy, 1991,

162. He Y., Chen D., Li B.G., Huang Y.F., Hu K.L., Li Y., Willett I.R. Sequential indicator simulation and indicator kriging estimation of 3-dimensional soil textures. *Australian Journal of Soil Research*, 2009, 47, pp. 622-631.

163. Shaw A.L., Cunningham A.B., Johnson S.R., Pearce S.R., Adamson G.R. Comparison of Stochastic and Deterministic Geologic Models Used in Reservoir Simulations for the Endicott Field, Alaska. SPE 26072. *Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, U.S.A., 26-28 May 1993*.

164. Wainwright J., Mulligan M. Edited by. Environmental Modelling: Finding Simplicity in Complexity, Second edition. John Wiley & Sons, Ltd., 2013.

165. Ricardo A.O. A Practical Primer on Geostatistics: U.S. Geological Survey, Open-file report 2009-1103, 2009, 346 p.
166. Геостатистика: теория и практика / В. В. Демьянов, Е. А. Савельева; под ред. Р. В. Арутюняна; Ин-т проблем безопасного развития атомной энергетики РАН. – М.: Наука, 2010. – 327 с.
167. Overeem I. Geological Modeling: Deterministic and Stochastic Models. Community Surface Dynamics Modeling System, University of Colorado at Boulder, September 2008. Электронный ресурс.  
[https://csdms.colorado.edu/mediawiki/images/Lecture\\_4\\_objects.pdf](https://csdms.colorado.edu/mediawiki/images/Lecture_4_objects.pdf)
168. Geomodeling Knowledge. Электронный ресурс. <https://gmdk.ca/intro-geomodeling/chapter-2-geostatistics/2-4-kriging-simulation-dense-dataset>.
169. Journel A.G., Huijbregts C.J. Mining Geostatistics. London: Academic Press, 1978, 600 p.
170. Deutsch C. A sequential indicator simulation program for categorical variables with point and block data: BlockSIS. Computers & Geosciences 32, 2006, pp. 1669-1681.
171. Deutsch C. Geostatistical Reservoir Modelling. — [S. 1.]: Oxford Univ. Press., 2002.
172. Deutsch C., Journel A.G. GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide. — [S. 1.]: Oxford Univ. Press., 1998.
173. Romi A., Burachok O., Nistor M.L., Spyrou C., Seilov Y., Djuraev O., Matkivskiy S., Grytsai D., Goryacheva O., Soyma R.. Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin, *Fourth EAGE Conference on Petroleum Geostatistics*, 2-6 September 2019, Florence, Italy, ThP11.
174. Sharifi M., Kelkar M., Bahar A., Slettebo T. Dynamic Ranking of Multiple Realizations by Use of the Fast-Marching Method. SPE 169900, *SPE Journal*, December 2014, pp. 1069-1082.

175. Kelkar M.G., Pochampally S., Bahar A., Sharifi M. Dynamic vs. Static Ranking: Comparison and Contrast in Application to Geo-Cellular Models. SPE 170682. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands, 27-29 October 2014.
176. Singh A.P., Maucec M., Carvajal G.A., Mirzadeh S., Knabe S.P., Al-Jasmi A.K., El Din I.H.. Uncertainty Quantification of Forecasted Oil Recovery Using Dynamic Model Ranking with Application to a ME Carbonate Reservoir. IPTC 17476. *International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 20-22 January 2014.
177. Tang H. Using Production Data to Mitigate Reservoir Connectivity Uncertainty. IPTC 11119. *International Petroleum Technology Conference*, Dubai, UAE, 4-6 December 2007.
178. Askari A.A., Bashiri G., Kamali M.R. Model Ranking and Optimization of Fractured Reservoir Using Streamline Simulation, Case Study a Gas Condensate Reservoir. SPE 126074. *2009 SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*, Al Khobar, Saudi Arabia, 09-11 May 2009.
179. Gilman J.R., Meng H.-Z., Uland M.J., Dzurman P.J., Cosic S. Statistical Ranking of Stochastic Geomodels Using Streamline Simulation: A Field Application. SPE 77374. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, 29 September – 2 October 2002.
180. Ali Virk M.M. Ranking of Stochastic Seismic Inversion Realizations Using Streamline Simulations. SPE 156206. *SPE/PAPG Annual Technical Conference*, Islamabad, Pakistan, 22-23 November 2011.
181. Mace L., Bogush A.. Improved Resources and Reserves Estimation with the Combined Use of Scenario-Based Geological Models and Flow-Based Connectivity. SPE 183916. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Kingdom of Bahrain, 6-9 March 2017.
182. Ziegler P.A. Geological Atlas of Western and Central Europe 2nd Edition. Shell Internationale Petroleum Mij, BV and Geological Society, 1990, pp. 1-239.

183. Trusheim F. Über Diskordanzen im Mittleren Buntsandstein Norddeutschlands zwischen Ems und Weser. *Erdöl-Zeitschrift*, 77, 1961, pp. 361-367.

184. Röhling H.G. A lithostratigraphy subdivision of the Lower Triassic in the Northwest German Lowland and the German Sector of the North Sea, based on gamma-ray and sonic Logs. *Geologisches Jahrbuch, Reihe A Beiheft* 119, 1991, pp. 3-24.

185. Stollhofen H., et al. Upper Rotliegend to Early Cretaceous basin development. In: *Dynamics of Complex Intracontinental Basins: The Central European Basin System*, Springer-Verlag, 2008, pp. 181-210.

186. Zeug M. Using magnetic methods for reservoir characterization of the Buntsandstein, Early Triassic, Central Germany. Dipl.-Thesis, University of Potsdam, 2012.

187. Denney D. Statistical Ranking of Stochastic Geomodels Using Streamline Simulation. *Journal of Petroleum Technology*, February 2003, pp. 62-63.

188. Burachok O., Zeug M. Ranking and Representative Model Selection: Eliminating the Gap Between Static Volumetric and Flow-Based Approaches, International Scientific and Technical Conference “Geopetrol 2018”, Zakopane-Koscielisko, September 17-20, 2018. pp. 927-936.

189. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. SPE Monograph Series, Volume 20. Richardson, Texas, 2000.

190. Брусиловский А.И. Методология и результаты применения кубических уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных углеводородных флюидов / *Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей в 2 ч.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – ч. 2. – с. 150-165. – (Вести газовой науки).

191. ASTM D86-15. Standard test method for distillation of petroleum products and liquid fuels at atmospheric pressure. PA: ASTM International, 2015. <http://www.astm.org>

192. Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. Эффективный метод построения и адаптации PVT-моделей пластовых флюидов газоконденсатных месторождений и



газовых шапок нефтегазоконденсатных залежей // *Нефтяное хозяйство*. – 2015. – №1. – С. 56-60.

193. Verrill R.C., Hartman K.J., Creek J.L. A Comparison of Equation of State Tuning Methods. SPE 28589. *SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, USA, 25-28 September 1994.

194. Thomas F.B., Shtepani E., Imer D., Bennion D.B. How Many Pseudo-Components Are Needed to Model Phase Behavior? *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 41, No.1, January 2002.

195. Shtepani E. R., Weinhardt B. E., Potsch K. T. A New Modification of Cubic EOS Improves Prediction of Gas Condensate Phase Behavior. SPE 36924. *1996 SPE European Petroleum Conference*, Milan, Italy, 22-24 October 1996.

196. Burachok O. EOS PVT modeling of gas-condensate fluids with limited lab experimental data. *Student Technical Congress Program, German Section SPE*, 14-15 November 2019, Aachen, Germany. Page 58.

197. Бурачок О.В., Першин Д.В., Матківський С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р. Особливості відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, № 1(74), 2020, С. 82-88.

198. Бурачок О.В., Кондрат О.Р., Бікман Є.С., Матківський С.В., Першин Д.В. Особливості створення PVT-моделей за умови обмеженої вхідної інформації // *Modern science: problems and innovations. Abstracts of the 5th International scientific and practical conference*. SSPG Publish. Stockholm, Sweden. 2020. Pp. 21-27.

199. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L., Grytsai D., Matkivskiy S., Bikman Y., Kondrat O. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. *82nd EAGE Annual Conference & Exhibition*, 8-11 December 2020.

200. Pedersen K.S. et al. Characterization of gascondensate mixtures, in: Chorn L.G., Mansoori G.A. (edited by) *C<sub>7+</sub> fraction characterization*, New York, Taylor & Francis, 1989, pp. 137-152.

201. Whitson C. H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions // SPE Reservoir Engineering. – 1983. – P. 683-694. SPE 12233.

202. Zeng H., Zou F., Lehne E., Zuo J.Y., Zhang D. Gas Chromatograph Applications in Petroleum Hydrocarbon Fluids. Published in Advanced Gas Chromatography – Progress in Agricultural, Biomedical and Industrial Applications. Edited by Mustafa Ali Mohd. IntechOpen, March 21st 2012.

203. Coats K.H., Smart G.T. Application of a regression-based EOS PVT program to laboratory data, SPE Reservoir Engineering, 1, 1986, 277-299.

204. Григорьев Б.А., Брусиловский А.И. Зинченко И.А. Математическое моделирование пластовых систем, уравнения состояния и фазовые равновесия пластовых флюидов и их компонентов // Вести газовой науки. – 2016. – №4 (28). – С. 13-20.

205. Semenov A.A., Allouti A. Evaluation of Efficiency Gas EOR Techniques Using Advanced PVT-model. SPE 183407. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 7-10 November 2016.

206. Бурачок О.В., Першин Д.В., Матківський С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Філатов В.Ю. Перевірка якості створення PVT-моделі газоконденсатної пластової системи за допомогою концепції однокоміркової гідродинамічної моделі // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Хімія, хімічна технологія та екологія, № 2 (4), 2020, С. 49-56.

207. Ceragioli P. Gas Injection: Rigorous Black-Oil or Fast Compositional model? IPTC 12867. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3-5 December 2008.

208. Fevang O., Singh K., Whitson C.H. Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs. SPE 63087. 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1–4 October 2000.

209. Inzgec B., Barrufet M.A. Performance Analysis of a Modified Black-Oil Model for a Rich Gas Condensate Reservoir. PETSOC-2005-018. Petroleum Society's 6th Canadian

*International Petroleum Conference (56th Annual Technical Meeting)*, Calgary, Alberta, Canada, June 7-9, 2005.

210. Бурачок О.В., Першин Д.В., Матківський С.В., Кондрат О.Р. Дослідження межі застосування PVT-моделі «чорної нафти» для моделювання газоконденсатних покладів // *Мінеральні ресурси України*, 2020, № 2, С. 43-48.

211. Kenyon D.E., Alda Behie G. Third SPE Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs. SPE 12178. *1983 SPE Reservoir Simulation Symposium*, San Francisco, USA, Nov. 15-18, 1983.

212. Killough J.E., Kossack, C.A. Fifth Comparative Solution Project: Evaluation of Miscible Flood Simulators. SPE 16000. *Ninth SPE Symposium on Reservoir Simulation*, San Antonio, Texas, February 1-4, 1987.

213. Firoozabadi A., Thomas L.K. Sixth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Dual-Porosity Simulators. SPE 18741. *SPE Symposium on Reservoir Simulation*, Houston, TX, February 6-8, 1989.

214. Бурачок О.В., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Аналіз результатів незмішувального витіснення конденсату з використанням азоту і вуглекислого газу / *Науковий огляд*, №7(70), 2020, 47-61.

215. ECLIPSE Technical Description. Version 2019.1. Schlumberger.

216. Ahmadi, K., Johns, R.T. Multiple Mixing-Cell Method for MMP Calculations. SPE 116823. *2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, USA, 21-24 September 2008.

217. Burachok O.V., Kondrat O.R., Matkivskyi S.V. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development // *Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons – 2020*. E3S Web of Conferences 230, 01010 (2021).

218. Al Attas S. Safe Execution of a World Class EGR Facility in Abu Dhabi – The Elixir Mirfa Project. IPTC 17627. *International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 20-22 January 2014.

219. El Gohary M., Al Bairaqa A.M., Bradley D.C, Saeed Y. Comparison of Condensate Recovery by Hydrocarbon and Nonhydrocarbon Injection. SPE 177674. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 9-12 November 2015.

220. Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 1998. Електронний ресурс. [https://unfccc.int/kyoto\\_protocol](https://unfccc.int/kyoto_protocol)

221. Burachok O., Nistor M.L., Sosio G., Kondrat O., Matkivskyi S. Evaluation of potential applicability of depleted gas-condensate fields for CO<sub>2</sub> sequestration and EOR: synthetic case study. *EAGE 1st Geoscience & Engineering in Energy Transition Conference*, 16–18 November 2020, Strasbourg, France.

222. Shtepani E. CO<sub>2</sub> sequestration in Depleted Gas/Condensate Reservoirs. SPE 102284. *2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, U.S.A., 24-27 September 2006.

223. Matkivskyi S.V., Kondrat O.R., Burachok O.V. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development // *Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons – 2020*. E3S Web of Conferences 230, 01011 (2021).

224. Paris Agreement, 2015. Електронний ресурс. [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf)

225. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, Київ, 2018. – 79 с.

226. What is CCUS. Електронний ресурс. <https://co2crc.com.au/about-ccus/what-is-ccus/>

227. Бурачок О.В., Кондрат О.Р. Синергія при нагнітанні CO<sub>2</sub> у виснажений газоконденсатний поклад: геологічне захоронення та додатковий видобуток вуглеводнів // *Енергоефективність: наука, технології, застосування: Матеріали V Всеукраїнської науково-практичної конференції*. Частина I. Київ, 25 листопада 2020 р. – Київ: НПУ імені М.П. Драгоманова, 2020. – 56 с. – С. 11-14.

228. Chang Y-B., Coats B.K., Nolen J.S. A Compositional Model for CO<sub>2</sub> Floods Including CO<sub>2</sub> Solubility in Water, *SPE Res. Eval. & Eng.*, 155-160, April 1998.

