

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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Матківський Сергій Васильович

УДК 622.279.23/4

ДИСЕРТАЦІЯ

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ
ПРИРОДНИХ ГАЗІВ ЗА ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ**

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
_____ С.В. Матківський

Науковий керівник Кондрат Олександр Романович, доктор технічних наук,
професор

Івано-Франківськ – 2021

АНОТАЦІЯ

Матківський С.В. Удосконалення технології розробки родовищ природних газів за водонапірного режиму.— 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.

Переважна більшість родовищ природних газів знаходиться на завершальній стадії розробки, яка поряд з іншими особливостями характеризується вибірковим обводненням продуктивних покладів та видобувних свердловин. Складність видобутку залишкових запасів газу за таких умов розробки пов'язана з виснаженістю продуктивних покладів, накопиченням рідини на вибої свердловин, корозією свердловинного обладнання та неможливістю зниження гирлових тисків через обмеження подачі та підготовки вуглеводневої продукції за існуючої наземної інфраструктури. Видобувні свердловини в умовах надходження пластової води в продуктивні поклади виводяться із експлуатації після відносно невеликих відборів газу. Пов'язано це як і з недостатнім впровадженням методів інтенсифікації винесення рідини з вибоїв свердловин, так і з особливостями облаштування родовищ, яке зазвичай не розраховано на збір і підготовку вуглеводневої продукції з великим вмістом води.

Згідно з результатами експериментальних досліджень та промислових даних встановлено, що за водонапірного режиму розробки продуктивних покладів защемлюються значні об'єми природного газу пластовою водою. Кінцеві коефіцієнти вилучення газу з родовищ в умовах інтенсивного надходження пластової води в середньому становлять 70-85 %.

Враховуючи всю складність розробки родовищ вуглеводнів в умовах негативного впливу пластових вод на процес видобутку природного газу, доцільним було б впроваджувати технології, які б дозволяли контролювати

процес обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин і тим самим забезпечувати високі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

Для удосконалення існуючих технологій розробки родовищ вуглеводнів виконано критичний огляд досліджень з підвищення вуглеводневилучення з газових та газоконденсатних родовищ в умовах прояву водонапірного режиму.

Використовуючи результати лабораторних та експериментальних досліджень, встановлено високу ефективність вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання неуглеводневих газів (азот, діоксид вуглецю, димові та викидні гази, суміші різних газів). Однак, до сьогодні не досліджена низка питань пов'язаних з регулюванням процесу обводнення продуктивних покладів, що розробляються за водонапірного режиму шляхом нагнітання діоксидом вуглецю.

Використовуючи основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger, проведено дослідження основних процесів розробки газоконденсатного покладу за водонапірного режиму з використанням діоксиду вуглецю.

За результатами обробки розрахункових даних визначено раціональне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в поклад, яке за батареїного розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і видобувних свердловин у центрі покладу становить чотири місяці на сто метрів відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами.

На основі результатів моделювання встановлено максимальне значення щільності (кількості) сітки нагнітальних свердловин необхідних для нагнітання діоксиду вуглецю в газоконденсатний поклад на межі початкового газоводяного контакту. Згідно із результатами проведених розрахунків максимальне значення кількості нагнітальних свердловин для однорідного покладу дорівнює 6,41 (6) свердловин (відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами становить 1,29). Під час нагнітання діоксиду вуглецю в неоднорідний багатопластовий

газоконденсатний поклад максимальне значення кількості нагнітальних свердловин дорівнює 7,74 (8) свердловин (відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами становить 0,97).

Для обґрунтування технологічних режимів експлуатації нагнітальних та видобувних свердловин проведено додаткові дослідження з розробки продуктивного покладу в умовах прояву водонапірного режиму. На основі проведених досліджень встановлено раціональне відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад до темпу видобутку природного газу з метою сповільнення надходження пластової води в поклад та попередження передчасного обводнення видобувних свердловин, яке дорівнює 1,25.

Для оцінки впливу на коефіцієнт вилучення газу циклічного нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті виконано гідродинамічне моделювання розробки продуктивного покладу. На основі результатів проведених розрахунків доказано технологічну ефективність циклічного нагнітання діоксиду вуглецю у газоконденсатний поклад порівняно з неперервним нагнітанням. Раціональна тривалість циклу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад становить 8 місяців.

На основі проведених досліджень розробки газоконденсатного покладу за водонапірного режиму з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання розроблені технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті з метою регулювання процесу надходження пластової води в газонасичені горизонти та підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення газу.

Використовуючи результати проведених досліджень, здійснено апробацію технології нагнітання діоксиду вуглецю для умов покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Завдяки впровадженню досліджуваної технології забезпечуються значно вищі кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 збільшується на 2,95 %

за величиною залишкових запасів газу, а коефіцієнт конденсатовилучення для цих умов збільшується на 1,24 %. Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю з метою регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення вуглеводнів для умов конкретного покладу.

Ключові слова: цифрове моделювання, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, обводнення, технології, діоксид вуглецю, газоводяний контакт.

ABSTRACT

Matkivskyi S.V. Improvement of the technology for the development of natural gas fields in a water drive. - Qualifying scientific work as a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 185 - Oil and Gas Engineering and Technology. - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2021.

The overwhelming majority of natural gas fields are at the final stage of development, which, along with other features, is characterized by selective watering of productive reservoirs and production wells from a water drive. The difficulty of extracting residual gas reserves under such development conditions is associated with the depletion of productive reservoirs, accumulation of liquid at the bottom of the wells, corrosion of downhole equipment and the inability to reduce wellhead pressures due to restrictions on the supply and preparation of hydrocarbon products with the existing surface infrastructure. Production wells in conditions of formation water inflow into productive reservoirs are decommissioned after relatively small cumulative gas production. This is due both to the insufficient introduction of methods for intensifying the removal of fluid from the bottom of the wells, and to the peculiarities of the arrangement of fields, which are usually not designed for the collection and preparation of hydrocarbon products with a high water content.

According to the results of experimental studies and field data, it has been established that significant volumes of natural gas are trapped by formation water behind the water drive of the development of productive reservoirs. The final coefficients of gas recovery from fields under conditions of intensive inflow of formation water are on average 70-85 %.

Taking into account the complexity of the development of hydrocarbon fields in the conditions of the negative impact of formation waters on the natural gas production process, it would be advisable to introduce technologies that would allow controlling the process of watering of productive strata and production wells and thereby ensuring high final coefficients of hydrocarbon recovery.

To improve the existing technologies for the development of hydrocarbon fields, a critical review of studies on increasing the hydrocarbon production in gas and gas condensate fields in the water drive has been carried out.

Using the results of laboratory and experimental studies, a high efficiency of secondary hydrocarbon production was established by injecting non-hydrocarbon gases (nitrogen, carbon dioxide, flue and waste gases, mixtures of various gases). However, a number of issues related to the regulation of the process of watering of productive reservoirs of gas fields developed under the water drive by injection with carbon dioxide have not yet been investigated.

Using the basic Eclipse and Petrel simulation tools from Schlumberger, a study was carried out of the main processes for the development of a gas condensate reservoir using a water drive using carbon dioxide.

Based on the results of statistical processing of the calculated data, the rational value of the duration of the period of injection of carbon dioxide into the reservoir was determined, which, according to the battery placement of injection wells in the initial gas-bearing contour and production wells in the center of the reservoir, is four months per hundred meters of distance between injection and production wells.

Based on the simulation results, the maximum value of the density (quantity) of the grid of injection wells necessary for the injection of carbon dioxide into the gas condensate reservoir on the boundary of the initial gas-water contact was established.

According to the results of the calculations, the maximum value of the number of injection wells for a homogeneous position is 6,41 (6) wells (the ratio of the distance between injection wells to the distance between production wells is 1,29). During the injection of carbon dioxide in a heterogeneous multilayer gas condensate reservoir, the maximum value of the number of injection wells is 7,74 (8) wells (the ratio of the distance between injection wells to the distance between production wells is 0,97).

To substantiate the technological parameters of the operation of injection and production wells, additional studies were carried out to develop the productive state for the water drive. Based on the research results, a rational value was established for the rate of injection of carbon dioxide into the reservoir with the rate of natural gas production in order to slow down the flow of formation water and prevent premature watering of production wells. According to the calculations, the rational ratio of the rate of injection of carbon dioxide at the boundary of the initial gas-water contact with the rate of natural gas production is 1,25.

To assess the effect on the gas recovery factor of cyclic injection of carbon dioxide into the reservoir at the initial gas-water contact, hydrodynamic modeling of the development of the productive reservoir was performed. Based on the results of the calculations, the technological efficiency of the cyclic injection of carbon dioxide into the gas condensate reservoir is proved in comparison with the continuous injection. The rational duration of the cycle of injection of carbon dioxide into the reservoir is 8 months.

On the basis of the conducted studies of the development of a gas condensate reservoir for a water drive using the main tools of hydrodynamic modeling, technologies have been developed for injecting carbon dioxide into a reservoir at the initial gas-water contact in order to regulate the process of formation water inflow into gas-saturated horizons and increase the final gas recovery factor.

Using the results of the studies carried out, the technology of carbon dioxide injection was tested for the conditions of the V-16 horizon of the Hadyach oil and gas condensate field. Thanks to the introduction of the technology under study, the final hydrocarbon recovery factors are significantly higher. The predicted gas recovery

factor during the injection of carbon dioxide into the reservoir of the V-16 horizon increases by 2,95 % in terms of residual gas reserves, and the condensate recovery factor for these conditions increases by 1,24 %. The results of the studies carried out indicate the technological efficiency of the introduction of the technology of injection of carbon dioxide in order to regulate the process of flooding of productive reservoirs and increase the final coefficient of hydrocarbon recovery for the conditions of a particular field.

Key words: digital modeling, gas condensate reservoir, water drive, water flooding, technologies, carbon dioxide, gas-water contact.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Статті, в яких опублікуванні основні результати дисертації

1. Alessandro Romi, Oleksandr Burachok, Mariana Laura Nistor, Serhii Matkivskyi, and other. Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin. *Petroleum Geostatistics*. 2019. P. 1-5. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus).

2. Matkivskyi S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. November. 2020. Dnipro. Ukraine. P. 1-10. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus).

3. Burachok O., Kondrat O., Matkivskyi S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. November. 2020. Dnipro. Ukraine. P. 1-11. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus).

4. Burachok O., Kondrat O., Matkivskyi S., Khaidarova L. Application of CEOR Optimization Method for Gas-Condensate Reservoir Below Dewpoint: Synthetic Case Study. *Oil GAS European Magazine*. 2020. P. 41-49. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus).

5. Burachok O., Nistor M.L., Sosio G., Kondrat O., Matkivskyi S. Evaluation of Potential Applicability of Depleted GasCondensate Fields for CO₂ Sequestration and EOR: Synthetic Case Study. *Geoscience & Engineering in Energy Transition Conference*. 2020. P.1-5. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus).

6. O. Burachok, D. Pershyn, C. Spyrou, G. Turkarslan, M.L. Nistor, D. Grytsai, S. Matkivskyi, Y. Bikman, O. Kondrat. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. *82nd eage conference & exhibition*. 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands. P.1-5. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus).

7. Kondrat O., Matkivskyi S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. №5/1 (55). С. 12-17.

8. Kryvulya S., Matkivskyi S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. №6/1 (56). С. 13-18.

9. 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*. 2020. №.1(74). С. 82-88.

10. 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*. 2020. №.2(75). С. 43-51.

11. 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.

12. 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 з допомогою концепції однокоміркової гідродинамічної моделі. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. 2020. №. 2(4). С. 49-56.

13. Матківський С.В., Кондрат О.Р. Узагальнення основних досліджень з підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ при водонапірному режимі. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. №.3(76). С. 7-22.

14. Матківський С.В. Теоретико-методологічні особливості побудови постійно діючих геолого-технологічних моделей родовищ вуглеводнів. *Мінеральні ресурси України*. 2020. №.4. С. 39-44.

15. Матківський С.В. Дослідження ефективності витіснення защемленого газу неуглеводневими газами з обводнених газоконденсатних покладів. *Нафтогазова енергетика*. 2020. №. 2 (34). С. 26-33

16. Матківський С.В., Кондрат О.Р., Бурачок О.В., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення темпу нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. №.4 (77). С. 23-30

Тези наукових конференцій

17. Матківський С.В. Особливості оцінки початкових запасів газу в умовах водонапірного режиму розробки родовища. *Eurasian scientific congress* Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Барселона, 14-16 червня 2020 р.) Барселона. С. 230-234.

18. Матківський С.В. Оптимізація умов експлуатації свердловин в умовах водонапірного режиму. *Modern science: problems and innovations*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Стокгольм, 28-30 червня 2020 р.) Стокгольм. С.174-178.

19. 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*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Стокгольм, 26-28 липня 2020 р.) Стокгольм. С.184-188.

20. Матківський С.В., Кондрат О.Р. Підвищення вуглеводневилучення з обводнених газоконденсатних покладів шляхом нагнітання діоксиду вуглецю. *Science, society, education: topical issues and development prospects*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Харків, 29-31 серпня 2020 р.) Харків. С. 96-101.

21. Кондрат О.Р., Матківський С.В. Вплив тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на газовилучення в умовах прояву водонапірного режиму. *Study of modern problems of civilization*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Осло, 19-23 жовтня 2020 р.) Осло. С. 135-139.

22. Кондрат О.Р., Матківський С.В. Вплив щільності сітки нагнітальних свердловин на процес обводнення покладу під час нагнітання діоксиду вуглецю. *Modern problems in science*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Прага, 09-12 листопада 2020 р.) Прага. С. 211-214.

23. Матківський С.В. Вплив тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на активність водонапірної системи при розробці газоконденсатних родовищ. *Сучасна наука: проблеми, перспективи, інновації*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Вінниця, 11-12 листопада 2020 р.) Україна. С. 50-54.

24. Кондрат О.Р., Матківський С.В., Хайдарова Л.І. Вплив темпу нагнітання діоксиду вуглецю на технологічні показники розробки газоконденсатного покладу в умовах водонапірного режиму. *Сучасна наука: проблеми, перспективи, інновації*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Вінниця, 11-12 листопада 2020 р.) Україна. С. 46-50.

25. Матківський С.В. Вплив темпу видобутку газу на процес обводнення свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади. *Science*

and practice of today. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Анкара, 16-19 листопада 2020 р.) Турція. С. 215-218.

26. Матківський С.В. Напрями підвищення продуктивності видобувних свердловин в умовах вибіркового обводнення газоконденсатних покладів. *Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції. (Івано-Франківськ, 8-9 грудня 2020 р.) Україна. С. 125-127.

27. Кондрат О.Р., Матківський С.В. Перспективи дорозробки обводнених газоконденсатних родовищ. *Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції. (Івано-Франківськ, 8-9 грудня 2020 р.) Україна. С. 114-116.

28. Кондрат О.Р., Бурачок О.В., Матківський С.В. Підвищення нафтогазовилучення конденсату з виснажених родовищ природних вуглеводнів. *Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції. (Івано-Франківськ, 8-9 грудня 2020 р.) Україна. С. 89-91.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1	
ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИЛУЧЕННЯ ГАЗУ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ЗА ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ РОЗРОБКИ.....	11
1.1 Особливості та проблеми дорозробки виснажених газоконденсатних покладів за водонапірного режиму.....	11
1.2 Причини обводнення та особливості експлуатації обводнених газоконденсатних свердловин	14
1.3 Характеристика основних експериментальних та теоретичних досліджень з підвищення вуглеводневилучення виснажених покладів за водонапірного режиму розробки	18
1.4 Характеристика основних досліджень з підвищення вуглеводневилучення родовищ за водонапірного режиму розробки з використанням чисельного моделювання	28
1.5 Перспективи застосування діоксиду вуглецю в нафтогазовій промисловості та способи його отримання.....	34
Висновки до першого розділу	40
РОЗДІЛ 2	
МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ АНАЛІТИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ З ВИКОРИСТАННЯМ ГІДРОДИНАМІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ.....	42
2.1 Методика побудови тривимірних геолого-технологічних моделей родовищ вуглеводнів.....	42
2.2 Методика побудови синтетичної однорідної 3D моделі газоконденсатного покладу	49
2.3 Методика побудови композиційної PVT-моделі	53
Висновки до другого розділу	57

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ З ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИЛУЧЕННЯ ГАЗУ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ЗА ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ ШЛЯХОМ НАГНІТАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ.....	58
3.1 Постановка задачі дослідження. Методика обробки результатів досліджень	58
3.2 Дослідження впливу на коефіцієнт вилучення газу тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті.....	61
3.3 Дослідження впливу на коефіцієнт вилучення газу щільності сітки нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті	76
3.4 Дослідження впливу на коефіцієнт вилучення газу темпу видобутку природного газу під час нагнітання діоксиду в поклад на початковому газоводяному контакті.....	91
3.5 Дослідження впливу на коефіцієнт вилучення газу темпу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті.....	98
3.6 Дослідження впливу тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті на коефіцієнт вилучення газу.....	107
Висновки до третього розділу.....	113

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБЛЕННЯ ТА АПРОБАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИЛУЧЕННЯ ГАЗУ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ЗА ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ РОЗРОБКИ ШЛЯХОМ НАГНІТАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ.....	117
4.1 Розроблення технологій підвищення коефіцієнта вилучення газу за водонапірного режиму шляхом нагнітання діоксиду вуглецю.....	117
4.2 Апробація технології нагнітання діоксиду вуглецю в газоконденсатний поклад горизонту В-16 Гадяцького	

	нафтогазоконденсатного родовища за водонапірного режиму розробки.....	120
4.2.1	Вибір об'єкту та методика проведення гідродинамічних досліджень....	120
4.2.2	Результати проведених досліджень та рекомендації	124
	Висновки до четвертого розділу.....	137
	ВИСНОВКИ	138
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	140
	ДОДАТКИ.....	151

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Економіка України є однією з найбільш енергоємних економік у Європі та характеризується достатньо високим показником промислових викидів діоксиду вуглецю в атмосферу. Більшість підприємств важкої промисловості, що працюють на вугіллі застарілі та потребують модернізації, головним завданням якого є зменшення навантаження на навколишнє середовище та підвищення ефективності перетворення енергії.

Високорозвинені індустріальні країни активно впроваджують новітні технології уловлювання діоксиду вуглецю в енергетичному секторі. Зважаючи на те, що кліматичні норми в глобальному масштабі з кожним днем стають більш вимогливішими, в подальшій перспективі Україна матиме потреби в облаштуванні великих енергоємних підприємств, які працюють на викопному паливі технологіями уловлювання діоксиду вуглецю, що зумовлює необхідність пошуку шляхів його захоронення.

На сьогоднішній день перспективним напрямом утилізації діоксиду вуглецю є його нагнітання в газоконденсатні родовища, що розробляються за водонапірного режиму з метою підвищення їх вуглеводневилучення шляхом регулювання обводнення продуктивних пластів та видобувних свердловин. Технологія нагнітання діоксиду вуглецю є достатньо відомою та успішно використовується в світі.

Під час проектування технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади важливим завданням, яке потребує додаткових досліджень, є вибір тривалості періодів та циклів його нагнітання, кількості (щільності) сітки нагнітальних свердловин на площі газонасності та технологічних режимів експлуатації видобувних та нагнітальних свердловин.

Використання техногенного діоксиду вуглецю як агенту нагнітання для підвищення кінцевого вуглеводневилучення виснажених газових і нафтових

родовищ є перспективною технологією в рамках всього процесу декарбонізації енергетичного сектору України.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертаційна робота є фрагментом науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт Науково-дослідного інституту нафтогазової інженерії Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу: за період 2018-2020 рр. за темою №0118U004089 «Порядок обліку сировини та готової продукції при підготовці та вилученні зріджених вуглеводнів з ШФЛВ/КГЛВ сторонніх організацій в СП «Полтавська газонафтова компанія» ТЗ 1/01/2018-1»; за темою №0119U000210 «Методика обліку вуглеводневої продукції видобувних свердловин ПрАТ «Нафтогазвидобування»; за темою №0119U003666 «Розроблення СОУ по обліку вуглеводнів на УППНГ Сахалінського НГКР ПрАТ «ВК» «Укрнафтобуріння».

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є удосконалення технологій розробки газових та газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму шляхом нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади для регулювання надходження пластових вод і підвищення вуглеводневилучення.

Основні завдання досліджень.

1. Аналіз та узагальнення світового досвіду розробки родовищ вуглеводнів за водонапірного режиму та методів підвищення кінцевого вуглеводневилучення за таких умов.

2. Дослідження впливу тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту на кінцевий коефіцієнт вилучення газу.

3. Дослідження впливу кількості (щільності) сітки нагнітальних свердловин на коефіцієнт вилучення газу при нагнітанні діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті для однорідного та неоднорідного продуктивних покладів.

4. Дослідження впливу технологічних режимів експлуатації видобувних та нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на початковому газоводяному контакті на коефіцієнт вилучення газу.

5. Дослідження впливу тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на коефіцієнт вилучення газу за циклічного його нагнітання в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту.

6. Удосконалення технологій розробки газових та газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму шляхом нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на межі початкового газоводяного контакту.

7. Апробація технологій нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади для регулювання надходження пластової води в газонасичені горизонти для умов конкретних покладів.

Об'єктом досліджень є процеси нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на початковому газоводяному контакті з метою регулювання процесу надходження пластової води в газонасичені горизонти за активного водонапірного режиму.

Предметом досліджень є технології регулювання надходження пластової води в продуктивні поклади з метою мінімізації негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки газових та газоконденсатних родовищ.

Методи дослідження. Поставлені завдання вирішувались шляхом проведення досліджень на гіпотетичних цифрових тривимірних моделях газоконденсатного покладу з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger, статистичної обробки отриманих результатів досліджень та апробації розроблених технологій для умов конкретних покладів.

Наукова новизна одержаних результатів

1. Обґрунтовано раціональну тривалість періоду нагнітання діоксиду вуглецю в поклад, яка за батареїного розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і видобувних свердловин у центрі покладу

становить чотири місяці на сто метрів відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами.

2. Вперше встановлено, що за колового розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і розміщення видобувних свердловин у вигляді центральної батареї раціональне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами становить 1,29 для однорідного покладу та 0,97 для неоднорідного покладу.

3. Обґрунтовано раціональне відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту до темпу видобутку природного газу, яке дорівнює 1,25.

4. Доказано технологічну ефективність циклічного нагнітання діоксиду вуглецю у поклад порівняно з неперервним нагнітанням. Раціональна тривалість циклу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад становить 8 місяців.

Практичне значення одержаних результатів

З використанням результатів виконаних досліджень вдосконалено існуючі технології розробки газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму шляхом нагнітання діоксиду вуглецю. До практично значимих відносяться такі розробки дисертаційної роботи.

1. Обґрунтовано значення тривалості періоду та циклів нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту для забезпечення повнішого охоплення газонасиченої площі покладу розробкою та регулювання надходження пластової води в продуктивні поклади.

2. Обґрунтовано технологічні режими експлуатації видобувних та нагнітальних свердловин за нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на початковому газоводяному контакті для зниження активності водонапірної системи та забезпечення максимальних коефіцієнтів вуглеводневилучення.

3. Удосконалено технологію розробки газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму під час нагнітання діоксиду вуглецю в однорідний та неоднорідний поклади шляхом обґрунтування раціонального відношення

відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами для забезпечення ефективного блокування пластової води по всьому периметру покладу.

4. Розроблено рекомендації щодо впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю для зменшення негативного впливу пластової води на процес видобування вуглеводнів та підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення із покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища.

Особистий внесок здобувача. Автором проведено ретельний та критичний огляд літературних джерел з питань підвищення вуглеводневилучення з газових та газоконденсатних родовищ, а також основних підходів до моделювання розробки родовищ за таких умов [1, 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 17, 19, 27, 28]. Використовуючи основні інструменти гідродинамічного моделювання проведено дослідження ефективності впровадження технологій вторинного та третинного видобутку вуглеводнів із використанням діоксиду вуглецю. Виконано дослідження впливу технології нагнітання діоксиду вуглецю на активність водонапірної системи та кінцевий коефіцієнт вилучення газу за таких умов. На основі проведених досліджень встановлено технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання в продуктивні поклади на початковому газоводяному контакті [2, 15, 20, 21, 22, 23]. Здійснено дослідження з оптимізації умов експлуатації видобувних та нагнітальних свердловин шляхом обґрунтування раціональних режимів їх експлуатації за водонапірного режиму та активного надходження пластової води в продуктивні поклади [7, 16, 18, 24, 25, 26]. Виконано апробацію технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища [8].

Апробація результатів дисертації.

Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на Міжнародній науково-технічній конференції «*Modern science: problems and innovations*» (28-30 червня 2020 р., м. Стокгольм);

Міжнародній науково-технічній конференції «*Modern science: problems and innovations*» (26-28 липня 2020 р., м. Стокгольм); Міжнародній науково-технічній конференції «*Science, society, education: topical issues and development prospects*» (29-31 серпня 2020 р., м. Харків); Міжнародній науково-технічній конференції «*Study of modern problems of civilization*» (19-23 жовтня 2020 р., м. Осло); Міжнародній науково-технічній конференції «*Modern problems in science*» (09-12 листопада 2020 р., м. Прага); Міжнародній науково-технічній конференції «*Сучасна наука: проблеми, перспективи, інновації*» (11-12 листопада 2020 р., м. Вінниця); Міжнародній науково-технічній конференції «*Science and practice of today*» (16-19 листопада 2020 р., м. Турція); Міжнародній науково-технічній конференції «*Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази*» (8-9 грудня 2020 р., м. Івано-Франківськ);

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 28 наукових праць (з них 6 наукових праць у журналах, що індексуються у наукометричній базі даних Scopus) серед яких 16 статей у фахових наукових виданнях та 12 публікацій матеріалів доповідей на міжнародних та всеукраїнських науково-технічних конференціях.

Структура та обсяг дисертаційної роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел (115 найменувань). Викладена на 156 сторінках машинописного тексту, містить 49 рисунків та 14 таблиць.

Автор висловлює щирю подяку науковому керівнику, доктору технічних наук, професору Кондрату О.Р. за наукові консультації, а також колективу кафедри видобування нафти і газу за підтримку і сприяння у проведенні наукових досліджень.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИЛУЧЕННЯ ГАЗУ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ЗА ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ РОЗРОБКИ

1.1 Особливості та проблеми дорозробки виснажених газоконденсатних покладів за водонапірного режиму

Енергетична незалежність економіки України обумовлює необхідність ретельного аналізу процесу вилучення вуглеводнів із свердловин газоконденсатних родовищ. Переважна більшість газоконденсатних родовищ України знаходиться на завершальній стадії розробки та характеризується вибіркоvim обводненням продуктивних пластів і свердловин в умовах низьких пластових тисків [70]. Проблема обводнення газових і нафтових родовищ є надзвичайно актуальною на даний час не тільки для нафтогазової галузі України, але й для світової практики видобування нафти і газу.

Обводнення продуктивних горизонтів за водонапірного режиму є цілком природним процесом, який, в свою чергу, повинен бути контрольованим. Для зменшення негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки покладу необхідно здійснювати контроль та регулювання надходження пластових вод. Такий контроль повинен базуватись на результатах аналізів розробки покладів, відповідних висновках та залежностях [78].

Проблемам дорозробки виснажених газоконденсатних покладів за водонапірного режиму присвячено дослідження таких вчених, як Амелін І.Д., Анікеєв Д.П., Баренблатт Г.И., Бойко В.С., Бойко Р.В., Гутников А.И., Дорошенко В.М., Ентов В. М., Єгер Д.О., Желтов Ю.В., Закіров С.Н., Зезекало І.Г., Качмар Ю.Д., Кеба Л.М., Ковалко М.П., Кондрат О.Р., Кондрат Р.М., Купер І.М., Маргулов Г.В., Марчук Ю.В., Мамедов Г.А., Мирзаджанзаде А.Х., Міщенко І.Т., Рыжик В.М.,

Світлицький В.М., Семінський О.В., Тер-Саркісов Р.М., Фик І.М., Яремійчук Р.С., Agarwal R.G., Al-Hussamy R., Al-Hussamy R., Bcrgeson I.E., Dietz D.N., Geffen. T.M., Haynes. C. W., Hower T.L., Knapp R.M., Lewis D.R., Owens R.W., Parrish. D.R., Ramey. H. J., Ramey. H.J., та інші.

Складність видобутку залишкових запасів нафти і газу пов'язана з особливостями розробки покладів на завершальній стадії, яка характеризується низькими значеннями пластового тиску, низькодебітністю та обводненням свердловин з різними ускладненнями у процесі їх експлуатації [101].

Розробка газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму характеризується нерівномірним переміщенням газоводяного контакту в залежності від фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних пластів [83]. Це призводить до "язикового" обводнення та защемлення водою залишкових запасів газу. В обводненій частині покладу залишається мікрозащемлений газ через неповне його витіснення водою, а також значний об'єм макрозащемленого газу, зумовлений нерівномірним переміщенням фронту води [86].

Коефіцієнти вилучення вуглеводнів з продуктивних відкладів газових родовищ, для яких характерний активний водонапірний режим, дорівнюють 70-85 % [78, 53, 31]. Чим активніша водонапірна система, тим більша насиченість залишковим газом та менший коефіцієнт вилучення вуглеводнів. Враховуючи величину коефіцієнтів вилучення газу за водонапірного режиму, можна зробити висновок про те, що в результаті надходження пластової води у продуктивні товщі защемлюються значні запаси вуглеводнів [83].

Щоб досягнути мобільності залишкового газу, защемленого водою, необхідно забезпечити насиченість пор вище мінімально необхідного значення, при якому газ починає рухатись. Критичне насичення пор защемленим газом для різних типів порід з різною пористістю, різними відносними фазовими проникностями буде різним. Різниця між початковим та кінцевим значенням насичення мобільним газом пояснюється затримкою міграції природного газу через надходження пластової води та защемлення

його частини.

Характер обводнення видобувних свердловин залежить також від їх взаємодії та інтерференції в процесі експлуатації. Зупинка одних свердловин може негативно вплинути на процес експлуатації інших свердловин. Однак на даний момент проблема контролю перерозподілу флюїдопотоків між свердловинами та щільність сітки видобувних свердловин недостатньо досліджена. Особливості геологічної будови для різних родовищ з різними фільтраційно-ємнісними властивостями порід-колекторів зумовлюють різну щільність сітки видобувних та нагнітальних свердловин. Для повнішого охоплення газонасиченої частини покладу витісненням та зменшення темпів обводнення необхідно ущільнювати сітку свердловин, однак враховуючи величину капіталовкладень та об'єми залишкових запасів газу, інколи буріння додаткових свердловин економічно не доцільне.

Часткове обводнення високопроникних пластів зумовлює зниження продуктивності свердловин через накопичення рідини на вибої. Проведення робіт з метою ізоляції припливу пластової води на свердловинах, зазвичай, позитивних результатів практично не дають і виявляються неефективними. У зв'язку з цим відновити експлуатацію свердловин на поточний горизонт стає неможливим і свердловини змушено переводяться на вищезалягаючі поклади горизонтів.

За водонапірного режиму розробки видобувні свердловини виводяться з експлуатації після відносно невеликих відборів газу. Це пов'язано з особливостями промислового облаштування газових та газоконденсатних родовищ, які за технологічних і економічних міркувань зазвичай не розраховуються на збір і підготовку газу з великим вмістом води [65].

Пластові води, які появляються у продукції видобувних свердловин, є високомінералізованими, що призводить до корозії підземного та наземного обладнання. Зазвичай такі ускладнення проявляються на завершальних стадіях розробки родовищ та потребують значних капіталовкладень.

Враховуючи вищенаведене, практична реалізація систем оптимізації

дорозробки газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та вийти на світовий рівень вирішення існуючої проблеми.

1.2 Причини обводнення та особливості експлуатації обводнених газоконденсатних свердловин

Більшість родовищ природних газів пристосована до пластових водонапірних систем і розробляється за водонапірного режиму, особливістю якого є надходження в газонасичені горизонти підшовних чи крайових вод та защемлення водою значних об'ємів газу в пористому середовищі.

Обводнення свердловин може бути пов'язане як із “аварійним” проривом води з водоносних горизонтів через неякісне кріплення обсадних колон свердловин, так і неконтрольованим проривом пластової води через високопроникні пропластки продуктивного поклада [78].

Основні фактори, що визначають характер та причини обводнення, поділяються на природні та технологічні.

До природних факторів передчасного обводнення відносять геологічну будову поклада, тип породи-колектора, його фільтраційно-ємнісні характеристики, властивості пластових флюїдів, механізм їх фільтрації в пористому середовищі тощо.

Шляхи обводнення свердловин з урахуванням природних факторів наступні:

- ✓ “язики” просунення підшовної чи контурної води в зонально-неоднорідному пласті;
- ✓ “конуси” підшовної води в однорідному пласті;
- ✓ високопроникні пласти в багатопластових об'єктах чи пропластки в шарувато-неоднорідному пласті;
- ✓ високопроникні тріщини в порово-тріщинуватому чи тріщинувато-поровому пласті.

Враховуючи особливості експлуатації та технічний стан свердловин, шляхи передчасного чи аварійного їх обводнення наступні [94]:

- ✓ негерметичність цементних мостів на вибої свердловин, що обумовлює надходження води з нижчезалягаючих водоносних горизонтів;
- ✓ встановлення неоптимальних технологічних режимів експлуатації видобувних свердловин;
- ✓ дефекти експлуатаційної колони, які обумовлені її корозією та неякісним і неповним її цементуванням;
- ✓ негерметичність експлуатаційної колони, що зумовлює надходження або перетікання води із одного пласта в інший.

Отже, обводнення пластів та свердловин зумовлене сукупністю геологічних і технологічних факторів [66, 105].

Вибіркове обводнення високопроникних пластів призводить до накопичення рідини на вибої свердловин через низьку швидкість газорідинного потоку. Накопичення рідини на вибої зумовлює погіршення продуктивності свердловин [35, 115, 81, 103, 104]. Враховуючи той факт, що свердловини експлуатуються в режимі накопичення тиску і винесення води з свердловини має пульсуючий характер, визначення водного фактору за таких умов є не зовсім коректним і носить тільки оціночний характер [56, 79, 90]. Саме тому, забезпечення умов винесення рідини з вибою експлуатаційних свердловин може значно покращити основні технологічні параметри їх експлуатації.

З метою винесення газорідинної суміші з вибою газових та газоконденсатних свердловин використовують спінювальні поверхнево-активні речовини, газліфтний спосіб експлуатації, плунжерний ліфт, оптимізацію гирлових тисків, тощо. Однак, використання даних методів є недостатньо ефективним та носить короточасний ефект.

Для забезпечення стабільних дебітів свердловин необхідно вдосконалювати існуючі та розробляти нові методики розрахунків

оптимальних технологічних режимів експлуатації свердловин, які забезпечать оперативне прийняття рішень щодо стабілізації їх експлуатації [75].

Відомі дослідники Тер-Саркисов Р.М., Илатовский Ю.В., Бузинов С.Н., Медко В.В., Харитонов А.Н., Нифантов В.И., Казарян В.П., Серегина Н.В. стверджують, що в умовах періоду спадного видобутку знижується енергетичний потенціал продуктивних товщ [98]. Завершальна стадія розробки родовищ характеризується інтенсивним обводненням продуктивних покладів та експлуатаційних свердловин. Збільшення продуктивності свердловин неможливе за умов виснаження пластової енергії через обмеження подачі та підготовки вуглеводневої продукції згідно існуючої наземної інфраструктури. Зниження робочих тисків на гирлах свердловин та збільшення депресії на пласт можливе за рахунок введення дотискувачих компресорних станцій (ДКС), що потребує значних капіталовкладень.

Що стосується питань експлуатації видобувних свердловин за водонапірного режиму та інтенсивного обводнення продуктивних горизонтів розроблена низка методик та винаходів, які широко використовуються в газопромисловій практиці.

Авторами винаходу [110] запропоновано здійснювати видобуток газу шляхом періодичного видалення газорідинної суміші з вибою видобувних свердловин з використанням газового ежектора.

Відомі дослідники Чугунов Л.С., Березняков А.И. та Шадрин В.И. [111] пропонують продовжувати експлуатацію видобувних свердловин шляхом регулювання тиску газу на гирлі з використанням кутових штуцерів. Цей спосіб малоефективний при одночасній експлуатації двох і більше свердловин в один шлейф через різні технологічні параметри їх експлуатації. У зв'язку з перерозподілом тисків знижується швидкість потоку для малодобітних свердловин, що зумовлює накопичення рідини на вибої свердловин.

Інтенсифікацію припливу газу до вибою свердловин практикують також з використанням ежекції низьконапірного газу високонапірним [80]. Недоліками цього методу є низький коефіцієнт корисної дії та зниження

температури газу за ежектором, що зумовлює процес гідратуутворення. Однак використання цього пристрою дозволяє збільшити об'єми видобутого газу та зменшити втрати газу на продування свердловин.

На основі результатів експериментальних досліджень Коновалов І.Л. та ін. [106] розробили винахід, суть якого полягає в автоматичній підтримці граничного безводного дебіту свердловини, що розкрила пласт з підшовною водою. Пропонована система підтримує заданий гранично допустимий рівень конуса підшовної води шляхом зміни дебіту газу.

Достатньо ефективним та перспективним є спосіб експлуатації свердловин за концентричного дворядного ліфта (труба в трубі). На сьогоднішній день даний спосіб експлуатації низькодебітних свердловин активно впроваджується на Шебелинському газоконденсатному родовищі. Більшість свердловин Шебелинського газоконденсатного родовища експлуатується в умовах накопичення рідини на вибоях свердловин, оскільки обладнані ліфтовою колоною умовним діаметром 73 мм, а середній пластовий тиск в продуктивних покладах становить близько 1,5-2 МПа. На основі аналізу експлуатації низькодебітного фонду свердловин обґрунтовано оптимізацію їх експлуатації шляхом обладнання колоною сифонних трубок, виготовлених з полікомполімерних матеріалів.

За результатами проведених комплексних досліджень та промислового досвіду освоєння таких свердловин вдалося інтенсифікувати приплив вуглеводнів та досягти збільшення дебіту газу в 2-3 рази. Діаметр сифонної трубки вибирається таким чином, щоб забезпечити умови винесення газорідної суміші з вибою свердловин.

На даний час проведено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень, пов'язаних з розробкою виснажених родовищ вуглеводнів в умовах прояву водонапірного режиму. За результатами вітчизняних та зарубіжних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу водою в пористому середовищі. Спираючись на результати фундаментальних досліджень, розроблено значну кількість технологій

розробки виснажених родовищ в умовах інтенсивного надходження пластової води, які характеризуються певними перевагами та недоліками. Зважаючи на це, існує необхідність систематизації існуючих технологій для різних геолого-технологічних умов розробки газоконденсатних родовищ та експлуатації свердловин з подальшим розробленням нових технологій, які б за мінімальних витрат забезпечували максимальні коефіцієнти вилучення вуглеводнів.

Провідні світові компанії активно вивчають проблеми пов'язані з експлуатацією низьконапірних свердловин та розробляють новітні технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів з низьконапірних свердловин з метою дорозробки виснажених обводнених газових і газоконденсатних родовищ. Напрацювання провідних фахівців впроваджуються на виробництві та дають позитивний ефект.

Проблема контролю за надходженням пластових вод в продуктивні поклади та обводненням свердловин на родовищах України набуває все більшої актуальності і вирішення даної проблеми є одним із напрямів забезпечення енергетичної незалежності держави.

1.3 Характеристика основних експериментальних та теоретичних досліджень з підвищення вуглеводневилучення виснажених покладів за водонапірного режиму.

Матеріали гідрогеологічних досліджень, а також дані про підземні води, отримані за результатами пошуково-розвідувальних робіт по свердловинах, з яких при випробуванні отримані припливи пластових вод, дозволяють охарактеризувати особливості гідрогеологічної системи в межах родовища.

Визначення положення ГВК є важливим завданням контролю, без якого неможлива раціональна розробка покладів. Вибір оптимального комплексу контролю за газоводяним контактом повинен базуватися на сучасних науково-технічних досягненнях та промисловому досвіді [65].

До основних методів контролю за процесом розробки родовища

відноситься побудова залежності приведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища [37, 70]. Використовуючи графоаналітичну залежність, встановлюють режим розробки родовища, визначають початкові та залишкові дреновані запаси газу, оцінюють активність водонапірної системи при надходженні в продуктивні товщі пластових вод, а також визначають характер дренування продуктивних покладів [38].

Згідно з дослідженнями А.Х. Мірзаджанзаде та ін. [97] на початковій стадії розробки родовища за водонапірного режиму падіння пластового тиску може бути аналогічним газовому режиму, що пояснюється існуванням певного градієнту тиску, за якого можлива така схожість. Залежність приведеного пластового тиску у функції накопиченого видобутку газу носить лінійний характер. Однак за активного водонапірного режиму та високої проникності газоносних пластів дана подібність відсутня.

Відомі методи, які використовуються для попередження надходження пластових вод та боротьби з обводненням видобувних свердловин направлені на мінімізацію негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки родовищ та збільшення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення за таких умов.

Розрізняють наступні методи регулювання надходження пластових вод в газонасичені інтервали продуктивних горизонтів [72, 73, 95, 96, 107]:

- ✓ перехоплення пластових вод з використанням спеціальних свердловин, які пробурені на початковому контурі газоносності;
- ✓ створення на окремих ділянках родовища або цілого родовища непроникних екранів для пластової води шляхом закачування через нагнітальні свердловини в'язких чи водоізолюючих агентів;
- ✓ зменшення відборів природного газу з ділянок родовища, які контактують з водоносним басейном шляхом закриття частини видобувних свердловин та збільшення темпів відбору із зон сповільненого надходження пластових вод.

Найважливішим параметром прогнозування видобутку газу та кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення з газоконденсатних покладів є коефіцієнт залишкової насиченості пор защемленим газом. Лабораторні експерименти та розрахунки матеріального балансу демонструють, що насиченість пор в зоні обводнення продуктивної частини покладу може сягати 50 % об'єму пор.

Експериментальними дослідженнями Гофен та ін. [51] у 1952 р. на пробах керну встановили, що насиченість пор защемленим газом може становити 15-50 % для різних пористих середовищ. В проведених експериментах авторами вивчено вплив початкового насичення пор водою на насичення пор защемленим газом у випадку інтенсивного обводнення пластів та защемлення частини залишкового газу. За результатами проведених досліджень на двох зразках пісковика при різних початкових насиченнях пор водою та защемленим газом встановлено, що початкова водонасиченість не впливає на насичення пор защемленим газом.

У 1963 році авторами Керічі, Чюччі та Лонг [54] було досліджено насиченість защемленим газом сцементованих та несцементованих пісковиків на зразках керну. Середнє залишкове насичення пор защемленим газом ґрунтувалося на розрахунках матеріального балансу при декількох значеннях тиску. Враховуючи, що виснаження газоконденсатних покладів відбувається нерівномірно, тому для характеристики насичення пор зразків керну дослідниками введено поняття середньої залишкової газонасиченості защемленим газом.

З метою достовірного визначення початкових запасів газу Брунс, Агарвал та ін. [27] в 1965 році дослідили вплив водонапірного режиму на характер залежності $P_{пл}/z$ від $Q_{нак}$ для газового резервуару. Дослідники проілюстрували, що ті фактори, які обумовили зниження тиску в резервуарі та певним чином спричинили затримання надходження пластових вод, призвели до збільшення коефіцієнта вилучення газу. Також було встановлено, що кінцевий коефіцієнт вилучення газу залежить від темпу видобутку газу, залишкового насичення пор газом, продуктивності водонапірної системи та

проникності пластів.

Для прогнозування видобутку газу за водонапірного режиму Кнап та ін. [34] в 1968 році розробили двофазну двовимірну модель. Цю модель було використано для вивчення впливу неоднорідності, продуктивності водоносних горизонтів та темпів видобутку газу. Аналізуючи результати проведених досліджень, зроблено висновок про те, що коефіцієнт вилучення газу є функцією темпів видобутку газу, продуктивності водоносних горизонтів та неоднорідності продуктивних покладів як за товщиною, так і за площею. Результати досліджень добре корелюються з результатами Агарвала щодо темпів видобутку газу та продуктивності водонапірної системи.

Для вивчення перспективності розробки Девонського газового родовища у північно-східній частині Британської Колумбії Пеппердін [19] в 1978 році використав математичну модель. Виходячи з результатів дослідження та аналізу фактичних геолого-промислових даних, встановлено, що для досягнення максимальних коефіцієнтів вилучення газу процес виснаження родовища за водонапірного режиму повинен опиратися на рішення, які приймаються на основі якісної та достовірної інформації, отриманої в результаті проведення досліджень свердловин.

Важливе місце в дослідженні розробки родовищ за водонапірного режиму займають теоретичні роботи Бернштейна М.Н. та Гіматудінова Ш.К., [59, 60, 68], в яких детально вивчені питання фільтрації газорідинної суміші в порових каналах газонасичених відкладів.

На збільшення коефіцієнта вилучення защемленого газу пластовою водою також направлені лабораторні та експериментальні дослідження Мірзаджанзаде А.Х., Мамєдова Г.А. і Рижики В.М. [85, 89].

Протягом багатьох років досліджень процесів розробки родовищ вуглеводнів були запропоновані три основні методи для нарощення видобутку газу із газових та газоконденсатних родовищ. Одним із таких методів є видобуток залишкового защемленого газу шляхом продовження експлуатації обводнених свердловин з наступним відділенням газу з газорідинної суміші

[30, 40, 41, 43]. Цей метод характеризується значними недоліками. Основний недолік пов'язаний з утилізацією великих об'ємів видобутої пластової води в порівнянні з видобутими об'ємами защемленого газу.

Другий метод - це сумісне видобування газу та води. У цьому випадку газ видобувають із свердловин, які гіпсометрично вище та експлуатуються з газової частини покладу. Видобуток води здійснюється з свердловин, які розміщені на межі газоводяного контакту [5, 28, 29]. Цей метод ефективний для газових родовищ з малоактивною та активною водонапірними системами.

Згідно третього методу видобуток газу здійснюється із значно більшими темпами в порівнянні зі швидкістю припливу води. Мета цієї технології полягає в тому, що за короткий період часу необхідно вилучити якомога більше газу до моменту прориву пластової води до експлуатаційних свердловин. Згідно проведених досліджень [8] встановлено, що збільшення темпів видобутку газу не завжди призводять до збільшення коефіцієнта вуглеводневилучення та залежить від колекторських властивостей гірських порід та зональної неоднорідності продуктивних пластів.

На основі результатів лабораторних досліджень встановлено високу технологічну ефективність інтенсифікації припливу вуглеводнів шляхом нагнітання в продуктивні поклади неуглеводневих газів (азот, діоксид вуглецю, димові та викидні гази, суміші різних газів) [14, 17, 48, 71].

У роботах [16, 18, 25] наведено результати лабораторних досліджень з витіснення залишкових запасів природного газу азотом, діоксидом вуглецю та димовими газами з моделей однорідного пласта та неоднорідних двошарових моделей. Згідно з результатами лабораторних досліджень встановлено, що найбільший коефіцієнт вуглеводневилучення в проведених експериментах досягається у випадку використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання.

Аналізуючи отримані результати теоретичних досліджень процесу витіснення залишкового природного газу діоксидом вуглецю, встановлено, що найбільш ефективним процес витіснення буде у випадку початку нагнітання його в продуктивні поклади за пластового тиску значно меншого від

початкового тиску [20, 21].

Технологія використання діоксиду вуглецю для витіснення залишкового газу защемленого водою з газових та газоконденсатних покладів, які розробляються за водонапірного режиму достатньо вивчена та успішно використовується у світі.

Враховуючи те, що густина та в'язкість діоксиду вуглецю значно вища за густину природного газу в пластових умовах, постійний процес закачування діоксиду вуглецю на межі газоводяного контакту може частково запобігти просуванню води в продуктивні товщі. Зважаючи на високу розчинність діоксиду вуглецю в нафті, конденсаті та пластовій воді [26], у випадку впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад забезпечується ефективне витіснення природного газу.

Методика закачування діоксиду вуглецю полягає в тому, щоб створити штучний бар'єр між водою та природним газом, який буде блокувати вибіркове надходження пластової води і тим самим забезпечить стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин. Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення з продуктивних покладів [33].

До перспективних методів регулювання надходження пластової води в продуктивні пласти також відноситься і нагнітання азоту, завдяки якому буде витіснятися защемлений водою газ до видобувних свердловин і, водночас, буде створюватися додатковий бар'єр між водонапірною системою та газонасиченими покладами.

Про високу ефективність використання азоту як агенту нагнітання свідчать отримані результати лабораторних досліджень проведених у ВНДІгазі [10, 49, 55, 99, 114]. Згідно з результатами проведених досліджень, нагнітання азоту в обводнені продуктивні поклади дозволяє збільшити газонасиченість пористого середовища та забезпечити умови для фільтрації защемленого газу.

При виконанні досліджень на обводнених горизонтальних моделях встановлено технологічну ефективність процесу нагнітання азоту та

використання його для регулювання процесу надходження пластових вод. Завдяки нагнітання азоту в обводненні зони покладу витісняється частина защемленого газу до видобувних свердловин. У зоні нагнітання неуглеводневого газу зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, який ускладнює процес надходження пластової води в продуктивні пласти.

Значний внесок у дослідження ефективності використання азоту як агенту нагнітання зробили Р.М. Кондрат та О.Р. Кондрат. Ефективність даної технології досліджено на спеціально розробленій установці, яка включала високопроникні моделі, низькопроникні моделі, а також неоднорідні моделі. Згідно з проведеними дослідженнями нагнітання азоту в обводненні моделі встановлено технологічну ефективність застосування азоту для регулювання процесу надходження пластових вод. Під час нагнітання азоту в обводненні зони покладу витісняється частина раніше защемленого газу до видобувних свердловин. У зоні нагнітання азоту різко зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, що ускладнює та сповільнює процес надходження пластової води в продуктивні товщі. Чим швидше реалізується технологія нагнітання азоту на родовищі, тим вища ефективність даної технології та значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення [76].

Вагоме місце в дослідженнях розробки родовищ в умовах вибіркового обводнення, займають теоретичні та експериментальні роботи Бікмана Є.С. [61-63, 82]. В цих роботах детально вивчені питання вибіркового обводнення продуктивних покладів Тимофіївського, Куличихинського Котелевського та Березівського родовищ. На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень обґрунтовано доцільність інтенсифікації припливу вуглеводнів шляхом нагнітання в приконтактну зону «сухого» газу, в тому числі азоту, для забезпечення стабілізації видобутку важких вуглеводнів через зниження пластових тисків та активної дії на водонапірний режим.

Застосування технології підвищення вуглеводневилучення покладу Т-1 Тимофіївського та Куличихинського НГКР шляхом нагнітання азоту дозволить

частково підтримувати пластовий тиск в покладах та знизити активність водонапірної системи. У випадку впровадження технології нагнітання азоту сповільнюється вибіркове обводнення найбільш проникних пластів за рахунок більш повного їх охоплення азотом. Впровадження таких заходів при розробці вищезазначених родовищ забезпечить підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Впровадження технології нагнітання азоту може забезпечити більшу надійність видобувних можливостей родовища. При цьому зменшуються ризики щодо випереджаючого обводнення продуктивних порід.

Значний внесок в дослідження вторинного видобутку газу зробили Кондрат Р.М., Закіров С.Н., провівши відповідні лабораторні дослідження. Аналізуючи отримані результати проведених досліджень встановлено, що при зниженні тиску нижче тиску заводнення, защемлений водою природний газ починає розширюватися та, практично, залишається нерухомим за таких умов [78, 112].

Проектуванню оптимальної системи розробки родовищ природних вуглеводнів за водонапірного режиму присвячено велика кількість досліджень, а також фундаментальних робіт Кондрата Р.М., Закірова С.Н. та Рассохіна Г.В. [78, 102, 112]. Досліджені процеси, які протікають в продуктивному пласті, в певній мірі вирішують питання оцінки кінцевого газовилучення продуктивних відкладів газових родовищ за водонапірного режиму.

На основі проведених досліджень Кондратом Р.М. та Закіровим С.Н. запропонована технологія [109], яка передбачає продовження експлуатації обводнених видобувних свердловин, знижуючи таким чином тиск в зоні їх дренажування. Зниження пластового тиску призводить до розширення газу та збільшення насиченості пор защемленим газом, що обумовлює збільшення фазової проникності по газу. Внаслідок сповільнення надходження води в зоні розміщення декількох видобувних свердловин попереджується швидке обводнення інших видобувних свердловин, що призводить до більшого охоплення дренажуванням продуктивних покладів та, відповідно, збільшення

коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Лабораторні дослідження вторинного видобутку газу зазвичай проводилися на однорідних моделях пластів, які в повній мірі не можуть характеризувати фізичні процеси, що мають місце під час фільтрації вуглеводнів в неоднорідному пласті.

Для удосконалення існуючих технологій вторинного видобутку газу значний внесок зробили Кондрат Р.М. та Кондрат О.Р., які вперше встановили якісні та кількісні характеристики процесу видобутку газу з однорідних та неоднорідних резервуарів при зниженні пластового тиску. Дослідження проводилися на однорідних низько- та високопроникних моделях, а також на неоднорідній моделі, яка складалася з двох моделей різної проникності. Згідно з проведеними дослідженнями було доведено ефективність технологічного методу зниження тиску в обводнених зонах покладу шляхом видобутку з свердловин значних об'ємів води. Після обводнення видобувних свердловин доцільно продовжувати їх експлуатацію, здійснюючи спільний видобуток газу разом із водою, що в свою чергу сповільнить надходження пластової води в продуктивні поклади та попередить защемлення залишкового газу водою [10].

Недоліком вищезазначених технологій є збільшення витрат на утилізацію великих об'ємів пластових вод за рахунок сумісного видобутку пластових флюїдів. Для зменшення витрат на основі результатів досліджень [78, 102] запропоновано технологію [108] видобування газу із закачуванням газорідинної суміші з обводнених покладів в газоконденсатні поклади, які характеризуються пониженими пластовими тисками. Для реалізації даної технології в обводнених свердловинах, які розміщені в основному в периферійних частинах покладу додатково пропонується розкривати виснажений газоконденсатний поклад і здійснювати перепуск газорідинної суміші в обводнений поклад. У результаті відбору пластової води тиск в обводненій частині покладу знижується до тиску початку руху газу, защемленого водою. Таким чином, забезпечивши рухомість защемленого газу, починається його видобуток в ряді видобувних свердловин в склепінній

частині покладу. Реалізація даної технології забезпечить зменшення витрат на утилізацію пластової води, а також продовження термінів розробки газових та газоконденсатних покладів, забезпечуючи при цьому високі коефіцієнти вуглеводневилучення.

Для збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення за результатами проведених лабораторних та аналітичних досліджень в ІФНТУНГ розроблений абсолютно новий підхід до розробки родовищ, який передбачає комплексний активний вплив на продуктивний горизонт, привибійну зону пласта та стовбур свердловини. За результатами проведених досліджень встановлено закономірності поведінки защемленого газу при зниженні тиску. Дані залежності використані для створення нових та вдосконалення існуючих технологій регулювання флюїдопотоків та збільшення при цьому коефіцієнта вилучення газу [77].

Враховуючи механізм поведінки защемленого газу, запропоновано нову технологію розробки газових та газоконденсатних родовищ, складовою частиною якої є здійснення протилежних дій порівняно з відомою технологією. Ґрунтується нова технологія на збільшенні темпів відбору пластової води з обводнених свердловин, що призводить до пониження пластового тиску. При цьому темп відбору пластової води повинен бути більшим за темп її надходження. Ефективність удосконаленої технології впливу на надходження пластових вод за водонапірного режиму підтверджена багаточисленними дослідженнями на основі проведених експериментів для умов родовищ України та Російської Федерації [92, 100].

Що стосується розрахунку ефективності надходження пластової води в продуктивний горизонт при зниженні пластового тиску, то найбільш досконалим методом є метод Ван Евердінгена і Херста [1], запропонований в 1949 році. Даний метод заснований на використанні припущення про те, що тиск в області початкового газоводяного контакту зменшується на кінцеву величину Δp і потім підтримується на цьому низькому рівні, що призводить до обмеженого припливу води в законтурну зону. Зниження тиску розділяється на

серію дискретних кроків, а загальний приплив в будь-який момент часу складається з суми окремих припливів на кожному кроці. Для застосування методу Херста та Ван Евердінгена достатньо звичайного калькулятора, що робить його простим і доступним у використанні [24].

До «прямих» методів розрахунку ефективності надходження пластової води відносять метод Фетковича [44]. Однак найбільш простим та найбільш вживаним методом вважався метод Картера та Трейсі. Цей метод досить простий і точний та використовується в комерційних чисельних симуляторах, однак має деякі відмінності в порівнянні з іншими методами.

Відмінність методу Картера-Трейсі, що описує приплив води в пласт від методу Херста-ван Евердінгена в тому, що за методом Картера-Трейсі використовується рівняння дифузії при постійному кінцевому дебіті, а за методу Херста-ван Евердінгена – рівняння при постійному кінцевому тиску.

Також до основних методів розрахунку ефективності надходження пластової води в продуктивний горизонт відносять метод «підгонки» Хавле-Оуде для водоносного пласта. Суть даного методу полягає в комбінуванні даних PVT-аналізу, історії видобутку нафти і газу та даних про динаміку пластового тиску для «підгонки» моделі течії в законтурній області.

На завершальних стадіях розробки виснажених родовищ використовуються різні технології підвищення коефіцієнтів вуглеводневилучення. Доцільність та ефективність вибраних методів та технологій залежить виключно від співвідношення необводненої та обводненої продуктивної площі газових та газоконденсатних родовищ [113].

1.4 Характеристика основних досліджень з підвищення вуглеводневилучення родовищ за водонапірного режиму з використанням чисельного моделювання

Одним з пріоритетних напрямів досліджень газових та газоконденсатних родовищ для підвищення якості проектування та оцінки ефективності

реалізації проектних рішень є використання чисельного моделювання.

Тематиці чисельного моделювання розробки родовищ на пізній стадії розробки та шляхів вилучення залишкових запасів газу присвячено дуже багато досліджень [4, 6-7, 9, 52, 39, 45].

Побудова цифрових тривимірних моделей є невід'ємним атрибутом управління процесом розробки родовищ нафти і газу. Адже саме постійно діюча геолого-технологічна модель призначена для вирішення основних завдань розробки родовищ для найбільш повного вилучення запасів вуглеводнів та досягнення максимального економічного ефекту. Сучасний науково-технічний розвиток програмно-обчислювальних засобів дозволяє оперувати великими масивами інформації, надаючи можливість її систематизації, статичної обробки та встановлення основних закономірностей між ними.

Для напрацювання оптимальних шляхів підвищення вуглеводневилучення з виснажених обводнених газоконденсатних покладів проведено значну кількість досліджень, використовуючи основні інструменти гідродинамічного моделювання. Однак до цих пір дослідниками та науковцями не достатньо досліджена проблема підвищення вуглеводневилучення з родовищ вуглеводнів, що розробляються за водонапірного режиму.

На основі результатів багаточисельних лабораторних та експериментальних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу водою в пористому середовищі. За результатами проведених досліджень розроблено нові та вдосконалено існуючі технології розробки продуктивних покладів. Однак, враховуючи значну неоднорідність покладів вуглеводнів як за площею так і за товщиною, розроблені технології можуть бути малоефективними. Характер розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів породи-колектора вносить значну невизначеність в процес обґрунтування оптимальної технології подальшої розробки родовищ за водонапірного режиму.

З метою оцінки впливу анізотропії пластів на характер обводнення

видобувних свердловин проведено дослідження розробки неоднорідного продуктивного покладу з підшовною водою. Використовуючи цифрову модель, здійснено розрахунок 10 різних варіантів розробки продуктивних покладів. Досліджуваними параметрами виступали: співвідношення вертикальної проникності до горизонтальної; оптимальний час експлуатації та зупинки свердловини; величина водного фактору [57].

За результатами проведених розрахунків встановлено, що чим менший коефіцієнт вертикальної проникності колектору, тим менший негативний вплив конусоутворення на процес експлуатації видобувних свердловин. Отримані результати моделювання свідчать про те, що у випадку високої проникності та активної водонапірної системи заземлюються великі об'єми газу. Згідно з результатами моделювання сумісний видобуток води та газу забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення. Здійснюючи сумісний видобуток вуглеводнів, видобуваються великі об'єми води, які в подальшому потребують утилізації, що призводить до додаткових затрат.

На сьогоднішній момент концепція безводного видобутку вуглеводнів являється домінуючою. За результатами моделювання розробки Оренбургського родовища доведено економічну та технологічну ефективність сумісного видобутку води та газу. Величини коефіцієнтів вуглеводневилучення залежать як від параметрів продуктивного пласта, так і від прийнятих технологічних обмежень та рішень.

Для напрацювання оптимальних шляхів вилучення заземленого газу здійснено моделювання процесу видобутку заземленого газу з використанням цифрової моделі. На основі цифрової моделі досліджено поведінку заземленого газу в пористому середовищі залежно від фазової проникності для газу, структури порового простору та капілярних тисків. За результатами моделювання напрацьовано методологічний підхід до моделювання видобутку заземленого газу та коректної оцінки перспектив вуглеводневилучення [36].

Чисельне моделювання розробки родовища Хічкок (штат Техас), дозволило вдосконалити існуючу технологію розробки обводнених покладів,

забезпечивши при цьому значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення. Постійно діюча тривимірна модель дозволила визначити пластовий тиск, за якого газ, защемлений водою, мобілізується та обґрунтувати технологію його вилучення. Розрахунок різних варіантів розробки родовища дозволив обґрунтувати оптимальні темпи відбору вуглеводневої продукції та вибрати раціональну систему розробки родовища [32].

На сьогоднішній день перспективним залишається напрям підвищення вуглеводневилучення з газових та газоконденсатних родовищ шляхом нагнітання неуглеводневих газів (азот, діоксид вуглецю, димові та викидні гази, суміші різних газів).

Числові тривимірні композиційні моделі дозволяють дослідити ефективність використання різного роду неуглеводневих газів як агентів нагнітання для витіснення залишкового газу та забезпечити високі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

Для підтвердження доцільності впровадження технологій вторинного видобутку вуглеводнів здійснено моделювання розробки обводненого продуктивного покладу та досліджено процес витіснення защемленого газу діоксидом вуглецю. Використовуючи тривимірну модель здійснено розрахунок варіантів розробки, які включали розробку родовища на виснаження та з нагнітанням діоксиду вуглецю. На основі результатів моделювання встановлено, що при нагнітанні діоксиду вуглецю видобуток пластової води скоротився приблизно на 60 % порівняно з варіантом розробки родовища на виснаження. Завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю приплив та просування води стали контрольованими, що забезпечило значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення [33].

На основі результатів моделювання також встановлено, що найбільший коефіцієнт вилучення вуглеводнів забезпечується у випадку, коли процес нагнітання діоксиду вуглецю здійснюють після досягнення економічно-рентабельного періоду розробки продуктивних покладів [3, 23].

Також дослідження ефективності витіснення залишкового газу різними

агентами нагнітання проведено і на тривимірній моделі газоконденсатного родовища, яке характеризується водонапірним режимом та знаходиться поблизу гірського хребта Сьерра-де-Чьяпас в Мексиці. Для нагнітання використано сухий газ, діоксид вуглецю, азот та димові гази. Отримані результати свідчать про те, що найефективнішим є варіант з нагнітання діоксиду вуглецю. Завдяки впровадженню даної технології видобувається частина защемленого газу водою. В зонах нагнітання діоксиду вуглецю різко зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, що ускладнює надходження пластової води в продуктивні пласти. Впровадження технології підтримання пластового тиску призводить до нарощення видобутку конденсату та забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення. У випадку нагнітання діоксиду вуглецю досягається коефіцієнт вилучення конденсату на рівні 80 %, а під час нагнітання сухого газу – 60 %. При використанні димових газів як агентів нагнітання кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату знаходиться в межах 55-60 %. Найменш ефективним варіантом, згідно з результатами моделювання, для умов досліджуваного родовища виявився варіант з нагнітанням азоту [46].

Найбільшим та основним недоліком використання діоксиду вуглецю в якості агенту нагнітання є його високий ступінь корозійного впливу на підземне обладнання свердловин. В даному випадку необхідно розглянути можливість обладнання свердловин з корозійностійких матеріалів, що вимагає додаткових витрат.

Результати моделювання свідчать про те, що кінцевий коефіцієнт вилучення вуглеводнів залежить від ступеня неоднорідності та фільтраційно-ємнісних параметрів породи-колектора, структури порового простору, капілярних тисків на межі газоводяного контакту, щільності сітки нагнітальних свердловин та схеми розміщення їх по площі покладів, що акумулюють залишкові запаси вуглеводнів.

Широкого застосування в нафтогазовій промисловості набуло також використання азоту як агенту нагнітання. Азот в порівнянні з діоксидом

вуглецю має ряд переваг. Насамперед використання азоту як агенту нагнітання при наявності вільної води в продукції свердловин не спричиняє агресивного середовища та не призводить до корозії наземного та підземного обладнання [11, 22, 74]. До основних переваг також можна віднести легкодоступність азоту, що відіграє вирішальну роль з економічної точки зору при виборі можливих варіантів та шляхів підвищення коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Для вдосконалення існуючих технологій розробки газових та газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму з використанням неуглеводневих газів необхідно проводити додаткові дослідження з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання. На основі проведених досліджень необхідно встановити оптимальну кількість нагнітальних свердловин, тривалість періоду нагнітання, оптимальні технологічні параметри експлуатації нагнітальних та видобувних свердловин.

Моделювання розробки виснажених родовищ вуглеводнів за водонапірного режиму дає можливість набратися корисного досвіду в застосуванні складних методик для прогнозування видобутку вуглеводнів з таких родовищ та дозволяє встановити, що саме необхідно зробити для стабілізації видобутку газу в останні роки завершального етапу розробки.

Стратегія подальших робіт може включати буріння нових свердловин для залучення в розробку мікро- та макрозащемленого газу, удосконалення способу експлуатації свердловин та оптимізацію умов експлуатації.

Враховуючи вищенаведене, необхідно розширювати область фундаментальних досліджень з розробки родовищ за водонапірного режиму, який характеризується різним рівнем інтенсивності надходження пластової води в продуктивні пласти та призводить до виведення свердловин з експлуатації.

Метою майбутніх досліджень повинно стати вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ на завершальній стадії для забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів при мінімальних витратах з урахуванням зменшення навантаження на надра та навколишнє середовище.

1.5 Перспективи застосування діоксиду вуглецю в нафтогазовій промисловості та способи його отримання

Підвищення вуглеводневилучення родовищ вуглеводнів, що знаходяться на завершальній стадії розробки, можливе за рахунок впровадження вторинних технологій розробки, до яких відносять раціональні технології штучної дії на продуктивний горизонт з використанням сторонньої енергії. Однією з успішних технологій підвищення вуглеводневилучення є технологія нагнітання в продуктивні поклади діоксиду вуглецю.

Вперше нагнітання діоксиду вуглецю в пласт було здійснено в США (Штат Нью-Йорк) в 1949 році. Результати проведених досліджень виявилися позитивними, у зв'язку з чим область досліджень різко розширилася ще на десятках родовищ вуглеводнів США. Промислові дослідження переважно проводилися на нафтових родовищах. За результатами проведених досліджень вдалося підвищити коефіцієнт вилучення нафти на 10 %.

Принципова схема технології нагнітання діоксиду вуглецю на рисунку 1.1

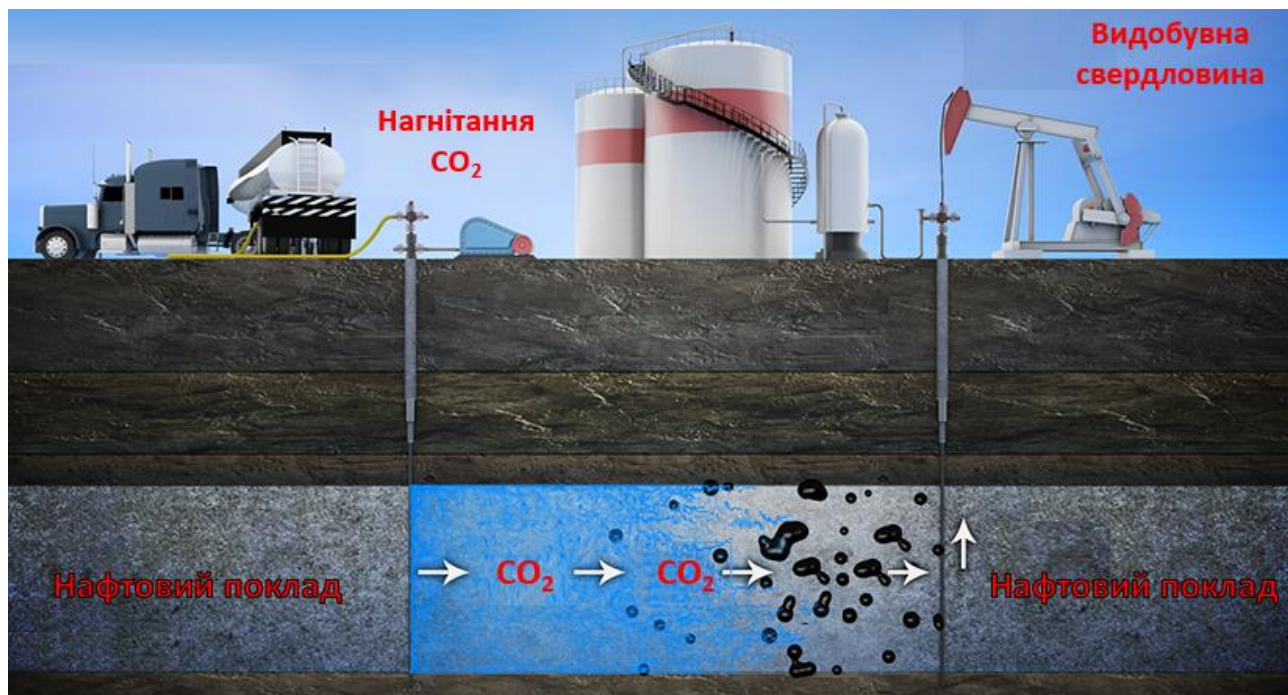


Рисунок 1.1 - Принципова схема технології нагнітання діоксиду вуглецю

Пілотні проекти щодо впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю з метою збільшення нафтовилучення з родовищ Канади були реалізовані протягом 1983 – 1984 років на родовищах Weyburn і Joffre Viking [15, 47].

Використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання в Угорщині на родовищі Budaфа розпочато в 1969 році [42]. Норвегія використовує технологію нагнітання діоксиду вуглецю для підвищення коефіцієнтів вуглеводневилучення з родовищ, що знаходяться в Північному морі [50].

У СРСР промислова реалізація процесу витіснення нафти діоксидом вуглецю в східній частині Туймазинського родовища була розпочата в 1971 році та підтвердила високу ефективність витіснення залишкових запасів. Аналогічні проекти із використанням діоксиду вуглецю для підвищення вуглеводневилучення були реалізовані в 1984 році на Радаєвському і в 1986 році на Козловському родовищах [58].

У 1981 році по всьому світу зафіксовано 27 діючих проектів із закачування діоксиду вуглецю, 9 було завершено та 63 заплановано [69]. На теперішній час провідне місце в цій галузі займають нафтогазовидобувні підприємства США.

Згідно з даними, опублікованими в роботі [12] на території США станом на 2012 рік налічувалося близько 120 проектів з нагнітанням діоксиду вуглецю, що становить 89 % від загальної їх кількості в цілому світі. На кінець 2014 року число проектів, які успішно реалізуються в США, збільшилося до 136 проектів.

Крім США, технології витіснення нафти діоксидом вуглецю успішно застосовуються в Китаї, Туреччині, Малайзії, Угорщині, Аргентині, Канаді, Бразилії та ін.

Світовий досвід застосування діоксиду вуглецю налічує майже 60 років, а технологія нагнітання діоксиду вуглецю відноситься до числа найбільш ефективних методів третинного видобутку вуглеводнів та використовується в усьому світі. Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю зазвичай

не потребує значних витрат, оскільки на більшості родовищах вже впроваджувались первинні та вторинні методи видобутку вуглеводнів. Отже, створена інфраструктура під ці методи може бути використана для реалізації технологій нагнітання діоксиду вуглецю. Однак для впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади необхідно визначитись з джерелом його постачання на родовище.

Можливі джерела діоксиду вуглецю можна розділити на природні і штучні (техногенні). До природних джерел діоксиду вуглецю відносяться родовища, в яких зосереджена значна його частка, або родовища з запасами саме діоксиду вуглецю. Наглядним прикладом таких родовищ є Солотвинське та Мартівське родовища (Україна) з вмістом діоксиду вуглецю в пластовому газі 17 % та 90 % відповідно, а родовище Нью-Мехіко (США) характеризується вмістом діоксиду вуглецю в пластовому газі на рівні 99 %.

Слід відмітити, що переважна більшість основних за видобутком вуглеводнів родовищ Східного нафтогазоносного регіону України характеризуються підвищеним вмістом діоксиду вуглецю в пластовому газі. Наприклад, мольна частка діоксиду вуглецю в пластовому газі Яблунівського НГКР, в середньому, становить 5,86 %, Скоробагатьківського ГКР – 2,86 %, Комишнянського ГКР – 3,74 %, Новоукраїнського ГКР – 4,54 %, Розпашнівського ГКР – 4,32 %, Гадяцького НГКР – 2,62 %, тощо.

З метою забезпечення товарної кондиції таких газів згідно вимог Кодексу газотранспортної системи відповідно до якого вміст діоксиду вуглецю не повинен перевищувати 2 % необхідно забезпечити відповідну їх підготовку.

У нафтогазовій промисловості практичне застосування для очищення видобувного газу від діоксиду вуглецю отримали технології з використанням амінів. Широкого застосування серед амінів знайшли водні розчини етаноламіну, діетаноламіну та триетаноламіну.

Принципову схему амінової очистки видобувного газу наведена на рисунку 1.2.

Згідно технологічної схеми (рисунок 1.2) для очищення видобувний газ подається в нижню частину колони-абсорбера (1) та, піднімаючись вгору по колоні, контактує з розчином аміну. Пройшовши контактну частину абсорбера, очищений газ відводиться за межі установки, а розчин аміну за сигналом автоматичного контролера рівня відводиться з нижньої частини колони за допомогою автоматичного клапана (1С). При зниженні тиску з розчину аміну виділяються фракції легких вуглеводнів, розділення яких відбувається в трифазному сепараторі (2). Газ, що виділився в процесі сепарації, відводиться з верхньої частини сепаратора в факельну систему спалювання «кислих» газів. Після сепарації розчин аміну проходить механічну очистку в послідовно розташованих мішкоподібному (3) та вугільному (4) фільтрах. Очищений від механічних домішок розчин насиченого аміну надходить в теплообмінник (5), де відбувається нагрів за рахунок теплообміну з потоком регенованого аміну з ребойлера (7). З теплообмінника розчин аміну подається в колону-десорбер (6). Підведення тепла, необхідного для процесу регенерації, відбувається в ребойлері (7). Апарат повітряного охолодження (АПО) забезпечує часткову конденсацію парів з колони-десорбера (6), формуючи тим самим потік рефлюксу. Регенований амін відводиться з переливної секції ребойлера (7) і подається в теплообмінник (5) для нагріву потоку насиченого аміну, після чого підпірним насосом (11) подається в секцію АПО етаноламінів (12). Охолоджений регенований з ємності акумулятора (9) амін подається в колону-абсорбер (1) нагнітальним насосом (13) [84].

У процесі очищення видобувного газу розчинами амінів виникають побічні реакції, що призводять до зміни складу розчину та знижують його поглинальну здатність. Розчини амінів викликають агресивне середовище при високих ступенях насичення кислими газами, що призводить до корозії устаткування. Наявність у розчинах амінів сторонніх домішок зумовлює збільшення швидкості корозії вуглецевої сталі. Це обумовлює необхідність в якісному систематичному очищенні поглинального розчину.

До штучних джерел діоксиду вуглецю відносяться димові гази теплових електростанцій на мінеральному паливі, димові гази технологічних установок нафтогазопереробних заводів, вихлопні гази компресорних станцій магістральних газопроводів, доменні гази, побічні газоподібні продукти виробництва аміаку в азотній промисловості, виробництво спирту в газовій промисловості та отримання штучного газу з вугілля та сланців.

Отримання діоксиду вуглецю може здійснюватися з багатьох точкових джерел (теплові електростанції, металургійні заводи, нафтогазопереробні заводи установки з виробництва штучного газу, синтетичного палива, цементні цехи та заводи з виробництва біологічного палива та таке інше).

Більш надійним джерелом діоксиду вуглецю є продукти згоряння теплових електростанцій (димові гази). При традиційних способах спалювання рідкого органічного палива в середовищі повітря, яке містить значну кількість азоту, вміст діоксиду вуглецю в продуктах згоряння не перевищує 7-15 %. Вилучення діоксиду вуглецю з димових газів можливе абсорбційним способом, що базується на застосуванні моноетаноламіну.

Відомі різні технології уловлювання діоксиду вуглецю, однак серед основних виділяють технологію уловлювання після спалювання, до спалювання і зі спалюванням палива, збагаченого киснем [58].

На території України знаходиться значна кількість хімічних, металургійних та інших підприємств результатом роботи яких є продукти згоряння з високим вмістом діоксиду вуглецю. Посилення кліматичних норм щодо зменшення шкідливих викидів діоксиду вуглецю в атмосферу обумовлює необхідність в модернізації застарілого обладнання енергоємних підприємств. Модернізація енергетичного сектору зумовлює необхідність в утилізації значних об'ємів діоксиду вуглецю.

До найбільш перспективних шляхів утилізації діоксиду вуглецю є його нагнітання у виснажені нафтогазові родовища, що дозволить підвищити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення та зменшити забруднення атмосфери шкідливими викидами.

Висновки до першого розділу

Переважна більшість газових та газоконденсатних родовищ України вступила у пізні стадії розробки, які характеризуються інтенсивним обводненням продуктивних пластів та експлуатаційних свердловин. Виснажені поклади містять значні залишкові запаси мікро- та макрозащемленого газу в пористому середовищі.

На даний час проведено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень, пов'язаних з розробкою виснажених родовищ вуглеводнів за водонапірного режиму. Згідно з результатами вітчизняних та зарубіжних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу в пористому середовищі та розроблено безліч методик і технологій розробки виснажених обводнених родовищ, які характеризуються певними перевагами та недоліками. Зважаючи на це, існує необхідність вдосконалення існуючих та розроблення нових технологій, які б за мінімальних витрат забезпечували максимальні коефіцієнти вилучення вуглеводнів, а також впровадження яких з економічної точки зору забезпечувало б максимальний приведений грошовий потік.

Результати узагальнення вітчизняного та зарубіжного досвіду розробки продуктивних покладів за водонапірного режиму дозволяють обґрунтувати основні напрями та задачі наукових досліджень з вдосконалення традиційних і розроблення нових технологій підвищення коефіцієнта вилучення газу.

До перспективних напрямів інтенсифікації видобутку газу за водонапірного режиму та підвищення коефіцієнту вилучення газу за таких умов відносяться вторинні технології розробки родовищ з використанням діоксиду вуглецю.

Для підвищення вуглеводневилучення з газових та газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму проведено певний спектр досліджень, аналіз яких наведено у цьому розділі. Однак є ряд питань, які вимагають глибокого дослідження з метою вдосконалення існуючих та розроблення нових технологій

підвищення кінцевого коефіцієнту вуглеводневилучення. До них відносяться наступні питання:

- обґрунтування раціонального значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту з метою регулювання процесу надходження пластової води в продуктивні поклади;
- дослідження впливу на кінцевий коефіцієнт вилучення газу кількості (щільності) сітки нагнітальних свердловин та розміщення їх на площі газоносності;
- дослідження технологічних режимів експлуатації нагнітальних та видобувних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту;
- встановлення раціональної тривалості циклу нагнітання за циклічного нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад для зниження активності водонапірної системи та забезпечення високих коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Наведений перелік питань обґрунтовує актуальність та доцільність подальших досліджень з інтенсифікації видобутку газу і підвищення вуглеводневилучення з родовищ, які розробляються за водонапірного режиму.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ АНАЛІТИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ З ВИКОРИСТАННЯМ ГІДРОДИНАМІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

2.1 Методика побудови тривимірних геолого-технологічних моделей родовищ вуглеводнів

Динаміка розвитку геологічного та гідродинамічного моделювання в Україні знижена в порівнянні з світовими темпами. Така ситуація зумовлена відносно невеликими запасами вуглеводнів, а також станом виснаженості відкритих ще в минулому столітті родовищ нафти і газу.

Необхідність вилучення залишкових запасів вуглеводнів з виснажених родовищ зумовила пошук єдиного інструменту, що дасть можливість комплексного підходу до вирішення проблем з удосконалення існуючих технологій розробки родовищ. Таким інструментом в умовах сучасного науково-технічного розвитку є тривимірні постійно діючі геолого-технологічні моделі родовищ вуглеводнів.

Тривимірна постійно діюча модель представляє собою об'ємну імітацію родовища, що зберігається у пам'яті комп'ютера та дозволяє досліджувати і прогнозувати процеси, що протікають у пласті в процесі розробки. Тривимірна постійно діюча модель родовища складається з геологічної та фільтраційної моделей, що постійно оновлюються на основі нових даних протягом усього періоду розробки родовища [93].

Саме інтеграція всієї наявної геолого-промислової інформації в програмні комплекси для створення об'ємної моделі родовища дає можливість систематизувати, проаналізувати та обробити наявні дані, що в подальшому вирішує питання розв'язку системи рівнянь для отримання бажаного результату.

Моделювання розробки газових та газоконденсатних родовищ повинно використовуватися для досягнення високих кінцевих коефіцієнтів

вуглеводневилучення та забезпечення максимального економічного ефекту. Використання моделювання родовищ повинно забезпечити оптимізацію та ефективне управління процесом розробки родовищ та вирішувати наступні завдання:

- підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт;
- проектування та обґрунтування раціональної системи розробки;
- економічне обґрунтування управління розробкою родовищ вуглеводнів [87].