229. Кондрат О.Р., Бурачок О.В. Оцінка ефективності використання вуглеводневих розчинників для підвищення конденсатовилучення // *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази»*, 08-09 грудня 2020 р. – Івано-Франківськ, 2020. – 189 с. – С. 104-106.

230. Carlson F. M. Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Non-Wetting Phase. SPE 10157. *SPE Annual Technical Conference & Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, October 5-7, 1981.

231. Killough J.E. Reservoir Simulation with History-dependent Saturation Functions. SPE 5106, *Society of Petroleum Engineers Journal*, 16, No. 1, 1976, pp. 37-48.

232. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of porous media. *Hydrological Papers*. 3, 1964.

233. Corey A.T. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities. *Prod. Monthly*. 19(1), Nov. 1954, pp. 38–41.

234. Li K., Horne R.N. Comparison of methods to calculate relative permeability from capillary pressure in consolidated water-wet porous media. *Water Resources Research*, 42, W06405, 2006.

235. Mitchell P., Al-Hosani I., Al-Mehairi Y., Zubair Kalam M. Importance of Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) Measurements at Pseudo Reservoir Conditions. SPE 117945. *2008 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, 3-6 November 2008.

236. Comisky, J.T., Newsham, K.E., Rushing, J.A., Blasingame, T.A. A Comparative Study of Capillary-Pressure-Based Empirical Models for Estimating Absolute Permeability in Tight Gas Sands. SPE 110050. *2007 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Anaheim, California, U.S.A., 11-14 November 2007.

237. Hernandez I., Farouq Ali S.M., Bentsen R.G. First Steps for Developing an Improved Recovery Method for a Gas Condensate Reservoir. PETSOC-99-13. 1999 CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Digging Deeper, Finding a Better Bottom Line, Calgary, Alberta, Canada, June 14-18, 1999.

238. Xi F., Ma Y., Deng Z.-Z., Liu W.-H., Lu X.-H. Polymer flooding test in the heterogeneous Xia-er-men oilfield of large channels. *Petroleum Exploration and Development*, 28 (4), 2001, pp. 86-88.

239. Yi G.C., Gu Y.-Q., Gu, Y.-T., Zheng T.C. Performance analysis of polymer flooding in Gudong Block 8. *Oil and Gas Recovery Technology*, 6 (4), 1999, pp. 13-18.

240. Zhou S.W., Han M., Xiang W.T, Zhang J., Zhou W., Jiang W. Application of polymer flooding technology in a Bohai Offshore Field. *China Offshore Oil and Gas*, 18 (6), 2006, pp. 386-412.

241. Han M., Xiang W.-T., Zhang J., Jiang W., Sun F.-J. Application of EOR technology by means of polymer flooding in Bohai Oil Fields. SPE 104432. *International Oil and Gas Conference and Exhibition*, Beijing, China, 5-7 December 2006.

242. Li Z.-Q. A commercial scale polymer flooding test in Gudao Zhong-1 block of high water cut. *Petroleum Exploration and Development*, 31 (2), 2004, pp. 165-167.

243. Zhang J.-F., Wang K.-L., He F.-Y., Zhang F.-L. Ultimate evaluation of the alkali/polymer combination flooding pilot test in XingLongTai Oil Field. SPE 57291. *SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, 25-26 October 1999.

244. Pal M., Tarsauliya G., Patil P., Rohilla N., Mounzer H., Bacaud B., Gilani S.F., Katiyar A., Rozwski P. Dreaming Big "Surfactant Injection in a Giant Offshore Carbonate Field", From Successful Injection Trials to Pilot Design and Implementation. *IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*. 8-11 April 2019, Pau, France. Mo A 12.

245. Yan Y.-L., Zheng H.-M., Liu B., Jiang F.-J. Alternative polymer injection through the same well to improve injection profile in high permeability contrast layers. In: Yan, C.-Z., Li, Y. Tertiary Oil Recovery Symposium. *Petroleum Industry Press*, 2005, pp. 42-47.

246. Goudari A., Delshad M., Sepehnoori K. A Critical Assessment of Several Reservoir Simulators for Modeling Chemical Enhanced Oil Recovery Processes. SPE 163578. *SPE Reservoir Simulation Symposium*, Woodlands, Texas, USA, 18-20 February 2013.

247. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall, Eaglewood Cliffs, New Jersey, 1989.

248. Tavassoli S., Lu J., Pope G. A., Sepehrnoori K. Investigation of the Critical Velocity Required for a gravity-Stable Surfactant Flood. SPE 163624. *SPE Journal*, October 2014, pp. 931-942.

249. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

250. Topini C., De Simoni M., Dovera L., Rotelli F., Bartosek M., Abrar A., Renna D., Braccalenti E. Foam to Optimize Gas Injection Development Scheme: Labs Evidence and Simulation Forecast of Gas Control Efficiency. *IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*. 8-11 April 2019, Pau, France. Tu A 06.

251. Ma K., Mateen K., Ren G., Luo H., Neillo V., Blondeau C., Bourdarot G., Morel D., M'barki O., Nguyen Q. Parameter Estimation of a Population-balance Foam Model Using Two-step Multi-variable Search. *IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*. 8-11 April 2019, Pau, France. Tu A 07.

252. Groot H., Groenenboom J., Kechut N.I., Rahayu Razali N.M., Vincent-Bonnieu S., Mar-Or A. Screening and Uncertainty Assessment of Foam-Assisted Water-Alternate Gas Injection. *IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*. 8-11 April 2019, Pau, France. Tu A 08.

253. Yu G., Vincent-Bonnieu S., Rossen W. Foam Propagation at Low Superficial Velocity: Implications for Long-Distance Foam Propagation. *IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery*. 8-11 April 2019, Pau, France. Tu A 10.

254. Salazar Castillo R.O., Rossen W. Coreflood Study of Non-Monotonic Fractional-Flow Behavior with Foam: Implications for Surfactant-Alternating-Gas Foam EOR. *IOR 2019*

– 20th European Symposium on Improved Oil Recovery. 8-11 April 2019, Pau, France. Tu A 11.

255. Burachok O., Kondrat O., Matkivskii S., Khaidarova L. Application of CEOR optimization method for gas-condensate reservoir below dewpoint: Synthetic case study. *Oil Gas European Magazine*, 46 Edition, Issue 4/2020, pp. 41-49.

256. Nadwani S.K., Chakraborty M., Gupta S. Adsorption of Surface Active Ionic Liquids on Different Rock Types under High Salinity Conditions. *Scientific Reports*, 9:14760, 2019.

257. Yang C.-Z., Yan H.-K., Li G.-Z., Cui G.-Z., Yuan H. Adsorption mechanisms and chromatographic separation. In Yu J.-Y., Song W.-C., Li Z.-P., et al., *Fundamentals and Advances in Combined Chemical Flooding, chapter 6*. China Petrochemical Press, 2002.

258. Todd M., Longstaff W. The Development, Testing and Application of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance. SPE 3484. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 24, No. 7, 1972, pp. 874-882.

259. Brownell L.E., Katz D.L. Flow of fluids through porous media, part II, simultaneous flow of two homogeneous phases. *Chemical Engineering Processes*, 43, 1947, pp. 601-612.

260. Бойко В.С., Іванов С.І., Бурачок О.В., Шекета В.І. Комп'ютерна методика оптимізації роботи обводнених газових свердловин, що базується на вимірюванні гирлових тисків // *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. №3 (9), 2004. – С. 32-34.

261. Бойко В.С., Іванов С.І., Бурачок О.В., Ільницький Р.М., Шекета В.І. Комп'ютерна методика оптимізації роботи обводнених газових свердловин на основі використання даних про дебіт газу // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. № 2 (11), 2004. – С.60-63.

262. Бурачок О.В., Коваль В.І. Новий підхід до визначення вибійного тиску в обводнених газоконденсатних свердловинах // *Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць*. Вип. 2. – Київ, 2005. – 408 с. – С. 106-108.



263. Бурачок О.В., Алейнік У.В. Метод визначення застійних зон у газовому покладі // *Проблеми нафтогазової промисловості. Зб. наук. праць*. Вип. 5 – Київ, 2007. – 648 с. – С. 229-235.

264. Матківський С.В., Ковальчук С.О., Бурачок О.В., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. № 2 (75), 2020. – С. 43-51.

265. Бурачок О.В. Дослідження можливості витіснення водою конденсату, що випав у пласті // *Нафтова і газова промисловість*. №2, 2007. – С. 29-32.

## ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Основні показники для початку заводнення при пластовому тиску 25% від тиску початку конденсації

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений видобуток газу, млрд. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення газу, %	Додатковий видобуток газу, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, илн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	Результат не отримано							
	100	37,075	83,93	-2,313	4,743	70,50	0,081	0,143	16977
300 г/м <sup>3</sup>	50	37,987	89,18	-0,127	7,679	47,56	0,755	0,020	18538
	100	32,064	75,27	-6,050	7,828	48,48	0,904	0,056	16171
500 г/м <sup>3</sup>	50	35,548	83,45	-0,560	10,837	42,11	1,276	0,031	18834
	100	29,184	68,51	-6,924	11,138	43,27	1,577	0,067	16355

Таблиця А.2 – Основні показники для початку заводнення при пластовому тиску 50% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений видобуток газу, млрд. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення газу, %	Додатковий видобуток газу, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	40,535	91,77	1,147	4,796	71,29	0,134	0,094	18434
	100	38,433	87,01	-0,955	4,690	69,70	0,028	0,122	17610
300 г/м <sup>3</sup>	50	38,632	90,69	0,518	7,275	45,06	0,351	0,048	18577
	100	34,767	81,62	-3,347	7,217	44,70	0,293	0,018	17051
500 г/м <sup>3</sup>	50	38,416	90,18	2,308	9,995	38,84	0,434	0,014	18400
	100	33,917	79,62	-2,191	10,065	39,11	0,504	0,031	17112

Таблиця А.3 – Основні показники для початку заводнення при пластовому тиску 75% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений видобуток газу, млрд. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення газу, %	Додатковий видобуток газу, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	40,606	91,93	1,218	4,757	70,70	0,095	0,043	18474
	100	38,687	87,58	-0,701	4,713	70,05	0,051	0,047	18197
300 г/м <sup>3</sup>	50	40,006	93,91	1,892	7,026	43,52	0,102	0,043	18614
	100	37,539	88,12	-0,575	6,971	43,18	0,047	0,038	18109
500 г/м <sup>3</sup>	50	39,967	93,82	3,859	9,672	37,58	0,111	0,039	18751
	100	37,411	87,82	1,303	9,600	37,30	0,039	0,019	18220

Таблиця А.4 – Основні показники для початку заводнення при пластовому тиску рівному тиску максимальної конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений видобуток газу, млрд. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення газу, %	Додатковий видобуток газу, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	41,165	93,19	1,777	4,803	71,38	0,141	0,045	18740
	100	39,752	89,99	0,364	4,780	71,05	0,118	0,042	18619
300 г/м <sup>3</sup>	50	40,935	96,10	2,821	7,057	43,71	0,133	0,027	19089
	100	39,481	92,68	1,367	7,029	43,54	0,105	0,038	18949
500 г/м <sup>3</sup>	50	40,885	95,98	4,777	9,712	37,73	0,151	0,035	19309
	100	39,429	92,56	3,321	9,671	37,58	0,110	0,033	19148

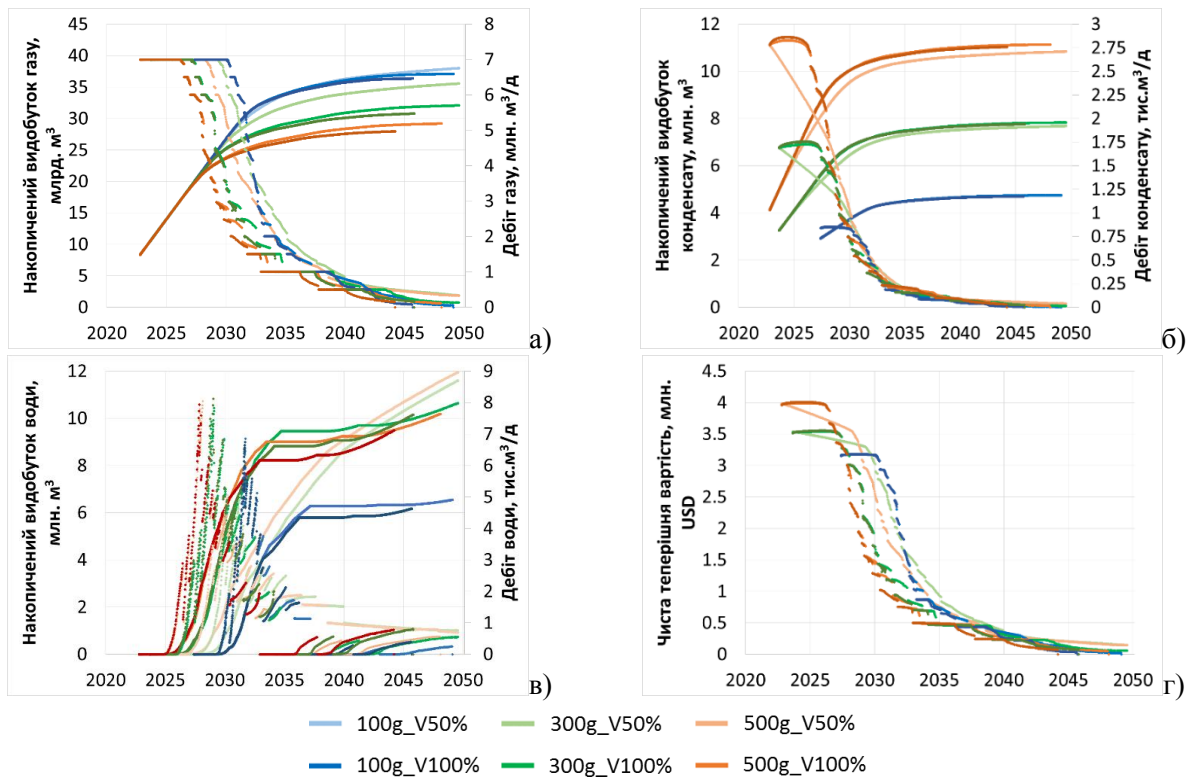


Рисунок А.1 – Зміна показників видобутку газу (а), конденсату (б), води (в) і NPV (г) для початку заводнення при тиску 25% від тиску початку конденсації.