Створення геологічних моделей починається зі збору даних. За результатами проведеного критичного аналізу та ранжування геолого-промислової інформації достовірні дані перетворюються в спеціальні цифрові формати та загружаються в базу даних проекту.

На першому етапі побудови геологічної моделі створюється структурна модель всього родовища на основі даних 3D сейсморозвідки. Сейсморозвідка на даний час є єдиним методом досліджень, що дозволяє вивчати структурні особливості геологічної будови покладів вуглеводнів та прогнозувати розподіл колекторських властивостей гірських порід у міжсвердловинному просторі.

Аналізуючи основні геологічні закономірності, проводиться стратиграфічна прив'язка, кореляція та уточнення структурного аналізу за даними сейсморозвідки та геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Для оцінки впливу седиментаційних та постседиментаційних тектонічних процесів та особливостей процесу формування породи-колектора проводиться палеотектонічний аналіз на основі вивчення зміни товщин стратиграфічних пачок порід.

Для побудови достовірної геологічної моделі досліджуються процеси утворення осадових мінералів і мінеральних комплексів. Проводиться аналіз складу летких компонентів флюїдних включень та детально досліджуються процеси газоутворення під час трансформації органічної речовини та визначається механізм газогенерації.

За результатами детальної кореляції та палеотектонічного аналізу відтворюється історія формування району робіт, границі стратиграфічних розбивок та зональних інтервалів на основі чого формуються загальні уявлення про концептуальну геологічну модель для кожного седиментаційного циклу.

Для встановлення положення відміток флюїдних контактів проводиться обробка та інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин. Аналізується процес взаємодії свердловин у процесі розробки з урахуванням даних ГДС-контролю, інтерпретації сейсморозвідки, особливостей положення флюїдного контакту, аналіз проб пластових флюїдів, керну, інтерпретація гідродинамічних досліджень свердловин, граві- та магніторозвідка [2].

Комплексний аналіз різного роду геофізичних та геолого-промислових даних дозволяє підтвердити принципову концепцію геологічної моделі перспективних на вуглеводні відкладів або виявити якісь протиріччя концептуальної моделі відносно фактичних даних. У разі виявлення певних протиріччя геологічна модель корегується з ціллю досягнення відповідності даних, отриманих різними методами в рамках концепції геологічної моделі.

У випадку недостатності чи відсутності певного роду даних, додаткові дані отримуються шляхом аналізу геолого-промислової інформації по свердловинах сусідніх родовищ та обґрунтовується аналогія.

Завершення вищеописаних робіт дозволяє перейти до побудови на основі сейсморозвідки та даних геофізичних досліджень свердловин структурного каркасу продуктивних товщ та седиментаційних циклів. На даному етапі приймається рішення про метод побудови моделі.

Цифрові геологічні моделі в залежності від кількості і якості геолого-промислових даних та методу моделювання можуть бути детермінованими або стохастичними.

Побудова достовірних детермінованих моделей базується на великій кількості даних достатньої точності. За відсутності таких даних і за наявності відомостей щодо закономірності розподілу колекторських властивостей

гірських порід як за площею, так і за розрізом доцільно використовувати стохастичне моделювання перспективних на вуглеводні відкладів.

Оцінка фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних вуглеводневих структур є основою геолого-технологічної моделі родовища, оскільки впливає на якість та достовірність отриманих результатів, починаючи від підрахунку запасів газу об'ємним методом і закінчуючи процесом адаптації фільтраційної моделі. Для проведення якісної оцінки фільтраційно-ємнісних параметрів колектору проведено значну кількість експериментальних та теоретичних досліджень, на основі яких розроблено безліч методик інтерпретації геофізичних досліджень свердловин в залежності від наявності вихідних даних [64].

У результаті обґрунтування методу моделювання структурний каркас на основі результатів визначення фільтраційно-ємнісних параметрів колектору в свердловинах насичується петрофізичними параметрами (пористість, проникність, газонасиченість, водонасиченість) після встановлення зв'язку між сейсмічними атрибутами та даними геофізичних досліджень свердловин [87].

Заключним етапом після створення петрофізичної моделі є підрахунок запасів вуглеводнів на основі обґрунтованих вихідних даних окремо по кожному седиментаційному циклу. При підрахунку величини запасів геологічної моделі об'єм породи, що представлений колектором вище обґрунтованого флюїдного контакту перемножується на коефіцієнт пористості та коефіцієнт насиченості пор флюїдом. Отриманий об'єм вуглеводнів приводиться до поверхневих умов з використанням відповідних коефіцієнтів, що характерні для конкретного родовища.

Після закінчення робіт по створенню геологічної тривимірної моделі проводиться оцінка її достовірності та відповідності до прийнятих стандартів та методології проведення робіт по створенню цифрових моделей.

Спрощення геометричної будови (upscaling) здійснюється під час переходу від геологічної моделі до фільтраційної та зумовлене необхідністю проводити комп'ютерні розрахунки фізичних процесів, що мають місце при

видобуванні вуглеводнів і показників розробки з врахуванням економічно допустимих витрат машинного та людського часу [93].

У числових моделях область моделювання представлена у вигляді скінченної кількості комірок, взаємозв'язок між якими розраховується чисельними методами. Сучасні фільтраційні моделі представлені комплексом програм гідродинамічного моделювання, підготовки вихідних даних, оброблення та аналізу результатів з метою контролю та регулювання процесів розробки родовищ вуглеводнів [88].

Створення фільтраційних моделей починається після проведення необхідного аналізу та ранжування геолого-промислової інформації та даних геофізичного контролю по всіх газоперспективних об'єктах

Вихідні дані для створення фільтраційної моделі розділяються на такі основні групи:

1. Дані щодо первинного насичення колекторів фазами, початкові пластові тиски, початкові пластові температури і тиск початку конденсації продуктивних пластів;

2. Результати аналізу компонентного і фракційного складу пластових флюїдів, фізико-хімічних властивостей флюїдів (PVT);

3. Інформацію про абсолютну та відносну фазову проникності, криві капілярного тиску, міжфазного натягу і дані щодо пружноємнісних властивостей;

4. Промислові дані про стан фонду свердловин, дебіти, робочі тиски, обсяги видобутку, конденсатогазовий фактор та водний фактор;

5. Дані контролю за розробкою (виміри поточного пластового тиску, результати дослідження свердловин на стаціонарних і нестаціонарних режимах, величину скін-фактора, дані дебітометрії і витратометрії) [88].

Етапи побудови геолого-технологічних моделей родовищ вуглеводнів наведено на рисунку 2.1.

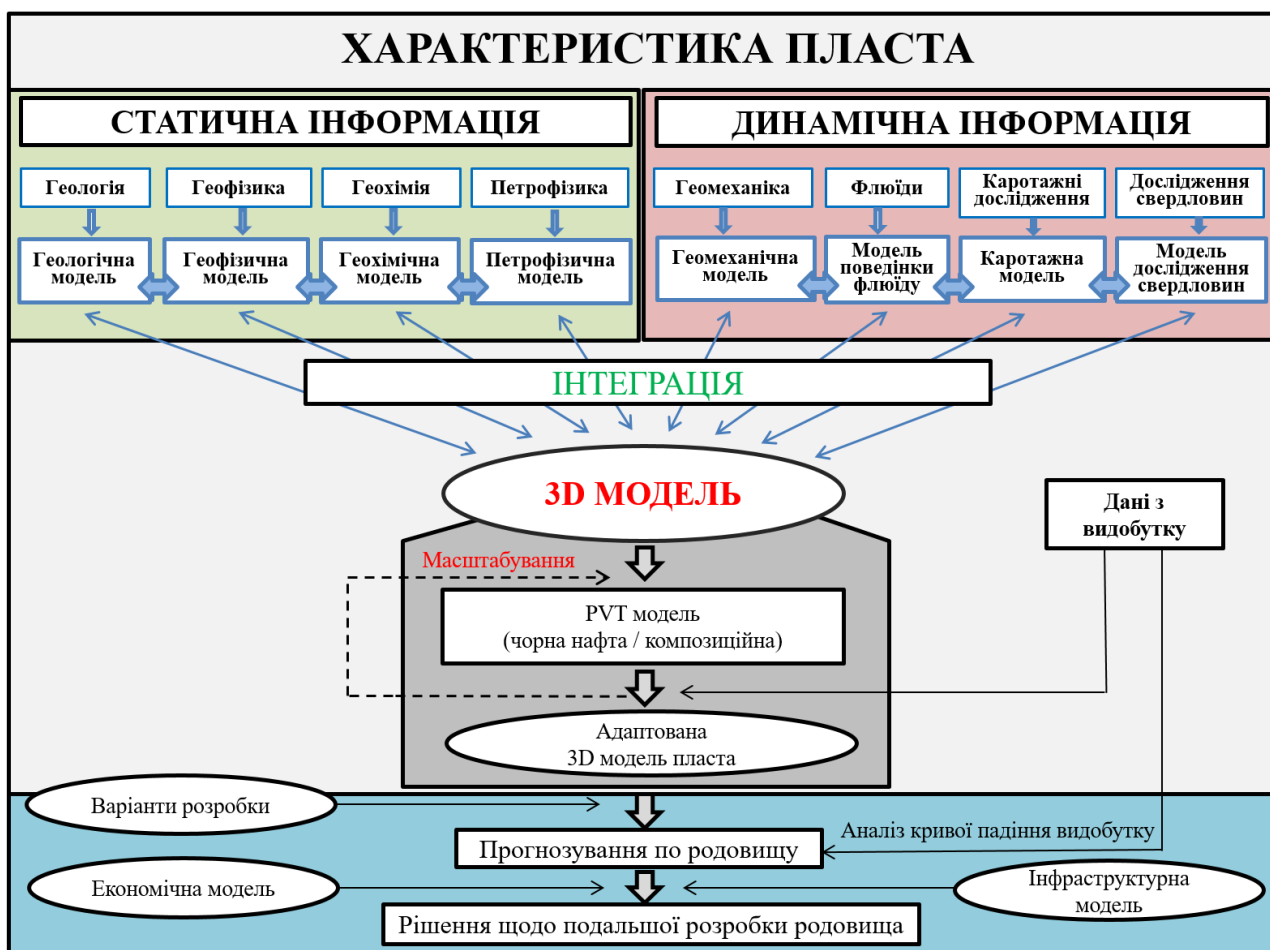


Рисунок 2.1 – Етапи створення постійно діючої геолого-технологічної моделі родовища вуглеводнів

Важливим етапом при створенні фільтраційних 3D моделей родовищ нафти та газу є побудова PVT моделей, оскільки саме відтворення фазових перетворень, що описуються моделлю флюїдів black oil «чорної нафти» або повнофункціональною композиційною моделлю за допомогою рівняння стану вносить значну невизначеність на всіх стадіях побудови геолого-технологічних моделей від підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом до відтворення історії і розрахунку прогнозних показників [13].

В промисловій практиці найбільшого поширення набули трипараметричні рівняння Peng-Robinson (PR) та Soave-Redlich-Kwong (SRK), які реалізовані в усіх комерційних гідродинамічних симуляторах компаній (Schlumberger, CMG, RFD, Roxar, Halliburton і т.д.).

Фільтраційне моделювання виконується за допомогою розрахункових програм, що реалізують чисельне рішення системи рівнянь, які описують фільтрацію пластових флюїдів та агентів, що нагнітаються в пласт з урахуванням їх взаємодії, міжфазних явищ і фазових переходів.

Геолого-промислові дані про історію розробки продуктивних покладів та фізико-хімічні властивості колекторів і флюїдів, що їх насичують завантажують в базу даних проекту та розпочинають етап адаптації фільтраційної моделі до фактичних даних.

Адаптація моделі полягає в налаштуванні параметрів (пористості, проникності, фазових проникностей і т.д.) до повної відповідності розрахованих даних, отриманих в процесі адаптації моделі, фактичним даним, отриманим в процесі розробки родовища. Аналіз історії розробки та якості вихідних даних є невід'ємним та дуже відповідальним етапом процесу адаптації постійно діючих геолого-технологічних моделей.

Відтворення історії розробки родовища з використанням симуляторів дає можливість не тільки уточнити геологічну модель, але і напрацювати шляхи вилучення залишкових запасів вуглеводнів шляхом розрахунку різних варіантів розробки родовища на перспективу. На основі техніко-економічного аналізу приймається оптимальний варіант розробки родовища.

Використання цифрового моделювання, враховуючи стан виснаження переважної більшості родовищ вуглеводнів України, дозволить встановити, що саме необхідно зробити на цій стадії розробки для стабілізації та нарощення видобутку вуглеводнів. Стратегія подальших робіт може включати буріння нових свердловин для залучення в розробку мікро- та макрозащемленого газу, удосконалення способу експлуатації свердловин та оптимізацію умов експлуатації.

За допомогою розрахунку різних сценаріїв розробки родовища, використовуючи постійно діючу геолого-технологічну модель, можна порівняти ефективність кожного можливого заходу та оцінити економічну ефективність даних робіт.

2.2 Методика побудови синтетичної 3D моделі газоконденсатного покладу

Для проведення досліджень, пов'язаних з регулюванням процесу обводнення газонасичених відкладів шляхом нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту, використано гіпотетичну однорідну тривимірну модель газоконденсатного покладу.

Вибір однорідної моделі покладу для проведення досліджень з підвищення вуглеводневилучення зумовлений складністю фізичних процесів, що мають місце в поровому середовищі за таких умов. Основні складності пов'язані зі зміною компонентного складу природного газу під час нагнітання неуглеводневих газів в поклад, зміною насиченостей порід-колекторів і фазових проникностей, фазовими перетвореннями та іншим.

Проектуванню раціональної системи розробки родовищ вуглеводнів, для яких характерним є водонапірний режим, присвячено значну кількість експериментальних та теоретичних досліджень. За результатами проведених досліджень визначено, що характер розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних вуглеводневих структур вносить значну невизначеність у процес обґрунтування оптимальної технології подальшої розробки родовищ за активного водонапірного режиму. Саме неоднорідність продуктивних покладів вуглеводнів як за площею, так і за товщиною відіграє вирішальну роль під час вибору та впровадження розроблених технологій підвищення вуглеводневилучення.

Враховуючи вищенаведене, проведення досліджень на основі неоднорідних моделей дає можливість отримати певні результати та зробити відповідні висновки виключно відносно конкретного газоперспективного об'єкту та характерній для нього неоднорідності. Проведення аналогічних досліджень на неоднорідних моделях, що характеризуються дещо іншим характером розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів призведе до отримання результатів та залежностей, які кардинально

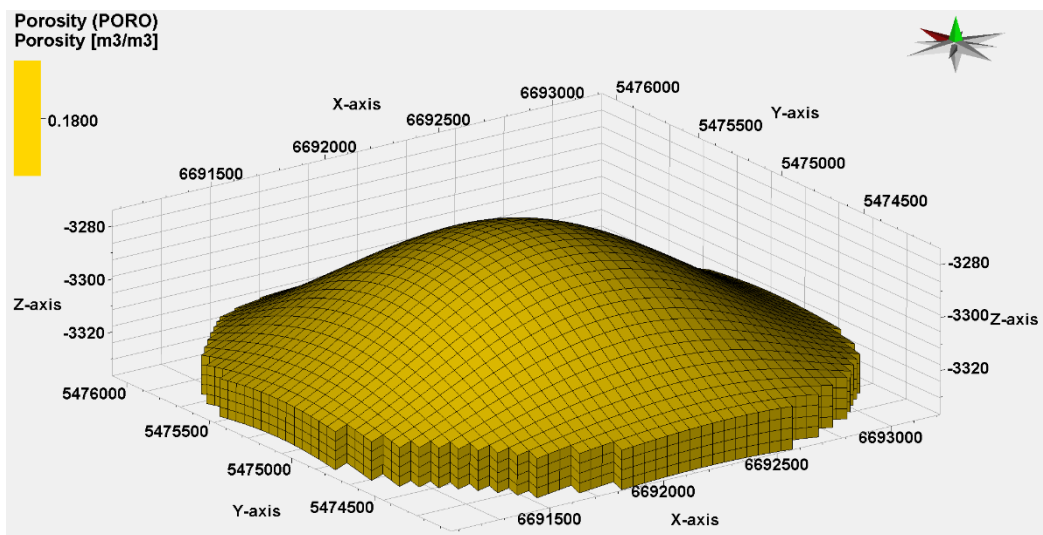
відрізняються від попередніх досліджень. Використання отриманих результатів досліджень на основі неоднорідних моделей для реальних родовищ вуглеводнів, які характеризуються індивідуальними особливостями геологічної будови та умовами осадконакопичення, призведе до розроблення технологій, які можуть бути не ефективними. Саме тому комплексні дослідження з удосконалення існуючих технологій розробки родовищ вуглеводнів потрібно здійснювати з використанням синтетичних однорідних тривимірних моделей з подальшою апробацією отриманих результатів для умов реального родовища.

Тривимірна однорідна модель газоконденсатного покладу, яка використовується для проведення досліджень, створена відповідно до алгоритмів побудови 3D моделей родовищ вуглеводнів з використанням методики та основних підходів до моделювання компанії Schlumberger.

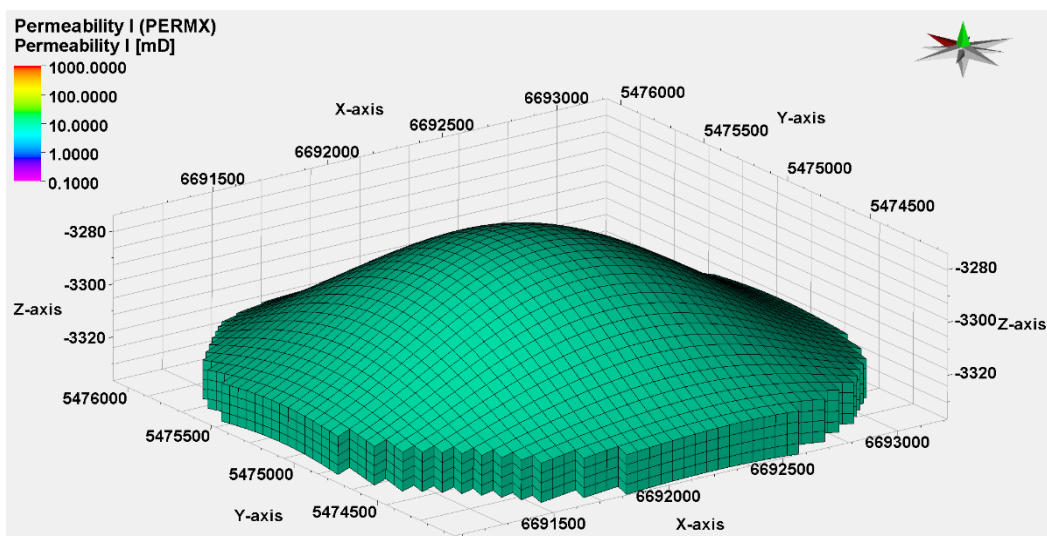
Першим кроком при створенні 3D моделі є побудова трьохвимірної поверхні пласта з наступною побудовою структурного каркасу продуктивного покладу. Наступним кроком під час побудови геологічної моделі є створення петрофізичної моделі, зокрема створення кубів пористості, проникності, а також кубів газо- та водонасиченості.

Моделювання фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів здійснено за допомогою детерміністичного підходу для розповсюдження тіл пісковиків з допомогою індикаторного крігінгу. За результатами створення структурного каркасу продуктивного пласта та моделювання початкових петрофізичних властивостей створено куб водонасиченості цифрової моделі покладу.

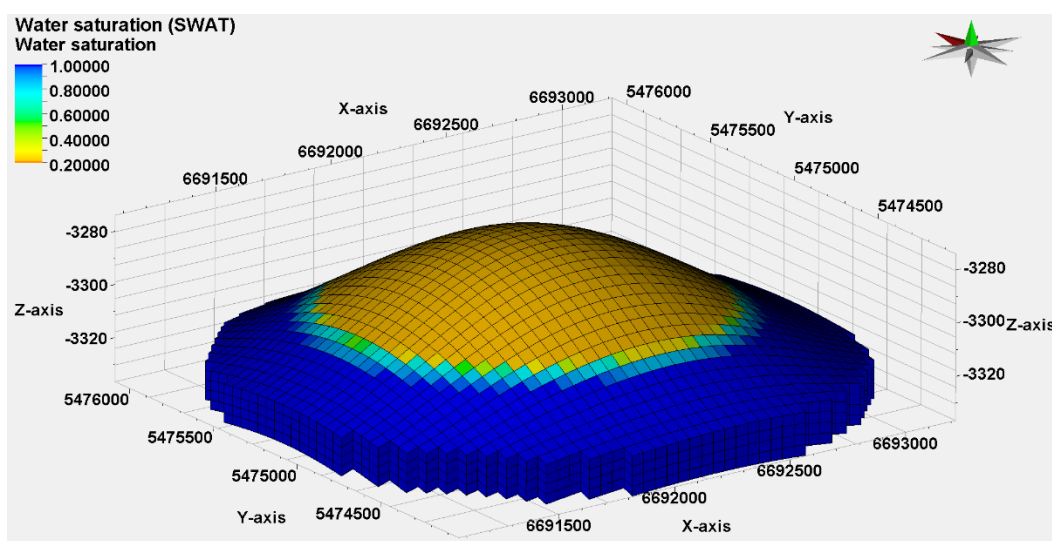
Куб пористості, горизонтальної проникності та водонасиченості 3D моделі продуктивного газоконденсатного покладу наведено на рисунку 2.2.



а)



б)



в)

Рисунок 2.2 – Куб пористості (а), горизонтальної проникності (б) та водонасиченості (в) 3D моделі газоконденсатного поклада

Для розрахунку відносних фазових проникностей, які отримують шляхом досліджень зразків керну на витіснення, використано модуль «Make rock physics functions» програмного комплексу Petrel. Для розрахунку прийнято емпіричні залежності характерні для піщовика (Sand).

Графік відносних фазових проникностей системи вода-газ та конденсат-газ наведений на рисунку 2.3.

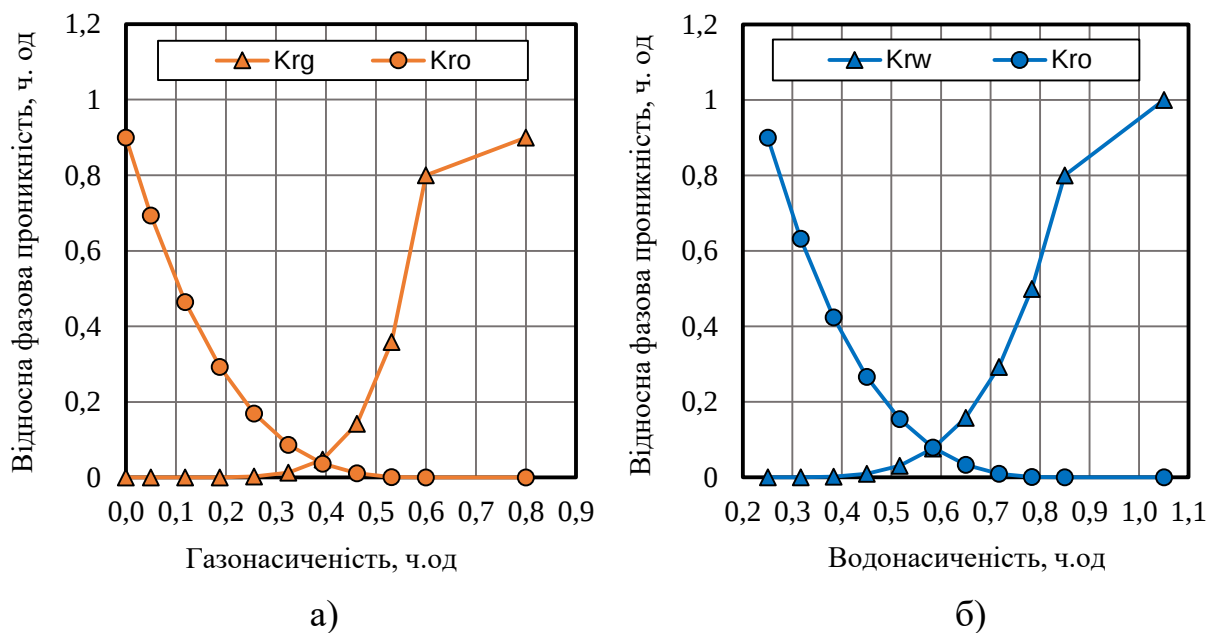


Рисунок 2.3 – Графік відносних фазових проникностей системи вода-газ (а) та конденсат-газ (б) для газоконденсатного покладу

Пружно-деформаційні властивості і параметри стисливості гірських порід для газоконденсатного покладу визначалися з використанням відомих кореляційних залежностей на основі даних щодо термобаричних умов залягання та петрофізичних властивостей гірських порід, використовуючи модуль «Make rock physics functions» програмного комплексу Petrel.

Для моделювання водонапірної системи використовують такі характеристики, як об'єм законтурної води, тиск, швидкість надходження води в поклад, пористість та проникність пласта. Сітка моделі розповсюджена за межі контуру газоносності. Коміркам, які знаходяться поза контуром газоносності, присвоєно властивості водоносного пласта. Гідродинамічні розрахунки розробки продуктивного покладу здійснюються з урахуванням

об'єму води, що знаходиться в межах моделі. Додатково до об'ємів законтурної води використано аналітичний акюфер Фетковича.

2.3 Методика побудови композиційної PVT-моделі

Родовища Дніпровсько-Донецької западини, які знаходяться на завершальній стадії розробки, в загальному характеризуються низьким рівнем геологічних невизначеностей. Це пов'язано із тривалістю збору геолого-промислової інформації та наявністю джерел і можливостей її збору, в основному за рахунок пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння. Важливе значення при побудові постійно діючих геолого-технологічних моделей мають дані про пластові флюїди, а особливо дані про фазовий стан вуглеводнів. Відсутність даних щодо початкових репрезентативних проб та їх досліджень у бомбах PVT вносить значну невизначеність на всіх стадіях побудови геолого-технологічних моделей від підрахунку запасів об'ємним методом до прогнозування показників розробки.

Першим кроком при побудові PVT моделі є оцінка репрезентативності результатів початкових газоконденсатних та термодинамічних досліджень. На якість результатів цих початкових досліджень впливає багато факторів.

1. Комплексні газоконденсатні дослідження повинні проводитись при початкових термобаричних параметрах в початковий період експлуатації після закінчення освоєння свердловини.

2. Перед дослідженнями свердловина повинна бути очищена від продуктів буріння.

3. Швидкість газорідного потоку на вході в башмак насосно-компресорних труб повинна перевищувати критичне значення швидкості та забезпечувати повне винесення рідини з вибою на поверхню.

4. Депресія на пласт не повинна перевищувати 10 % від початкового пластового тиску.

5. У випадку недонасичених пластових систем вибійний тиск має бути

вищим за тиск початку конденсації.

Для побудови PVT-моделі в першу чергу потрібно створити компонентно-фракційний склад пластової вуглеводневої системи. Для цього необхідно знати компонентний склад газів сепарації, дегазації, дебутанізації та результати фракційної розгонки стабільного конденсату.

Компонентний склад пластового газу згідно наявних геолого-промислових даних відомий тільки до нормального- та ізо-бутана, решта компонентів характеризується, як фракція C_{5+} . У комерційних симуляторах класичні методики розбиття на псевдофракції базуються на фракції C_{7+} та вищому групуванні. Підготувати необхідні дані для продовження подальших робіт зі створення PVT-моделі можна з використанням програмного забезпечення «Газконднефть» [67].

Використовуючи програмне забезпечення «Газконднефть», вдається отримати компонентний склад пластового газу до певної кількості фракцій (від 5 до 11) з відомими молекулярними масами кожної з них. Для побудови PVT-моделі використано склад газу, який наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Компонентний склад пластового газу

Вуглеводневий компонент	Мольна частка, %	Масова частка, %	Мольна вага	Відносна густина
N_2	0,398	0,521		
CO_2	2,417	4,971		
C_1	79,808	59,831		
C_2	10,795	15,168		
C_3	3,501	7,214		
IC_4	0,604	1,641		
NC_4	0,614	1,668		
FRC_1	0,635	2,184	73,584	0,700
FRC_2	0,786	3,578	97,405	0,727
FRC_3	0,366	2,436	142,631	0,766
FRC_4	0,072	0,721	214,921	0,809
FRC_5	0,004	0,068	330,000	0,858

На основі отриманого компонентного складу використовуючи програмний модуль PVTi компанії Schlumberger відтворюється рівняння стану. Для опису фазової поведінки використовується трипараметричне рівняння стану Пенга-Робінсона. Для задання результатів диференціальної конденсації використовується крива втрат за насиченням по рідині (liquid saturation) у експерименті за постійного об'єму (CVD – constant volume depletion). Однак, зважаючи на те, що диференціальна конденсація є нерівноважним процесом, кількість рідких вуглеводнів, що випали в комірці PVT є заниженою в порівнянні з тою, яка має бути в рівноважному CVD-експерименті. Враховуючи вищенаведене, напряду використовувати криву втрат вуглеводнів не зовсім коректно. Окрім цього, для розрахунку кривої втрат вуглеводнів необхідно знати точний об'єм комірки PVT на етапі зниження тиску до тиску початку конденсації. Дані відомості в звітах про проведені експерименти з диференціальної конденсації відсутні.

У зв'язку з цим на цьому етапі проводиться порівняння тиску початку конденсації, який отримується при здійсненні експерименту диференціальної конденсації, з розрахунковим значенням, яке отримується із рівняння стану для початкових критичних параметрів компонентів.

Для налаштування рівняння стану додатковим експериментом є багатоступеневий експеримент на сепараторі (SEP), згідно якого проводиться налаштування конденсатогазового фактору по нестабільному та стабільному конденсату при певних термобаричних умовах сепарації під час проведення промислових досліджень на газоконденсатність, а також густина стабільного конденсату, яка визначається за стандартних умов.

Для побудови коректної PVT-моделі також проводять налаштування значення тиску початку конденсації у одноступеневому експерименті (DEW).

В якості параметрів регресії для налаштування рівняння стану до експериментальних даних використано наступні параметри:

- для тиску початку конденсації – критичні тиск і температура для кількох найважчих псевдокомпонентів;

-для кривої втрат (Liquid Saturation) – Омега А і Омега Б для псевдокомпонентів та коефіцієнт бінарної взаємодії між компонентом C_1 та найважчим псевдокомпонентом.

Згідно результатів налаштування експерименту CVD розраховується динаміка потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} в пластовому газі на основі розрахункового компонентного складу газової фази.

Динаміка потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} в пластовому газі газоконденсатного покладу, яка використана для проведення досліджень зображена на рисунку 2.4.

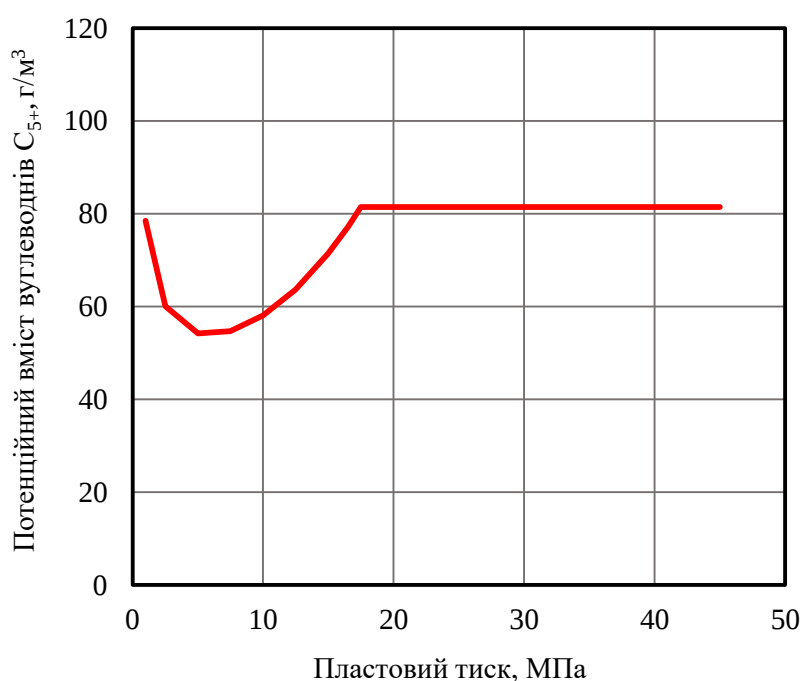


Рисунок 2.4 – Динаміка потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} в пластовому газі газоконденсатного покладу, яка використана для проведення досліджень

Отриману динаміку потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} в пластовому газі порівнюють з прийнятою кривою динаміки потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} в пластовому газі.

Висновки до другого розділу

1. Описано методику створення постійно діючих геолого-технологічних моделей для підвищення ефективності розробки родовищ вуглеводнів. Побудова цифрових тривимірних моделей є невід'ємним атрибутом управління процесом розробки родовищ вуглеводнів. Адже саме постійно діюча геолого-технологічна модель призначена для вирішення основних завдань розробки родовищ з метою найбільш повного вилучення запасів вуглеводнів та досягнення максимального економічного ефекту. Напрацьовані методологічні рекомендації успішно використовуються при створенні постійно діючих геолого-технологічних моделей родовищ, забезпечуючи при цьому високу точність та надійність прогнозних результатів 3D моделювання.

2. Для проведення досліджень з метою вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ шляхом нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі початкового газоводяного контакту створено однорідну синтетичну тривимірну модель газоконденсатного покладу, використовуючи основні підходи до моделювання та методику побудови 3D моделей компанії Schlumberger.

3. З метою побудови тривимірної моделі газоконденсатного покладу створено PVT модель. Для побудови PVT моделі, використовуючи наявні дані, застосовано методику, яка базується на отриманні компонентного складу пластового газу до певної кількості фракцій (від 5 до 11) з відомими молекулярними масами кожної з них, використовуючи програмне забезпечення «Газконднефть». На основі отриманого компонентного складу, використовуючи програмний модуль PVTi компанії Schlumberger, налаштовано рівняння стану та розраховано динаміку потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} в пластовому газі.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ З ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИЛУЧЕННЯ ГАЗУ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ЗА ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ ШЛЯХОМ НАГНІТАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ

3.1 Постановка задачі дослідження. Методика обробки результатів досліджень

На даний час проведено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень, пов'язаних з розробкою родовищ вуглеводнів за водонапірного режиму. На основі результатів фундаментальних досліджень розроблено безліч методик та технологій розробки родовищ, які характеризуються певними перевагами та недоліками. Також з метою напрацювання оптимальних шляхів підвищення вуглеводневилучення за таких умов проведено значну кількість досліджень з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання.

Враховуючи всю складність розробки родовищ природних газів в умовах інтенсивного надходження пластової води в газонасичені горизонти та, як наслідок, защемлення значних об'ємів пластового газу, доцільним було б впроваджувати технології, які б певним чином сповільнили процес обводнення продуктивних порід, забезпечуючи тим самим значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення. На сьогоднішній день перспективною та недостатньо дослідженою залишається проблема регулювання процесу надходження пластової води в газонасичені поклади газових та газоконденсатних родовищ з використанням неуглеводневих газів.

Аналізуючи результати вітчизняного та зарубіжного досвіду впровадження вторинних технологій розробки родовищ вуглеводнів шляхом нагнітання неуглеводневих газів, встановлено, що діоксид вуглецю характеризується найвищою технологічною ефективністю. Завдяки високій розчинності діоксиду вуглецю в пластових флюїдах (нафті, конденсаті,

пластовій воді) забезпечується збільшення рухомості вуглеводневих компонентів та зменшення рухомості пластової води.

При нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади з метою регулювання процесу обводнення газових та газоконденсатних родовищ та підвищення їх кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення за водонапірного режиму важливим є: вибір тривалості періоду нагнітання неуглеводневого газу; тривалість циклів нагнітання за циклічного його нагнітання; щільність сітки нагнітальних свердловин по периметру початкового газоводяного контакту; темп нагнітання діоксиду вуглецю; темп видобутку природного газу.

Для оцінки характеристик процесів нагнітання діоксиду вуглецю в газоконденсатні поклади, що розробляються за водонапірного режиму, виконано комплекс досліджень з використанням програмних комплексів Petrel та Eclipse компаній Schlumberger.

Для оброблення графічних залежностей з метою визначення раціональних точок досліджуваних параметрів використано статистичний аналіз (перетин дотичних) [91].

На першому етапі оброблення графічних залежностей необхідно встановити вид залежності $y=f(x)$, тобто вирішити, чи є вона лінійною $f(x)=a_0+a_1x$, квадратичною $f(x)=a_0+a_1x+a_1x^2$, логарифмічною $f(x)=a_0+a_1\ln(x)$ або іншою.

Для цього розрахункові точки наносяться на координатну площину, і по їхньому розташуванню висувуються гіпотези про вид емпіричних залежностей.

На другому етапі, коли загальний вид емпіричної функції обраний, необхідно визначити числові значення її параметрів $a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$.

Згідно із статистичним аналізом значення параметрів функції $f(x)=a_0+a_1x$ підбираються таким чином, щоб відхилення досліджуваних точок $(x_i; y_i)$ $i = \overline{1..N}$ від обраної кривої було мінімальним. Параметри a_0, a_1 повинні бути такими, щоб сума квадратів відхилень спостережуваних значень y_i від розрахованих по функції $f(x)=a_0+a_1x$ була мінімальною. Після певних перетворень отримують нормальну систему двох лінійних рівнянь для невідомих параметрів регресії.

$$\begin{cases} \min_{v, a_v} \left\{ \sigma_{av}^2 = \frac{1}{n_v - r_v} \sum_{i=1}^{n_v} [f_v(a_v, x_i) - y_i]^2 \right\} \Rightarrow \left\{ \hat{v}, \hat{a}_v \right\} \\ \min_{\varepsilon, a_\varepsilon} \left\{ \sigma_{a\varepsilon}^2 = \frac{1}{n_\varepsilon - r_\varepsilon} \sum_{i=1}^{n_\varepsilon} [f_\varepsilon(a_\varepsilon, x_i) - y_i]^2 \right\} \Rightarrow \left\{ \hat{\varepsilon}, \hat{a}_\varepsilon \right\} \end{cases} \quad (3.1)$$

$$f_v\left(\hat{a}_v, x_*\right) - f_\varepsilon\left(\hat{a}_\varepsilon, x_*\right) = 0 \Rightarrow x_* \quad (3.2)$$

$\sigma_{av}^2, \sigma_{a\varepsilon}^2$ – оцінка дисперсій ефективності f_v та f_ε

r_v, r_ε - кількість оцінюваних параметрів моделей $f_v(a_v, x_i)$ та $f_\varepsilon(a_\varepsilon, x_i)$

Параметри $a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$ визначаються шляхом розв'язку даної системи рівнянь. Знайдені параметри підставляють у рівняння $y=f(x)$ і у такий спосіб отримують лінійні рівняння, що найкраще описують розрахункові дані. Після цього будують залежності для конкретних розрахункових даних і апроксимують кожен з них двома прямими лініями, точка перетину яких відповідає раціональному досліджуваному значенню.

Для прикладу наведено методику оброблення результатів величин параметрів А і В, значення яких наведено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Значення величини параметрів А і В

Параметр А	Параметр В
2	62,54
4	59,44
6	57,63
8	56,61
10	55,64
12	54,96

Приклад схеми оцінки раціонального значення досліджуваного параметру зображено на рисунку 3.1.

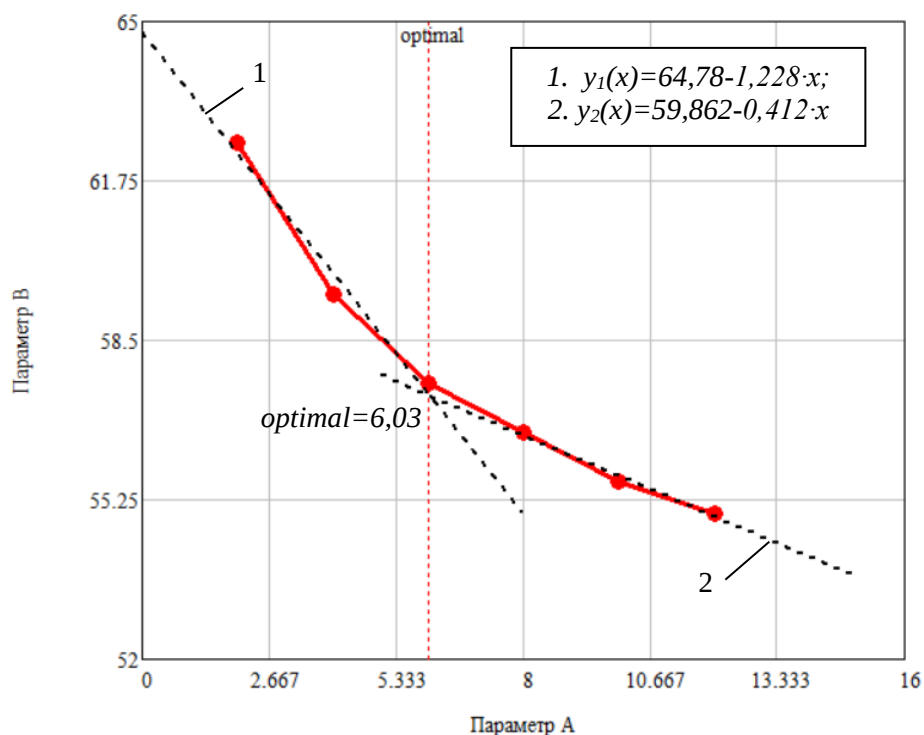


Рисунок 3.1 - Схема оцінки раціонального значення досліджуваного параметру

Згідно з результатами досліджень, використовуючи статистичний аналіз розрахункових даних, визначено раціональне значення досліджуваного параметру, яке становить 6,03.

3.2 Дослідження впливу на коефіцієнт вилучення газу тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті

Методика дослідження і вхідні дані

Дослідження впливу на коефіцієнт вилучення газу різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті виконано на основі однорідної цифрової тривимірної моделі газоконденсатного покладу. Концептуальна 3D модель газоконденсатного покладу зображена на рисунку 3.2

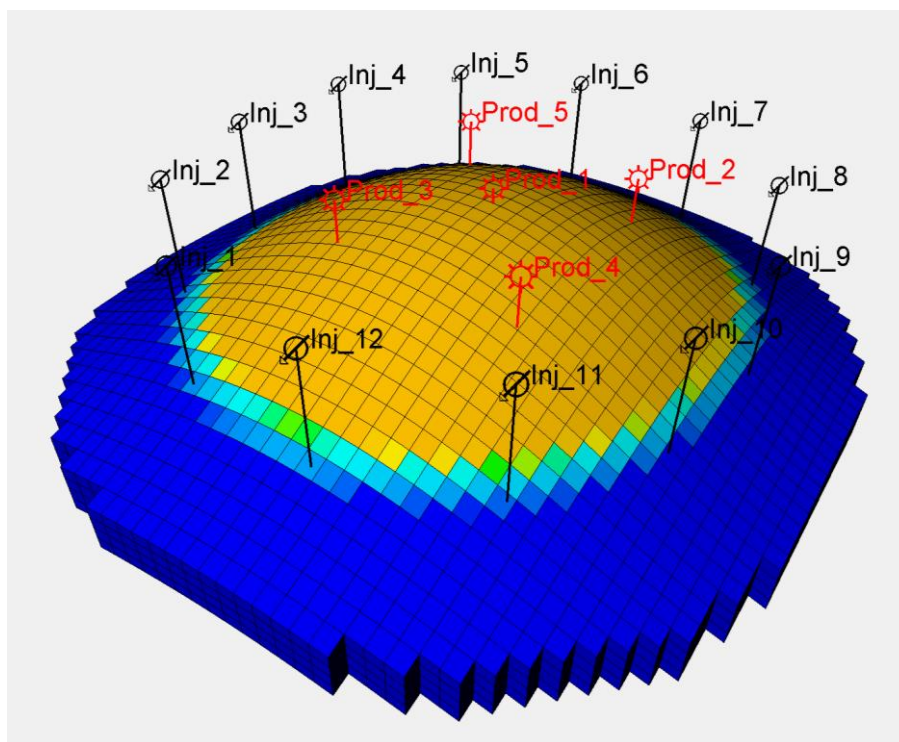


Рисунок 3.2 – Концептуальна 3D модель газоконденсатного покладу

Продуктивний поклад представлений моделлю округлої форми з наступними параметрами: площа газоносності продуктивного покладу дорівнює $17,63 \cdot 10^6 \text{ м}^2$; ефективна товщина пласта – 15,4 м; коефіцієнт відкритої пористості – 0,18; коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,8; коефіцієнт абсолютної проникності пласта – $8,65 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; середня глибина залягання продуктивного пласта – 3300 м; початковий пластовий тиск – 35 МПа.; пластова температура – 358 К. Запаси газу продуктивного покладу становлять 800,97 млн м^3 .

Газоконденсатний поклад розробляється 5 (п'ятьма) видобувними свердловинами (Prod). Свердловини на площі газоносності газоконденсатного покладу розміщені таким чином, що в центрі покладу знаходиться видобувна свердловина Prod_1, а в радіусі 400 м від центральної свердловини рівномірно розміщено чотири видобувні свердловини: Prod_2, Prod_3, Prod_4, Prod_5. Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється з використанням 12 нагнітальних свердловин (Inj), які розміщені в радіусі 800 м від центральної свердловини та рівномірно розміщені по периметру початкового газоводяного контакту.

Схему розміщення нагнітальних та видобувних свердловин на площі газоконденсатного покладу наведено на рисунку 3.3.

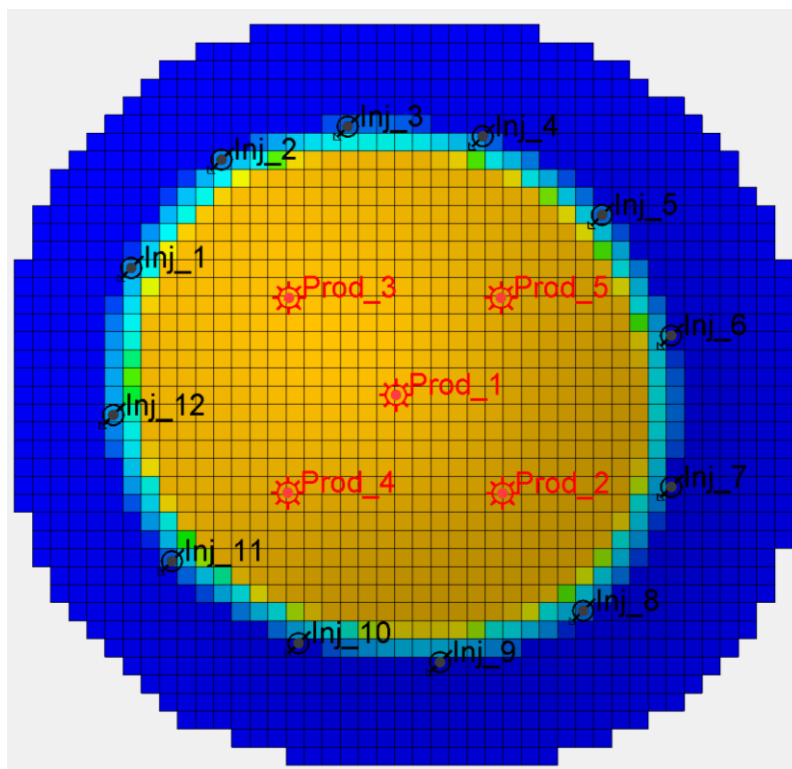


Рисунок 3.3 - Схема розміщення нагнітальних та видобувних свердловин на площі газоконденсатного покладу

Видобувні свердловини експлуатуються на режимі постійного дебіту газу, який становить 50 тис.м³/доб. Приймальність нагнітальних свердловин становить 50 тис.м³/доб. Для оцінки впливу тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті на коефіцієнт вилучення газу проведено дослідження для тривалості періоду нагнітання на рівні 12, 14, 16, 18, 21 та 24 місяців.

Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється одночасно з початком розробки продуктивного покладу, тобто за початкового пластового тиску. Після досягнення заданої тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю припиняли нагнітання і продовжували подальшу експлуатацію видобувних свердловин до моменту прориву агенту нагнітання. Розробка продуктивного покладу

здійснюється до моменту прориву діоксиду вуглецю в центральну видобувну свердловину.

У ході проведення досліджень для варіанту з нагнітанням неуглеводного газу в продуктивні поклади фіксувався момент прориву діоксиду вуглецю в кожен з видобувних свердловин. Видобувні свердловини при цьому на момент прориву діоксиду вуглецю зупинялись. Для оцінки величини отриманого ефекту від впровадження досліджуваної технології у варіанті розробки на виснаження, видобувні свердловини зупинялись в той самий момент часу, що і при розробці покладу з нагнітанням діоксиду вуглецю. Різна тривалість періоду нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад зумовлює різну тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву у видобувні свердловини. Враховуючи вищенаведене, для кожного варіанту розробки покладу з нагнітанням діоксиду вуглецю розраховувався варіант розробки на виснаження відповідно до тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин.

На основі проведених досліджень здійснювався розрахунок основних технологічних показників розробки продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю в одну із видобувних свердловин за величиною видобутої пластової води на момент його прориву. Результати досліджень оброблялись у вигляді графічних залежностей досліджуваних параметрів на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин залежно від тривалості періоду його нагнітання.

Результати досліджень

На основі проведених розрахунків процесу нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту здійснено побудову графічних залежностей динаміки основних технологічних показників розробки продуктивного покладу. Динаміка накопиченого видобутку вуглеводнів при

розробці покладу на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю протягом 14 місяців наведена на рисунку 3.4.

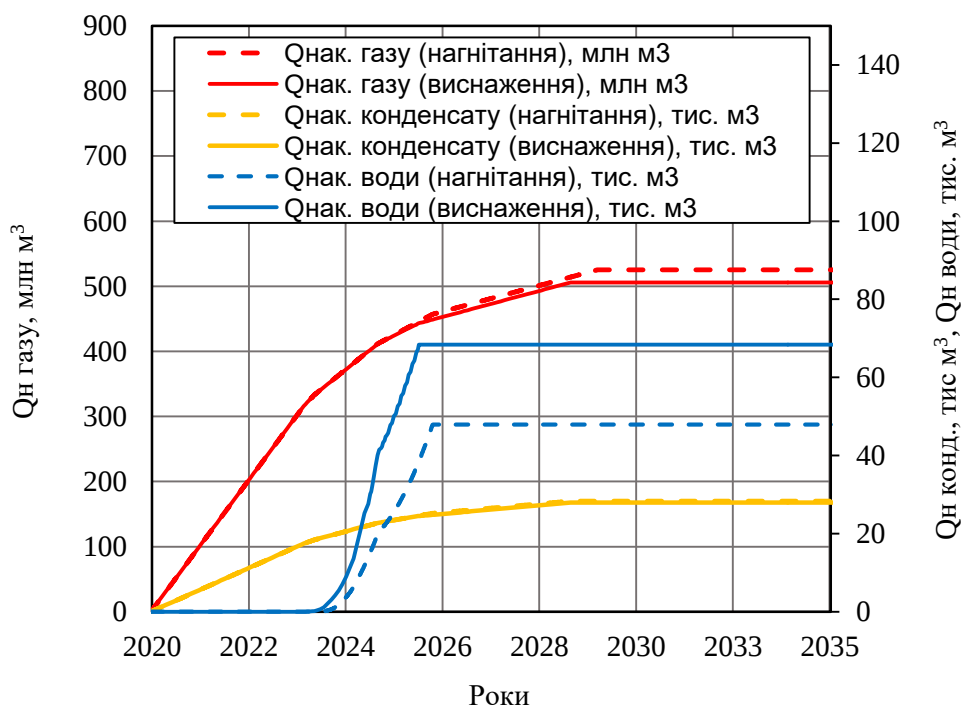


Рисунок 3.4 – Динаміка накопиченого видобутку вуглеводнів при розробці покладу на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю протягом 14 місяців

Аналізуючи основні технологічні показники розробки покладу на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю протягом 14 місяців, встановлено, що завдяки впровадженню досліджуваної технології досягається зменшення об'ємів видобутку пластової води порівняно з розробкою продуктивного покладу на виснаження.

Отримані результати свідчать про те, що використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання позитивно впливає на процес видобутку природного газу за водонапірного режиму.

Під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад забезпечується підтримання пластового тиску на значно вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження.

Динаміка пластового тиску при розробці покладу на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю протягом 14 місяців наведена на рисунку 3.5.

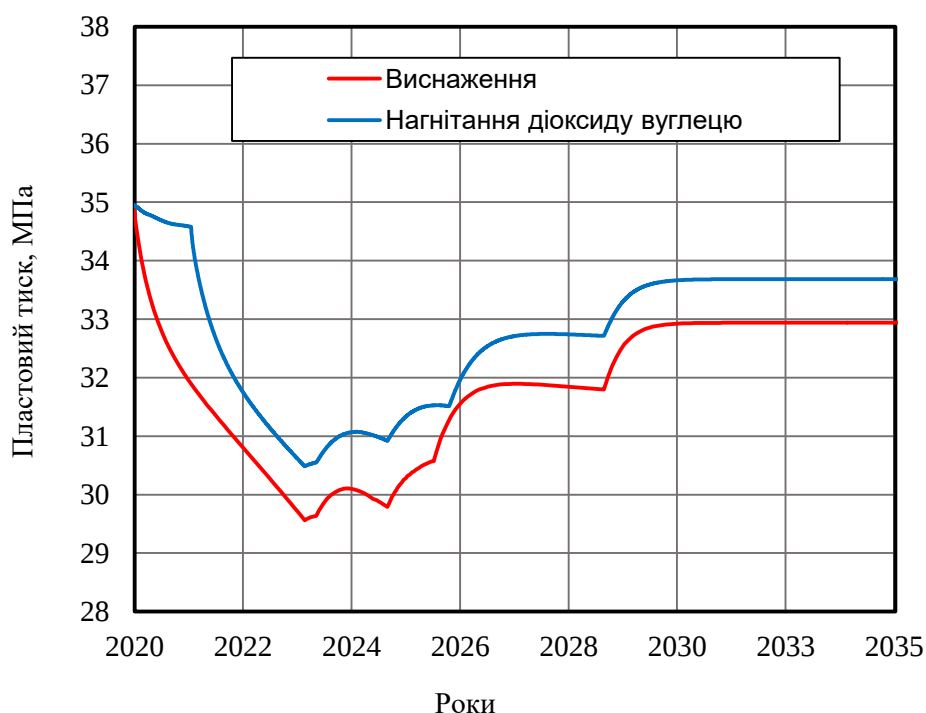


Рисунок 3.5 – Динаміка пластового тиску при розробці покладу на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю протягом 14 місяців

Аналізуючи отримані результати моделювання, необхідно звернути увагу на характер залежностей динаміки пластового тиску. Характер динаміки пластового тиску в часі зумовлений відключенням свердловин через прорив діоксиду вуглецю або обводнення. Також значний вплив на динаміку пластового тиску має активність водонапірної системи, оскільки надходженням пластової води в поклад зумовлює часткову компенсацію відборів газу.

Проводячи аналіз залежностей пластового тиску від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження, встановлено, що в зоні нагнітання діоксиду вуглецю різко зростає пластовий тиск, що обумовлює створення гідродинамічного бар'єру, який сповільнює процес надходження пластової води в продуктивні горизонти.

Залежності пластового тиску від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження наведено на рисунку 3.6.

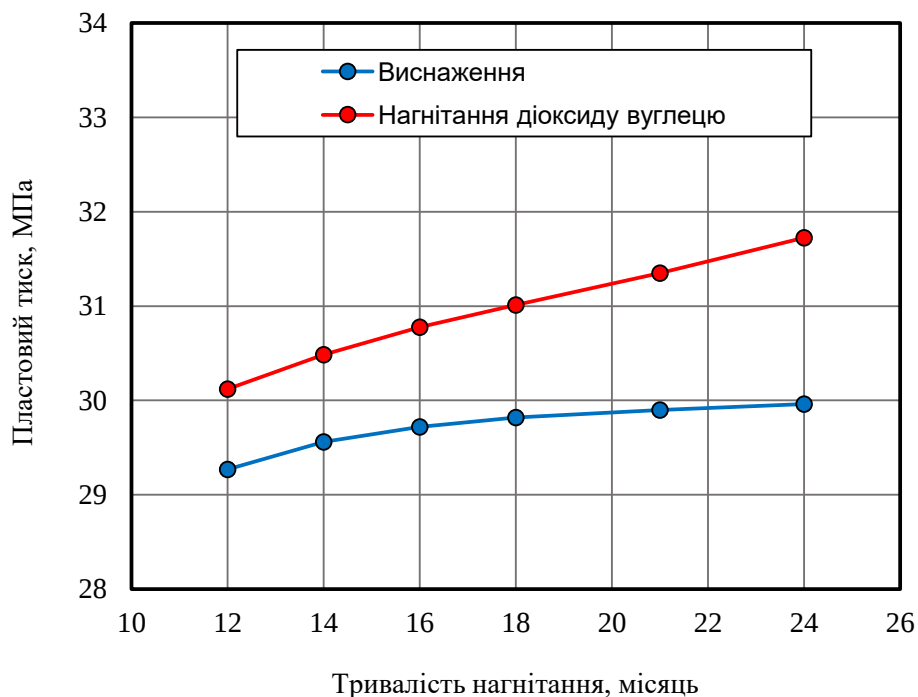


Рисунок 3.6 – Залежності пластового тиску від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження

На основі проведених досліджень здійснено розрахунок тривалості періоду розробки покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю в одну із видобувних свердловин. У випадку нагнітання діоксиду вуглецю протягом 12 місяців тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву становить 45 місяців, а при збільшенні тривалості періоду його нагнітання до 24 місяців – 37 місяців.

Залежність часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин від тривалості періоду його нагнітання наведено на рисунку 3.7.

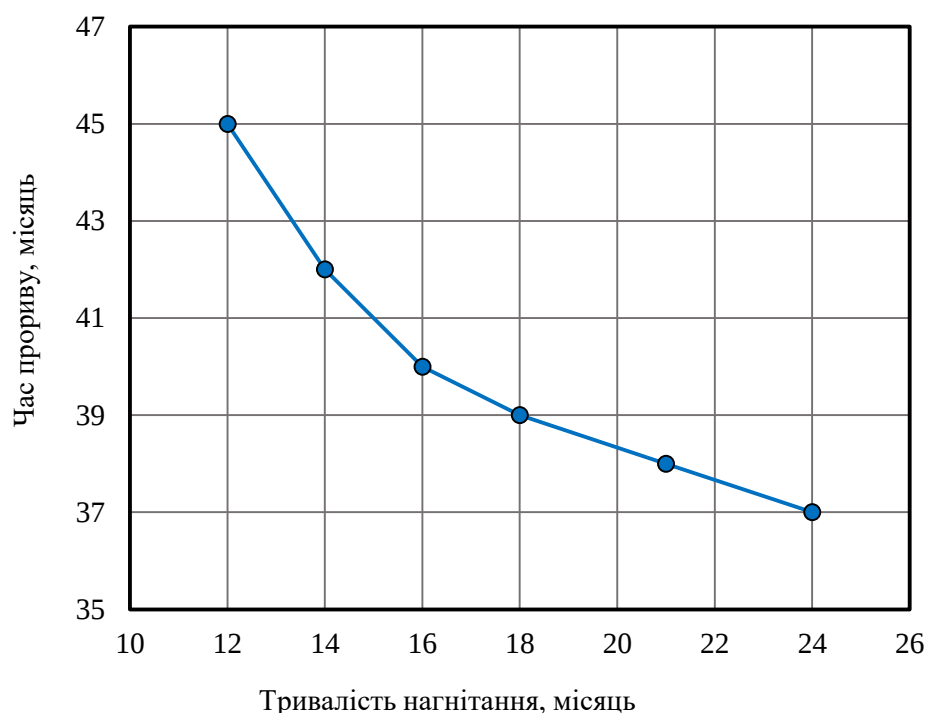


Рисунок 3.7 – Залежність часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин від тривалості періоду його нагнітання в продуктивний поклад

Згідно з проведеними розрахунками можна зробити висновок про те, що збільшення тривалості періоду нагнітання неуглеводного газу в продуктивний поклад призводить до зменшення тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву.

Таким чином, збільшення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення загального видобутку газу та конденсату. Чим більша тривалість періоду нагнітання, тим швидше діоксид вуглецю проривається до видобувних свердловин, призводячи до їх відключення по причині забезпечення кондиції видобувного газу основним вимогам галузевого стандарту.

Використовуючи результати моделювання, здійснено розрахунки основних технологічних показників розробки газоконденсатного покладу. Результати розрахунків накопиченого видобутку води та конденсату для різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження наведено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків накопиченого видобутку води та конденсату для різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

Період нагнітання, місяці	Накопичений видобуток конденсату, тис. м ³		Накопичений видобуток води, тис. м ³	
	виснаження	нагнітання CO ₂	виснаження	нагнітання CO ₂
12	18,81	18,83	303,79	19,83
14	17,44	17,45	7,00	0,20
16	16,64	16,65	0,46	0,07
18	16,19	16,21	0,15	0,05
21	15,77	15,78	0,09	0,04
24	15,46	15,48	0,08	0,03

Аналізуючи результати розрахунків, що наведені в таблиці 3.2 слід відмітити динаміку накопиченого видобутку конденсату. Результати проведених розрахунків розробки покладу свідчать про те, що впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад не забезпечує додаткового видобутку конденсату за рахунок підтримання пластового тиску на значно вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження.

Такий характер динаміки накопиченого видобутку конденсату зумовлений особливостями PVT моделі, використаної для проведення досліджень. Згідно створеної PVT моделі тиск початку конденсації дорівнює 17,5 МПа. Аналізуючи динаміку пластового тиску в часі, встановлено, що розробка продуктивного покладу в умовах прояву водонапірного режиму відбувається при значно вищих значеннях пластового тиску відносно тиску початку конденсації важких вуглеводнів. Враховуючи вищенаведене, потенційний вміст вуглеводнів фракції C₅₊ на проміжку всього досліджуваного інтервалу пластових тисків залишається незмінним.

Проводячи аналіз результатів моделювання також слід звернути увагу на величину накопиченого видобутку води на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин. При його нагнітанні протягом 12 місяців видобувається 19,83 тис.м³ пластової води, а при розробці продуктивного покладу на виснаження за таких умов – 303,79 тис.м³.

На основі проведених досліджень можна стверджувати, що за рахунок нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на початковому газоводяному контакті досягається зниження активності водонапірної системи та забезпечується стабільна експлуатація видобувних свердловин протягом тривалішого періоду дорозробки газоконденсатного покладу.

Динаміку накопиченого видобутку газу та води для різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на межі початкового газоводяного контакту наведено на рисунку 3.8.

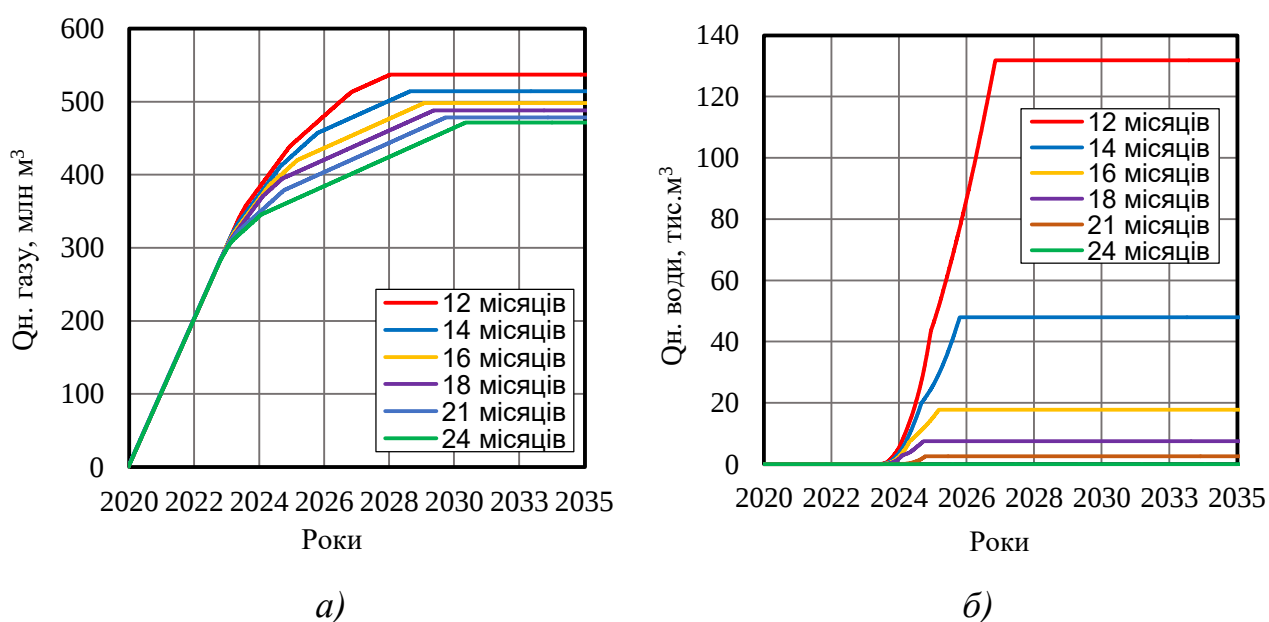


Рисунок 3.8 – Динаміка накопиченого видобутку газу (а) та води (б) для різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю

Згідно з результатами розрахунків накопичений видобуток води залежно від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю становить: 12 місяців – 131,89 тис.м³; 14 місяців – 47,95 тис.м³; 16 місяців – 17,81 тис.м³; 18 місяців – 7,44 тис.м³; 21 місяць – 2,55 тис.м³; 24 місяці – 0,03 тис.м³.

На основі результатів моделювання встановлено, що при збільшенні тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю зменшується видобуток газу та конденсату. Однак впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю призводить до скорочення об'ємів видобутку пластової води та значно знижує витрати на її утилізацію.

Динаміку пластового тиску та коефіцієнта вилучення газу для різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю наведено на рисунку 3.9.

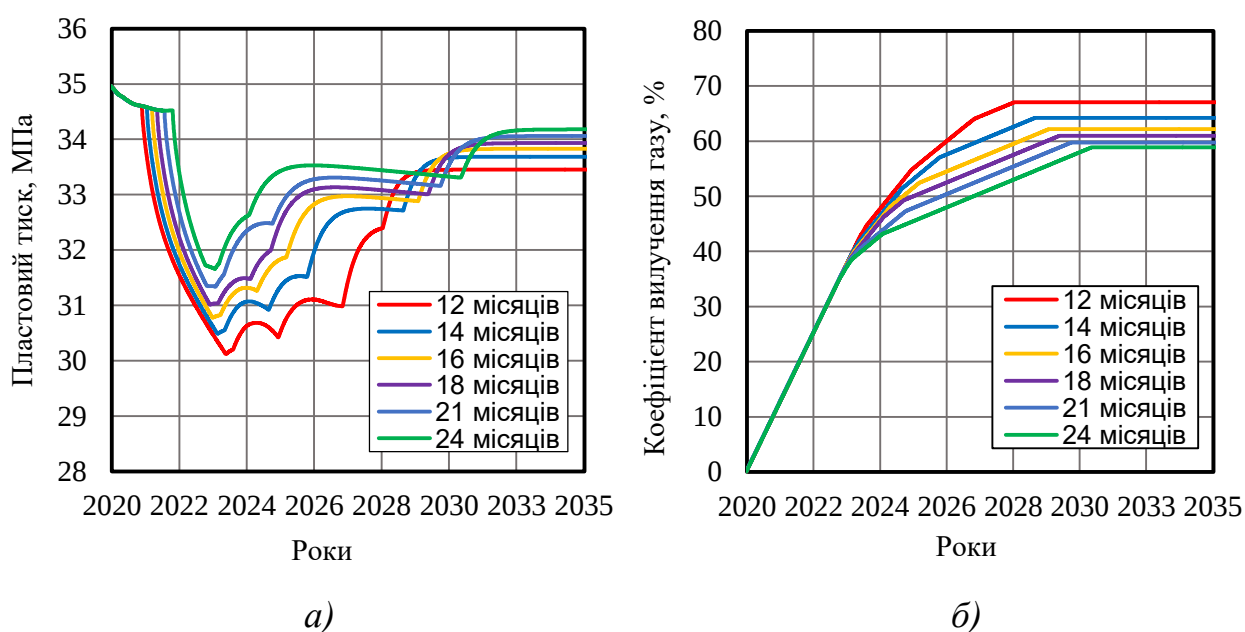
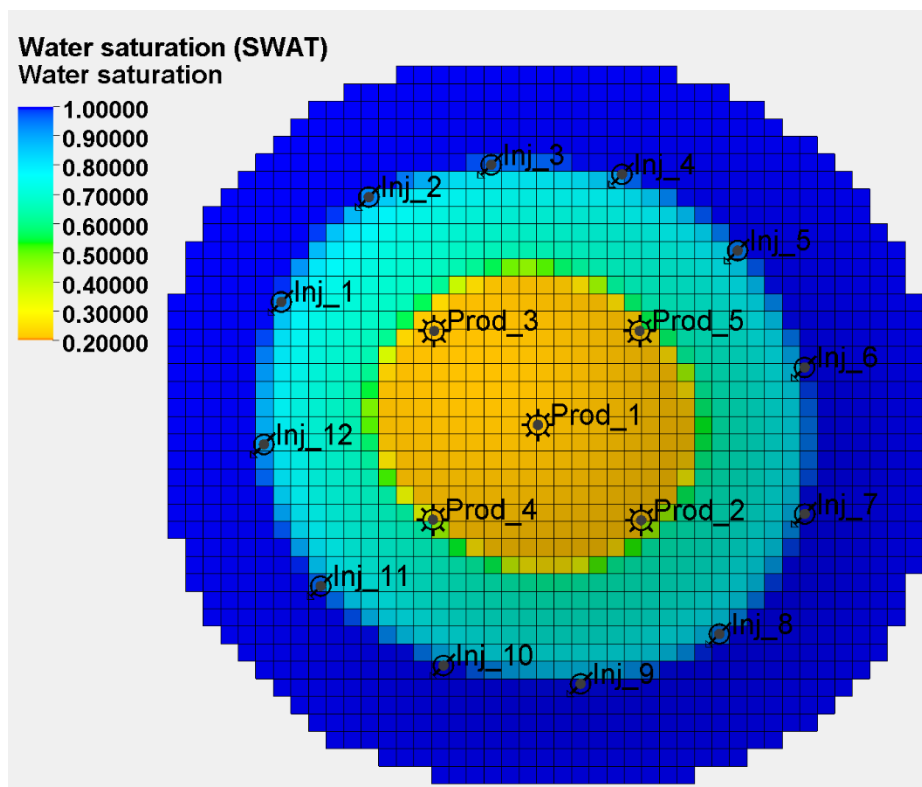


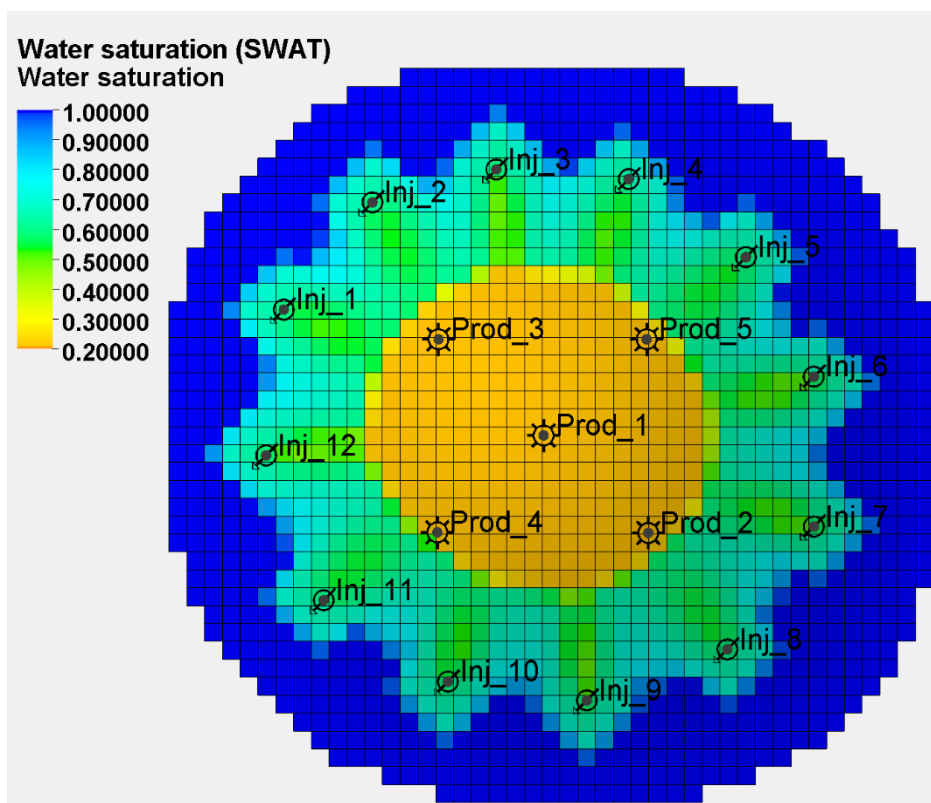
Рисунок 3.9 – Динаміка пластового тиску (а) та коефіцієнта вилучення газу (б) від різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю

Аналізуючи стан обводнення продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин за тривалості періоду нагнітання 14 місяців та при розробці покладу на виснаження, встановлено, що у випадку нагнітання діоксиду вуглецю газоводяний контакт піднімається повільніше порівняно з розробкою на виснаження.

Стан обводненості продуктивного покладу при розробці покладу на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю протягом 14 місяців на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину наведено на рисунку 3.10.



a)



б)

Рисунок 3.10 – Стан обводненості продуктивного покладу при розробці на виснаження (а) та за тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю 14 місяців (б) на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину

На основі результатів моделювання можна стверджувати про ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті для сповільнення надходження пластової води в продуктивні поклади.

Концентрація діоксиду вуглецю в пластовому газі на момент прориву у видобувні свердловини за тривалості періоду нагнітання 14 місяців наведена на рисунку 3.11

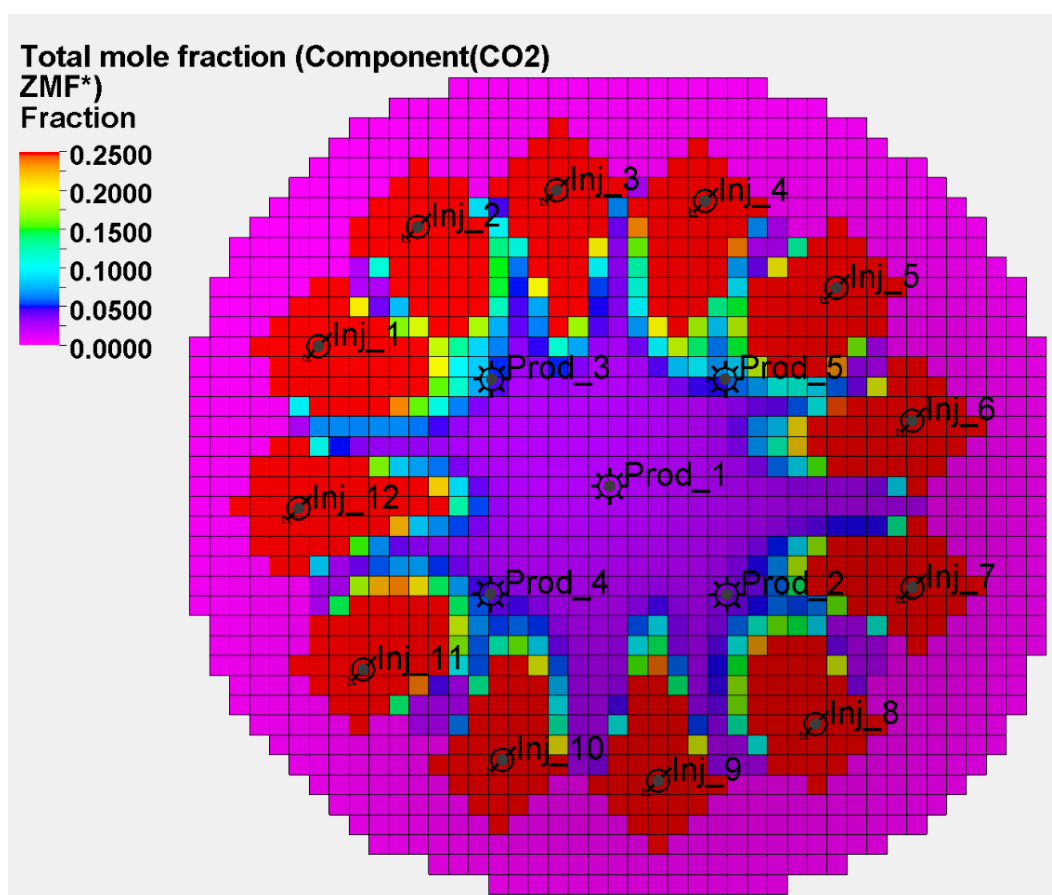


Рисунок 3.11 – Концентрація діоксиду вуглецю на момент прориву у видобувні свердловини за тривалості періоду його нагнітання 14 місяців

На основі проведених розрахунків встановлено залежність коефіцієнта вилучення газу від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу під час нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин дорівнює:

12 місяців – 42,54 %; 14 місяців – 39,44 %; 16 місяців – 37,63 %; 18 місяців – 36,61 %. 21 місяць – 35,64 %; 24 місяці – 34,96 %.

Для варіанту розробки продуктивних покладів на виснаження прогностичний коефіцієнт вилучення газу становить: 12 місяців – 40 %; 14 місяців – 36,66 %; 16 місяців – 33,61 %; 18 місяців – 30,66 %; 21 місяць – 26,85 %; 24 місяці – 24,15 %.

Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження наведено на рисунку 3.12.

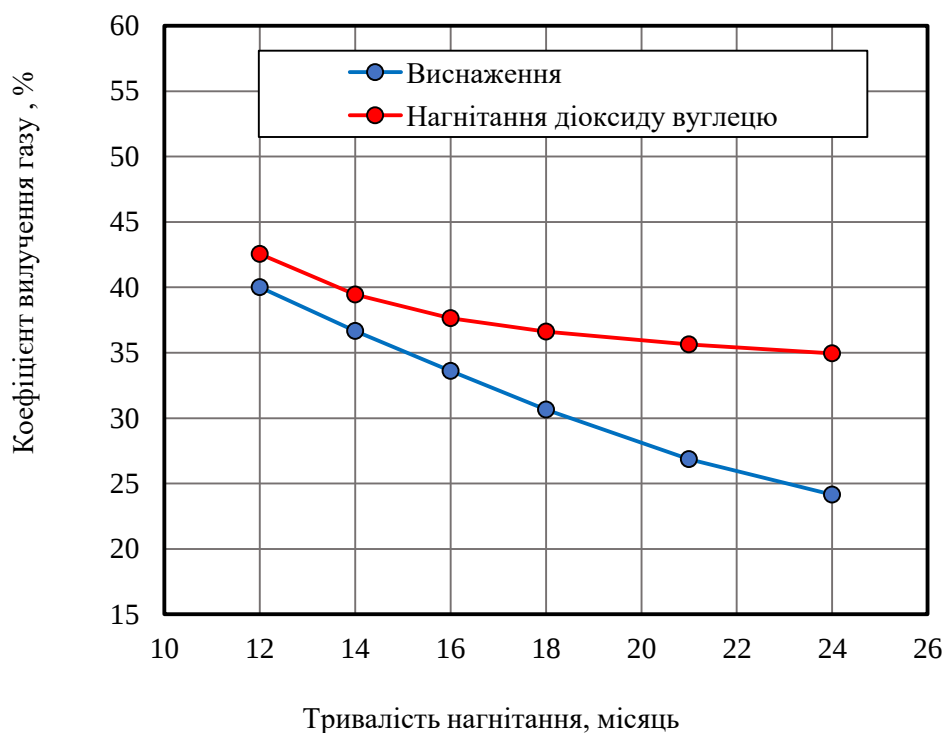


Рисунок 3.12 – Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

Для оброблення графічних залежностей з метою визначення раціональних точок досліджуваних параметрів використано статистичний аналіз.

Значення коефіцієнта вилучення газу для різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю наведено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Значення коефіцієнта вилучення газу для різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю

Тривалість періоду нагнітання, місяці	КВГ (нагнітання), %
12	42,54
14	39,44
16	37,63
18	36,61
21	35,64
24	34,96

Приклад схеми оцінки раціонального значення досліджуваного параметру зображено на рисунку 3.13.