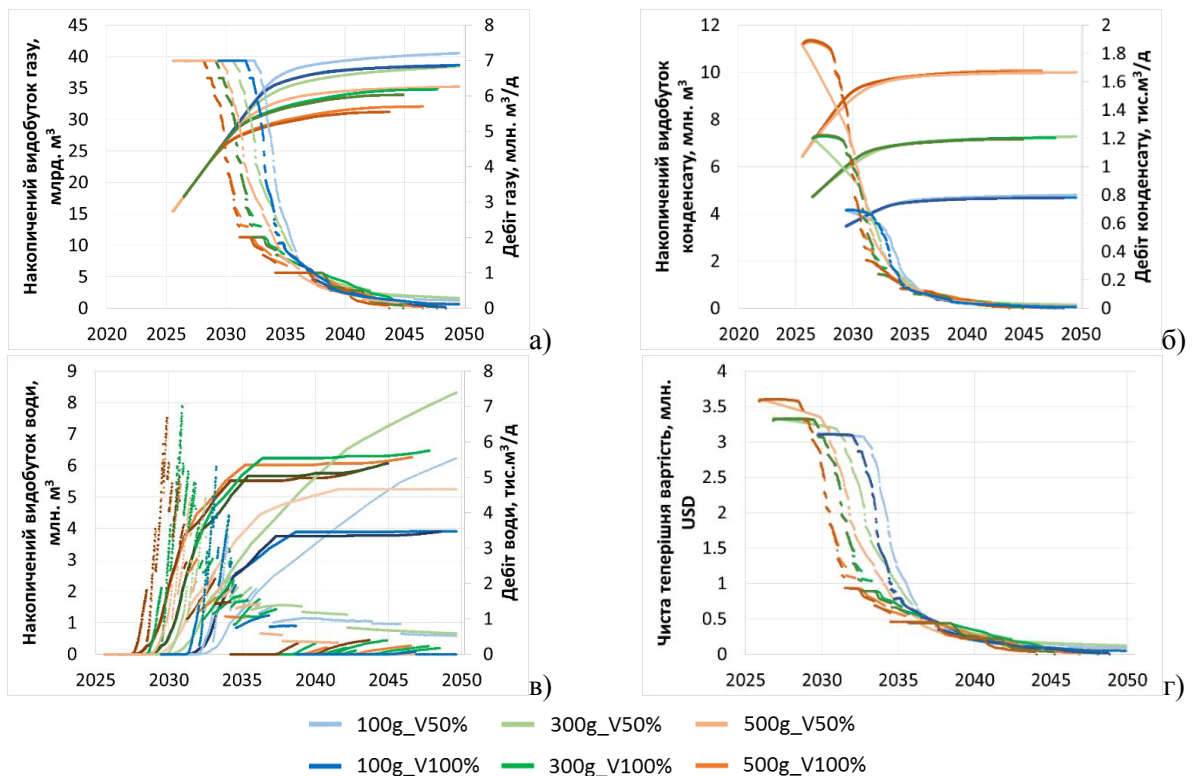


Рисунок А.2 – Зміна показників видобутку газу (а), конденсату (б), води (в) і NPV (г) для початку заводнення при тиску 50% від тиску початку конденсації.

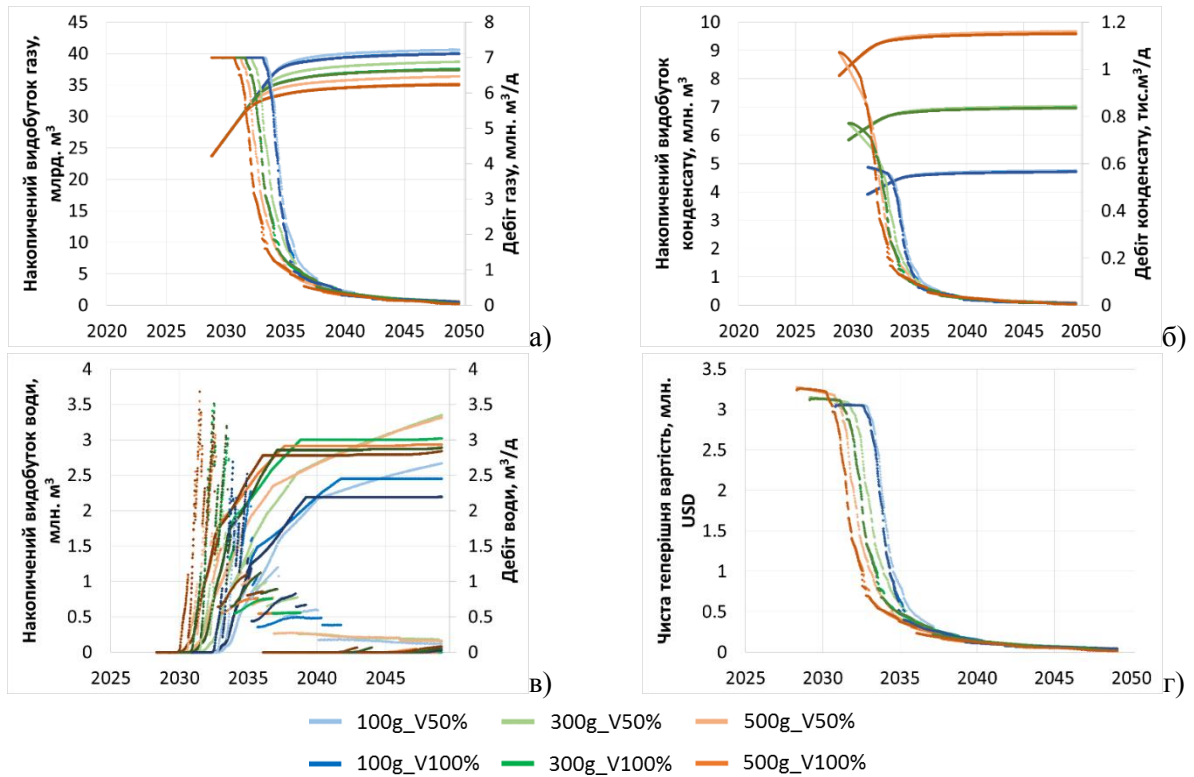


Рисунок А.3 – Зміна показників видобутку газу (а), конденсату (б), води (в) і NPV (г) для початку заводнення при тиску 75% від тиску початку конденсації.

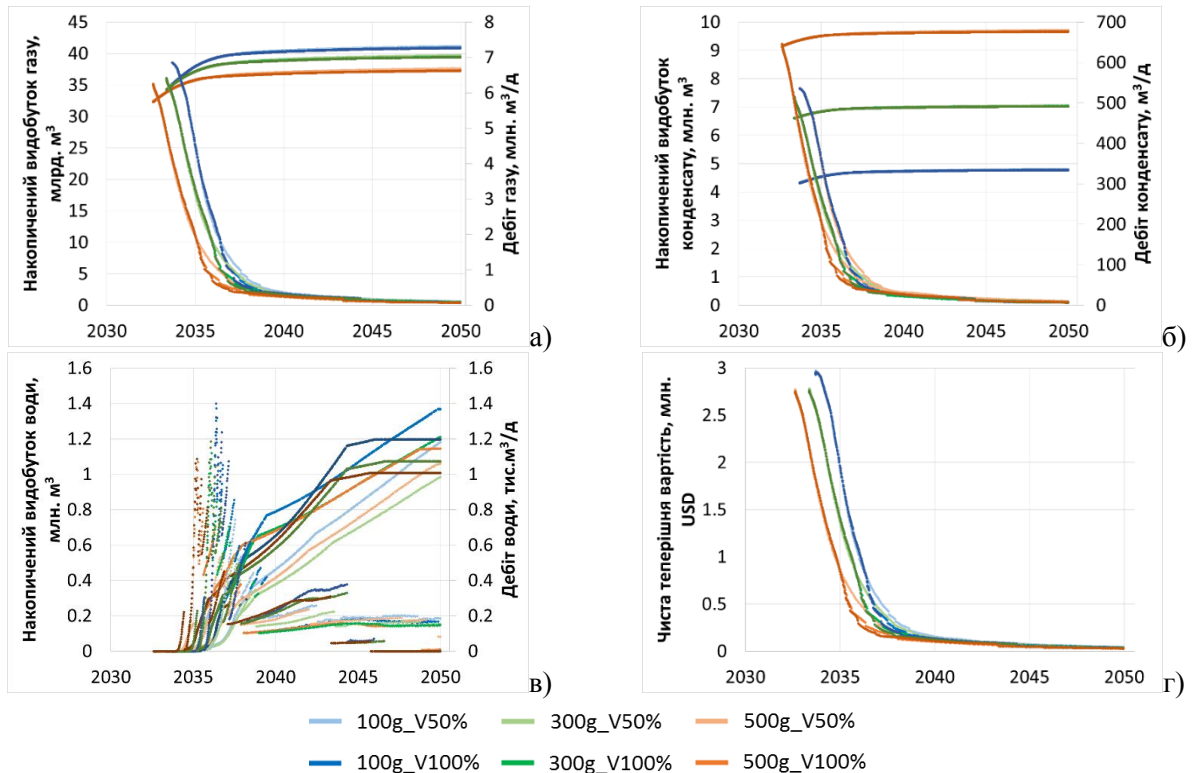


Рисунок А.4 – Зміна показників видобутку газу (а), конденсату (б), води (в) і NPV (г) для початку заводнення при тиску максимальної конденсації.

## ДОДАТОК Б

Таблиця Б.1 – Основні показники для початку безперервного нагнітання азоту при пластовому тиску 25% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	17,423	5,230	77,74	0,568	-0,033	11581
	100	48,582	5,176	76,93	0,514	-2,364	-3336
300 г/м <sup>3</sup>	50	24,196	7,976	49,40	1,052	-0,064	9064
	100	56,796	8,125	50,32	1,201	-2,297	-7810
500 г/м <sup>3</sup>	50	23,628	11,568	44,95	2,007	-0,044	9967
	100	58,566	12,585	48,90	3,024	-2,255	-7646

Таблиця Б.2 – Основні показники для початку безперервного нагнітання азоту при пластовому тиску 50% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	12,993	5,143	76,44	0,481	-0,019	13493
	100	44,196	5,269	78,32	0,607	-2,449	-2931
300 г/м <sup>3</sup>	50	18,056	7,647	47,36	0,723	-0,033	11666
	100	50,592	7,954	49,26	1,030	-2,345	-3952
500 г/м <sup>3</sup>	50	17,848	10,815	42,02	1,254	-0,024	12256
	100	52,503	11,924	46,33	2,363	-2,303	-4020

Таблиця Б.3 – Основні показники для початку безперервного нагнітання азоту при пластовому тиску 75% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	8,684	5,036	74,86	0,374	-0,010	15263
	100	40,002	5,294	78,68	0,632	-2,540	1514
300 г/м <sup>3</sup>	50	11,162	7,342	45,47	0,418	-0,015	14610
	100	43,644	7,800	48,31	0,876	-2,483	170
500 г/м <sup>3</sup>	50	11,054	10,214	39,69	0,653	-0,011	14997
	100	45,471	11,253	43,72	1,692	-2,441	-53

Таблиця Б.4 – Основні показники для початку безперервного нагнітання азоту при пластовому тиску рівному тиску максимальної конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	4,049	4,900	72,83	0,238	-0,002	17131
	100	35,065	5,318	79,05	0,656	-2,507	3958
300 г/м <sup>3</sup>	50	3,682	7,136	44,19	0,212	-0,002	17737
	100	35,424	7,730	47,87	0,806	-2,470	4249
500 г/м <sup>3</sup>	50	3,589	9,855	38,29	0,294	-0,001	18363
	100	36,867	10,927	42,46	1,366	-2,439	4090

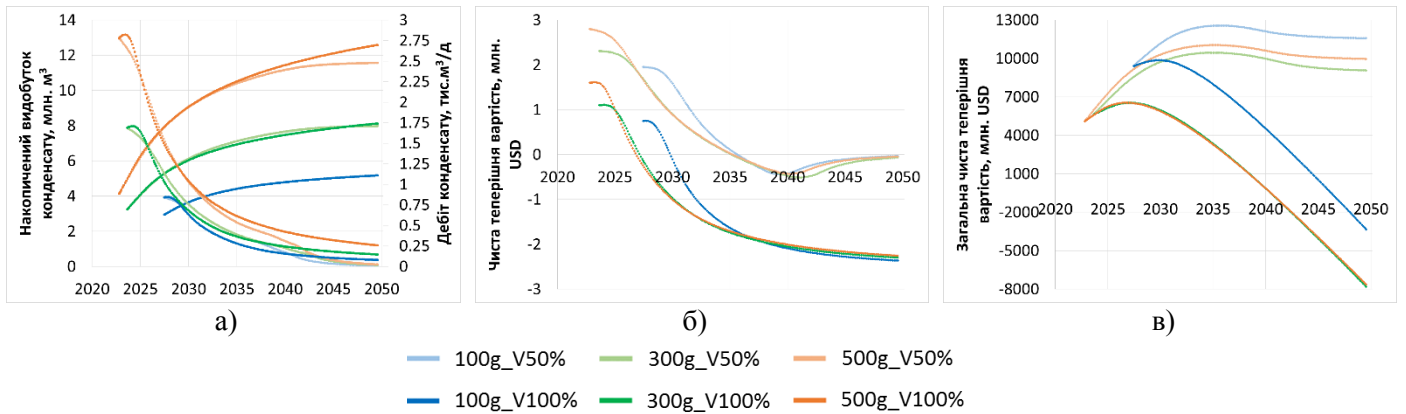


Рисунок Б.1 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання азоту при тиску 25% від тиску початку конденсації.

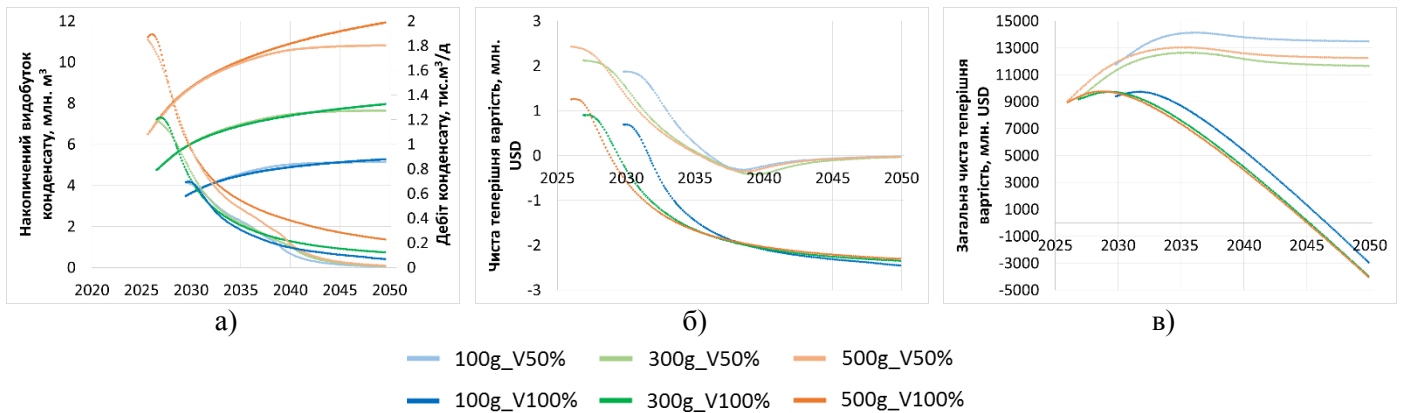


Рисунок Б.2 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання азоту при тиску 50% від тиску початку конденсації.

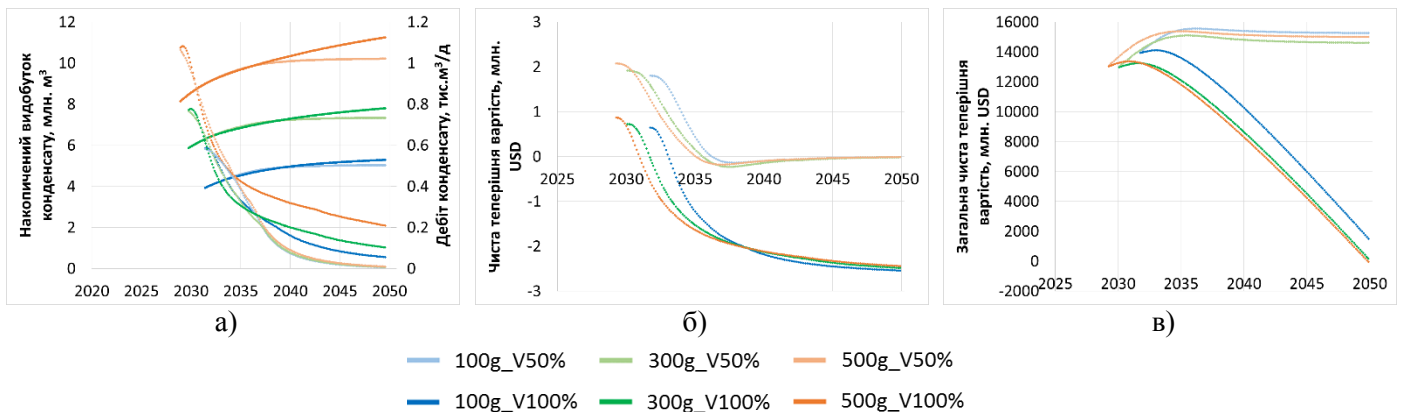


Рисунок Б.3 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання азоту при тиску 75% від тиску початку конденсації.



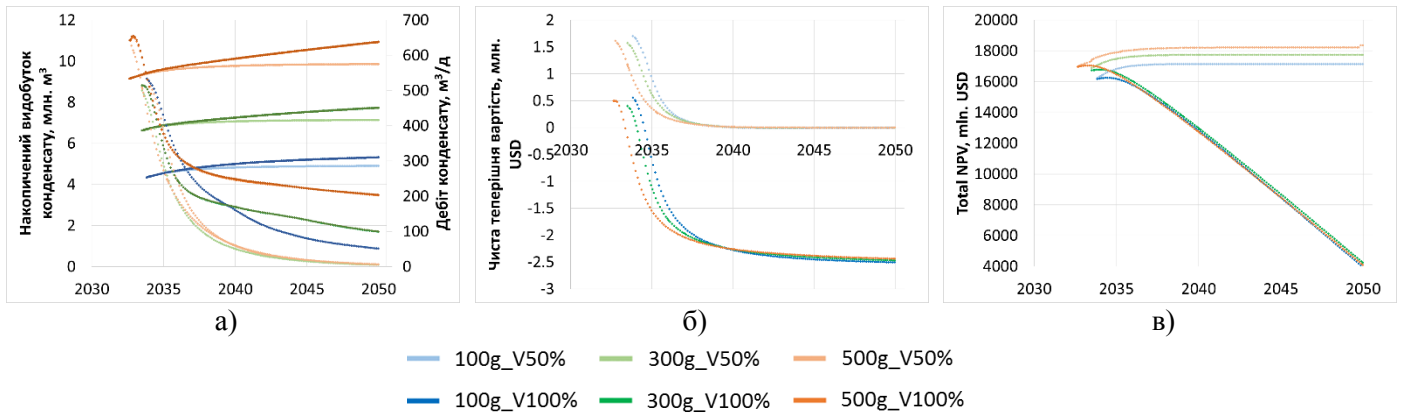


Рисунок Б.4 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання азоту при тиску максимальної конденсації.

## ДОДАТОК В

Таблиця В.1 – Основні показники для початку безперервного нагнітання діоксиду вуглецю при пластовому тиску 25% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	26,515	5,380	79,96	0,718	-0,286	1140
	100	48,582	5,365	79,74	0,703	-0,095	-11507
300 г/м <sup>3</sup>	50	38,435	9,107	56,40	2,183	-1,267	-6487
	100	50,592	9,567	59,25	2,643	-3,664	-16049
500 г/м <sup>3</sup>	50	37,793	13,664	53,09	4,103	-0,805	-4994
	100	58,632	14,839	57,65	5,278	-3,724	-16900

Таблиця В.2 – Основні показники для початку безперервного нагнітання діоксиду вуглецю при пластовому тиску 50% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	18,547	5,276	78,42	0,614	-0,122	6630
	100	44,196	5,406	80,36	0,744	-3,771	-8502
300 г/м <sup>3</sup>	50	27,814	8,350	51,72	1,426	-0,391	-1212
	100	56,796	9,072	56,19	2,148	-3,710	-12018
500 г/м <sup>3</sup>	50	27,640	12,330	47,91	2,769	-0,253	1648
	100	52,596	13,843	53,79	4,282	-3,774	-13070

Таблиця В.3 – Основні показники для початку безперервного нагнітання діоксиду вуглецю при пластовому тиску 75% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	11,489	5,158	76,67	0,496	-0,055	11432
	100	40,002	5,396	80,21	0,734	-3,787	-5680
300 г/м <sup>3</sup>	50	15,504	7,699	47,68	0,775	-0,085	9096
	100	43,644	8,389	51,96	1,465	-3,777	-7592
500 г/м <sup>3</sup>	50	15,425	10,985	42,68	1,424	-0,070	9669
	100	45,480	12,528	48,68	2,967	-3,747	-7921

Таблиця В.4 – Основні показники для початку безперервного нагнітання діоксиду вуглецю при пластовому тиску рівному тиску максимальної конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	4,915	4,957	73,68	0,295	-0,034	14832
	100	34,847	5,389	80,09	0,727	0,048	14652
300 г/м <sup>3</sup>	50	4,382	7,167	44,39	0,243	-0,030	16462
	100	34,675	8,027	49,71	1,103	0,164	15667
500 г/м <sup>3</sup>	50	4,240	9,899	38,46	0,338	-0,025	16886
	100	35,860	11,700	45,46	2,139	-0,128	14867

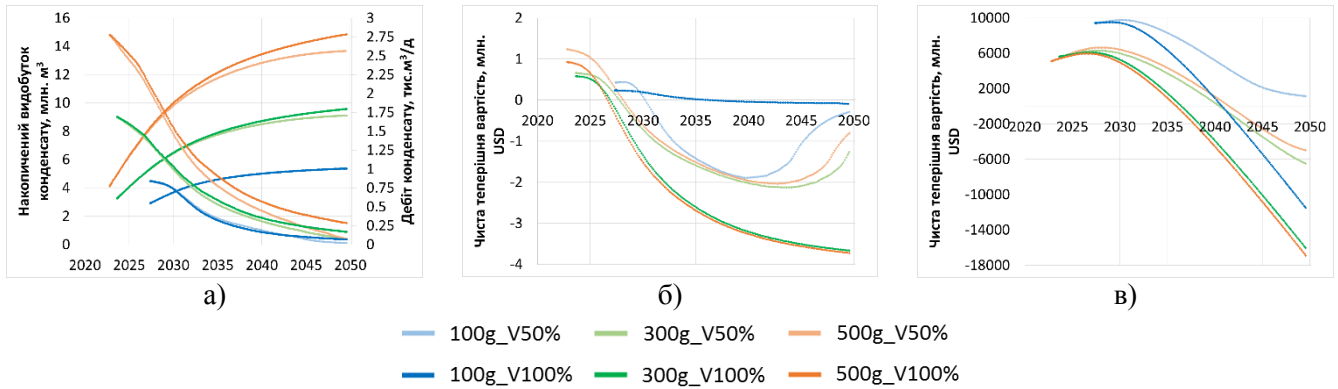


Рисунок В.1 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання діоксиду вуглецю при тиску 25% від тиску початку конденсації.

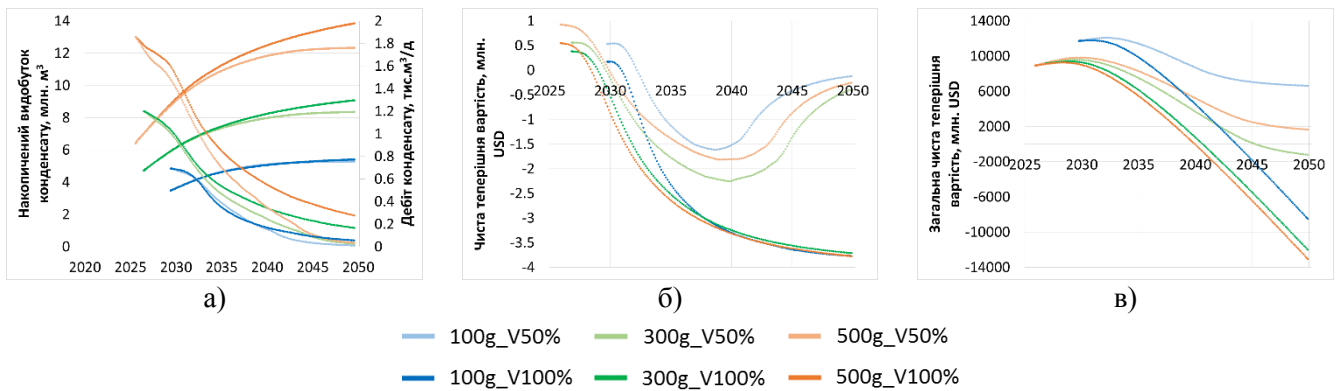


Рисунок В.2 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання діоксиду вуглецю при тиску 50% від тиску початку конденсації.

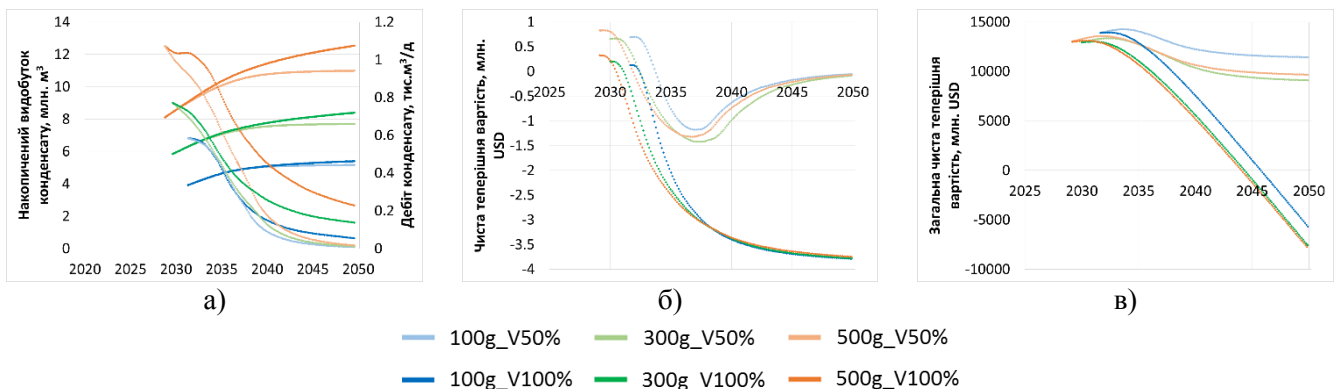


Рисунок В.3 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання діоксиду вуглецю при тиску 75% від тиску початку конденсації.