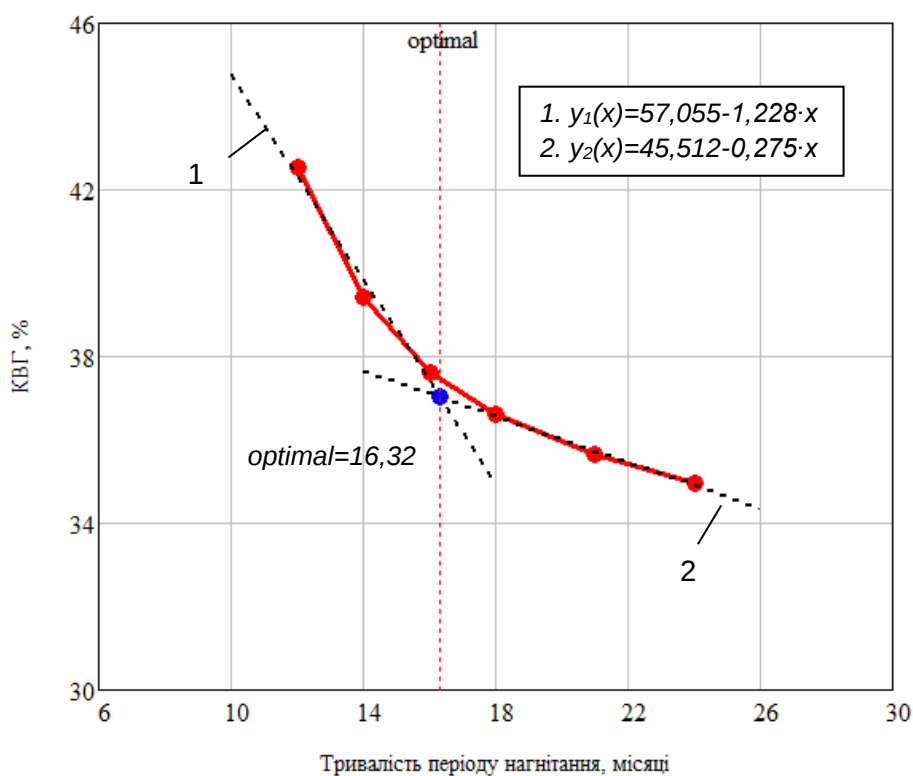


Рисунок 3.13 – Схема оцінки раціонального значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю

За результатами обробки розрахункових даних з використанням статистичного аналізу визначено раціональне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю у поклад, за межами якого коефіцієнт вилучення

газу змінюється несуттєво. На момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин раціональне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю у поклад становить 16,32 місяці. Кінцевий коефіцієнт вилучення газу для наведеного раціонального значення тривалості періоду нагнітання становить 61,98 %, а при розробці на виснаження – 48,04 %.

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту для сповільнення надходження пластової води в продуктивний поклад та збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення газу для умов конкретного покладу.

3.3 Дослідження впливу на коефіцієнт вилучення газу щільності сітки нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті

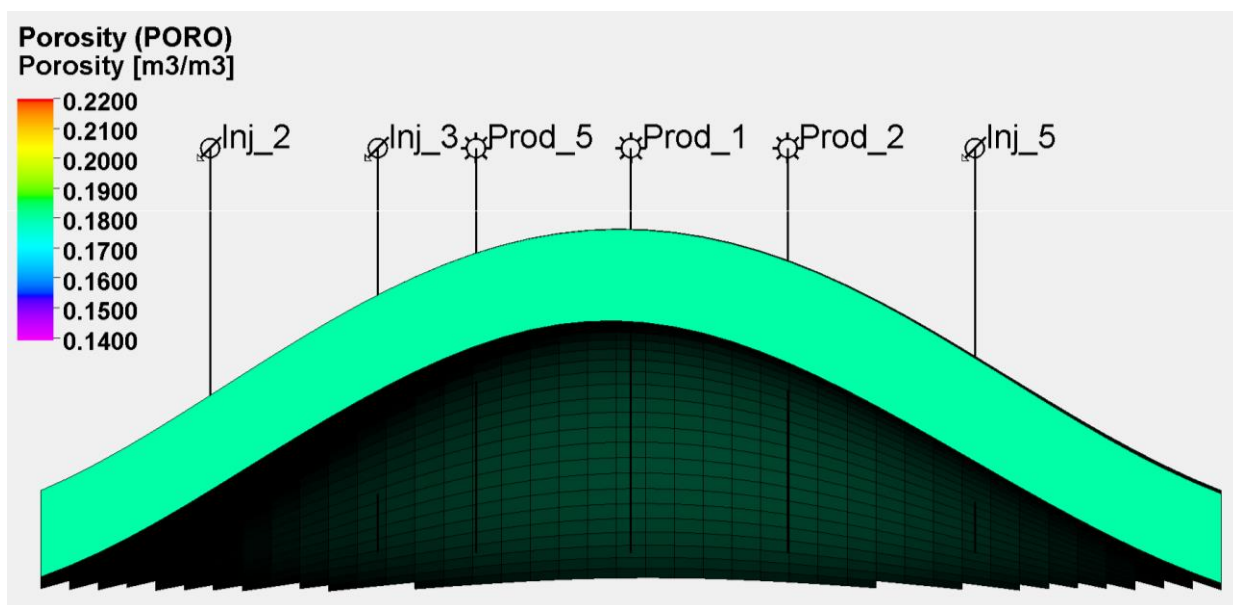
Методика дослідження і вхідні дані

Для оцінки впливу на технологічні показники розробки продуктивного покладу щільності сітки нагнітальних свердловин та розміщення їх по периметру початкового газоводяного контакту виконано дві серії досліджень.

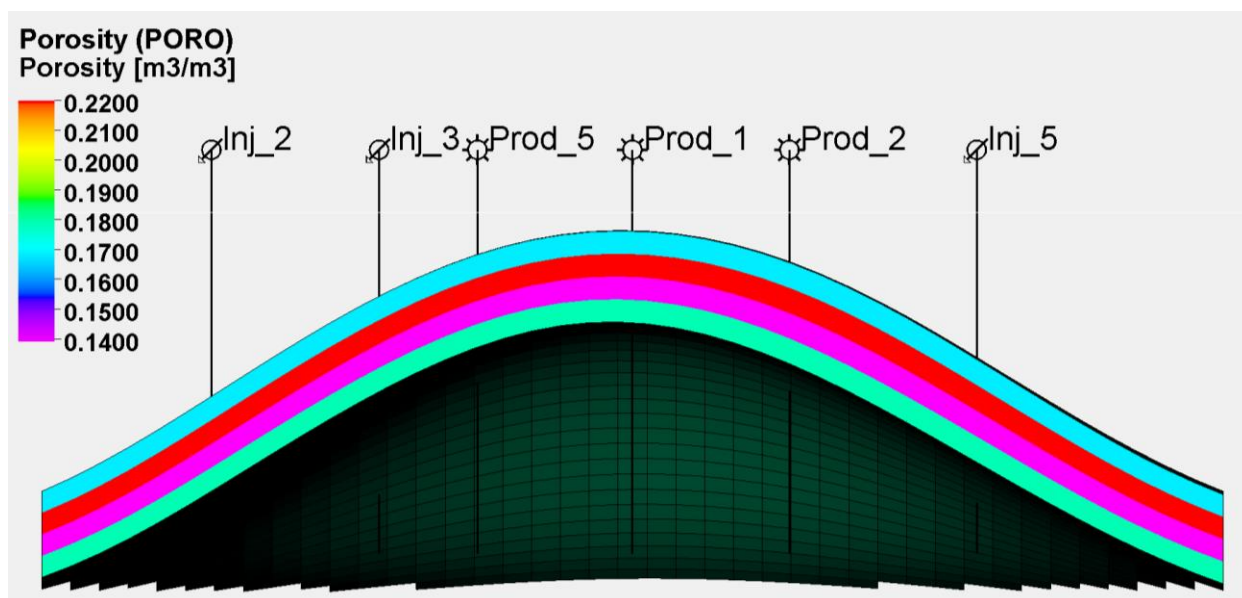
У першій серії досліджень нагнітання діоксиду вуглецю здійснювали в однорідний газоконденсатний поклад (рисунок 3.14 а) з параметрами, наведеними у підрозділі 3.2. Для проведення другої серії досліджень використано багатопластовий неоднорідний газоконденсатний поклад (рисунок 3.14 б) з наступними параметрами: пористість газонасичених пластів продуктивного покладу в тривимірній моделі (зверху – вниз) становить 0,17, 0,22, 0,14, та 0,18; коефіцієнт абсолютної проникності пласта – $6,55 \cdot 10^{-15}$, $17,64 \cdot 10^{-15}$, $3,62 \cdot 10^{-15}$ та $7,99 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; товщина продуктивних пластів – 3,9 м.

Для двох серій досліджень нагнітання діоксиду вуглецю здійснювали протягом раціональної тривалості періоду нагнітання, встановленої в

розділі 3.2. Дебіт видобувної свердловини прийнятий на рівні 50 тис.м³/доб, а приймальність нагнітальних свердловин – 50 тис.м³/доб. Схема розміщення нагнітальних та видобувних свердловин в обидвох серіях досліджень однакова та наведена в розділі 3.2.



a)



б)

Рисунок 3.14 – Розподіл пористості по площі в однорідній (а) та неоднорідній (б) 3D моделях газоконденсатного покладу

Дослідження проведено для нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад з використанням 4, 6, 8, 12, 16 нагнітальних свердловин, які рівномірно розміщені на межі початкового газоводяного контакту. Відстань між свердловинами становить 1200, 800, 600, 400, 300 м, відповідно. Розробка продуктивного покладу здійснюється до моменту прориву діоксиду вуглецю в центральну видобувну свердловину.

Методика проведення досліджень впливу на коефіцієнт вилучення газу щільності сітки нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті аналогічна методиці, що наведена в розділі 3.2.

На основі проведених досліджень здійснювався розрахунок основних технологічних показників розробки продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин за величиною видобутої пластової води на момент його прориву. Результати досліджень оброблялись у вигляді графічних залежностей досліджуваних параметрів на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин залежно від щільності сітки нагнітальних свердловин.

Результати дослідження

Складність видобутку залишкових запасів вуглеводнів за водонапірного режиму розробки пов'язана з обводненням газонасичених пластів та видобувних свердловин. На характер надходження законтурних вод значно впливає неоднорідність продуктивного розрізу, який в основному складається з порід, що характеризуються мінливістю фільтраційно-ємнісних властивостей як за товщиною, так і за площею.

Для оцінки можливого впливу неоднорідності газонасичених відкладів на щільність сітки нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту з метою регулювання процесу

надходження законтурних вод проведено дослідження на прикладі однорідної та багатопластової неоднорідної 3D моделях.

Аналізуючи результати моделювання, встановлено, що щільність сітки нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад значно впливає на технологічні показники розробки. Результати досліджень свідчать, що у випадку нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту забезпечується підтримання пластового тиску на більш вищому рівні порівняно з розробкою покладів на виснаження.

Динаміка пластового тиску під час нагнітання діоксиду вуглецю в однорідний поклад з використанням 6 нагнітальних свердловин та при розробці на виснаження наведена на рисунку 3.15.

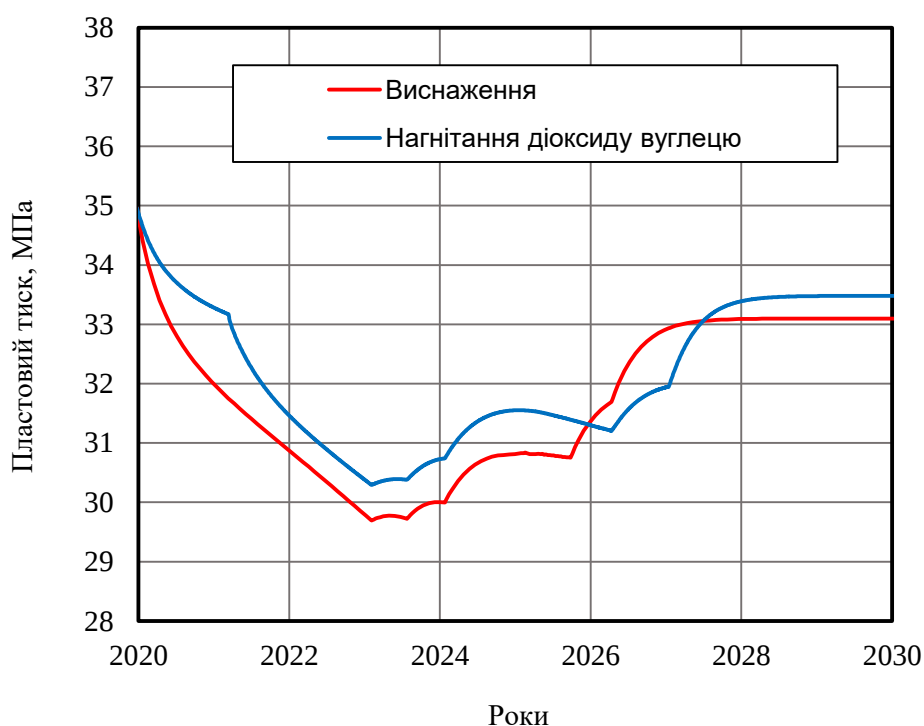


Рисунок 3.15 – Динаміка пластового тиску під час нагнітання діоксиду вуглецю в однорідний поклад з використанням 6 нагнітальних свердловин та при розробці покладу на виснаження

На основі результатів моделювання встановлено, що збільшення кількості нагнітальних свердловин з 4 до 8 практично не впливає на середній пластовий тиск в продуктивних покладах на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду

видобувних свердловин. Однак наступне збільшення кількості нагнітальних свердловин призводить до збільшення пластового тиску в продуктивному покладі. При використанні для нагнітання діоксиду вуглецю 16 свердловин досягається максимальне значення пластового тиску на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин.

Залежності пластового тиску від кількості нагнітальних свердловин для однорідного та неоднорідного продуктивних покладів на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин наведені на рисунку 3.16.

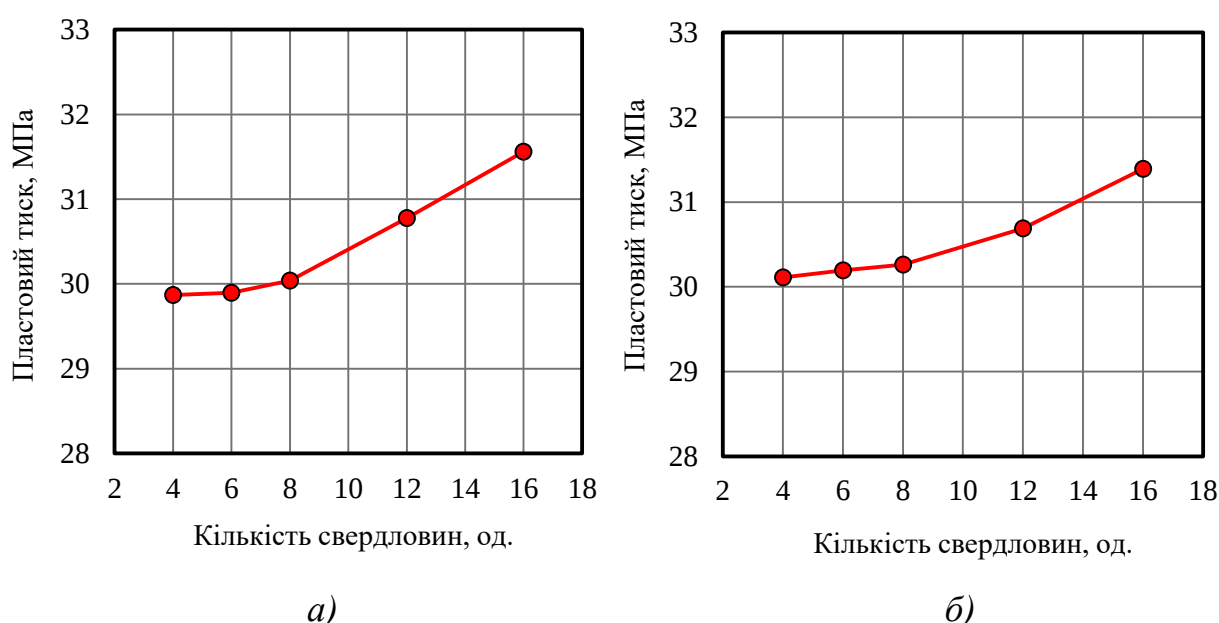


Рисунок 3.16 – Залежності пластового тиску від кількості нагнітальних свердловин для однорідного (а) та неоднорідного (б) продуктивних покладів на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин

Результати проведених розрахунків свідчать про значний вплив щільності сітки нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклади на тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву.

Розрахунки тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в однорідний та неоднорідний продуктивні поклади до моменту його прориву наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на момент його прориву до видобувних свердловин

Кількість свердловин, одиниці	Тривалість періоду експлуатації до моменту прориву діоксиду вуглецю, місяці	
	Однорідний поклад	Неоднорідний поклад
4	44	41
6	46	42
8	47	43
12	40	41
16	34	36

Під час нагнітання діоксиду вуглецю в однорідний продуктивний поклад тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин залежно від кількості (щільності) нагнітальних свердловин становить: 4 свердловини – 44 місяці; 6 свердловин – 46 місяців; 8 свердловин – 47 місяців; 12 свердловин – 40 місяців; 16 свердловин – 34 місяці.

У випадку використання для досліджень багатопластового неоднорідного продуктивного покладу прогнозна тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин залежно від кількості (щільності) нагнітальних свердловин дорівнює: 4 свердловини – 41 місяць; 6 свердловин – 42 місяці; 8 свердловин – 43 місяці; 12 свердловин – 41 місяць; 16 свердловин – 36 місяців.

На основі результатів розрахунків встановлено, що тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин у випадку нагнітання діоксиду вуглецю в однорідний поклад при збільшенні кількості нагнітальних свердловин з 4 до 8 значно більша порівняно з тривалістю періоду розробки неоднорідного покладу. Однак в подальшому збільшення кількості нагнітальних свердловин призводить до зменшення тривалості періоду розробки однорідного покладу порівняно з розробкою неоднорідного.

Аналізуючи результати досліджень, слід звернути увагу на характер залежностей динаміки пластового тиску в часі для різної кількості нагнітальних свердловин. Характер зміни пластового тиску в часі зумовлений зупинкою видобувних свердловин у зв'язку з проривом діоксиду вуглецю або припиненням фонтанування через обводнення. Активність водонапірної системи також значно впливає на характер зміни пластового тиску в часі. Завдяки надходженню пластової води в продуктивні поклади відбувається часткова компенсація відборів природного газу.

Динаміка пластового тиску в часі для різної кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в однорідний (а) та неоднорідний (б) продуктивні поклади наведена на рисунку 3.17.

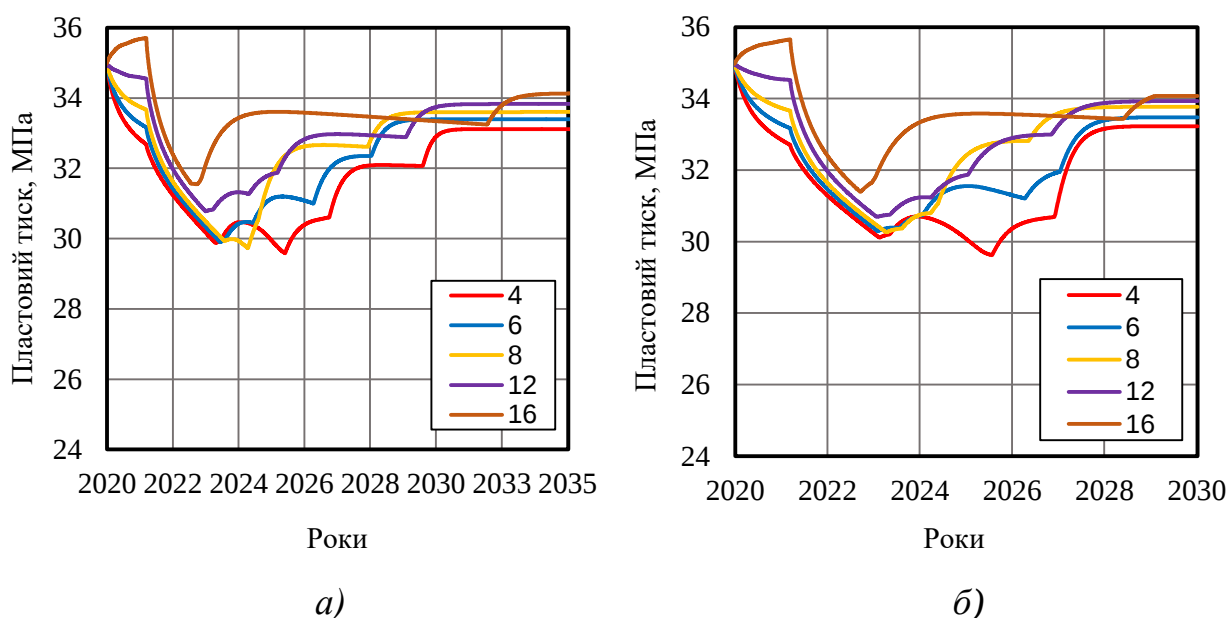


Рисунок 3.17 – Динаміка пластового тиску в часі для різної кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в однорідний (а) та неоднорідний (б) продуктивні поклади

На основі результатів досліджень впливу неоднорідності продуктивних покладів на щільність сітки нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті з метою сповільнення надходження пластової води в газонасичені горизонти здійснено розрахунок накопиченого видобутку вуглеводнів.

Аналізуючи результати розрахунків, слід звернути увагу на динаміку накопиченого видобутку води для однорідного та неоднорідного продуктивних покладів від кількості нагнітальних свердловин.

Результати розрахунків накопиченого видобутку води для однорідного та неоднорідного продуктивних покладів від кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин та при розробці покладів на виснаження наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунків накопиченого видобутку води від кількості нагнітальних свердловин для однорідного та неоднорідного продуктивних покладів на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

Кількість нагнітальних свердловин, одиниці	Накопичений видобуток води, м ³			
	Однорідний поклад		Неоднорідний поклад	
	Виснаження	Нагнітання CO ₂	Виснаження	Нагнітання CO ₂
4	99,47	19,93	5,93	0,33
6	561,38	98,07	8,58	0,35
8	2304,03	298,12	137,45	0,42
12	0,46	0,07	1,62	0,07
16	0,06	0,03	0,07	0,03

Згідно з результатами розрахунків, що наведені в таблиці 3.5 встановлено, що максимальний видобуток пластової води для однорідного та неоднорідного продуктивних покладів забезпечується у випадку використання для нагнітання діоксиду вуглецю 8 нагнітальних свердловин, а мінімальний видобуток пластової води – за 16 нагнітальних свердловин.

Пояснюється такий результат досліджень більш повним охопленням периметру газоносності продуктивного покладу діоксидом вуглецю та більш ефективним блокуванням пластової води шляхом створення штучного бар'єру,

що ускладнює та сповільнює процес надходження води в газонасичені горизонти.

Динаміка накопиченого видобутку води в часі для різної кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в однорідний (а) та неоднорідний (б) продуктивні поклади на кінець розробки наведена на рисунку 3.18.

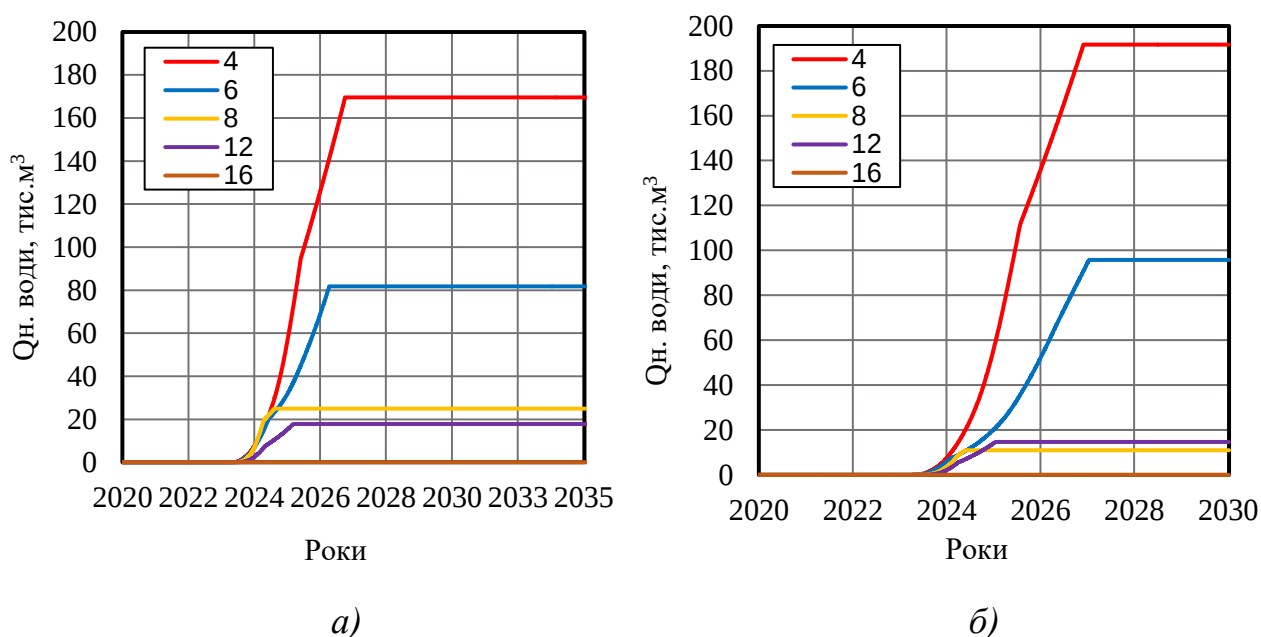


Рисунок 3.18 – Динаміка накопиченого видобутку пластової води в часі для різної кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в однорідний (а) та неоднорідний (б) продуктивні поклади

Згідно з результатами досліджень розробки однорідного та неоднорідного продуктивних покладів на виснаження та з нагнітанням діоксиду вуглецю, відмічається значне скорочення видобутку пластової води. Отримані результати досліджень свідчать про високу технологічну ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті з метою контролю та регулювання надходження законтурних та підшовних вод в газонасичені горизонти. У випадку впровадження досліджуваної технології продовжується період стабільної та безводної

експлуатації видобувних свердловин протягом тривалішого періоду дорозробки газоконденсатних покладів.

Динаміка накопиченого видобутку газу в часі для різної кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в однорідний (а) та неоднорідний (б) продуктивні поклади на кінець розробки наведена на рисунку 3.19.

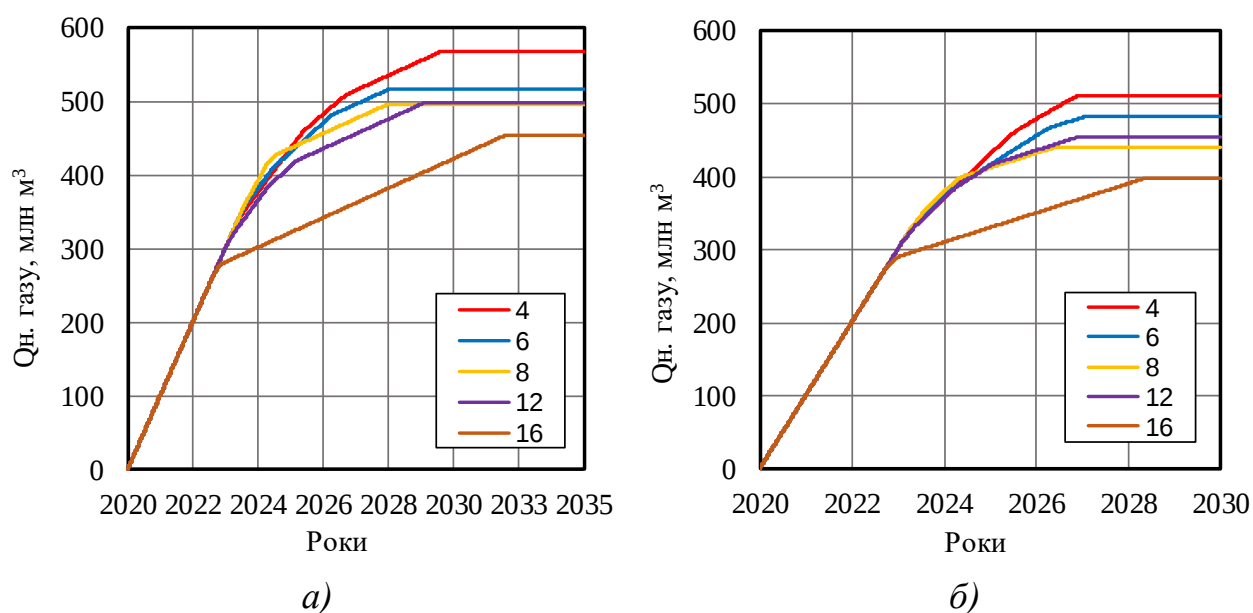
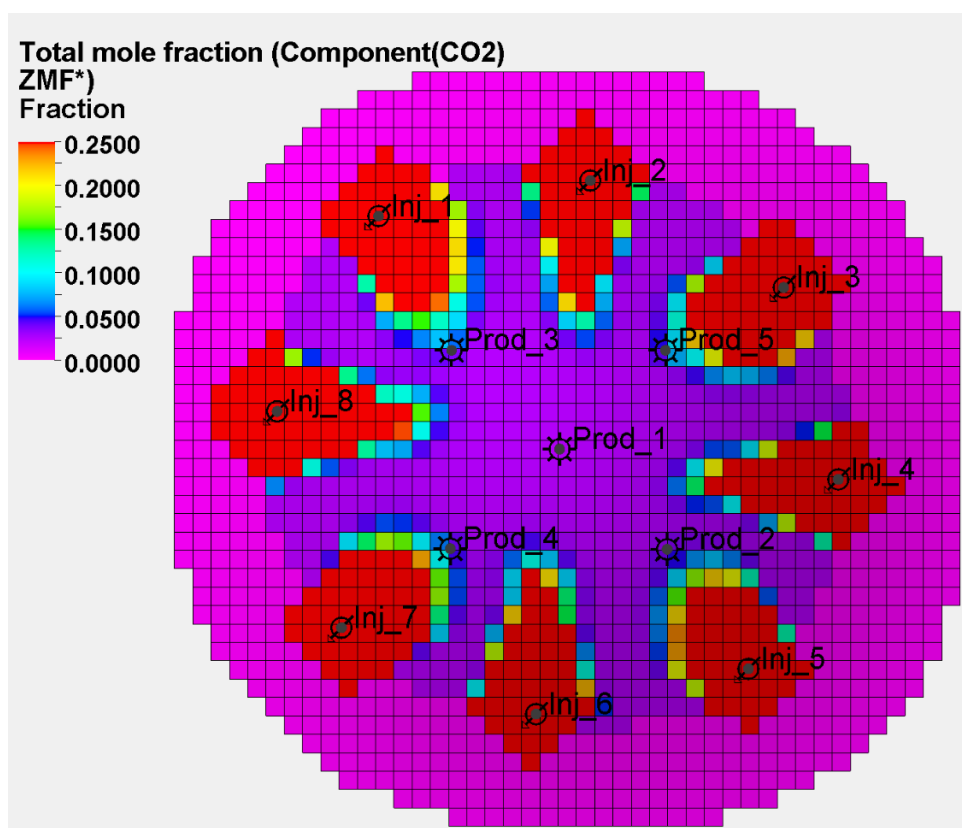


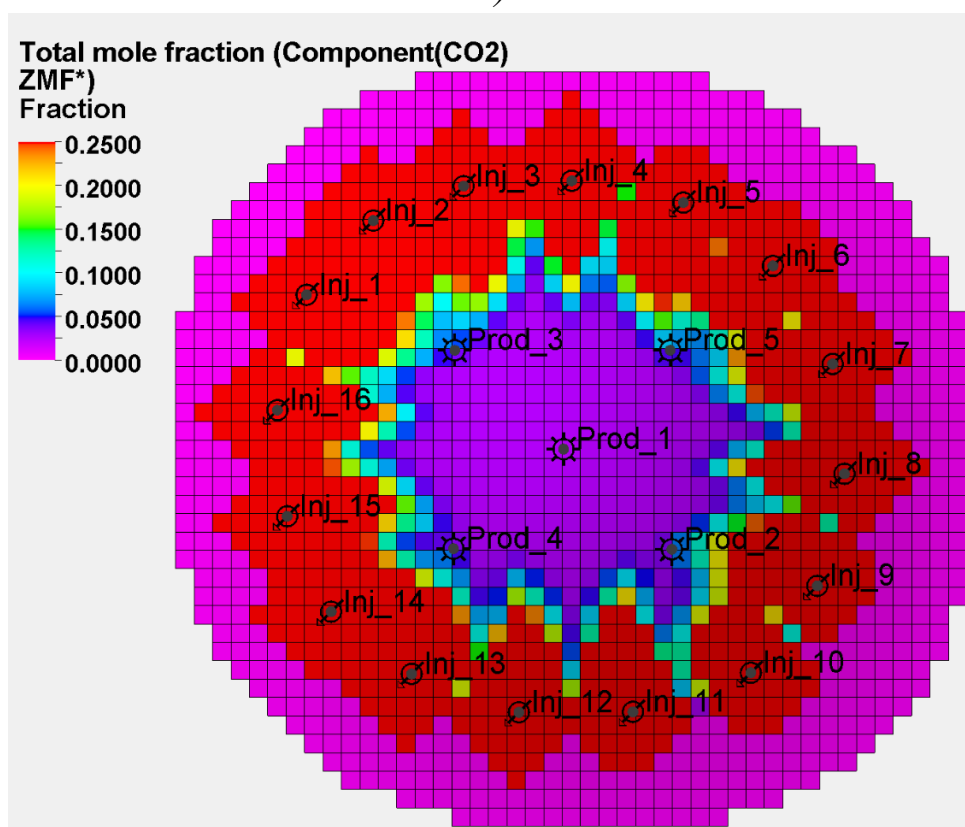
Рисунок 3.19 – Динаміка накопиченого видобутку газу в часі для різної кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в однорідний (а) та неоднорідний (б) продуктивні поклади

Аналізуючи концентрацію діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини для різної кількості нагнітальних свердловин, встановлено, що збільшення щільності сітки нагнітальних свердловин призводить до більш повного охоплення периметру газонасності діоксидом вуглецю. Завдяки цьому блокування руху води проходить по більшій площі родовища, внаслідок чого проявляється значна ефективність застосування неуглеводневого газу, щодо ефективного блокування пластової води.

Концентрація діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин при використанні 8 та 16 нагнітальних свердловин наведена на рисунку 3.20.



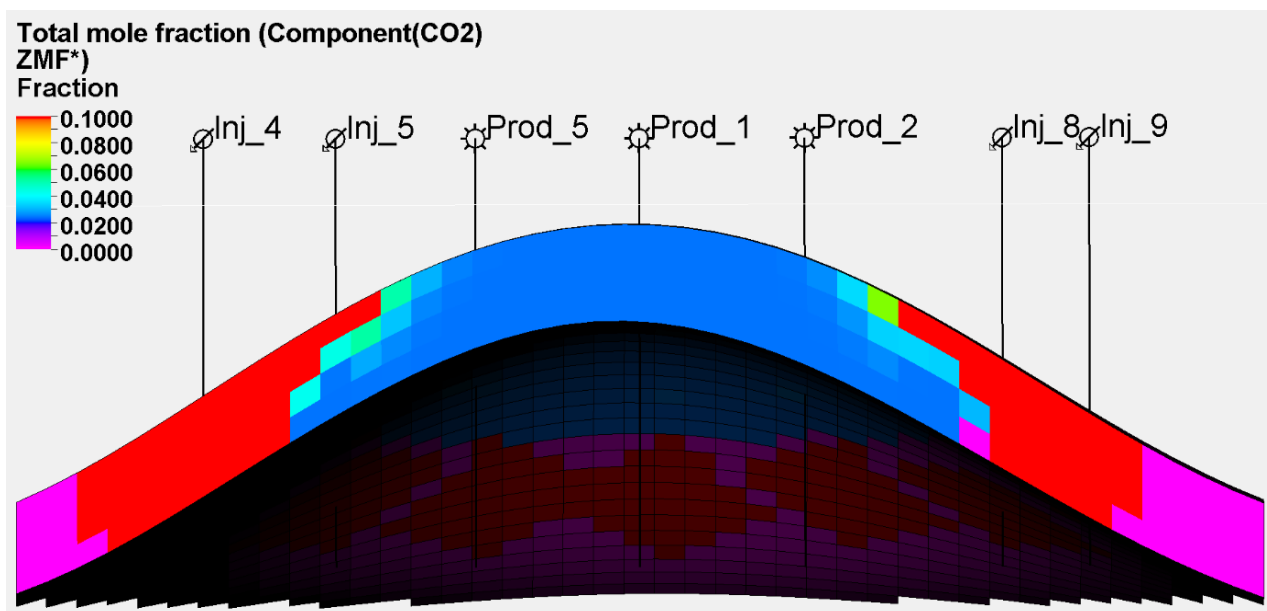
a)



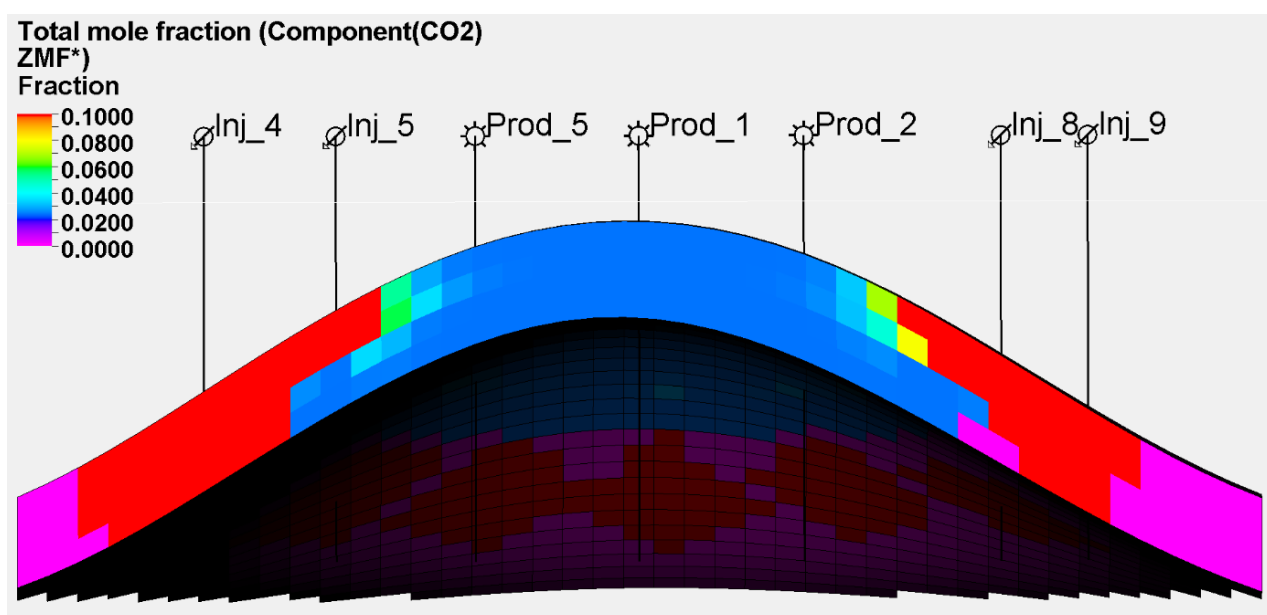
б)

Рисунок 3.20 – Концентрація діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин при використанні 8 (а) та 16 (б) нагнітальних свердловин

Концентрація діоксиду вуглецю в однорідному та неоднорідному продуктивних покладах на момент його прориву до видобувних свердловин при використанні 16 нагнітальних свердловин зображена на рисунку 3.21.



a)



б)

Рисунок 3.21 – Концентрація діоксиду вуглецю в однорідній (а) та неоднорідній (б) моделях покладау на момент його прориву до видобувних свердловин при використанні 16 нагнітальних свердловин

Аналізуючи результати моделювання, а саме концентрацію діоксиду вуглецю в продуктивному покладі на момент його прориву до видобувних свердловин у випадку розробки неоднорідного покладу спостерігається інтенсивна фільтрація неуглеводневого газу по найбільш високопроникних пропластках. У зв'язку з цим відбувається значно швидший прорив агенту нагнітання до видобувних свердловин порівняно з розробкою однорідного покладу.

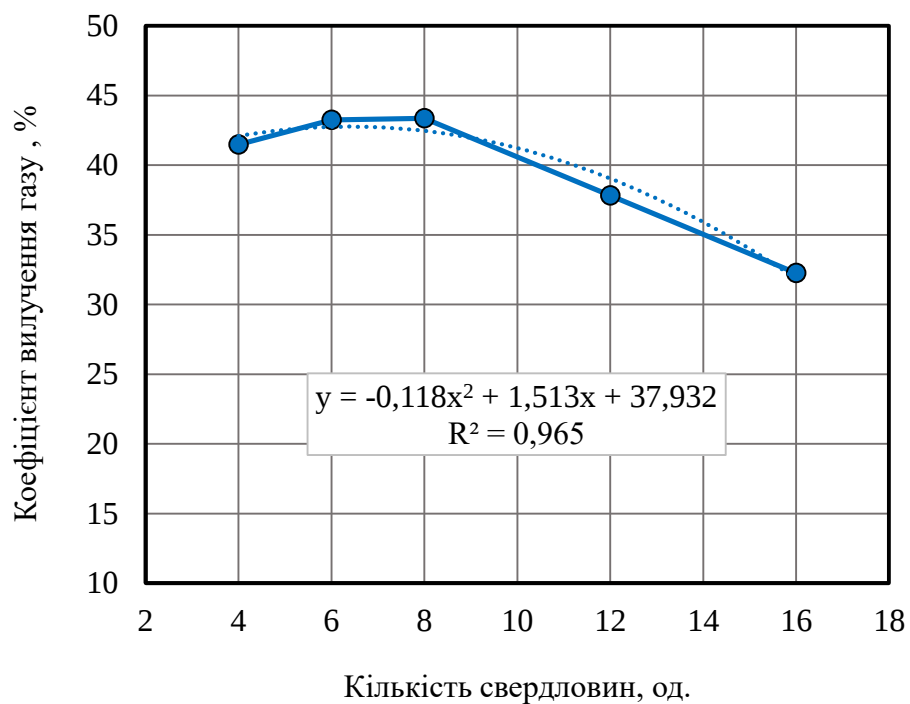
Використовуючи результати моделювання розробки однорідного та неоднорідного продуктивних покладів здійснено розрахунки прогнозних коефіцієнтів вилучення газу.