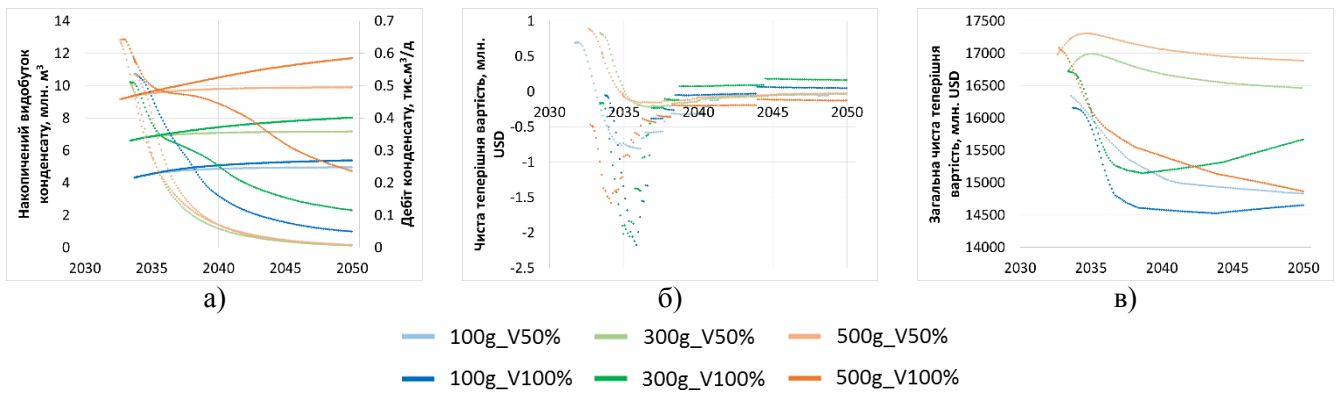


Рисунок В.4 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання діоксиду вуглецю при тиску максимальної конденсації.

## ДОДАТОК Г

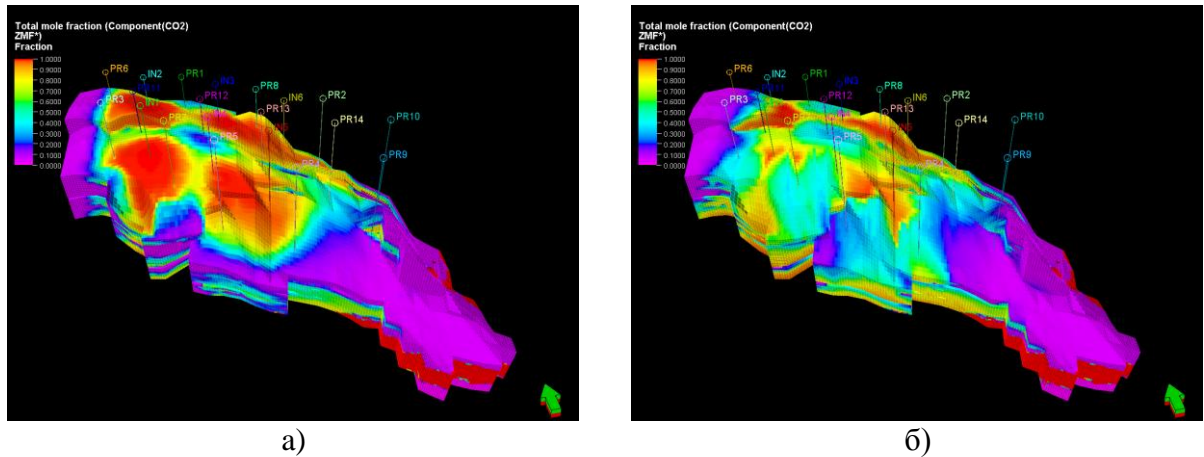


Рисунок Г.1 – Розподіл загальної мольної частки  $\text{CO}_2$  для моделі із потенційним вмістом в  $100 \text{ г/м}^3$  і 150% компенсацією відборів на кінець нагнітання у 2050 (а) та після 100 років (б).

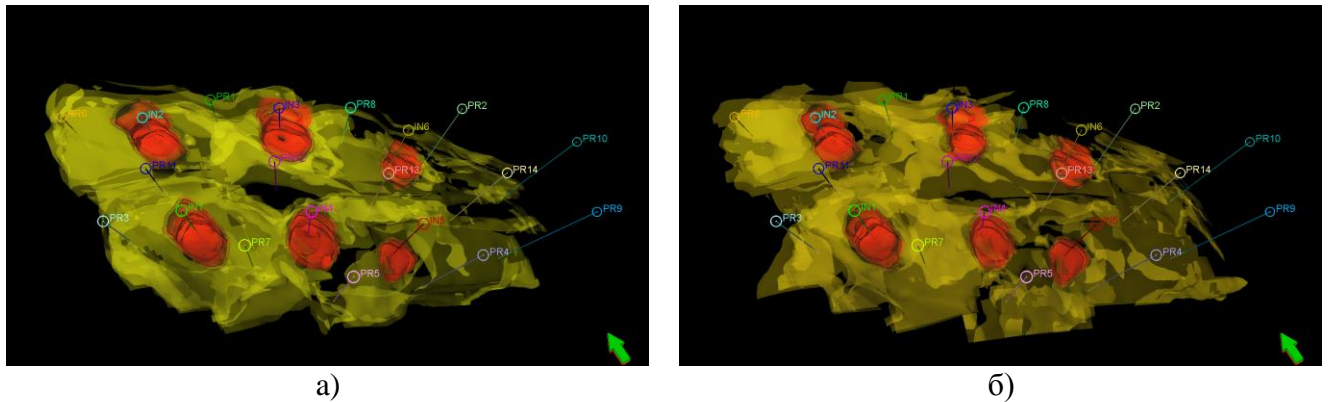


Рисунок Г.2 – Ізоповерхні розподілу загальної мольної частки  $\text{CO}_2$  для моделі із потенційним вмістом в  $100 \text{ г/м}^3$  і 150% компенсацією відборів на кінець нагнітання у 2050 (а) та після 100 років (б).

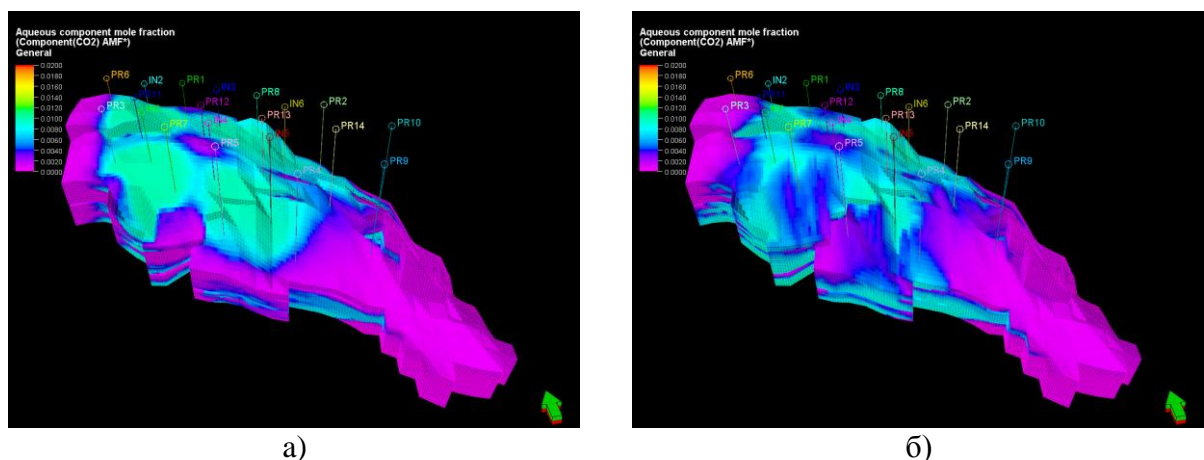


Рисунок Г.3 – Розподіл мольної частки  $\text{CO}_2$  у водяній фазі для моделі із потенційним вмістом в  $100 \text{ г/м}^3$  і 150% компенсацією відборів на кінець нагнітання у 2050 (а) та після 100 років (б).

## ДОДАТОК Д

Таблиця Д.1 – Основні показники для початку безперервного нагнітання метану при пластовому тиску 25% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	18,658	5,261	78,20	0,599	0,064	19908
	100	48,582	5,231	77,75	0,569	0,984	18060
300 г/м <sup>3</sup>	50	26,335	8,299	51,40	1,375	0,146	21267
	100	56,796	9,080	56,24	2,156	1,030	17021
500 г/м <sup>3</sup>	50	26,895	12,339	47,94	2,778	0,126	22163
	100	58,632	14,034	54,53	4,473	1,078	18464

Таблиця Д.2 – Основні показники для початку безперервного нагнітання метану при пластовому тиску 50% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	13,839	5,185	77,07	0,523	0,037	19464
	100	44,196	5,332	79,25	0,670	0,949	19484
300 г/м <sup>3</sup>	50	19,545	7,878	48,79	0,954	0,068	20557
	100	50,592	8,594	53,23	1,670	1,020	18796
500 г/м <sup>3</sup>	50	20,037	11,471	44,57	1,910	0,060	21259
	100	52,596	13,142	51,06	3,581	1,060	20019

Таблиця Д.3 – Основні показники для початку безперервного нагнітання метану при пластовому тиску 75% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	9,181	5,086	75,59	0,424	0,023	19013
	100	40,002	5,368	79,79	0,706	0,691	20134
300 г/м <sup>3</sup>	50	11,929	7,489	46,39	0,565	0,032	19743
	100	43,644	8,197	50,77	1,273	0,849	20631
500 г/м <sup>3</sup>	50	12,125	10,510	40,84	0,949	0,029	20184
	100	45,480	12,181	47,33	2,620	0,876	21637

Таблиця Д.4 – Основні показники для початку безперервного нагнітання метану при пластовому тиску рівному тиску максимальної конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	4,238	4,919	73,11	0,257	0,017	18501
	100	35,616	5,379	79,95	0,717	0,568	20166
300 г/м <sup>3</sup>	50	3,841	7,140	44,22	0,216	0,018	18869
	100	36,346	7,972	49,38	1,048	0,594	20803
500 г/м <sup>3</sup>	50	3,788	9,870	38,35	0,309	0,016	19166
	100	31,577	11,305	43,92	1,744	0,595	21303



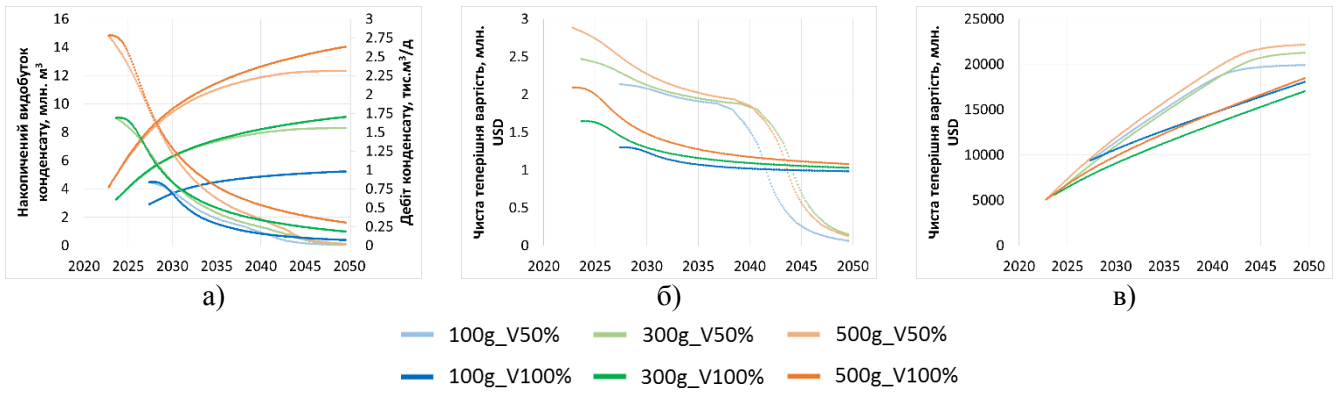


Рисунок Д.1 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання метану при тиску 25% від тиску початку конденсації.

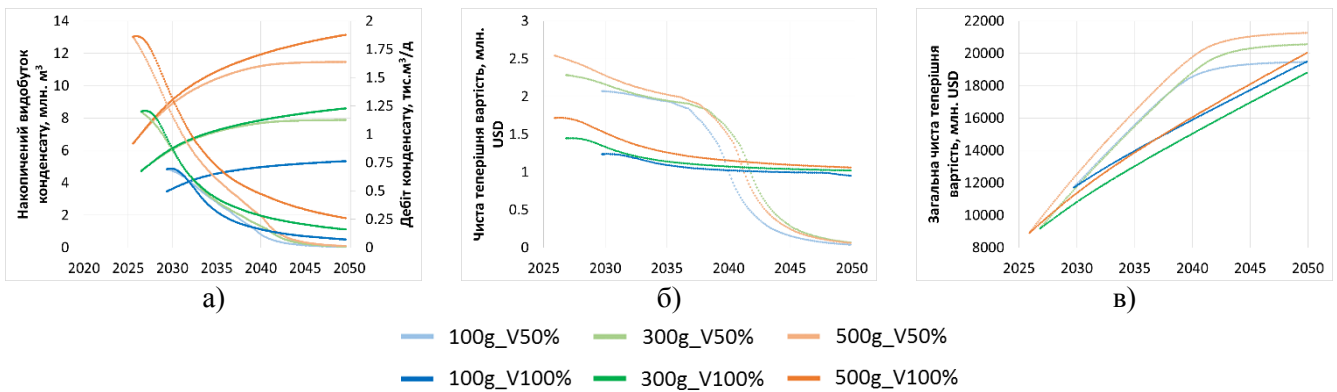


Рисунок Д.2 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання метану при тиску 50% від тиску початку конденсації.