Залежності коефіцієнта вилучення газу від кількості нагнітальних свердловин для однорідного та неоднорідного продуктивних покладів на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин наведені на рисунку 3.22.

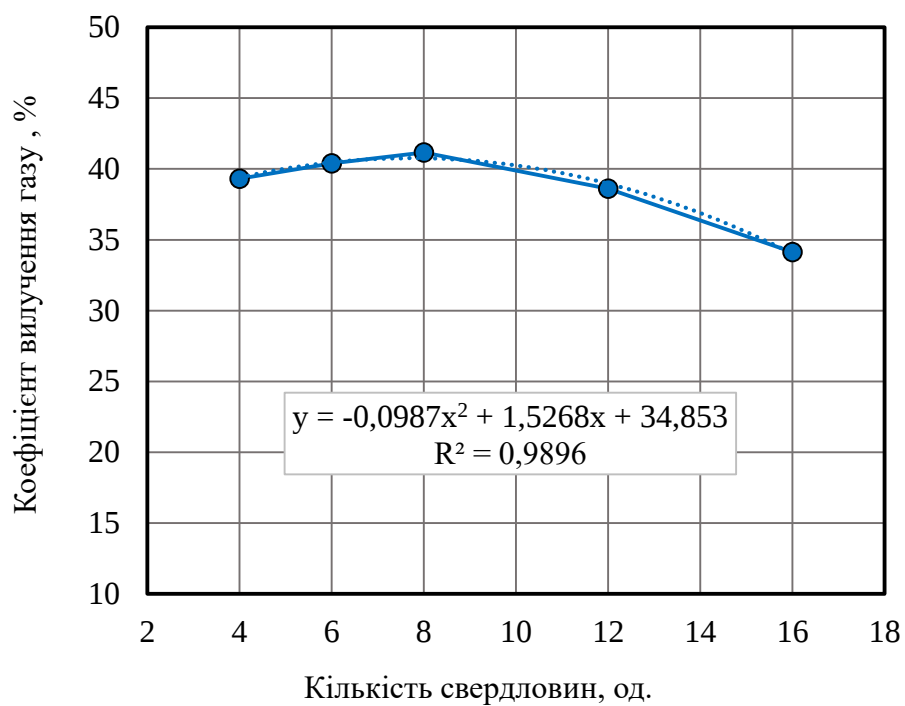
За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено максимальне значення кількості нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в однорідний та неоднорідний продуктивні поклади. Максимальне значення кількості нагнітальних свердловин дорівнює 6,41 (6) свердловин для однорідного покладу та 7,74 (8) для неоднорідного. Згідно проведених розрахунків максимальне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами становить 1,29 для однорідного покладу та 0,97 для неоднорідного.

Кінцевий коефіцієнт вилучення газу для наведених максимальних співвідношень відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами дорівнює 64,05 % для однорідного покладу та 55,56 % для неоднорідного покладу.

При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцеві коефіцієнти вилучення газу для максимальних співвідношень відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами становлять для однорідного продуктивного покладу 51,72 %, а для неоднорідного – 49,44 %.



а)



б)

Рисунок 3.22 – Залежності коефіцієнта вилучення газу від кількості нагнітальних свердловин для однорідного (а) та неоднорідного (б) продуктивних покладів на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин

На основі проведених досліджень встановлено, що у випадку наявності просторової неоднорідності продуктивних покладів для ефективного блокування надходження пластової води необхідно забезпечити більшу щільність сітки нагнітальних свердловин порівняно з розробкою однорідних колекторів за таких же умов.

Пояснюється отриманий характер залежностей наявністю високопроникних пластів, по яких відбувається випереджаюче просування фронту неуглеводневого газу та швидкий прорив до видобувних свердловин. При цьому нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті практично не впливає на процес надходження пластової води в газонасичені пласти. Дане твердження підтверджується також і результатами розрахунків тривалості експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву діоксиду вуглецю при використанні для нагнітання 4, 6 та 8 свердловин.

Згідно з результатами розрахунків подальше збільшення кількості нагнітальних свердловин (з 8 до 16 одиниць) при розробці неоднорідного продуктивного покладу призводить до збільшення тривалості періоду розробки порівняно з розробкою однорідного покладу. Такі результати розрахунків зумовлені блокуванням руху води по більшій площі високопроникних пропластків покладу, внаслідок чого проявляється висока ефективність застосування технології нагнітання діоксиду вуглецю.

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту для сповільнення надходження пластової води в однорідні та неоднорідні продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення.

3.4 Дослідження впливу на коефіцієнт вилучення газу темпу видобутку природного газу під час нагнітання діоксиду в поклад на початковому газоводяному контакті

Методика дослідження і вхідні дані

Для оцінки впливу на коефіцієнт вилучення газу темпу видобутку природного газу під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті виконано гідродинамічне моделювання розробки продуктивного покладу на прикладі однорідної цифрової тривимірної моделі газоконденсатного покладу з параметрами, наведеними у підрозділі 3.2.

Гідродинамічне моделювання процесу розробки продуктивного покладу з використанням технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади здійснювали з урахуванням встановлених раціональних значень тривалості періоду нагнітання (розділ 3.2) та відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами (розділ 3.3). Приймальність нагнітальних свердловин становить 50 тис.м³/доб.

Дослідження виконано для різних значень дебіту природного газу. Дебіт видобувних свердловин для проведення досліджень дорівнює: 30, 40, 50, 60, 70, 80 тис.м³/доб. Відношення дебітів видобувних свердловин до приймальності нагнітальних свердловин становить: 0,6; 0,8; 1; 1,2; 1,4; 1,6 (відношення темпу видобутку природного газу до темпу нагнітання діоксиду вуглецю дорівнює: 0,5; 0,67; 0,83; 1; 1,17; 1,33). Розробку продуктивного покладу здійснювали до моменту прориву діоксиду вуглецю в центральну видобувну свердловину.

Методика проведення досліджень впливу на коефіцієнт вилучення газу темпу видобутку природного газу під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті аналогічна методиці, що наведена в розділі 3.2.

На основі проведених досліджень здійснювався розрахунок основних технологічних показників розробки продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин за величиною видобутої пластової води на момент його прориву. Результати досліджень оброблялись у вигляді графічних залежностей досліджуваних параметрів на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин залежно від дебіту видобутку природного газу.

Результати дослідження

На основі аналізу основних технологічних показників розробки покладу під час нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад з дебітом газу 40 тис.м³/доб та при розробці на виснаження встановлено, що за рахунок нагнітання неуглеводневого газу забезпечується додатковий видобуток газу та скорочується видобуток пластової води.

Порівняння динаміки накопиченого видобутку вуглеводнів під час нагнітання діоксиду вуглецю та при розробці покладу на виснаження для дебіту газу 40 тис.м³/доб наведено на рисунку 3.23.

Результати моделювання розробки газоконденсатного покладу свідчать про те, що нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту забезпечує підтримання пластового тиску на дещо вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження. Таким чином підтримання пластового тиску дозволяє забезпечувати мінімально необхідні умови для винесення рідини з вибою видобувних свердловин, попереджуючи передчасне припинення фонтанування.

Залежності накопиченого видобутку води від дебіту природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження наведено на рисунку 3.24.

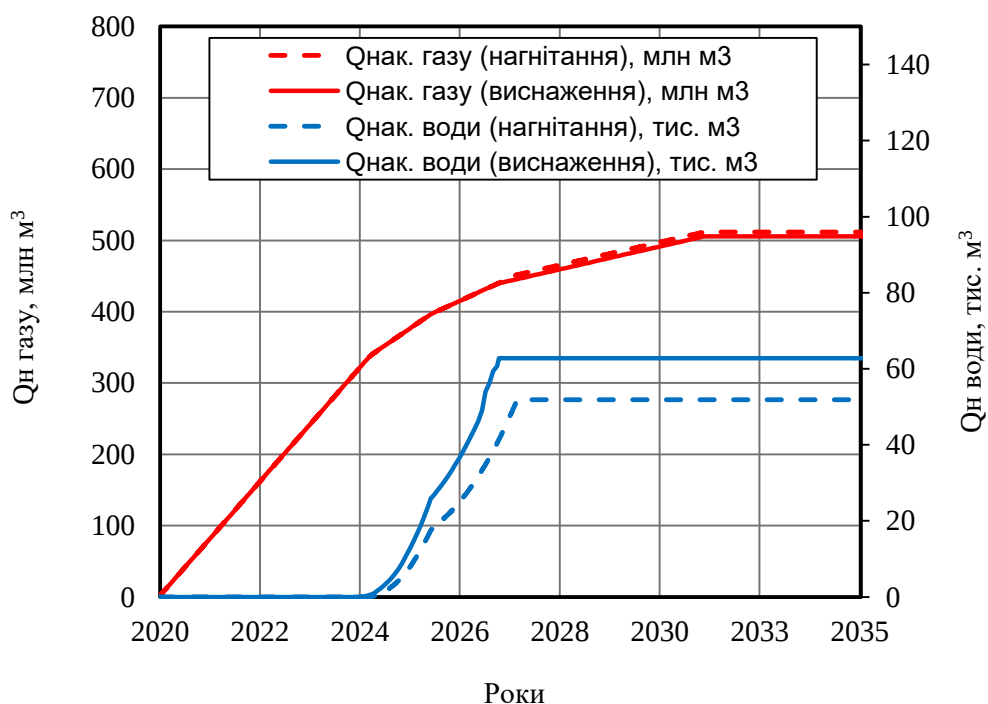


Рисунок 3.23 – Динаміка накопиченого видобутку вуглеводнів під час нагнітання діоксиду вуглецю та при розробці покладу на виснаження для дебіту газу 40 тис.м³/доб

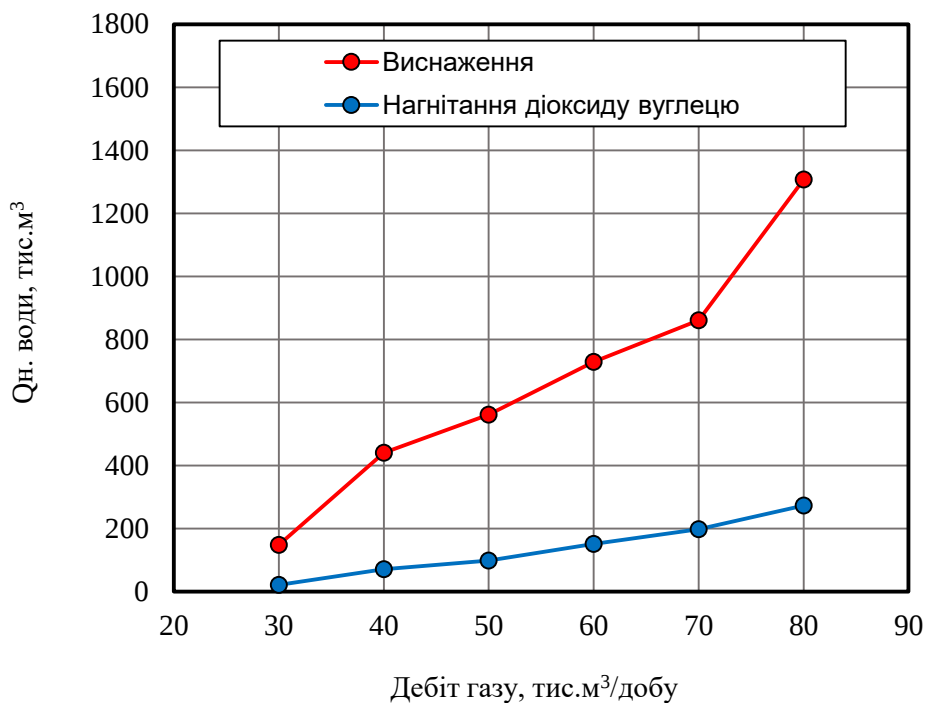


Рисунок 3.24 – Залежності накопиченого видобутку води від дебіту природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

За результатами аналізу залежності накопиченого видобутку води при розробці покладу на виснаження залежно від дебіту газу встановлено, що збільшення темпу видобутку газу призводить до збільшення об'ємів видобутку пластової води на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин.

На основі порівняльного аналізу варіантів розробки покладу на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю за різних дебітів газу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин встановлено, що збільшення дебіту природного газу під час нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення видобутку пластової води порівняно з розробкою на виснаження за рахунок ефективного її блокування шляхом створення штучного бар'єру.

Динаміка накопиченого видобутку води при нагнітанні діоксиду вуглецю для різних дебітів газу на кінець розробки газоконденсатного покладу наведена на рисунку 3.25.

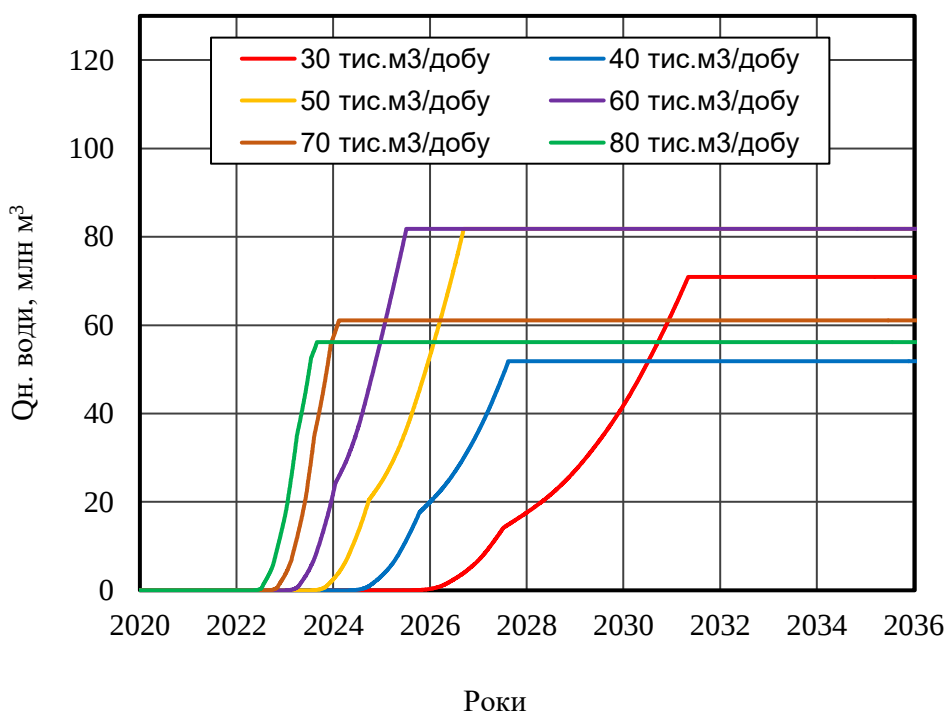


Рисунок 3.25 – Динаміка накопиченого видобутку води при нагнітанні діоксиду вуглецю для різних дебітів газу на кінець розробки газоконденсатного покладу

Враховуючи різницю в густинах діоксиду вуглецю та природного газу, а також розчинність його в пластовій воді, що зумовлює зниження її рухомості, дає підстави стверджувати, що при нагнітанні діоксиду вуглецю забезпечується сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади. Також такі висновки підтверджуються і за результатами гідродинамічного моделювання розробки газоконденсатного покладу.

Накопичений видобуток води під час нагнітання діоксиду вуглецю залежно від дебіту природного газу на кінець розробки змінюється в широких межах і становить: 30 тис.м³/доб – 70,92 тис.м³; 40 тис.м³/доб – 51,83 тис.м³; 50 тис.м³/доб – 81,81 тис.м³; 60 тис.м³/доб – 81,78 тис.м³; 70 тис.м³/доб – 61,09 тис.м³; 80 тис.м³/доб – 56,13 тис.м³.

Аналізуючи результати розрахунків часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин залежно від дебіту природного газу, можна зробити висновок про те, що завдяки збільшенню дебіту газу зменшується період розробки продуктивного покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин.

Результати розрахунків часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин залежно від дебіту природного газу наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Результати розрахунків часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин від дебітів природного газу

Дебіт природного газу, тис.м ³ /доб	Час прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин, місяці
30	70
40	55
50	47
60	39
70	34
80	31

Чим більший дебіт природного газу, тим швидше діоксид вуглецю проривається до видобувних свердловин і тим швидше видобувні свердловини виводяться з експлуатації по причині забезпечення кондицій видобувного газу вимогам галузевого стандарту.

Динаміку пластового тиску та коефіцієнта вилучення газу для різних дебітів природного газу наведено на рисунку 3.26.

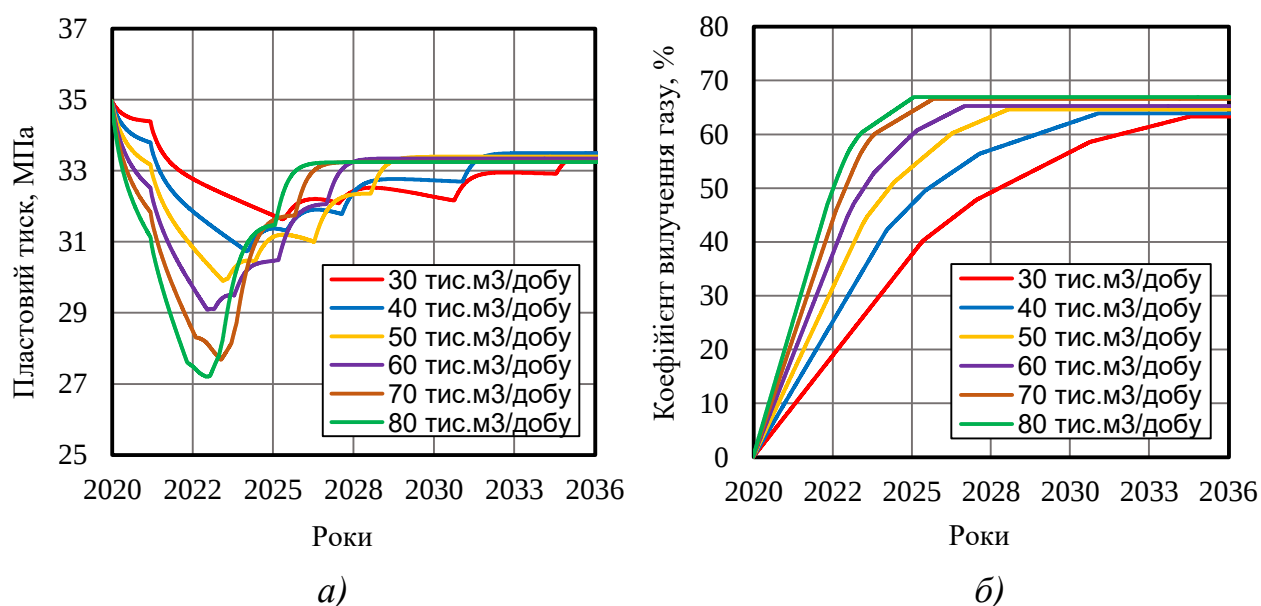


Рисунок 3.26 – Динаміка пластового тиску (а) та коефіцієнта вилучення газу (б) для різних дебітів природного газу

Аналізуючи залежності коефіцієнта вилучення газу від дебіту природного газу при розробці продуктивного покладу на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на момент його прориву до видобувних свердловин, встановлено, що збільшення дебіту газу призводить до збільшення коефіцієнту вилучення газу.

Величина коефіцієнтів вилучення газу для різних дебітів природного газу під час нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин становить: 30 тис.м³/доб – 39,86 %; 40 тис.м³/доб – 41,95 %; 50 тис.м³/доб – 43,24 %; 60 тис.м³/доб – 44,59 %; 70 тис.м³/доб – 45,82 %; 80 тис.м³/доб – 47,03 %.

При розробці продуктивного покладу на виснаження коефіцієнт вилучення газу для різних дебітів природного газу на момент його прориву до видобувних свердловин дорівнює: 30 тис.м³/доб – 38,11 %; 40 тис.м³/доб – 40,13 %; 50 тис.м³/доб – 41,33 %; 60 тис.м³/доб – 42,71 %; 70 тис.м³/доб – 44,33 %; 80 тис.м³/доб – 45,72 %.

Залежності коефіцієнта вилучення газу від дебітів природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження наведені на рисунку 3.27.

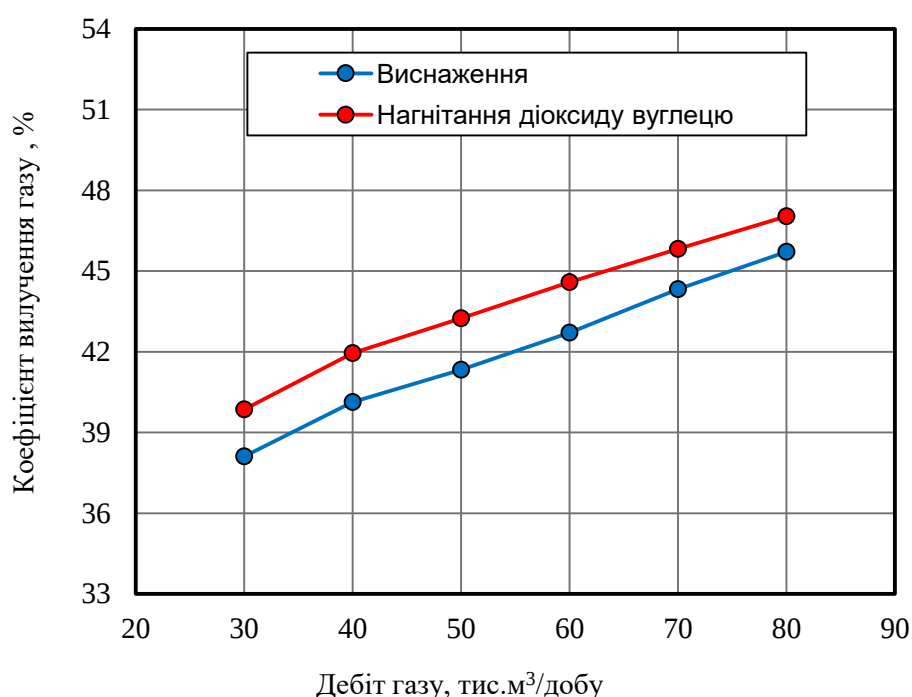


Рисунок 3.27 – Залежності коефіцієнта вилучення газу від дебітів природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю та при розробці покладу на виснаження

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено раціональне значення дебіту природного газу під час нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад по периметру початкового газоводяного контакту, за межами якого коефіцієнт вилучення газу змінюється несуттєво. На момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин раціональне значення дебіту видобувної свердловини становить 55,93 тис.м³/доб. Згідно з

проведеними розрахунками раціональне відношення дебіту природного газу до приймальності нагнітальних свердловин дорівнює 1,12, а раціональне відношення темпу видобутку природного газу до темпу нагнітання діоксиду вуглецю становить 0,93.

Кінцевий коефіцієнт вилучення газу для наведеного раціонального відношення темпу видобутку природного газу до темпу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву в центральну свердловину становить 64,99 %. При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу за таких умов дорівнює 58,34 %.

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі початкового газоводяного контакту з метою регулювання надходження пластової води в продуктивний поклад та підвищення кінцевого вуглеводневилучення для умов конкретного покладу.

3.5 Дослідження впливу на коефіцієнт вилучення газу темпу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті

Методика дослідження

Для оцінки впливу на коефіцієнт вилучення газу темпу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті виконано гідродинамічне моделювання розробки продуктивного покладу на прикладі однорідної тривимірної моделі газоконденсатного покладу з параметрами, наведеними у підрозділі 3.2

Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється згідно встановленого відношення відстані між нагнітальними до відстані між видобувними свердловинами, яке обґрунтовано в розділі 3.3. Під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад продовжували експлуатацію видобувних свердловин з

дебітом газу, прийнятим на рівні раціонального значення, яке обґрунтовано в розділі 3.4. Нагнітання діоксиду вуглецю у продуктивний поклад здійснювали на протязі встановленого раціонального значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю (розділ 3.2).

Дослідження виконано різної добової приймальності нагнітальних свердловин, яка дорівнює: 40, 50, 60, 70, 80, 90 тис.м³/доб. Відношення приймальності нагнітальних свердловин до дебіту видобувних свердловин становить: 0,72; 0,89; 1,07; 1,25; 1,43; 1,61 (відношення темпів нагнітання діоксиду вуглецю до темпів видобутку природного газу становить: 0,86; 1,07; 1,29; 1,5; 1,72; 1,93). Розробка продуктивного покладу здійснювалася до моменту прориву діоксиду вуглецю в центральну видобувну свердловину.

Методика проведення досліджень впливу на коефіцієнт вилучення газу темпу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті аналогічна методиці, що наведена в розділі 3.2.

На основі проведених досліджень здійснювали розрахунок основних технологічних показників розробки продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин за величиною видобутої пластової води на момент його прориву. Результати досліджень обробляли у вигляді графічних залежностей досліджуваних параметрів на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин залежно від приймальності нагнітальних свердловин.

Результати дослідження

На основі результатів моделювання процесу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту здійснено аналіз основних технологічних показників розробки продуктивного покладу.

Динаміка пластового тиску під час нагнітання діоксиду вуглецю на рівні 40 тис.м³/доб та при розробці продуктивного покладу на виснаження наведена на рисунку 3.28.

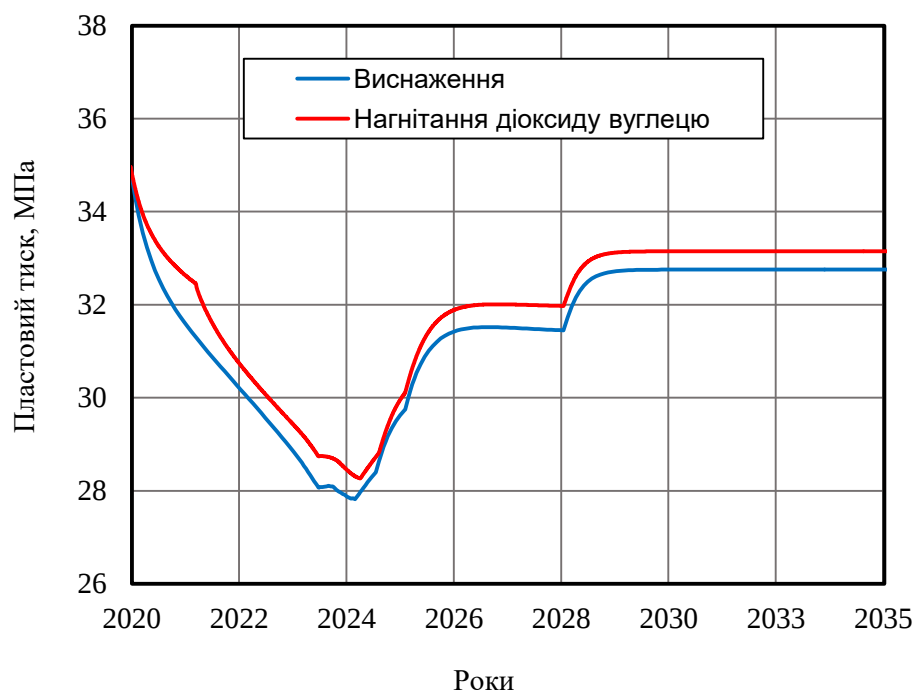


Рисунок 3.28 – Динаміка пластового тиску під час нагнітання діоксиду вуглецю на рівні 40 тис.м³/доб та при розробці покладу на виснаження

Згідно з результатами моделювання розробки покладу при нагнітанні діоксиду вуглецю та при розробці на виснаження встановлено, що завдяки впровадженню технології нагнітання неуглеводневого газу сповільнюється надходження пластової води в газонасичені горизонти та забезпечується додатковий видобуток газу.

Динаміка основних показників розробки продуктивного покладу на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю на рівні 40 тис.м³/доб наведена на рисунку 3.29.

Аналізуючи результати розрахунків залежності часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин залежно від приймальності нагнітальних свердловин, можна зробити висновок про те, що чим більша добова приймальність, тим швидше діоксид вуглецю проривається до видобувних свердловин. Для приймальності нагнітальних свердловин на рівні 40 тис.м³/доб час прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин дорівнює 46 місяців, а при збільшенні добової приймальності до 90 тис.м³/доб час прориву зменшується до 35 місяців.

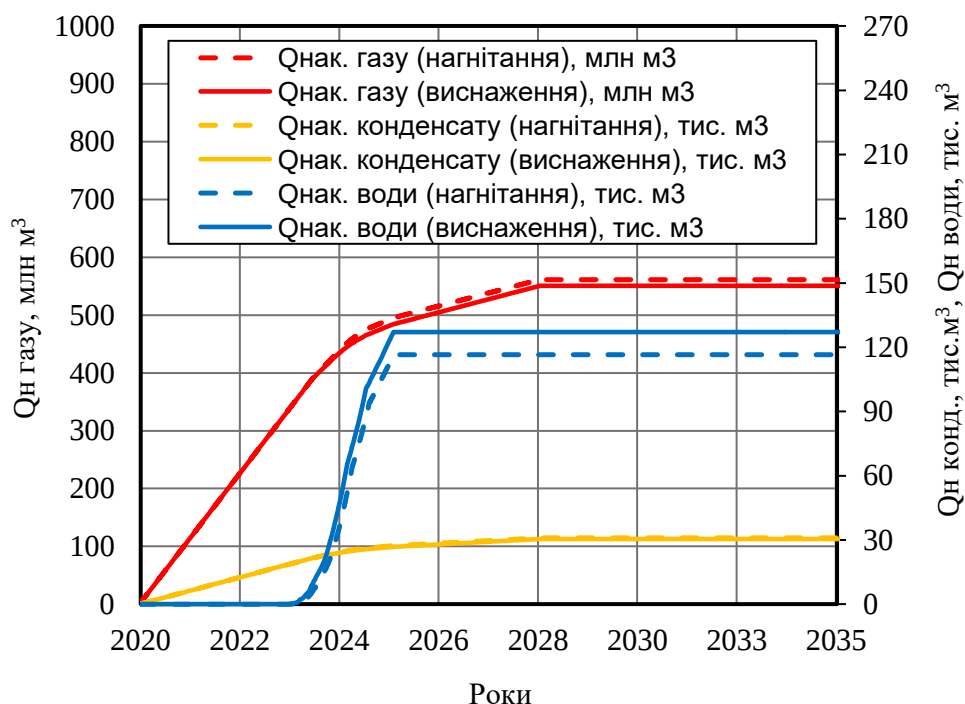


Рисунок 3.29 – Динаміка основних показників розробки продуктивного покладу на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю на рівні 40 тис.м³/доб

На основі результатів моделювання здійснено розрахунок накопиченого видобутку вуглеводнів для різної добової приймальності нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження.

Результати розрахунків накопиченого видобутку води та конденсату для різної добової приймальності нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження наведено у таблиці 3.7.

Аналізуючи отримані результати моделювання, слід відмітити, що за приймальності нагнітальних свердловин 40 тис.м³/доб на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин забезпечується найбільший видобуток води, який дорівнює 6602,66 м³. При розробці продуктивного покладу на виснаження за таких умов видобувається 9578,97 м³ води. Завдяки збільшенню добової приймальності нагнітальних свердловин зменшуються об'єми видобутку пластової води як у варіанті на виснаження, так і у варіанті з нагнітання діоксиду вуглецю.

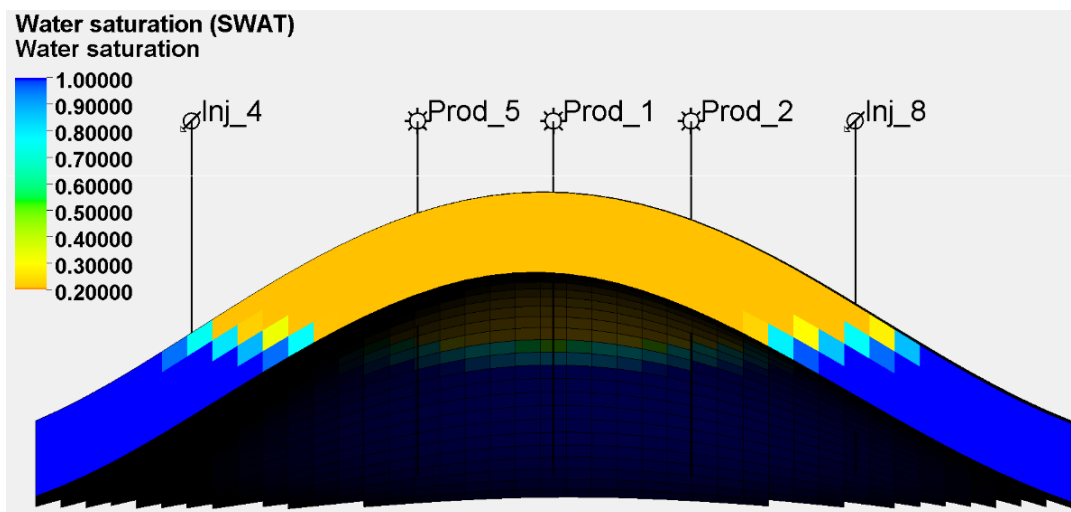
Таблиця 3.7 – Результати розрахунків накопиченого видобутку води та конденсату для різної приймальності свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

Приймальність нагнітальних свердловин, тис.м ³ /доб	Накопичений видобуток конденсату, тис.м ³		Накопичений видобуток води, м ³	
	Виснаження	Нагнітання	Виснаження	Нагнітання
40	21,61	21,62	9578,97	6602,66
50	19,51	19,48	666,03	129,25
60	18,63	18,61	99,963	5,40
70	17,84	17,83	11,72	0,28
80	17,12	17,11	1,01	0,08
90	16,44	16,42	0,17	0,06

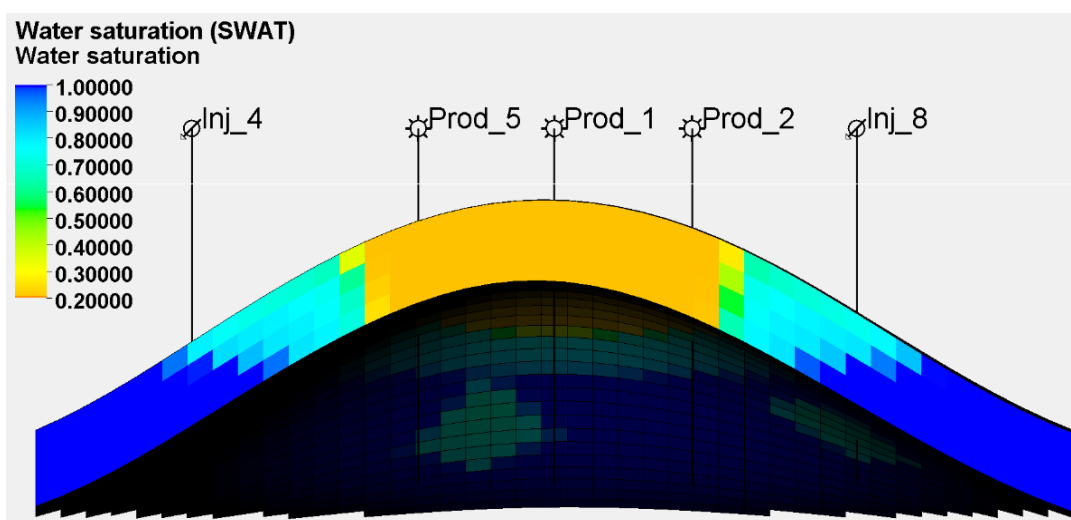
На основі проведених гідродинамічних досліджень можна зробити висновок про ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю для сповільнення надходження пластової води в продуктивні поклади. Завдяки нагнітання неуглеводневого газу в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту створюється штучний бар'єр між водою та природним газом, який частково блокує вибіркове обводнення газонасичених горизонтів та забезпечує стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин протягом тривалішого періоду розробки родовища.

Стан обводненості продуктивного покладу для приймальності нагнітальних свердловин 40 тис.м³/доб на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин та на момент закінчення розробки покладу наведений на рисунку 3.30.

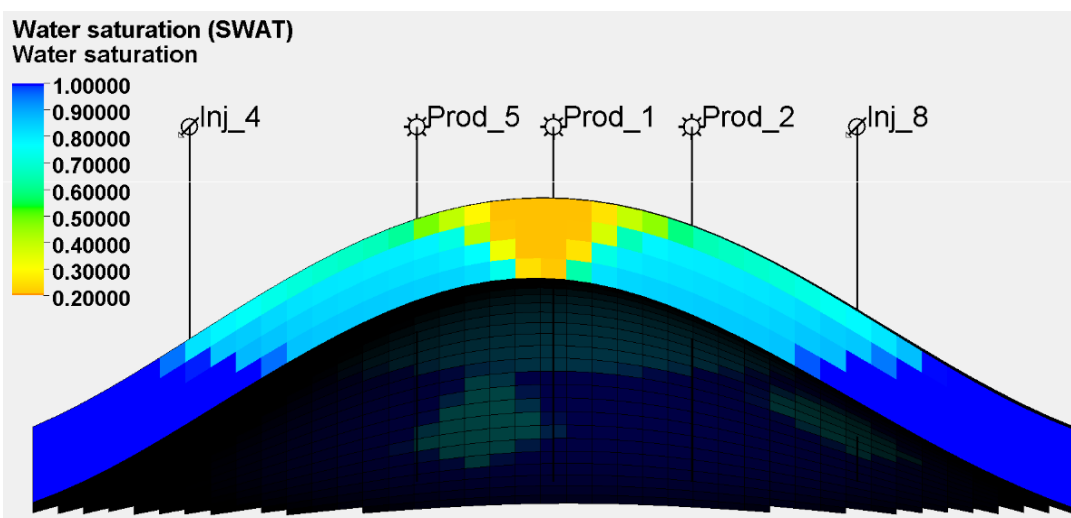
Результати розрахунків накопиченого видобутку вуглеводнів (газу, конденсату та води) для різної приймальності нагнітальних свердловин на момент закінчення розробки продуктивного покладу наведені в таблиці 3.8



a)



б)



в)

Рисунок 3.30 – Стан обводненості продуктивного покладау на початок розробки (а), на момент прориву діоксиду вуглецю (б) та на момент закінчення розробки (в) продуктивного покладау

Таблиця 3.8 – Результати розрахунків накопиченого видобутку вуглеводнів для різної приймальності нагнітальних свердловин на момент закінчення покладу розробкою

Приймальність нагнітальних свердловин, тис.м ³ /доб	Накопичений видобуток газу, млн м ³	Накопичений видобуток конденсату, тис.м ³	Накопичений видобуток води тис.м ³
40	561,56	30,94	116,49
50	520,66	28,69	83,17
60	496,65	27,45	52,61
70	493,15	27,16	24,01
80	480,56	26,48	1,31
90	470,51	25,94	0,01

Результати розрахунків, що наведені у таблиці 3.8, свідчать про технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання з метою регулювання процесу обводнення продуктивного покладу.

Динаміка пластового тиску та коефіцієнта вилучення газу для різної приймальності нагнітальних свердловин наведена на рисунку 3.31.

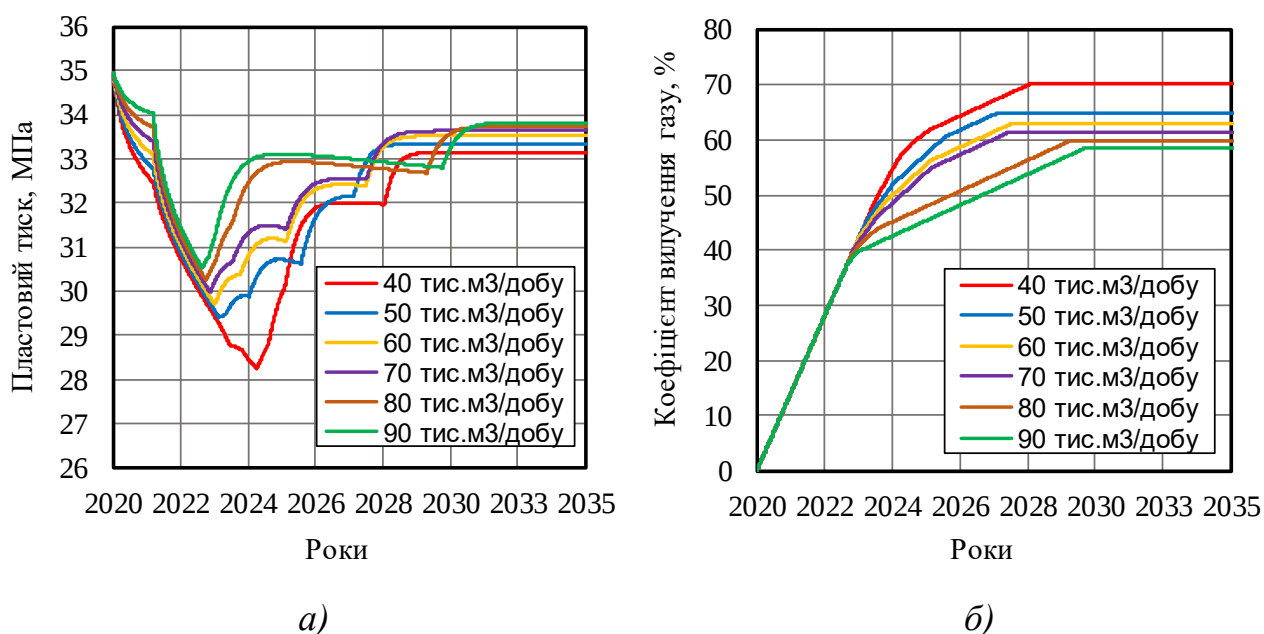


Рисунок 3.31 – Динаміка пластового тиску (а) та коефіцієнта вилучення газу (б) для різної приймальності нагнітальних свердловин

Аналізуючи залежності коефіцієнта вилучення газу для різної приймальності нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин, встановлено, що збільшення добової приймальності нагнітальних свердловин призводить до зменшення коефіцієнта вилучення газу. Отриманий результат досліджень пояснюється зменшенням тривалості періоду розробки продуктивного покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин при збільшенні добової приймальності нагнітальних свердловин.