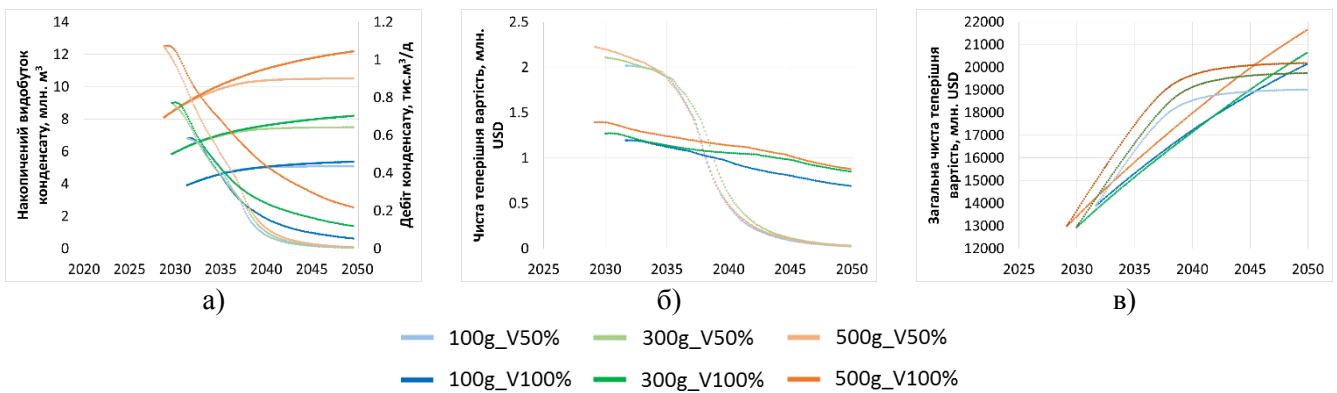


Рисунок Д.3 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання метану при тиску 75% від тиску початку конденсації.

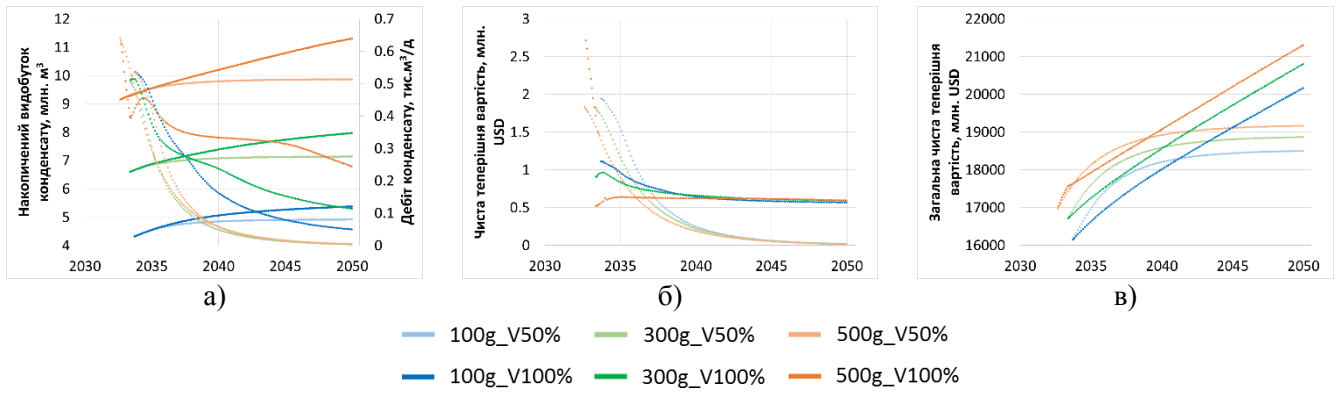


Рисунок Д.4 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання метану при тиску максимальної конденсації.

## ДОДАТОК Е

Таблиця Е.1 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту при пластовому тиску 25% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	17,738	5,251	78,05	0,589	0,019	18613
	100	48,582	5,220	77,59	0,558	-0,821	14744
300 г/м <sup>3</sup>	50	24,760	8,120	50,29	1,196	0,038	19378
	100	56,796	8,562	53,03	1,638	-0,762	12937
500 г/м <sup>3</sup>	50	24,701	11,949	46,43	2,388	0,034	20157
	100	58,632	13,314	51,73	3,753	-0,720	14172

Таблиця Е.2 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту при пластовому тиску 50% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	13,835	5,185	77,07	0,523	0,032	18520
	100	44,196	5,332	79,26	0,670	0,555	16474
300 г/м <sup>3</sup>	50	19,544	7,879	48,80	0,955	0,059	19233
	100	50,592	8,595	53,23	1,671	0,622	15351
500 г/м <sup>3</sup>	50	20,037	11,471	44,57	1,910	0,052	19905
	100	52,596	13,142	51,06	3,581	0,664	16440

Таблиця Е.3 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту при пластовому тиску 75% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	8,830	5,064	75,26	0,402	0,010	18406
	100	40,002	5,336	79,31	0,674	-1,066	17204
300 г/м <sup>3</sup>	50	11,392	7,407	45,88	0,483	0,013	18927
	100	43,644	7,999	49,54	1,075	-0,963	17469
500 г/м <sup>3</sup>	50	11,420	10,332	40,14	0,771	0,012	19322
	100	45,480	11,744	45,63	2,183	-0,922	18270

Таблиця Е.4 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту при пластовому тиску рівному тиску максимальної конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	4,117	4,909	72,96	0,247	0,009	18243
	100	35,343	5,353	79,56	0,691	-1,117	17649
300 г/м <sup>3</sup>	50	3,744	7,138	44,21	0,214	0,009	18717
	100	35,903	7,854	48,64	0,930	-1,094	18231
500 г/м <sup>3</sup>	50	3,669	9,862	38,32	0,301	0,009	18948
	100	37,566	11,239	43,67	1,678	-1,050	18848

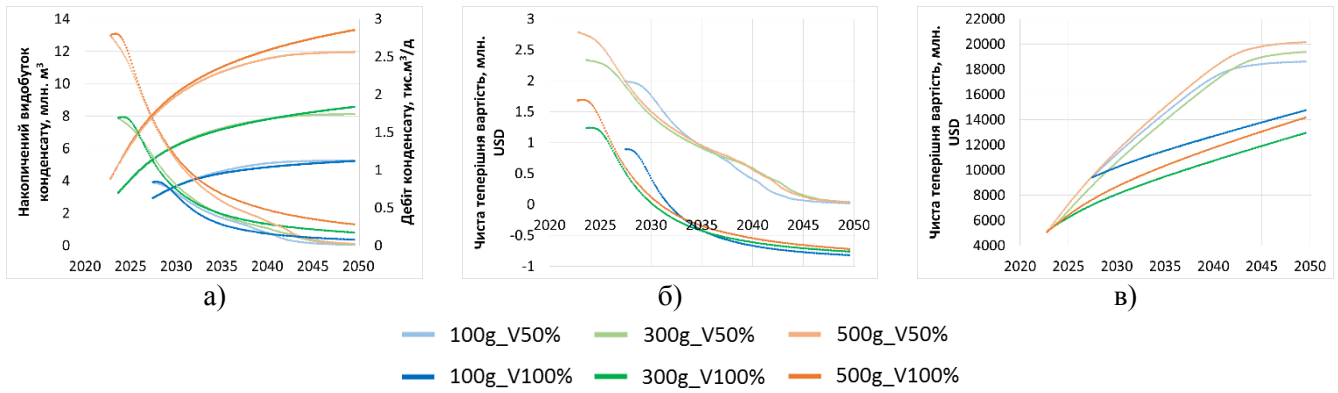


Рисунок Е.1 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту при тиску 25% від тиску початку конденсації.

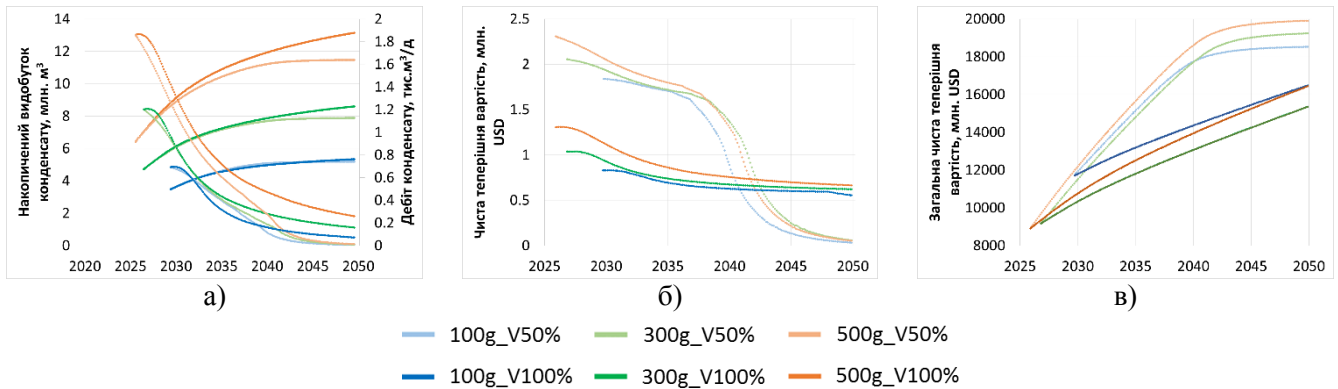


Рисунок Е.2 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту при тиску 50% від тиску початку конденсації.

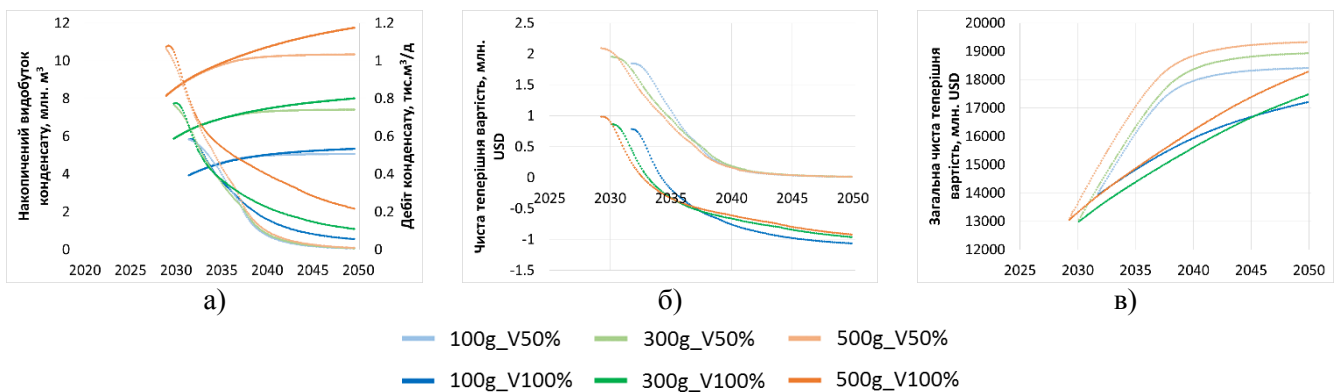


Рисунок Е.3 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту при тиску 75% від тиску початку конденсації.

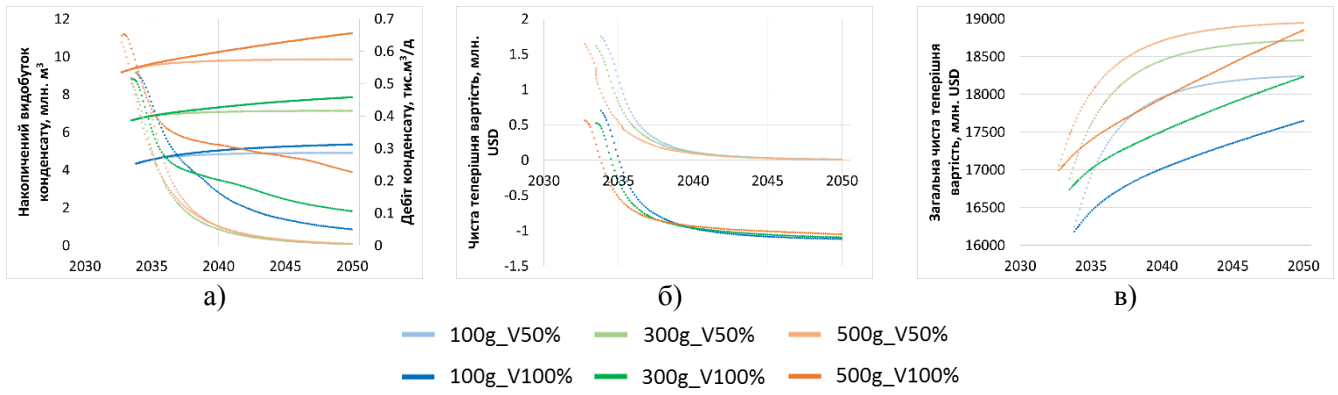


Рисунок Е.4 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші 50% метану і 50% азоту при тиску максимальної конденсації.

## ДОДАТОК Є

Таблиця Є.1 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану при пластовому тиску 25% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	19,219	5,302	78,80	0,640	0,043	16464
	100	48,582	5,295	78,70	0,633	-0,106	9254
300 г/м <sup>3</sup>	50	27,098	8,460	52,39	1,536	0,102	16442
	100	56,796	9,381	58,10	2,457	-0,060	6819
500 г/м <sup>3</sup>	50	27,659	12,568	48,83	3,007	0,089	17261
	100	58,632	14,487	56,29	4,926	-0,011	7989

Таблиця Є.2 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану при пластовому тиску 50% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	14,231	5,218	77,55	0,556	0,025	16910
	100	44,196	5,390	80,12	0,728	-0,145	11469
300 г/м <sup>3</sup>	50	20,122	7,973	49,38	1,049	0,046	16967
	100	50,592	8,845	54,78	1,921	-0,066	9701
500 г/м <sup>3</sup>	50	20,634	11,633	45,20	2,072	0,041	17600
	100	52,596	13,479	52,37	3,918	-0,023	10595

Таблиця Є.3 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану при пластовому тиску 75% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	9,401	5,112	75,98	0,450	0,015	17322
	100	40,002	5,414	80,47	0,752	-0,401	12861
300 г/м <sup>3</sup>	50	12,239	7,546	46,74	0,622	0,021	17550
	100	43,644	8,322	51,54	1,398	-0,243	12723
500 г/м <sup>3</sup>	50	12,441	10,608	41,22	1,047	0,020	17967
	100	45,480	12,373	48,08	2,812	-0,219	13414

Таблиця Є.4 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану при пластовому тиску рівному тиску максимальної конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	4,321	4,931	73,29	0,269	0,011	17718
	100	35,616	5,415	80,48	0,753	-0,523	13688
300 г/м <sup>3</sup>	50	3,906	7,150	44,29	0,226	0,012	18155
	100	36,330	8,040	49,79	1,116	-0,493	14198
500 г/м <sup>3</sup>	50	3,848	9,881	38,39	0,320	0,011	18459
	100	37,937	11,660	45,31	2,099	-0,442	14710



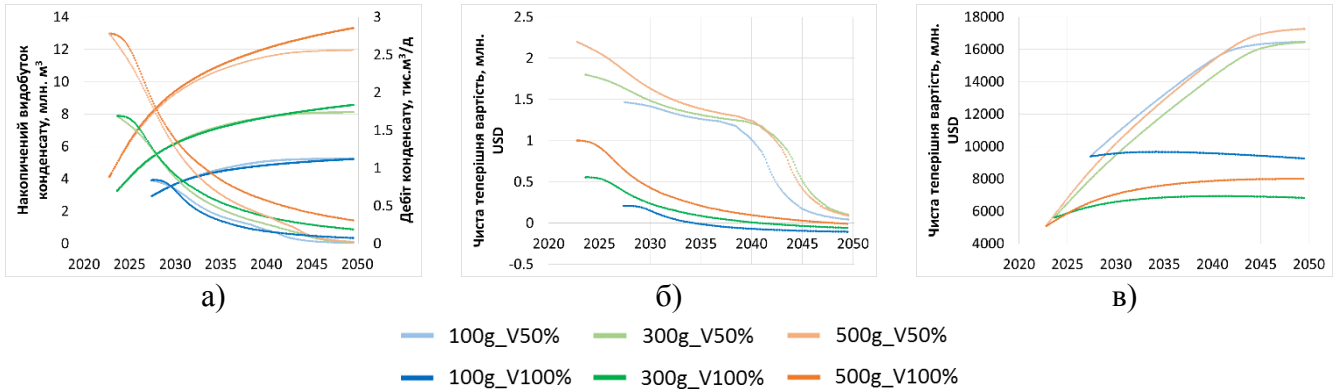


Рисунок Є.1 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану при тиску 25% від тиску початку конденсації.

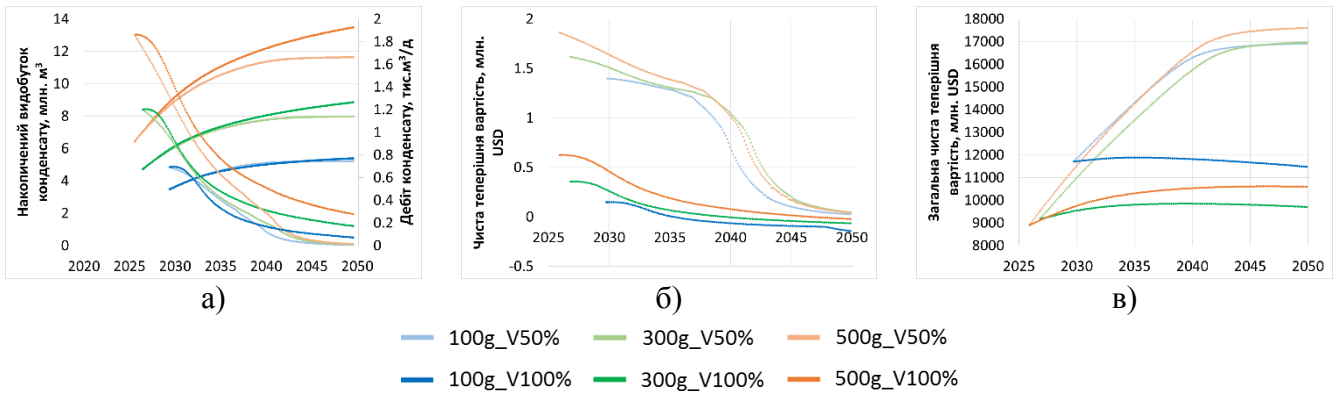


Рисунок Є.2 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану при тиску 50% від тиску початку конденсації.

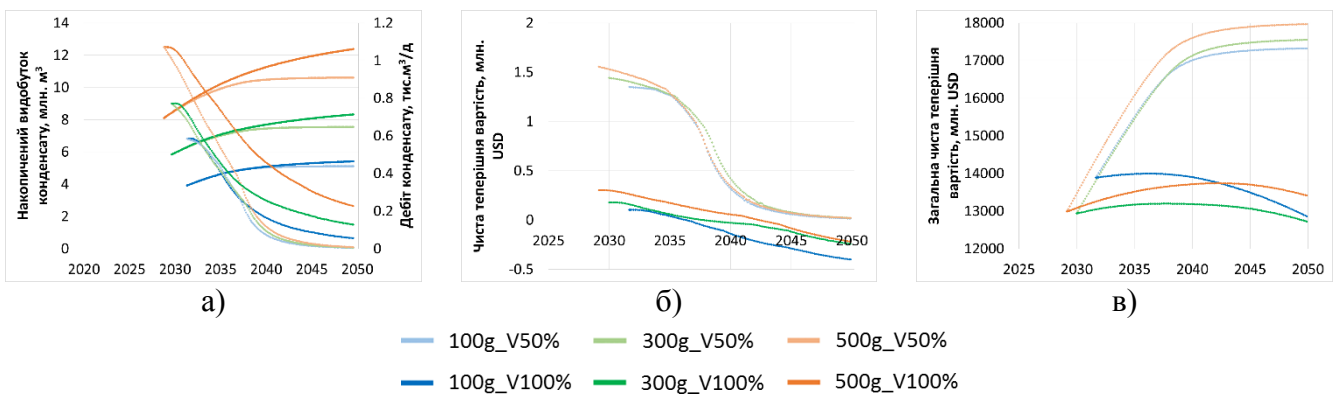


Рисунок Є.3 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану при тиску 75% від тиску початку конденсації.

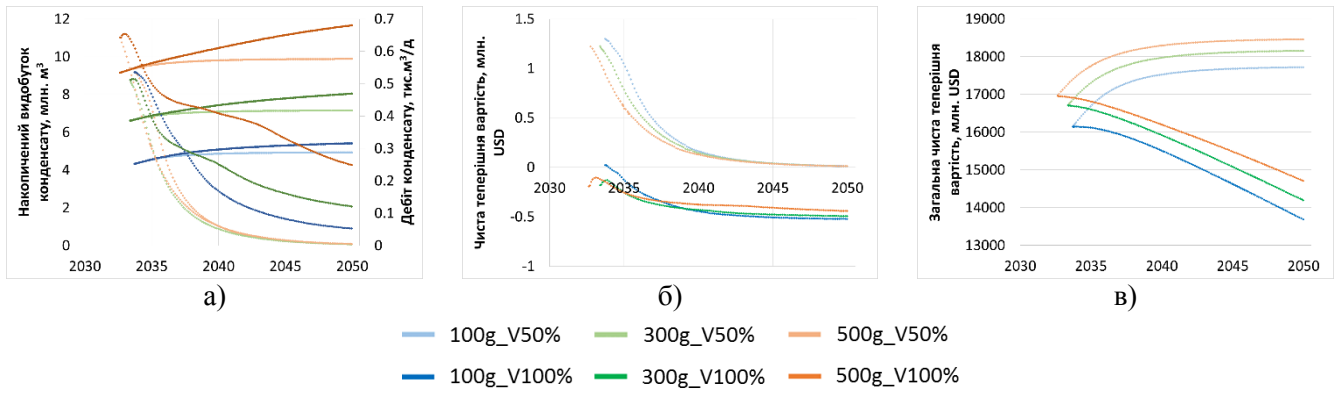


Рисунок Є.4 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану при тиску максимальної конденсації.

## ДОДАТОК Ж

Таблиця Ж.1 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 98% метану, 1% етану та 1% пропану при пластовому тиску 25% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	18,764	5,270	78,32	0,608	0,059	19065
	100	48,582	5,245	77,96	0,583	0,711	15858
300 г/м <sup>3</sup>	50	26,475	8,330	51,59	1,406	0,135	20083
	100	56,796	9,146	56,65	2,222	0,758	14467
500 г/м <sup>3</sup>	50	27,034	12,384	48,12	2,823	0,117	20959
	100	58,632	14,132	54,91	4,571	0,806	15839

Таблиця Ж.2 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 98% метану, 1% етану та 1% пропану при пластовому тиску 50% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	13,909	5,192	77,17	0,530	0,034	18838
	100	44,196	5,345	79,44	0,683	0,676	17480
300 г/м <sup>3</sup>	50	19,650	7,897	48,91	0,973	0,062	19677
	100	50,592	8,645	53,54	1,721	0,748	16517
500 г/м <sup>3</sup>	50	20,145	11,504	44,70	1,943	0,055	20361
	100	52,596	13,210	51,33	3,649	0,789	17656

Таблиця Ж.3 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 98% метану, 1% етану та 1% пропану при пластовому тиску 75% від тиску початку конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	9,222	5,091	75,68	0,429	0,021	18597
	100	40,002	5,378	79,94	0,716	0,418	18317
300 г/м <sup>3</sup>	50	11,984	7,501	46,46	0,577	0,029	19204
	100	43,644	8,223	50,93	1,299	0,576	18653
500 г/м <sup>3</sup>	50	12,186	10,530	40,91	0,969	0,027	19640
	100	45,480	12,221	47,49	2,660	0,603	19580

Таблиця Ж.4 – Основні показники для початку безперервного нагнітання суміші 98% метану, 1% етану та 1% пропану при пластовому тиску рівному тиску максимальної конденсації.

Модель	Компенсація відбору, %	Накопичений об'єм газу нагнітання, млрд. м <sup>3</sup>	Накопичений видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Коефіцієнт вилучення конденсату, %	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	NPV на кінець розробки, млн. USD	Накопичений NPV, млн. USD
100 г/м <sup>3</sup>	50	4,252	4,921	73,14	0,259	0,015	18308
	100	35,616	5,387	80,07	0,725	0,296	18547
300 г/м <sup>3</sup>	50	3,852	7,142	44,23	0,218	0,016	18693
	100	36,342	7,987	49,47	1,063	0,322	19152
500 г/м <sup>3</sup>	50	3,797	9,872	38,36	0,311	0,015	18992
	100	37,984	11,565	44,93	2,004	0,372	19871

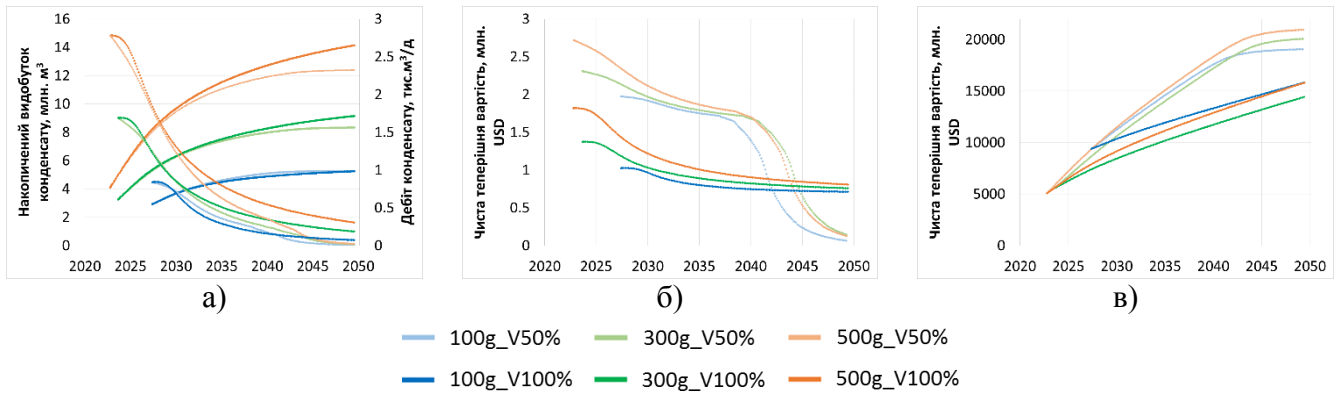


Рисунок Ж.1 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші 98% метану, 1% етану та 1% пропану при тиску 25% від тиску початку конденсації.

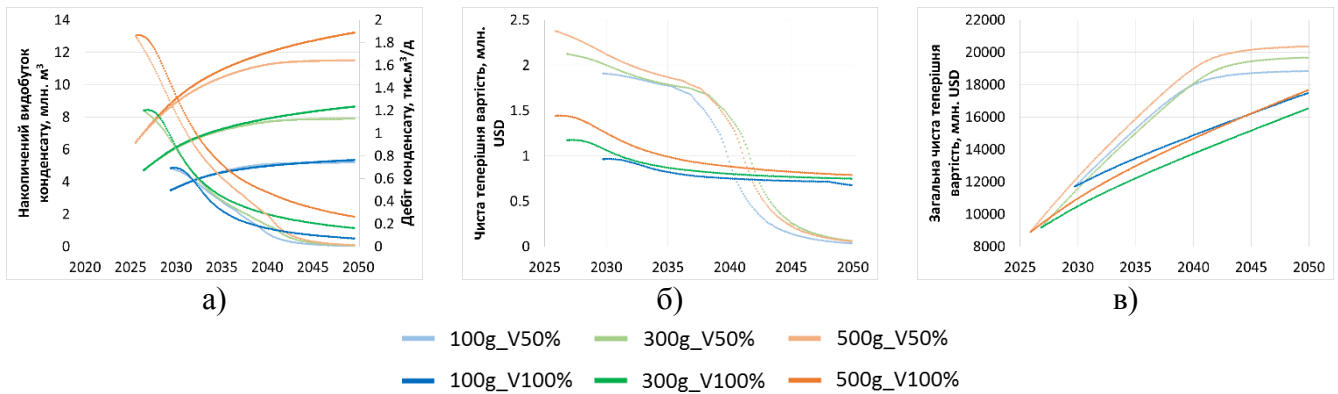


Рисунок Ж.2 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші 98% метану, 1% етану та 1% пропану при тиску 50% від тиску початку конденсації.