Залежності коефіцієнта вилучення газу від приймальності нагнітальних свердловин на момент його прориву до ряду видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження наведені на рисунку 3.32.

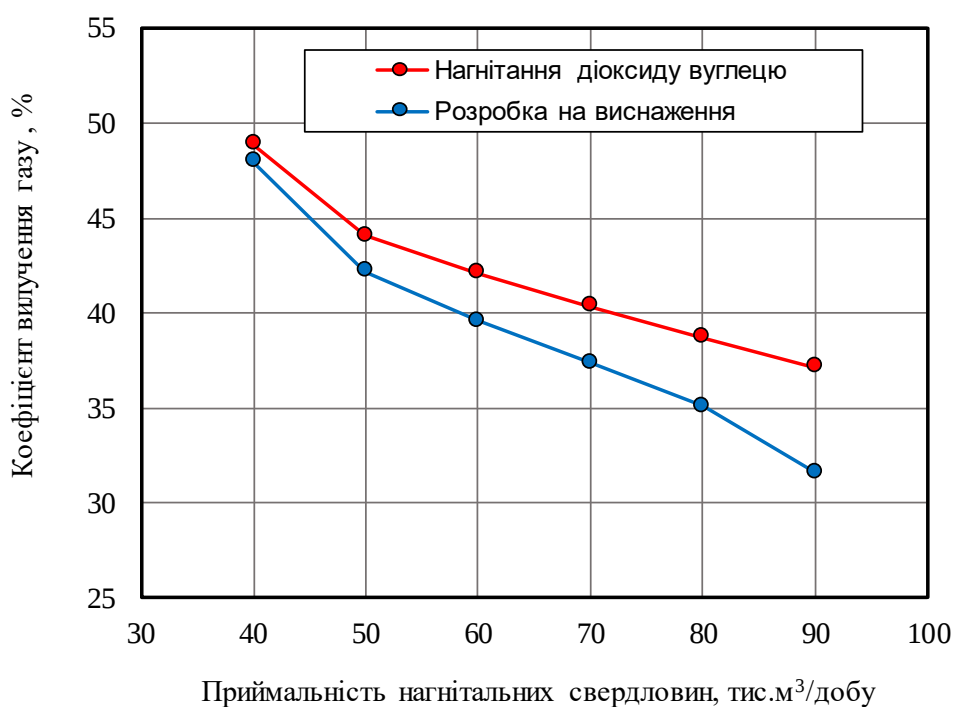


Рисунок 3.32 – Залежності коефіцієнта вилучення газу від приймальності нагнітальних свердловин на момент його прориву до ряду видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

Коефіцієнт вилучення газу для різної приймальності нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин становить: 40 тис.м³/доб – 48,90 %; 50 тис.м³/доб – 44,06 %;

60 тис.м³/доб – 42,09 %; 70 тис.м³/доб – 40,33 %; 80 тис.м³/доб – 38,68 %; 90 тис.м³/доб – 37,13 %.

При розробці продуктивного покладу на виснаження коефіцієнт вилучення газу для різної приймальності нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин дорівнює: 40 тис.м³/доб – 47,94 %; 50 тис.м³/доб – 42,19 %; 60 тис.м³/доб – 39,59 %; 70 тис.м³/доб – 37,39 %; 80 тис.м³/доб – 35,06 %; 90 тис.м³/доб – 31,59 %.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено раціональне значення приймальності нагнітальних свердловин. На момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин раціональне значення приймальності нагнітальних свердловин становить 58,17 тис.м³/доб. Раціональне відношення приймальності нагнітальних свердловин до дебіту видобувних свердловин дорівнює 1,04, а раціональне відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу становить 1,25.

Кінцевий коефіцієнт вилучення газу для наведеного раціонального відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу дорівнює 63,29 %, а при розробці продуктивного покладу на виснаження – 53,98 %.

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту з метою сповільнення надходження пластової води в продуктивні поклади та підвищення кінцевого коефіцієнту вуглеводневилучення для умов конкретного покладу.

3.6 Дослідження впливу тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті на коефіцієнт вилучення газу.

Методика дослідження

Для оцінки впливу на коефіцієнт вилучення газу циклічного нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті проведено гідродинамічне моделювання розробки покладу на прикладі однорідної тривимірної моделі газоконденсатного покладу з параметрами, наведеними у підрозділі 3.2.

Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється із врахуванням встановленого відношення відстані між нагнітальними до відстані між видобувними свердловинами, яке обґрунтовано в розділі 3.3. Видобувні та нагнітальні свердловини експлуатуються з технологічними параметрами, що встановлені в розділах 3.4 та 3.5. Гідродинамічне моделювання розробки газоконденсатного покладу здійснено для тривалості циклів нагнітання 6, 7, 8, 9, 10 та 11 місяців.

Дослідження впливу тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на коефіцієнт вилучення газу здійснювали в декілька етапів. На першому етапі нагнітання неуглеводневого газу відбувалося протягом досліджуваної тривалості циклу нагнітання. При досягненні заданого проміжку часу процес нагнітання діоксиду вуглецю припинявся і продовжувалася експлуатація видобувних свердловин протягом такого ж проміжку часу. Після цього процес нагнітання діоксиду вуглецю відновлювався і відбувалось повторне його нагнітання. Після досягнення заданої тривалості циклу нагнітання процес припинявся, а видобувні свердловини експлуатувались до моменту прориву агенту нагнітання до видобувних свердловин.

Методика проведення досліджень впливу тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті на коефіцієнт вилучення газу аналогічна методиці, що наведена в розділі 3.2.

На основі проведених досліджень здійснювався розрахунок основних технологічних показників розробки продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин за величиною видобутої пластової води на момент його прориву. Результати досліджень оброблялись у вигляді графічних залежностей досліджуваних параметрів на момент прориву до видобувних свердловин залежно від тривалості циклу нагнітання неуглеводневого газу.

Результати дослідження

Аналізуючи результати проведених розрахунків циклічного нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту, встановлено, що завдяки впровадженню досліджуваної технології забезпечується більша надійність видобувних можливостей продуктивного покладу.

Динаміка накопиченого видобутку газу та води під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад за тривалості циклу нагнітання 9 місяців та при розробці на виснаження наведена на рисунку 3.33.

Згідно з результатами розрахунків розробки покладу під час нагнітання діоксиду вуглецю за тривалості циклу нагнітання 9 місяців досягається збільшення накопиченого видобутку газу. Також на основі аналізу результатів розрахунків встановлено, що при нагнітанні неуглеводневого газу зменшуються об'єми видобутку пластової води порівняно з розробкою на виснаження.

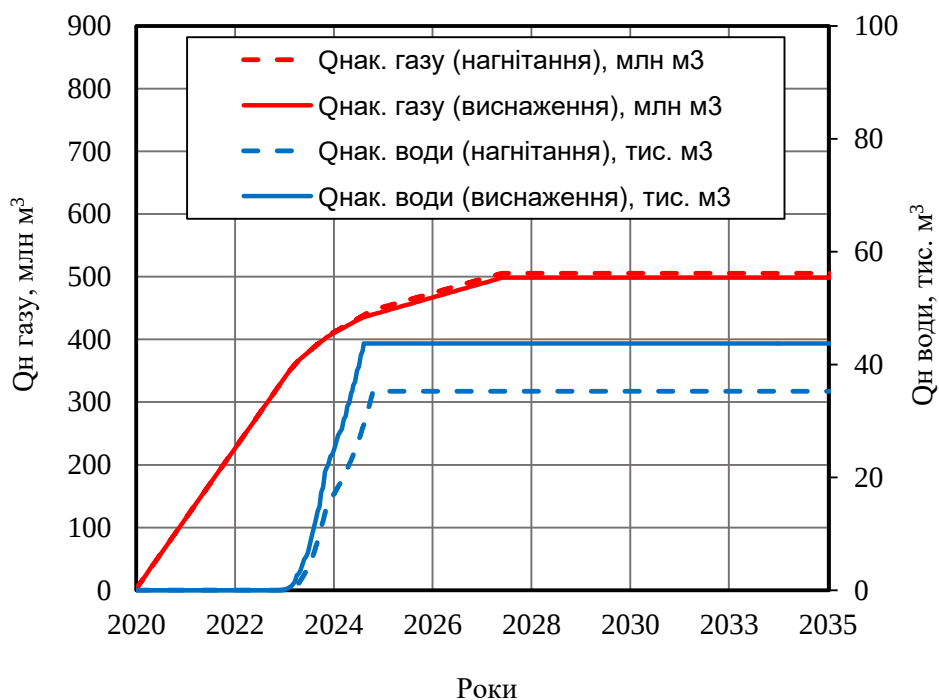


Рисунок 3.33 – Динаміка накопиченого видобутку газу та води під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад за циклу нагнітання 9 місяців та при розробці на виснаження

Отримані результати досліджень з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання свідчать про технологічну ефективність впровадження вторинних технологій розробки продуктивних покладів шляхом нагнітання неуглеводневих газів за водонапірного режиму.

Аналізуючи залежність часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин, встановлено, що збільшення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву.

Залежність часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин від тривалості періоду його нагнітання наведена на рисунку 3.34.

На основі проведених досліджень встановлено, що тривалість циклу нагнітання на рівні 6 та 7 місяців не достатньо ефективна. Згідно з результатами проведених розрахунків за досліджуваної тривалості циклу нагнітання відбувається швидкий прорив пластової води до видобувних свердловин.

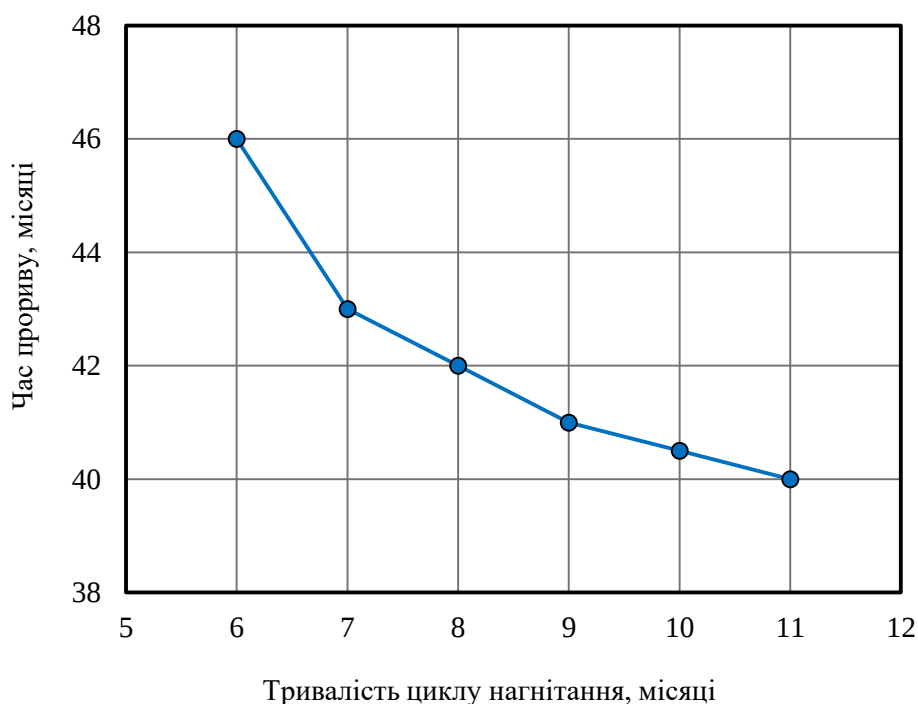


Рисунок 3.34 – Залежність часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин від тривалості циклу його нагнітання

Згідно з результатами моделювання розробки продуктивного покладу слід відмітити, що при розробці на виснаження досягаються значно більші об'єми пластової води порівняно з варіантом нагнітання діоксиду вуглецю. Накопичений видобуток води за тривалості циклів нагнітання 6 та 7 місяців на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин дорівнює 6,01 тис.м³ та 0,67 тис.м³ відповідно. При розробці газоконденсатного покладу на виснаження накопичений видобуток води при цьому становить 9,14 та 2,49 тис.м³ відповідно.

Залежності накопиченого видобутку пластової води від тривалості циклів нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин та при розробці на виснаження наведені на рисунку 3.35.

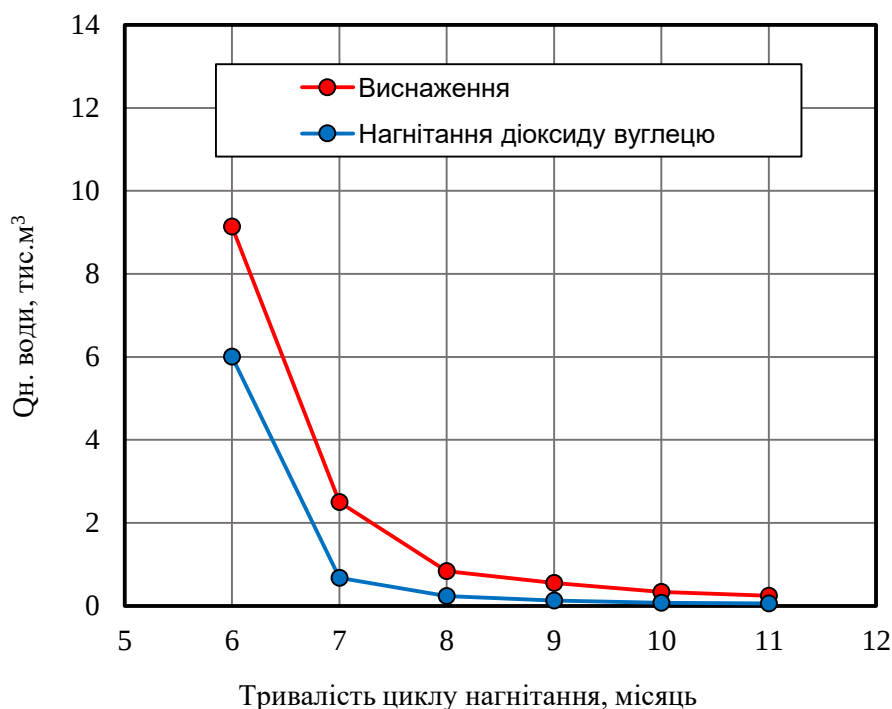


Рисунок 3.35 – Залежності накопиченого видобутку пластової води від тривалості циклів нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву та при розробці на виснаження

Результати розрахунків циклічного нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту свідчать про те, що характер залежностей динаміки пластового тиску в часі залежно від тривалості циклів нагнітання практично не змінюється за виключенням тривалості циклів нагнітання 6 та 7 місяців. Такий характер залежностей зумовлений значно довшим періодом експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву діоксиду вуглецю порівняно з іншими варіантами розробки, що зумовлює видобування значних об'ємів пластової води.

Динаміка пластового тиску для різної тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю наведена на рисунку 3.36.

Результати розрахунків накопиченого видобутку вуглеводнів та коефіцієнта вилучення газу залежно для різної тривалості циклів нагнітання діоксиду вуглецю на кінець розробки продуктивного покладу наведена в таблиці 3.9.

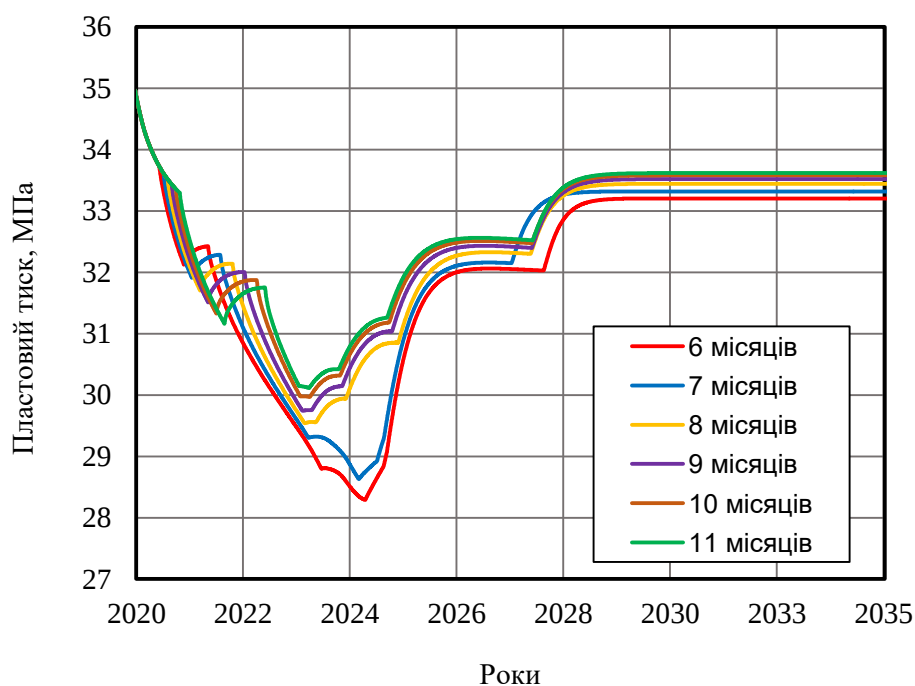


Рисунок 3.36 – Динаміка пластового тиску для різної тривалості циклів нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад

Таблиця 3.9 – Результати розрахунків накопиченого видобутку вуглеводнів та коефіцієнта вилучення газу для різної тривалості циклів нагнітання діоксиду вуглецю на кінець розробки продуктивного покладу

Тривалість одного циклу нагнітання, місяці	Накопичений видобуток			Коефіцієнт вилучення газу, %
	газу, млн м ³	конденсату, тис.м ³	води, тис.м ³	
6	547,77	30,19	99,23	68,39
7	529,09	29,15	72,37	66,05
8	511,81	28,22	46,22	63,90
9	505,61	27,87	35,25	63,13
10	501,71	27,65	29,79	62,63
11	499,96	27,56	27,43	62,42

Аналізуючи залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості циклів нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних

свердловин, встановлено, що збільшення тривалості циклу нагнітання призводить до зменшення коефіцієнта вилучення газу.

Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості циклів нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження наведено на рисунку 3.37.

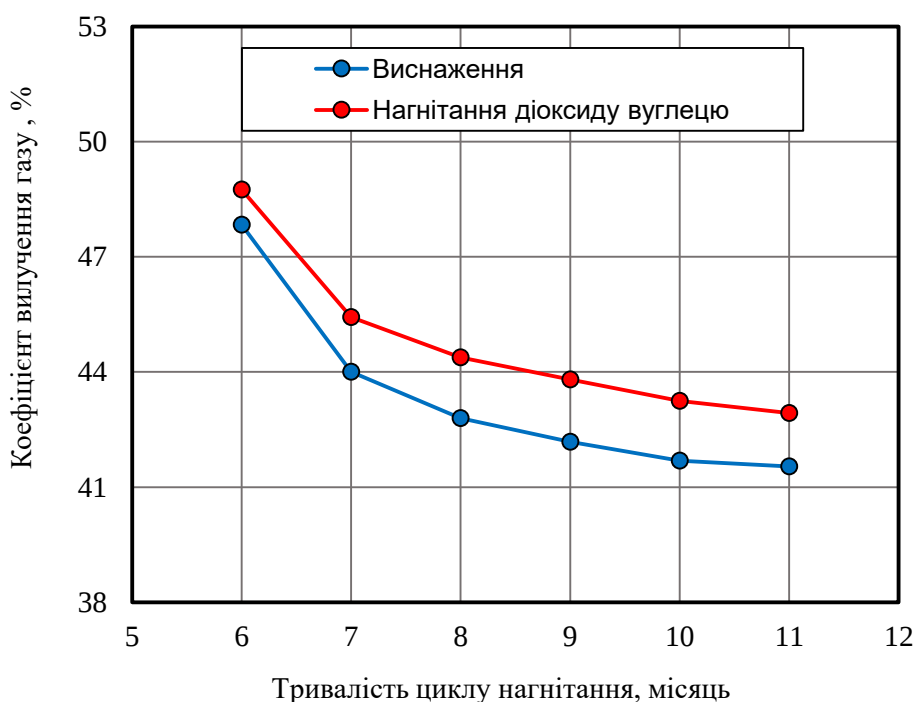


Рисунок 3.37 – Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

Коефіцієнт вилучення газу для різної тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин становить: 6 місяців – 48,75 %; 7 місяців – 45,43 %; 8 місяців – 44,38 %; 9 місяців – 43,80 %; 10 місяців – 43,24 %; 11 місяців – 42,93 %.

При розробці продуктивного покладу на виснаження коефіцієнт вилучення газу для різної тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин дорівнює: 6 місяців – 47,83 %; 7 місяців – 44,01 %; 8 місяців – 42,79 %; 9 місяців – 42,18 %; 10 місяців – 41,69 %; 11 місяців – 41,54 %.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено раціональне значення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад, за межами якого коефіцієнт вилучення газу змінюється несуттєво. На момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин раціональне значення тривалості циклу нагнітання становить 7,89 (8) місяців.

Кінцевий коефіцієнт вилучення газу для наведеного раціонального значення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю дорівнює 64,14 %, а при розробці на виснаження – 54,31 %.

Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту для сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнту вуглеводневилучення для умов конкретного покладу.

Висновки до третього розділу

1. З використанням результатів досліджень процесу нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту з метою сповільнення надходження пластової води в продуктивний поклад встановлено раціональну тривалість періоду нагнітання діоксиду вуглецю в поклад, яка за батарейного розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і видобувних свердловин у центрі покладу становить чотири місяці на сто метрів відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами. Для наведеного раціонального значення тривалості періоду нагнітання коефіцієнт вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю в центральну видобувну свердловину становить 61,98 %.

2. Згідно з результатами досліджень впливу щільності (кількості) сітки нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в однорідний та неоднорідний продуктивні поклади встановлено, що за колового розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і розміщення видобувних свердловин у вигляді центральної батареї раціональне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами становить 1,29 для однорідного покладу та 0,97 для неоднорідного покладу.

Коефіцієнт вилучення газу для наведених максимальних співвідношень відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами становить 64,05 % для однорідного покладу та 55,56 % для неоднорідного покладу.

3. На основі результатів досліджень процесу нагнітання діоксиду вуглецю з метою сповільнення надходження пластової води в продуктивний поклад визначено раціональне відношення темпу видобутку природного газу до темпу нагнітання діоксиду вуглецю, яке становить 0,93. Кінцевий коефіцієнт вилучення газу для наведеного раціонального відношення темпу видобутку

природного газу до темпу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву в центральну видобувну свердловину дорівнює 64,99 %.

4. Згідно з результатами досліджень технологічної ефективності застосування технології нагнітання діоксиду вуглецю з метою регулювання надходження пластової води в продуктивний поклад визначено раціональне відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу, яке становить 1,25. Кінцевий коефіцієнт вилучення газу для наведеного раціонального відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу на момент його прориву в центральну видобувну свердловину дорівнює 63,29 %.

5. Згідно з результатами досліджень циклічного нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад встановлено, що найбільший коефіцієнт вилучення газу досягається за тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю 7,89 (8) місяців. Для наведеного раціонального значення тривалості циклу нагнітання коефіцієнт вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю в центральну видобувну свердловину становить 64,14 %.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБЛЕННЯ ТА АПРОБАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВИЛУЧЕННЯ ГАЗУ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ЗА ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ ШЛЯХОМ НАГНІТАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ

4.1 Розроблення технологій підвищення коефіцієнта вилучення газу за водонапірного режиму шляхом нагнітання діоксиду вуглецю

Родовища природних газів в більшості випадків є багатопластовими і складаються з неоднорідних за проникністю порід-колекторів. Часткове обводнення високопроникних пластів зумовлює зниження продуктивності видобувних свердловин через накопичення газорідинної суміші на вибої, що обумовлює припинення фонтанування.

Промислові дані та результати багаточисельних досліджень свідчать про те, що коефіцієнт вилучення природного газу з покладів, для яких характерний активний водонапірний режим становить близько 70-85 %. Згідно з результатами лабораторних та теоретичних досліджень встановлено, що для забезпечення більш повного охоплення продуктивного покладу розробкою бажаним було б повне попередження просування пластової води в продуктивні поклади. Однак відомі методи регулювання просування пластової води в родовище зазвичай економічно не вигідні та технологічно неприйнятні.

На основі результатів виконаних досліджень збільшення коефіцієнта вилучення газу за водонапірного режиму можна досягти завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті з метою регулювання процесу надходження пластової води в продуктивні горизонти.

Для підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму пропонуються такі технології регулювання процесу

надходження пластової води в продуктивні поклади шляхом нагнітання діоксиду вуглецю.

1. Підвищення коефіцієнта вилучення природного газу можна досягнути шляхом реалізації технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад за тривалості періоду його нагнітання в поклад, яка за батареїного розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і видобувних свердловин у центрі покладу становить чотири місяці на сто метрів відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами, а у випадку циклічного його нагнітання – за тривалості циклу нагнітання 8 місяців. У випадку незабезпечення раціональних умов нагнітання неуглеводневого газу досягається значно нижча ефективність даної технології підвищення вуглеводневилучення.

2. Для отримання максимальних значень коефіцієнта вилучення природного газу необхідно забезпечити відповідне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами. У випадку наявності значної просторової неоднорідності продуктивних покладів для ефективного блокування надходження пластової води необхідно забезпечити більшу щільність сітки нагнітальних свердловин порівняно з розробкою однорідних колекторів за таких же умов. Зумовлено це наявністю високопроникних пластів, по яких відбувається випереджаюче просування фронту пластової води та неуглеводневого газу. Для забезпечення високої технологічної ефективності технології нагнітання діоксиду вуглецю необхідне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами становить 1,29 для однорідного покладу та 0,97 для неоднорідного покладу.

3. Підвищення коефіцієнта вилучення природного газу у випадку впровадження вторинних технологій розробки родовищ природних газів шляхом нагнітання неуглеводневих газів можна досягти у випадку забезпечення раціональних технологічних параметрів експлуатації нагнітальних та видобувних свердловин. Для досягнення високої технологічної

ефективності необхідно забезпечити раціональне відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу на рівні 1,25.

При нагнітанні діоксиду вуглецю протягом 16 місяців кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу становить 61,98 %. Накопичений видобуток пластової води при цьому дорівнює 17,81 тис.м³. У випадку реалізації технології циклічного нагнітання неуглеводневого газу кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу становить 64,14 %. На момент закінчення розробки покладу при циклічному нагнітанні діоксиду вуглецю накопичений видобуток пластової води дорівнює 46,223 тис.м³.

Для забезпечення високої технологічної ефективності регулювання надходження пластової води необхідно забезпечити необхідну щільність сітки нагнітальних свердловин. При нагнітанні діоксиду вуглецю в однорідний продуктивний поклад за відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами (1,29) кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу забезпечується на рівні 64,05 %. Накопичений видобуток пластової води при цьому дорівнює 70,43 тис.м³. У випадку нагнітання діоксиду вуглецю в неоднорідний газоконденсатний поклад за відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами (0,97) кінцевий коефіцієнт вилучення газу становить 55,56 % за накопиченого видобутку пластової води 21,092 тис.м³.

Для підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення газу за водонапірного режиму необхідно забезпечити раціональні технологічні параметри експлуатації нагнітальних та видобувних свердловин з метою попередження передчасного обводнення видобувних свердловин та регулювання фронту руху пластової води. У випадку забезпечення раціонального відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку газу (1,25), коефіцієнт вилучення природного газу при цьому дорівнює 63,29 % за накопиченого видобутку пластової води 45,8 тис.м³.

Згідно з результатами аналізу проведених досліджень встановлено, що розроблені технології забезпечують різну технологічну ефективність.

Отриманий результат зумовлений тривалістю періоду дорозробки продуктивних покладів до моменту прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин. Чим більша тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин, тим вищі кінцеві коефіцієнти вилучення газу та значно більші об'єми накопиченого видобутку пластової води. Необхідно зазначити, що у разі незабезпечення необхідних умов, кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів за рахунок впровадження розроблених технологій підвищення вуглеводневилучення можуть бути дещо нижчими.

4.2 Апробація технології нагнітання діоксиду вуглецю в газоконденсатний поклад горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища за водонапірного режиму

4.2.1 Вибір об'єкту та методика проведення гідродинамічних досліджень

Одним з перспективних родовищ вуглеводнів України, що характеризується значним енергетичним потенціалом та розробляється за водонапірного режиму є Гадяцьке нафтогазоконденсатне родовище. Для апробації технології нагнітання діоксиду вуглецю вибраний газоконденсатний поклад горизонту В–16.

У процесі розробки продуктивного покладу горизонту В–16 видобувні свердловини припиняли фонтанування внаслідок самозадавлення пластовою рідиною та виводились з експлуатації по причині обводнення. Згідно з результатами аналізу розробки покладу горизонту В–16 оцінено значні залишкові запаси, які становлять близько 1 млрд.м³ природного газу. Враховуючи величину залишкових запасів вуглеводнів, виникає досить актуальна проблема напрацювання шляхів вилучення цього газу та збільшення коефіцієнта вуглеводневилучення в умовах активного надходження законтурних вод в газонасичені пласти та інтенсивного обводнення видобувних свердловин.

Для проведення досліджень з підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з покладу горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища використовувались основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger. Дослідження виконано на основі постійно діючої геолого-технологічної моделі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища.

Поклад горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища розробляється з використанням 4 видобувних свердловин (№№56, 73, 74, 75). Оптимальний дебіт газу видобувних свердловин прийнято на рівні 50 тис.м³/доб з метою попередження передчасного обводнення.

Для впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в якості нагнітальних свердловин використано вже пробурені на родовищі свердловини, які знаходяться в бездії по причині обводнення. Підбір свердловин–кандидатів для нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад горизонту В–16 здійснювався на основі критичного аналізу стану обводнення газонасичених пластів.

Використовуючи адаптовану до фактичних даних історії розробки постійно діючу геолого–технологічну модель Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища, встановлено локалізацію залишкових запасів газу, защемлених пластовою водою. Встановивши ділянки продуктивного покладу з високою залишковою газонасиченістю, підібрано ряд нагнітальних свердловин з використанням яких буде охоплено найбільшу кількість залишкових защемлених запасів природного газу витісненням. Для нагнітання діоксиду вуглецю вибрано свердловини №№52, 101, 201, 202. Приймальність нагнітальних свердловин становить 50 тис.м³/доб.

Для вдосконалення технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 проведено дослідження впливу різної щільності сітки нагнітальних свердловин з врахуванням їх просторового розміщення на площі покладу на коефіцієнт вилучення газу. На основі аналізу постійно діючої

геолого–технологічної моделі для проведення досліджень вибрано 5 варіантів розробки продуктивного покладу з нагнітанням діоксиду вуглецю:

- ✓ 1 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 здійснюється з використанням свердловин №№52, 201;
- ✓ 2 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 здійснюється з використанням свердловин №№52, 202;
- ✓ 3 варіант– нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 здійснюється з використанням свердловин №№101, 202;
- ✓ 4 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 здійснюється з використанням свердловин №№201, 202;
- ✓ 5 варіант – нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 здійснюється з використанням свердловин №№52, 101, 201, 202.

Схема розміщення нагнітальних свердловин наведена на рисунку 4.1.

Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється протягом раціонального періоду нагнітання (16 місяців) встановленого за результатами статистичної обробки розрахункових даних синтетичної тривимірної цифрової моделі. Розробка продуктивного покладу здійснюється до моменту прориву діоксиду вуглецю в останню з видобувних свердловин.

У ході проведення досліджень для варіанту з нагнітанням неуглеводневого газу в поклад горизонту В–16 фіксувався момент прориву діоксиду вуглецю в кожен з видобувних свердловин. Використання для нагнітання різної кількості свердловин та просторового розміщення сітки нагнітальних свердловин зумовлює різну тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин. У варіанті розробки продуктивного покладу на виснаження, видобувні свердловини зупинялись в той самий момент часу, що і при розробці покладу з нагнітанням діоксиду вуглецю. Враховуючи вищенаведене, для кожного варіанту розробки покладу з нагнітанням діоксиду вуглецю розраховувався варіант розробки на виснаження відповідно до тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин.

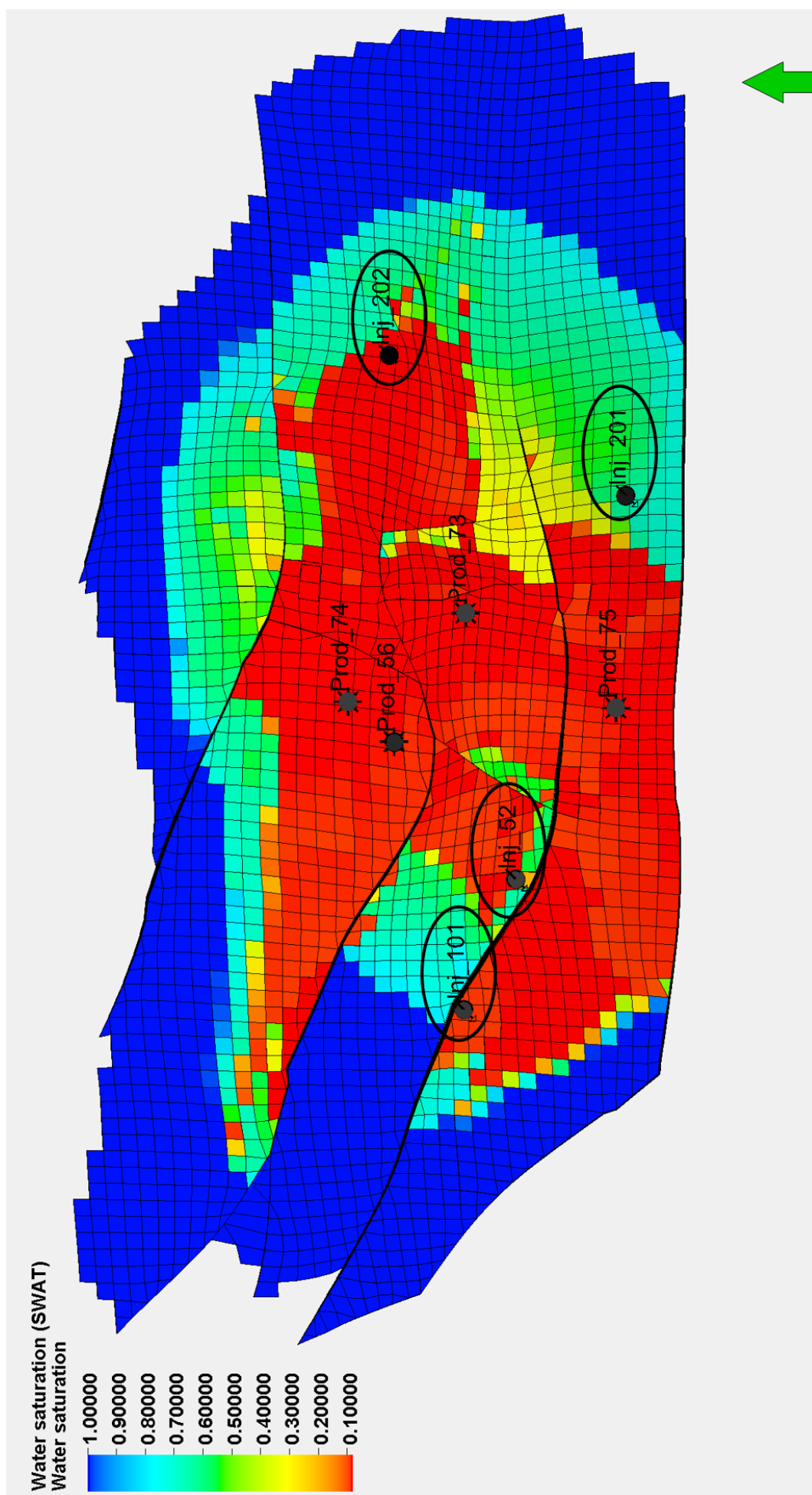


Рисунок 4.1 – Схема розміщення нагнітальних свердловин №№ 52, 101, 201, 202 під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища

За результатами проведених досліджень здійснювався розрахунок основних технологічних показників розробки продуктивного покладу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин за величиною видобутої пластової води на момент його прориву. Результати досліджень оброблялись у вигляді графічних залежностей досліджуваних параметрів.

4.2.2 Результати проведених досліджень та рекомендації

Використовуючи постійно діючу геолого–технологічну модель Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища, проведено дослідження впливу щільності та просторового розміщення сітки нагнітальних свердловин на коефіцієнт вилучення газу під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16.

Аналізуючи результати моделювання розробки покладу горизонту В–16, встановлено, що під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад з використанням різної кількості нагнітальних свердловин забезпечується підтримання пластового тиску на більш високому рівні порівняно з розробкою покладів на виснаження. Згідно з результатами розрахунків найвищі значення пластового тиску досягаються під час нагнітання діоксиду вуглецю з використанням 4 нагнітальних свердловин (№№ 52, 101, 201, 202). Динаміка пластового тиску в часі для різної кількості нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 наведена на рисунку 4.2.

Динаміка пластового тиску в часі залежно від кількості та просторового розміщення нагнітальних свердловин зумовлена інтенсивним надходженням пластової води в поклад та відключенням видобувних свердловин по причині обводнення або прориву діоксиду вуглецю. У випадку зупинки свердловин по одній із вищезазначених причин знижується відбір природного газу з покладу, що призводить до зниження темпу падіння пластового тиску. Аналізуючи динаміку пластового тиску, слід відмітити, що після зупинки останньої видобувної свердловини відбувається інтенсивне збільшення пластового тиску.

Такий характер залежності зумовлений подальшим надходженням законтурних вод в газонасичені інтервали продуктивного покладу та зрівноваженням гідродинамічної системи.

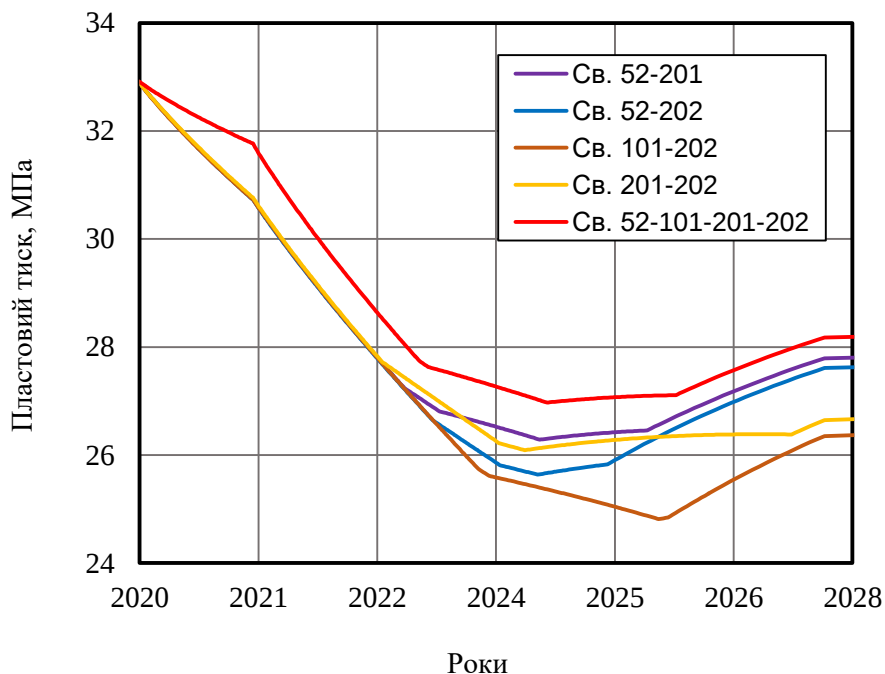


Рисунок 4.2 – Динаміка пластового тиску в часі для різної кількості нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища

На основі результатів моделювання розробки покладу горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища досліджено вплив кількості нагнітальних свердловин та їх просторового розміщення на площі покладу на активність водонапірної системи.

Динаміка накопиченого видобутку пластової води в часі для різної кількості нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 наведена на рисунку 4.3.