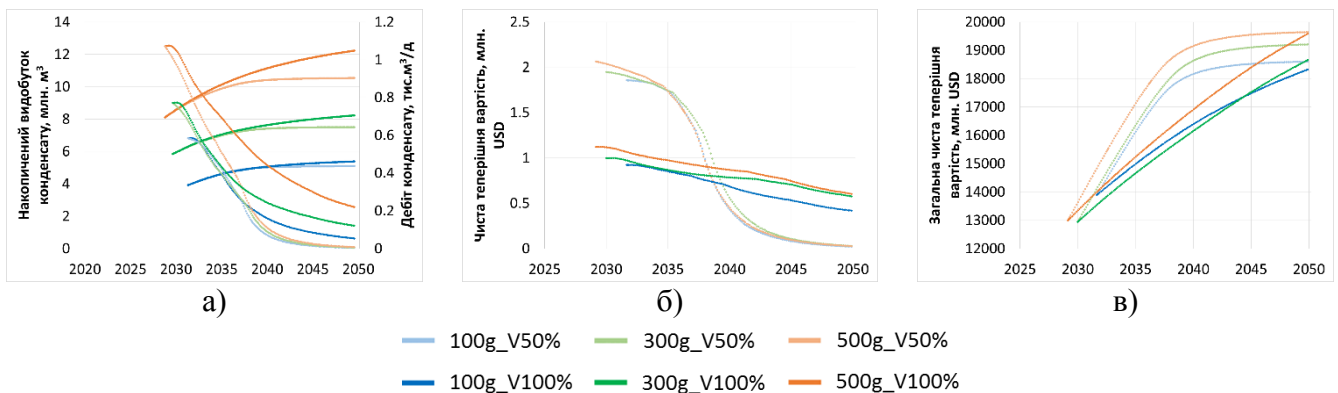


Рисунок Ж.3 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші суміші 98% метану, 1% етану та 1% пропану при тиску 75% від тиску початку конденсації.

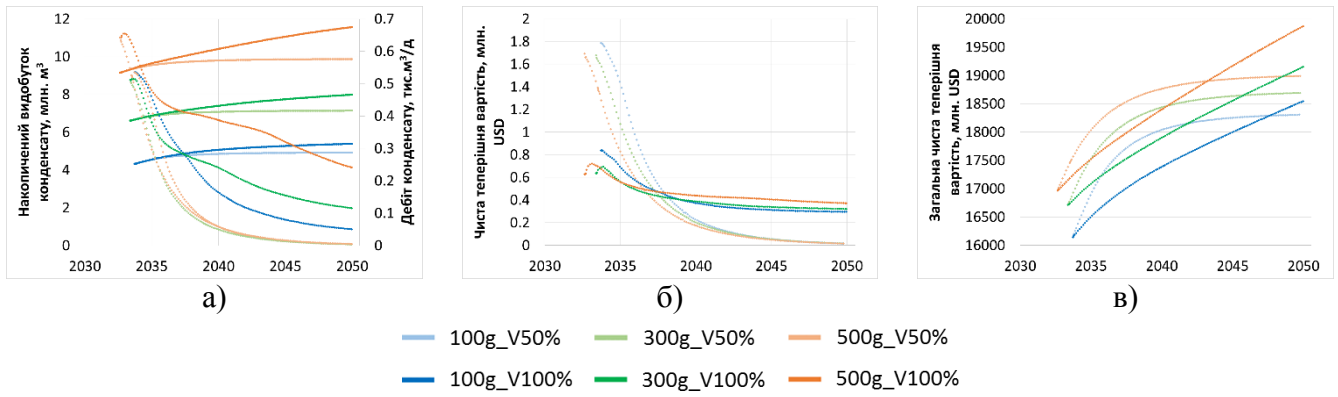


Рисунок Ж.4 – Зміна показників видобутку конденсату (а), NPV (б) і накопиченого NPV (в) для початку нагнітання суміші 90% метану, 5% етану та 5% пропану при тиску максимальної конденсації.

## ДОДАТОК 3

Таблиця 3.1 – Порівняння технологічної та економічної ефективності методів підвищення вуглеводневилучення для пластового флюїду з потенційним вмістом конденсату 100 г/м<sup>3</sup> і 50% компенсацією відборів нагнітанням

Метод дії	Ступінь виснаження покладу							
	25%		50%		75%		Pmax	
	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD
Вода	Результати не отримано							
C <sub>1</sub> 100%	0,599	19908	0,523	19464	0,424	19013	0,257	18501
N <sub>2</sub> 100%	0,568	11581	0,481	13493	0,374	15263	0,238	17131
CO <sub>2</sub> 100%	0,718	1140	0,614	6630	0,496	11432	0,295	14832
C <sub>1</sub> 50%, N <sub>2</sub> 50%	0,589	18613	0,523	18520	0,402	18406	0,247	18243
C <sub>1</sub> 98%, C <sub>2</sub> 1%, C <sub>3</sub> 1%	0,608	19065	0,530	18838	0,429	18597	0,259	18308
C <sub>1</sub> 90%, C <sub>2</sub> 5%, C <sub>3</sub> 5%	0,640	16464	0,556	16910	0,450	17322	0,269	17718

Таблиця 3.2 – Порівняння технологічної та економічної ефективності методів підвищення вуглеводневилучення для пластового флюїду з потенційним вмістом конденсату 100 г/м<sup>3</sup> і 100% компенсацією відборів нагнітанням

Метод дії	Ступінь виснаження покладу							
	25%		50%		75%		Pmax	
	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD
Вода	0,081	16977	0,028	17610	0,051	18197	0,118	18619
C <sub>1</sub> 100%	0,569	18060	0,670	19484	0,691	20134	0,717	20166
N <sub>2</sub> 100%	0,514	-3336	0,607	-2931	0,632	1514	0,656	3958
CO <sub>2</sub> 100%	0,703	-11507	0,744	-8502	0,734	-5680	0,727	14652
C <sub>1</sub> 50%, N <sub>2</sub> 50%	0,558	14744	0,670	16474	0,674	17204	0,691	17649
C <sub>1</sub> 98%, C <sub>2</sub> 1%, C <sub>3</sub> 1%	0,583	15858	0,683	17480	0,716	18317	0,725	18547
C <sub>1</sub> 90%, C <sub>2</sub> 5%, C <sub>3</sub> 5%	0,633	9254	0,728	11469	0,752	12861	0,753	13688

Таблиця 3.3 – Порівняння технологічної та економічної ефективності методів підвищення вуглеводневилучення для пластового флюїду з потенційним вмістом конденсату 300 г/м<sup>3</sup> і 50% компенсацією відборів нагнітанням

Метод дії	Ступінь виснаження покладу							
	25%		50%		75%		Pmax	
	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD
Вода	0,755	18538	0,351	18577	0,102	18614	0,133	19089
C <sub>1</sub> 100%	1,375	21267	0,954	20557	0,565	19743	0,216	18869
N <sub>2</sub> 100%	1,052	9064	0,723	11666	0,418	14610	0,212	17737
CO <sub>2</sub> 100%	2,183	-6487	1,426	-1212	0,775	9096	0,243	16462
C <sub>1</sub> 50%, N <sub>2</sub> 50%	1,196	19378	0,955	19233	0,483	18927	0,214	18717
C <sub>1</sub> 98%, C <sub>2</sub> 1%, C <sub>3</sub> 1%	1,406	20083	0,973	19677	0,577	19204	0,218	18693
C <sub>1</sub> 90%, C <sub>2</sub> 5%, C <sub>3</sub> 5%	1,536	16442	1,049	16967	0,622	17550	0,226	18155

Таблиця 3.4 – Порівняння технологічної та економічної ефективності методів підвищення вуглеводневилучення для пластового флюїду з потенційним вмістом конденсату 300 г/м<sup>3</sup> і 100% компенсацією відборів нагнітанням

Метод дії	Ступінь виснаження покладу							
	25%		50%		75%		Pmax	
	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD
Вода	0,904	16171	0,293	17051	0,293	18109	0,105	18949
C <sub>1</sub> 100%	2,156	17021	1,670	18796	1,273	20631	1,048	20803
N <sub>2</sub> 100%	1,201	-7810	1,030	-3952	0,876	170	0,806	4249
CO <sub>2</sub> 100%	2,643	-16049	2,148	-12018	1,465	-7592	1,103	15667
C <sub>1</sub> 50%, N <sub>2</sub> 50%	1,638	12937	1,671	15351	1,075	17469	0,930	18231
C <sub>1</sub> 98%, C <sub>2</sub> 1%, C <sub>3</sub> 1%	2,222	14467	1,721	16517	1,299	18653	1,063	19152
C <sub>1</sub> 90%, C <sub>2</sub> 5%, C <sub>3</sub> 5%	2,457	6819	1,921	9701	1,398	12723	1,116	14198



Таблиця 3.5 – Порівняння технологічної та економічної ефективності методів підвищення вуглеводневилучення для пластового флюїду з потенційним вмістом конденсату 500 г/м<sup>3</sup> і 50% компенсацією відборів нагнітанням

Метод дії	Ступінь виснаження покладу							
	25%		50%		75%		Pmax	
	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн. м <sup>3</sup>	Накопичений NPV, млн. USD
Вода	1,276	18834	0,434	18400	0,111	18751	0,151	19309
C <sub>1</sub> 100%	2,778	22163	1,910	21259	0,949	20184	0,309	19166
N <sub>2</sub> 100%	2,007	9967	1,254	12256	0,653	14997	0,294	18363
CO <sub>2</sub> 100%	4,103	-4994	2,769	1648	1,424	9669	0,338	16886
C <sub>1</sub> 50%, N <sub>2</sub> 50%	2,388	20157	1,910	19905	0,771	19322	0,301	18948
C <sub>1</sub> 98%, C <sub>2</sub> 1%, C <sub>3</sub> 1%	2,823	20959	1,943	20361	0,969	19640	0,311	18992
C <sub>1</sub> 90%, C <sub>2</sub> 5%, C <sub>3</sub> 5%	3,007	17261	2,072	17600	1,047	17967	0,320	18459

Таблиця 3.6 – Порівняння технологічної та економічної ефективності методів підвищення вуглеводневилучення для пластового флюїду з потенційним вмістом конденсату 500 г/м<sup>3</sup> і 100% компенсацією відборів нагнітанням

Метод дії	Ступінь виснаження покладу							
	25%		50%		75%		Pmax	
	Додатковий видобуток конденсату, млн.	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн.	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн.	Накопичений NPV, млн. USD	Додатковий видобуток конденсату, млн.	Накопичений NPV, млн. USD
Вода	1,577	16355	0,504	17112	0,039	18220	0,033	19148
C <sub>1</sub> 100%	4,473	18464	3,581	20019	2,620	21637	1,744	21303
N <sub>2</sub> 100%	3,024	-7646	2,363	-4020	1,692	-53	1,366	4090
CO <sub>2</sub> 100%	5,278	-16900	4,282	-13070	2,967	-7921	2,139	14867
C <sub>1</sub> 50%, N <sub>2</sub> 50%	3,753	14172	3,581	16440	2,183	18270	1,678	18840
C <sub>1</sub> 98%, C <sub>2</sub> 1%, C <sub>3</sub> 1%	4,571	15839	3,649	17656	2,660	19580	2,004	19871
C <sub>1</sub> 90%, C <sub>2</sub> 5%, C <sub>3</sub> 5%	4,926	7989	3,918	10595	2,812	13414	2,099	14710

## ДОДАТОК И

Таблиця И.1 – Матриця невизначених параметрів

#	Параметр	Тип розподілу	Мінімальне значення	Максимальне значення	Базове значення або середнє; стандартне відхилення
1	Пористість 1, част. од.	Усічений нормальний	0,15	0,25	0,21; 0,03
2	Пористість 2, част. од.	Усічений нормальний	0,12	0,25	0,18; 0,05
3	Пористість 3, част. од.	Усічений нормальний	0,08	0,22	0,15; 0,08
4	Множник провідності порушення 1	Однорідний	0	1,00	1,00
5	Множник провідності порушення 2	Однорідний	0	1,00	1,00
6	Множник вертикальної проникності 1	Однорідний	0,05	0,70	0,10
7	Множник вертикальної проникності 2	Однорідний	0,05	0,50	0,10
8	Множник вертикальної проникності 3	Однорідний	0,01	0,20	0,10
9	Газо-водяний контакт, м	Однорідний	-3300	-3400	-3300
10	Критичне насичення водою 1	Однорідний	0,20	0,25	0,21
11	Критичне насичення водою 2	Однорідний	0,25	0,30	0,25
12	Критичне насичення водою 3	Однорідний	0,30	0,40	0,30
13	Залишкове насичення нафти до води 1	Однорідний	0,30	0,35	0,30
14	Залишкове насичення нафти до води 2	Однорідний	0,20	0,15	0,25
15	Залишкове насичення нафти до води 3	Однорідний	0,10	0,05	0,15
16	Залишкове насичення нафти до газу 1	Однорідний	0,10	0,05	0,15
17	Залишкове насичення нафти до газу 2	Однорідний	0,15	0,10	0,20
18	Залишкове насичення нафти до газу 3	Однорідний	0,20	0,15	0,25
19	Проникність аквіфера, мД	Однорідний	50	400	200
20	Пористість аквіфера, част. од.	Однорідний	0,10	0,25	0,20
21	Радіус аквіфера, м	Однорідний	1000	25000	10000