Згідно з результатами розрахунків встановлено, що найменша кількість води видобувається у випадку використання для нагнітання свердловин №№52, 202 та дорівнює 8,52 тис.м³. У випадку використання для нагнітання свердловин №№52, 201 забезпечується найбільший видобуток пластової води, який становить 9,89 тис.м³.

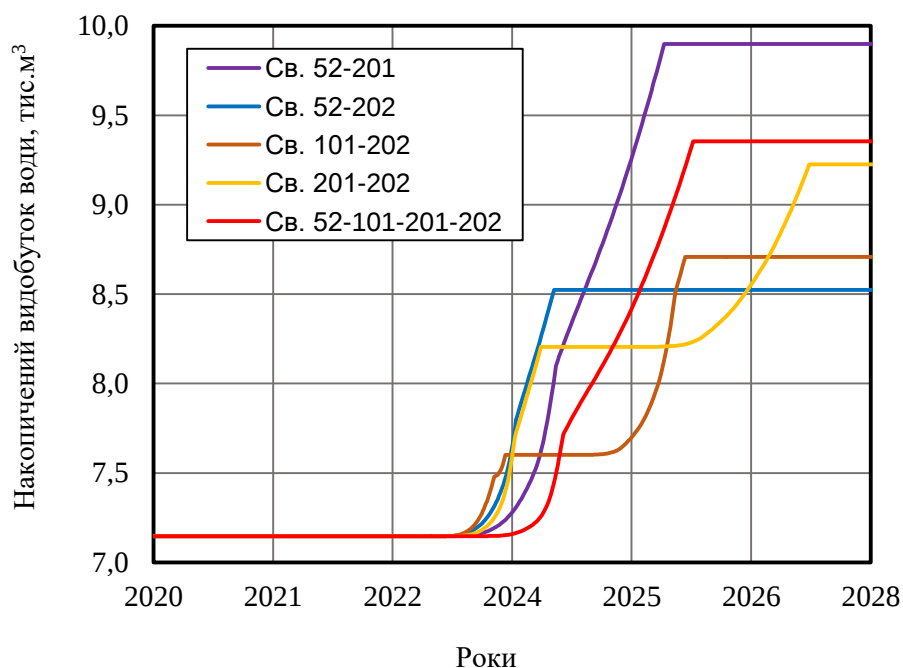
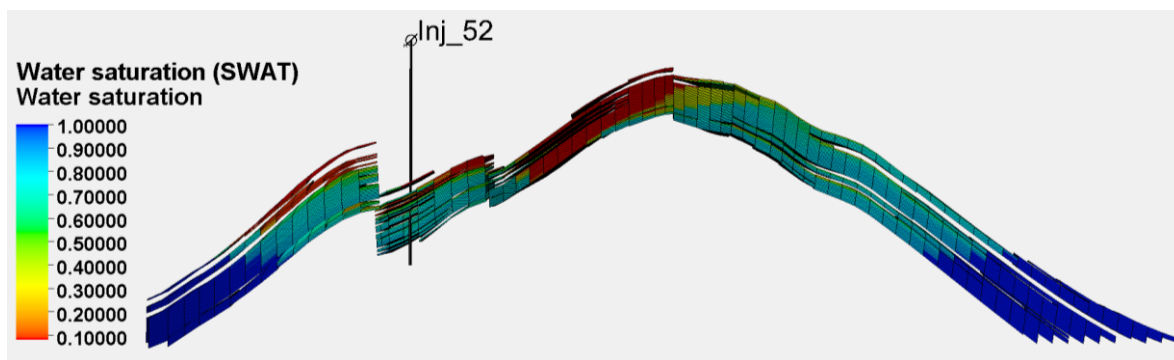


Рисунок 4.3 – Динаміка накопиченого видобутку пластової води в часі для різної кількості нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища

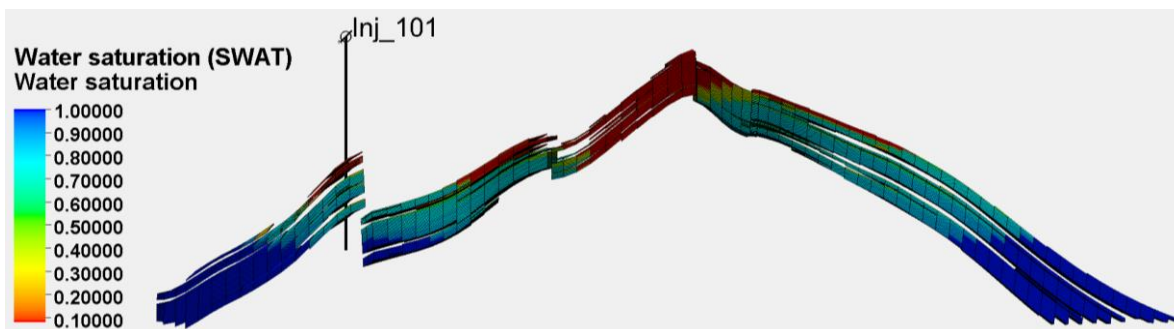
Отримані результати динаміки накопиченого видобутку пластової води пояснюються різним ступенем обводненості зони, в яку здійснюється нагнітання неуглеводневого газу. Різне розміщення нагнітальних свердловин на площі газоносності по відношенню до газоводяного контакту зумовлює різні об'єми пластової води перед фронтом нагнітання. Чим даліше нагнітальна свердловина знаходиться від газоводяного контакту в обводнену частину покладу, тим більше води разом із защемленим газом витісняється до видобувних свердловин завдяки нагнітання діоксиду вуглецю.

Враховуючи вищенаведене, впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в газоконденсатний поклад горизонту В–16 забезпечить ефективне витіснення защемленого газу до вибою видобувних свердловин та значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

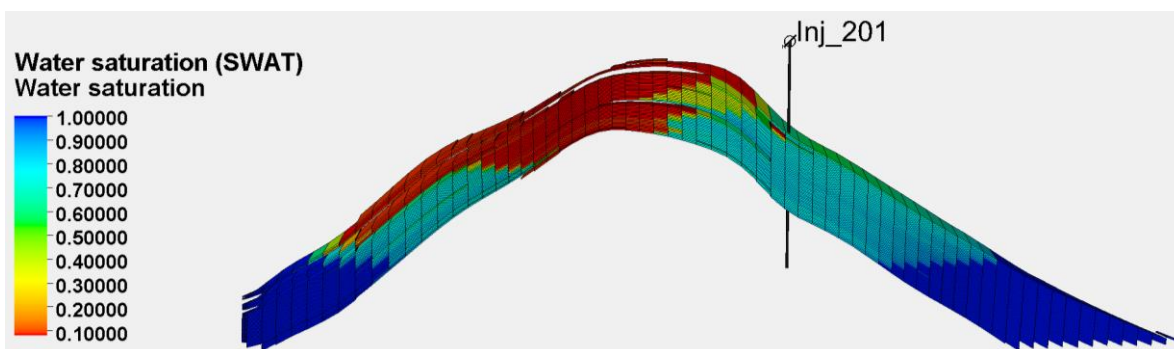
Стан обводненості покладу горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища в зонах розміщення нагнітальних свердловин на початок нагнітання діоксиду вуглецю наведено на рисунку 4.4.



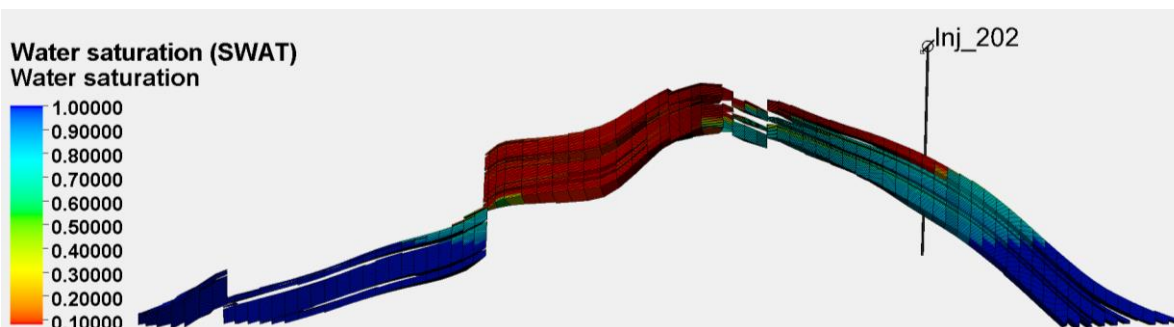
а)



б)



в)



г)

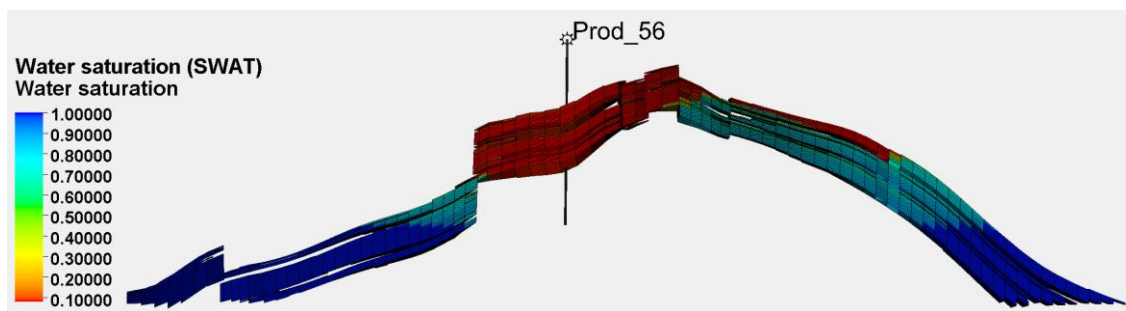
а – нагнітальна свердловина №201; б – нагнітальна свердловина №201;
в – нагнітальна свердловина №201; г – нагнітальна свердловина №201
Рисунок 4.4 – Стан обводненості покладу горизонту В–16 Гадяцького
нафтогазоконденсатного родовища в зонах розміщення нагнітальних
свердловин на початок нагнітання діоксиду вуглецю

Вибір кількості та просторового розміщення нагнітальних свердловин також значно впливає на видобуток природного газу та конденсату. На основі проведених досліджень здійснено розрахунок прогнозних коефіцієнтів вилучення газу та конденсату на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин під час його нагнітання в поклад та при розробці на виснаження. Розрахунок прогнозних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів здійснювався за величиною видобутку пластової води на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин.

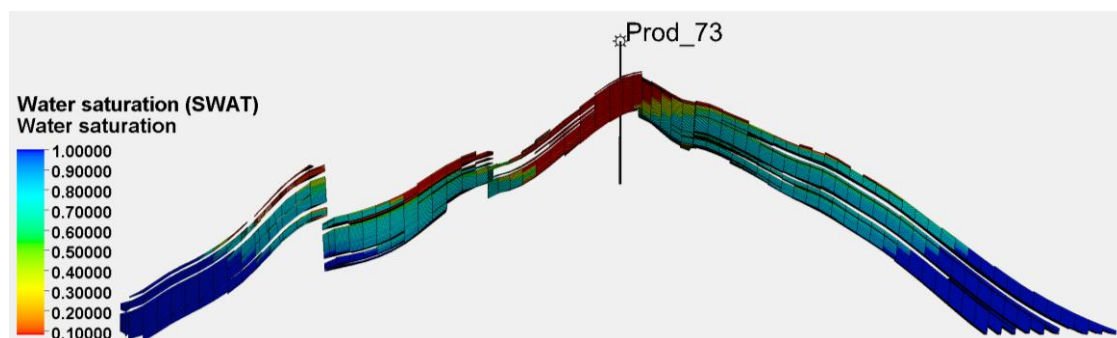
Результати розрахунків коефіцієнтів вуглеводневилучення під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища за величиною видобутку пластової води на момент його прориву до видобувних свердловин за величиною початкових та залишкових запасів газу наведено у таблицях 4.1 – 4.2.

Згідно з результатами проведених досліджень встановлено, що використання різної щільності сітки нагнітальних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю значно впливає на тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву. Аналізуючи результати розрахунків основних технологічних показників розробки покладу встановлено, що значний вплив на тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин має відношення відстаней між видобувними та нагнітальними свердловинами. Чим ближче видобувна свердловина до нагнітальної, тим швидше відбувається прорив агенту нагнітання.

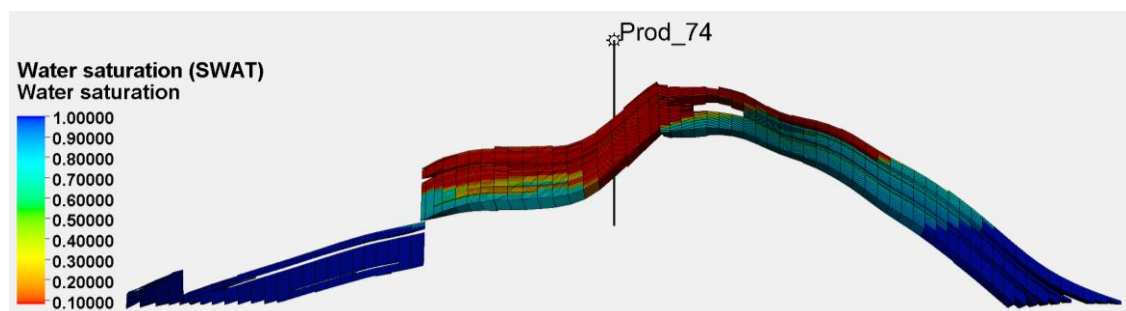
Стан обводненості покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища в зонах розміщення видобувних свердловин на початок нагнітання діоксиду вуглецю зображено на рисунку 4.5



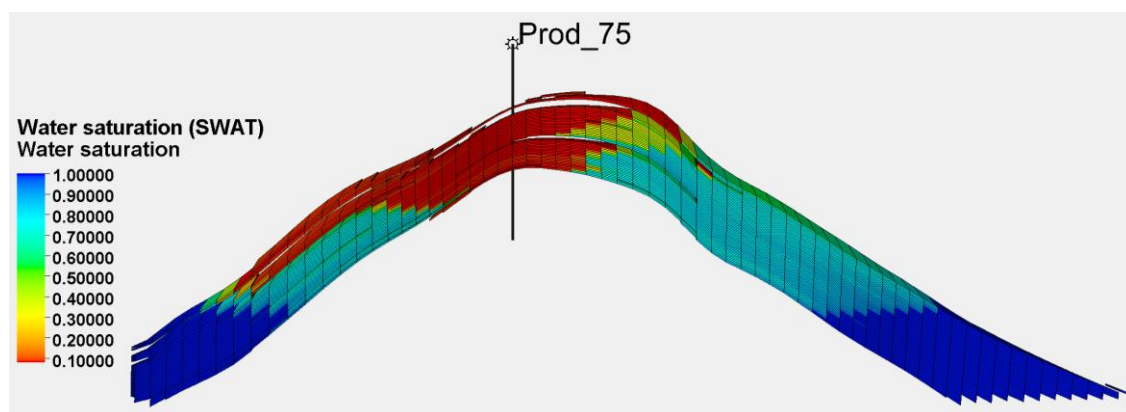
а)



б)



в)



г)

*а – видобувна свердловина №56; б – видобувна свердловина №73;
в – видобувна свердловина №74; г – видобувна свердловина №75*

Рисунок 4.5 – Стан обводненості покладу горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища в зонах розміщення видобувних свердловин на початок нагнітання діоксиду вуглецю

Таблиця 4.1 – Результати розрахунків коефіцієнтів вуглеводневилучення від початкових запасів вуглеводнів під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища за величиною видобутку пластової води на момент його прориву до видобувних свердловин

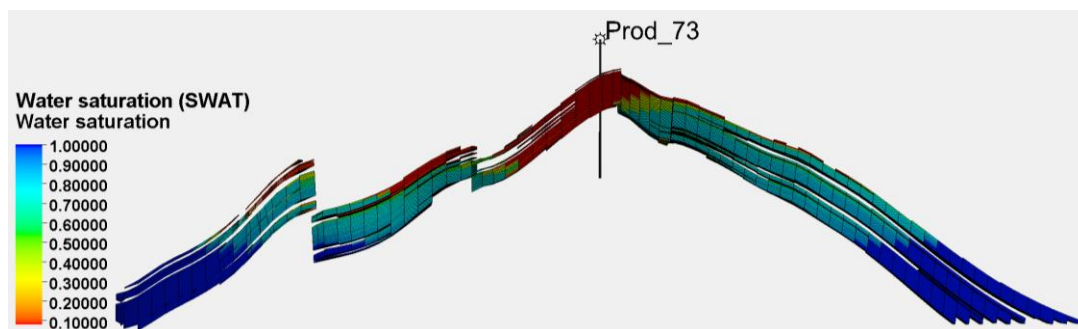
Варіант розробки	Нагнітальні свердловини	Видобувні свердловини	Тривалість періоду розробки покладу з початку нагнітання діоксиду вуглецю до моменту його прориву, місяці	Коефіцієнт вилучення вуглеводнів (від початкових запасів)						Накопичений момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин, тис.м ³
				Газ, %		Δ, %	Конденсат, %		Δ, %	
				Нагнітання	Виснаження		Нагнітання	Виснаження		
1	52, 201	75	37	72,95	72,95	0,00	40,24	40,24	0,00	7,15
		56	42	73,70	73,10	0,60	40,51	40,13	0,38	7,15
		73	56	75,24	74,64	0,60	41,04	40,62	0,42	8,10
		74	70	76,03	76,03	0,00	41,31	41,31	0,00	9,87
2	52, 202	56	41	73,76	73,23	0,53	40,50	40,17	0,33	7,15
		73	50	75,31	75,04	0,27	41,01	40,74	0,26	7,80
		74	56	75,88	75,88	0,00	41,19	41,19	0,00	8,54
		75	65	76,42	76,42	0,00	41,35	41,35	0,00	8,54
3	201, 202	75	34	72,28	72,28	0,00	40,01	40,01	0,00	7,15
		73	50	74,90	74,60	0,30	40,94	40,60	0,34	7,70
		74	54	75,30	76,28	-0,98	41,07	41,14	-0,07	8,22
		56	91	77,30	76,84	0,46	41,74	41,33	0,42	9,25
4	101, 202	74	47	75,18	75,07	0,11	40,96	40,75	0,21	7,50
		73	49	75,42	76,47	-1,05	41,03	41,16	-0,13	7,62
		75	72	77,96	77,49	0,47	41,79	41,45	0,34	8,55
		56	74	78,04	77,57	0,46	41,81	41,47	0,34	8,76
5	52, 101, 201, 202	75	39	73,36	73,36	0,00	40,54	40,54	0,00	7,15
		56	40	73,58	73,58	0,00	40,62	40,62	0,00	7,15
		73	57	75,37	74,49	0,88	41,28	40,58	0,70	7,71
		74	77	76,33	75,20	1,13	41,62	40,80	0,82	9,33

Таблиця 4.2 – Результати розрахунків коефіцієнтів вуглеводневилучення від залишкових запасів вуглеводнів під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища за величиною видобутку пластової води на момент його прориву до видобувних свердловин

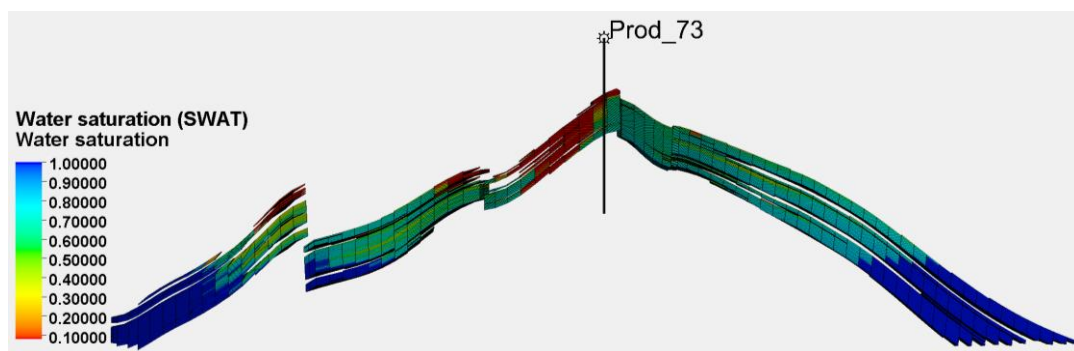
Варіанти розробки	Нагнітальні свердловини	Видобувні свердловини	Тривалість періоду розробки покладу з початку нагнітання діоксиду вуглецю до моменту його прориву, місяці	Коефіцієнт вилучення вуглеводнів (від залишкових запасів)						Накопичений момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин, тис.м ³
				Газ, %		Δ, %	Конденсат, %		Δ, %	
				Нагнітання	Виснаження		Нагнітання	Виснаження		
1	52, 201	75	37	22,94	22,94	0,00	5,75	5,75	0,00	7,15
		56	42	25,07	23,36	1,71	6,18	5,58	0,60	7,15
		73	56	29,44	27,74	1,70	7,02	6,35	0,67	8,10
		74	70	31,71	31,71	0,00	7,44	7,44	0,00	9,87
2	52, 202	56	41	25,25	23,74	1,52	6,16	5,64	0,52	7,15
		73	50	29,64	28,88	0,76	6,95	6,54	0,41	7,80
		74	56	31,29	31,29	0,00	7,24	7,24	0,00	8,54
		75	65	32,82	32,82	0,00	7,50	7,50	0,00	8,54
3	201, 202	75	34	21,01	21,01	0,00	5,39	5,39	0,00	7,15
		73	50	28,48	27,62	0,86	6,86	6,32	0,54	7,70
		74	54	29,63	32,42	-2,79	7,06	7,17	-0,11	8,22
		56	91	35,33	34,01	1,32	8,12	7,46	0,66	9,25
4	101, 202	74	47	29,27	28,97	0,31	6,88	6,55	0,33	7,50
		73	49	29,96	32,96	-3,00	7,00	7,20	-0,20	7,62
		75	72	37,20	35,87	1,33	8,19	7,65	0,54	8,55
		56	74	37,42	36,10	1,32	8,23	7,69	0,54	8,76
5	52, 101, 201, 202	75	39	24,10	24,10	0,00	6,21	6,21	0,00	7,15
		56	40	24,73	24,73	0,00	6,35	6,35	0,00	7,15
		73	57	29,82	27,32	2,50	7,38	6,28	1,10	7,71
		74	77	32,56	29,34	3,22	7,92	6,64	1,29	9,33

Згідно з результатами проведених досліджень, наведених в таблиці 4.2, коефіцієнти вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю в останню видобувну свердловину при його нагнітанні в поклад горизонту В–16 за величиною видобутку пластової води для розглянутих варіантів змінюються: від 31,71 % до 37,42 %; коефіцієнти конденсатовилучення – від 7,44 % до 8,23 %; накопичений видобуток пластової води – від 8,54 тис.м³ до 9,87 тис.м³; тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин – від 70 місяців до 91 місяця. Отже, на основі проведених досліджень можна стверджувати про те, що щільність сітки нагнітальних свердловин та їх просторове розміщення на площі газонасності значно впливають на основні технологічні показники розробки родовища.

Стан обводненості свердловини №73 покладу горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища наведено на рисунку 4.6.



а)



б)

а – на початок нагнітання діоксиду вуглецю (01.01.2020 р.);

б – на момент прориву діоксиду вуглецю (19.09.2024 р.)

Рисунок 4.6 – Стан обводненості свердловини №73 покладу горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища

Узагальнені результати розрахунків коефіцієнтів вуглеводневилучення під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 Гадяцького родовища та при розробці покладу на виснаження відповідно до розглянутих варіантів на момент закінчення розробки наведені в таблицях 4.3–4.4.

Отже, залежно від кількості нагнітальних свердловин та їх просторового розміщення на площі газонасності забезпечується різна ефективність технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища.

На основі узагальнених результатів розрахунків згідно з досліджуваними варіантами розробки встановлено, що кінцевий коефіцієнт вилучення газу за залишковим газом під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад змінюється від 31,71 % до 37,42 %, коефіцієнт конденсатовилучення – від 7,44 % до 8,23 %. Однак, при розробці покладу горизонту В–16 на виснаження за цих умов досягаються дещо нижчі значення коефіцієнтів вуглеводневилучення: кінцевий коефіцієнт вилучення газу становить 29,57–36,11 %; коефіцієнт конденсатовилучення – 6,68–7,69 %.

Згідно з результатами проведених розрахунків для першого варіанту розробки під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад з використанням нагнітальних свердловин №52, 201 досягається ефект на рівні 2,14 % від величини залишкових запасів газу у випадку впровадження досліджуваної технології. Коефіцієнт конденсатовилучення при цьому збільшується на 0,75 % від величини залишкових запасів конденсату, а додатковий видобуток при цьому дорівнює 20,97 млн м³ природного газу та 5,09 тис.м³ конденсату.

Аналізуючи другий варіант розробки, який передбачає використання для нагнітання свердловин №52, 202, встановлено, що завдяки нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В–16 забезпечується збільшення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення. Коефіцієнт вилучення газу збільшується на 1,33 %, а коефіцієнт конденсатовилучення – на 0,53 % від залишкових запасів вуглеводнів. Додатковий видобуток згідно другого варіанту дорівнює 13,14 млн м³ природного газу та 3,54 тис.м³ конденсату.

Таблиця 4.3 – Узагальнені результати розрахунків коефіцієнтів вилучення газу під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища та при розробці покладу на виснаження відповідно до розглянутих варіантів на момент закінчення розробки

Варіанти розробки	К-ть нагнітальних свердловин	Коефіцієнт вилучення газу (від залишкових запасів), %		Δ, %	Коефіцієнт вилучення газу (від початкових запасів), %		Δ, %	Додатковий видобуток газу, млн м³
		Нагнітання	Виснаження		Нагнітання	Виснаження		
1	52, 201	31,71	29,57	2,14	76,03	75,28	0,75	20,97
2	52, 202	32,82	31,49	1,33	76,42	75,95	0,47	13,14
3	101, 202	37,42	36,11	1,31	78,04	77,57	0,47	13,14
4	201, 202	35,33	34,21	1,12	77,30	76,91	0,39	10,91
5	52, 101, 201, 202	32,56	29,61	2,95	76,33	75,29	1,04	29,08

Таблиця 4.4 – Узагальнені результати розрахунків коефіцієнтів конденсатовилучення під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища та при розробці покладу на виснаження відповідно до розглянутих варіантів на момент закінчення розробки

Варіанти розробки	К-ть нагнітальних свердловин	Коефіцієнт конденсатовилучення (від залишкових запасів), %		Δ, %	Коефіцієнт конденсатовилучення (від початкових запасів), %		Δ, %	Додатковий видобуток конденсату, тис м³
		Нагнітання	Виснаження		Нагнітання	Виснаження		
1	52, 201	7,44	6,68	0,76	41,31	40,83	0,48	5,09
2	52, 202	7,50	6,97	0,53	41,35	41,02	0,34	3,54
3	101, 202	8,23	7,69	0,54	41,81	41,47	0,34	3,62
4	201, 202	8,12	7,50	0,62	41,74	41,35	0,40	4,16
5	52, 101, 201, 202	7,92	6,68	1,24	41,62	40,83	0,79	8,28

Третій варіант розробки покладу передбачає нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №№101, 202. Згідно з цим варіантом розробки покладу прогнозний ефект від впровадження досліджуваної технології становить 1,31 % від величини залишкових запасів природного газу. Завдяки нагнітання діоксиду вуглецю в поклад та підтриманні пластового тиску на вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження досягається підвищення коефіцієнта конденсатовилучення на 0,54 %. Додатковий видобуток згідно третього варіанту розробки складає 13,14 млн м³ природного газу та 3,62 тис.м³ конденсату.

На основі проведених розрахунків згідно четвертого варіанту розробки покладу при використанні для нагнітання свердловин №№201, 202 забезпечується збільшення прогнозного коефіцієнта вилучення газу на 1,12 %, а коефіцієнта конденсатовилучення на 0,62 % за величиною залишкових запасів вуглеводнів. Додатковий видобуток природного газу при цьому згідно розглянутого четвертого варіанту розробки дорівнює 10,91 млн м³, а додатковий видобуток конденсату – 4,16 тис.м³.

Відповідно до п'ятого варіанту розробки нагнітання діоксиду вуглецю в поклад здійснюється з використанням чотирьох нагнітальних свердловин (№52, 101, 201, 202). Аналізуючи результати проведених розрахунків, встановлено, що завдяки нагнітання діоксиду вуглецю вдається збільшити кінцевий коефіцієнт вилучення газу на 2,95 % порівняно з варіантом розробки покладу на виснаження. Кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення при цьому також зростає на 1,04 %. Додатковий видобуток природного газу у випадку впровадження досліджуваної технології може становити 29,08 млн м³. Завдяки підтримуванню пластового тиску на значно вищому рівні під час нагнітання діоксиду вуглецю порівняно з варіантом розробки покладу на виснаження можна додатково вилучити 8,28 тис.м³ конденсату.

На основі порівняльного аналізу узагальнених результатів розрахунків ефективності витіснення залишкового зацмленого газу пластовою водою діоксидом вуглецю встановлені відповідні залежності та закономірності.

Порівнюючи основні технологічні показники розробки родовища згідно розглянутих варіантів, які відрізняються між собою кількістю та просторовим розміщенням сітки нагнітальних свердловин, встановлено технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглею в продуктивний газоконденсатний поклад.

Впровадження досліджуваної технології дорозробки покладу горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища дозволяє забезпечити значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення для всіх досліджуваних варіантів розробки порівняно з розробкою покладу на виснаження. Згідно проведеного аналізу встановлено значну диференціацію кінцевих значень вилучення газу та конденсату. Такий характер динаміки кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення пояснюється різною щільністю сітки нагнітальних свердловин, їх просторовим розміщенням на площі газоносності та відношенням відстаней між видобувними та нагнітальними свердловинами.

На основі проведених розрахунків встановлено найбільшу технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю згідно першого та п'ятого варіантів розробки. В першому варіанті (нагнітальні свердловини №№52, 201) досягається збільшення коефіцієнта вилучення газу та конденсату на 2,14 % та 0,76 % за величиною залишкових запасів вуглеводнів, відповідно. Згідно п'ятого варіанту розробки (нагнітальні свердловини №№52, 101, 201, 202) забезпечуються найвищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення. Кінцевий коефіцієнт вилучення газу збільшується на 2,95 %, а коефіцієнт конденсатовилучення – на 1,24 %.

Таким чином, згідно з результатами проведених досліджень до впровадження рекомендується п'ятий варіант розробки газоконденсатного покладу горизонту В–16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища, який характеризується найвищими технологічними показниками розробки.

Висновки до четвертого розділу

1. На основі результатів проведених досліджень розроблено технології підвищення коефіцієнта вилучення газу за водонапірного режиму шляхом нагнітання діоксиду вуглецю. Розроблені технології включають: неперервне нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті з метою контролю та регулювання процесу надходження пластової води в газонасичені горизонти, тривалість якого становить чотири місяці на сто метрів відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами; у випадку циклічного нагнітання діоксиду вуглецю раціональна тривалість циклу нагнітання дорівнює 8 місяців; забезпечення необхідного відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами, яке становить 1,29 для однорідного покладу та 0,97 для неоднорідного; обґрунтування раціонального відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу на рівні 1,25.

2. На основі критичного аналізу стану виснаженості газових та газоконденсатних родовищ, з яких забезпечується основний видобуток вуглеводнів в Україні, вибрано Гадяцьке нафтогазоконденсатне родовище, яке характеризується значним енергетичним потенціалом та розробляється за водонапірного режиму. Для проведення подальших досліджень з підвищення вуглеводневилучення вибрано поклад горизонту В-16.

3. Виконано апробацію технології нагнітання діоксиду вуглецю з метою регулювання процесу обводнення покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. У випадку впровадження досліджуваної технології досягається підвищення коефіцієнта вилучення газу покладу горизонту В-16 на 2,95 % від величини залишкових запасів газу. Коефіцієнт конденсатовилучення при цьому збільшується на 1,24 % від величини залишкових запасів конденсату. Додатковий видобуток від впровадження досліджуваної технології може становити 29,08 млн м³ природного газу та 8,28 тис. м³ конденсату.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій з використанням результатів проведених досліджень обґрунтовано технології регулювання надходження пластової води в продуктивний поклад шляхом нагнітання діоксиду вуглецю. У дисертаційній роботі отримано такі основні результати.

1. На основі аналізу результатів відомих досліджень, опублікованих у вітчизняних і зарубіжних науково-технічних виданнях, обґрунтовано основні напрями підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ, для яких характерний водонапірний режим розробки. Основними напрямками подальших досліджень є удосконалення існуючих технологій регулювання процесів розробки газоконденсатних покладів шляхом нагнітання діоксиду вуглецю.

2. Обґрунтовано раціональне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади для сповільнення надходження пластової води в газонасичені горизонти. Згідно результатів досліджень за батарейного розміщення нагнітальних свердловин на початковому контурі газоносності і видобувних свердловин у центрі покладу тривалість періоду становить чотири місяці на сто метрів відстані між нагнітальними та видобувними свердловинами.

3. На основі результатів проведених досліджень встановлено щільність сітки нагнітальних свердловин для однорідного та неоднорідного продуктивних покладів, з використанням якої забезпечуються найвищі технологічні показники розробки. Згідно з результатами досліджень раціональне відношення відстані між нагнітальними до відстані між видобувними свердловинами становить 1,29 для однорідного покладу та 0,97 для неоднорідного.

4. На основі результатів проведених досліджень встановлено раціональне відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу, яке становить 1,25.

5. За результатами гідродинамічних розрахунків обґрунтовано тривалість циклу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади за його циклічного нагнітання. Згідно з результатами статистичної обробки розрахункових даних встановлено тривалість циклу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті, яка становить 8 місяців.

6. На основі проведених досліджень з використанням цифрового моделювання розроблено технології підвищення кінцевого вуглеводневилучення газових та газоконденсатних покладів за водонапірного режиму шляхом нагнітання діоксиду вуглецю. Результати проведених досліджень свідчать, що у випадку впровадження розроблених технологій приплив та просування пластової води може бути контрольованим, що забезпечує значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

7. Технологію нагнітання діоксиду вуглецю апробовано для умов покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища з метою регулювання надходження пластової води. Завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю досягаються значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу збільшується на 2,95 %, а коефіцієнт конденсатовилучення – на 1,24 % за величиною залишкових запасів вуглеводнів. Додатковий видобуток від впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю може становити 29,08 млн м³ природного газу та 8,28 тис.м³ конденсату.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. A Theoretical Approach to the Problem of Encroaching and By-Passing Edge Water. Dietz D.N. Akad. van Wetenschappen, Amsterdam. *Proc.* V. 56-B:83. 1953.
2. Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin. Alessandro Romi and other. *Petroleum Geostatistics*. 2019. P. 1-5.
3. Chawarwan Khan, Robert Amin & Gary Madden. Economic Modelling of CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Storage: A Reservoir Simulation Study of Operational Parameters. *Energy and Environment Research*. Vol. 2. №2. 2012. P. 65-82.
4. D.W. Peaceman. Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation. *Elsevier*, Amsterdam, 1977. 175 p.
5. Enhanced Recovery from Water-Drive Gas Reservoirs. Bassiouni Zaki. Louisiana State University, Baton Rouge. Vol. 2. P. 151-159.
6. Forrest F. Craig Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. *SPE Monograph Series* Vol. 3. 134 p.
7. Henry B Crichlow. Modern reservoir engineering: A simulation approach. *Prentice-Hall*. 1977. 354 p.
8. IPTC-16938. Experimental Determination of Optimised Production Rate and Its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs. M. Rezaee, B. Rostami, M. Zadeh, M. Mojarad. *International Petroleum Technology Conference*, Beijing, China, March, 2013. P. 1-11.
9. K. Aziz, Antonín Settari. Petroleum Reservoir Simulation. *Applied Science Publishers*, London LTD, 1979. 476 p.
10. Kondrat O.R., Kondrat R.M. Investigation of regularities of trapped gas recovery processes from watered gas fields with homogeneous and macro heterogeneous reservoirs. *Mining Of Mineral Deposits*, Taylor & Francis Group, London, Uk, 2014. P. 303-309.

11. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2017. №5. С.23-28.
12. Kuuskraa V., Wallace M. CO₂-EOR set for growth as new CO₂ supplies emerge. *Oil & Gas Journal*. 2014. Vol. 112. Issue 5. C. 92-92.
13. L.P. Dake. Fundamentals of Reservoir engineering. Elsevier, Seventeenth Impression. 1998. 443 p.
14. Mixing of CO₂ and CH₄ in gas reservoirs: Code comparison studies. C. Oldenburg, D. Law, Y. Gallo, S. P. White. *The 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, October, 2002, Kyoto, Japan, P. 443-448.
15. PETSOC-2003-109. CO₂ Flooding in Joffre Viking Pool. K. Pyo, N. Damian-Diaz, M. Powell, J. Van Nieuwkerk. *Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, June, 2003. P. 1-30.
16. PETSOC-2007-124. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement. A.T. Turta, S.S.K. Sim, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. *Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, June, 2007.
17. PETSOC-2008-145. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. *Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, June, 2008. P. 1-14.
18. PETSOC-2009-023. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. S.S.K. Sim, A.T.Q. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins. *Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, June, 2009.
19. PETSOC-78-29-38. The Recognition and Evaluation of Water Drive Gas Reservoirs. Pepperdine. L. *The Annual Technical Meeting*, June, 12–15, 1978.
20. SPE 130151. Enhanced Gas Recovery - Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs. *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. 14-17 June. Barcelona, Spain. 2010.

21. SPE 144951. Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. 19-21 July. Kuala Lumpur, Malaysia, 2011.
22. SPE 169578. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery. Sumeer Kalra, Xingru Wu. *SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting*. 17-18 April. Denver, Colorado, 2014.
23. SPE 68169. Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas Cap. Sanhita Tiwari, M. Suresh Kumar. *SPE Middle East Oil Show*. 17-20 March. Manama, Bahrain, 2001.
24. SPE-10547-PA. Thistle Field Development. F.T. Nadir. *J Pet Technol* 33 (10). October, 1980. P. 1828–1834.
25. SPE-113468-MS. Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen. Steve Soo-Khoon Sim, Patrick Brunelle, Alexandru T. Turta, Ashok Kumar Singhal. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, Oklahoma, USA, April, 2008.
26. SPE-11848-MS. Nitrogen Injection Applications Emerge in the Rockies. J.P. Clancy, R.E. Gilchrist. *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*, Salt Lake City, Utah, May, 1983.
27. SPE-1244-PA. The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs. R.G. Agarwal, R. Al-Hussainy, H.J. Ramey, Jr. *J Pet Technol* 17 (11). 1965. P. 1336–1342.
28. SPE-12865-MS. Test of Secondary Gas Recovery by Coproduction of Gas and Water From Mt. Selman Field, TX. L.A. Rogers. *SPE Unconventional Gas Recovery Symposium*, Pittsburgh, Pennsylvania, May, 1984. P. 331-335.
29. SPE-14361-PA. The Technical and Economic Feasibility of Enhanced Gas Recovery in the Eugene Island Field by Use of the Coproduction Technique. D.P. Arcaro, Z.A. Bassiouni. *J Pet Technol* 39 (05). P. 585–590.
30. SPE-15875-PA. Feasibility Studies of Waterflooding Gas-Condensate Reservoirs. J.D. Matthews, R.I. Hawes, I.R. Hawkyard, T.P. Fishlock. *J Pet Technol* 40 (08). P. 1049–1056.
31. SPE-16355-MS. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir. A.

- Firoozabadi, G. Olsen, T. van Golf-Racht. *SPE California Regional Meeting*, Ventura, California, April 1987. P. 319-322.
32. SPE-16944-MS. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study. K.L. Ancell, T.A. Manhart. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, September, 1987.
 33. SPE-172364-MS. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. N.A. Ogolo, J.O. Isebor, M.O. Onyekonwu. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, Nigeria, August, 2014.
 34. SPE-1815-PA. Calculation of Gas Recovery Upon Ultimate Depletion of Aquifer storage. Roy M. Knapp, James H. Henderson, John R. Dempsey, Keith H. Coats. *J Pet Technol* 20 (10). 1968. P.1129–1132.
 35. SPE-182842-MS. An Approach for Determination of the Economically Optimal Production Controlling Parameters from Water Drive Oil Reservoirs. M. Gamal, M. Khairy, A. H. El-Banbi, S. M. Saad. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, Dammam, Saudi Arabia, April, 2016.
 36. SPE-186272-MS. Modelling Trapped Gas Expansion in Water-Drive Reservoirs. J. M. Babadimas. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Jakarta, Indonesia, October, 2017.
 37. SPE-187863-MS. Assessment of Drained Gas Reserves in the Process of Gas and Gas Condensate Field Operation in Water Drive (Russian). Dmitry N. Glumov, Sergey V. Sokolov, Alexander V. Strekalov. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, October, 2017.
 38. SPE-191224-MS. Estimation of OGIP in a Water-Drive Gas Reservoir Coupling Dynamic Material Balance and Fetkovich Aquifer Model. S. Zavaleta, P. M. Adrian, Michel Michel. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June, 2018.
 39. SPE-1961-PA. Simulation of Three-Dimensional, Two-Phase Flow In Oil and Gas Reservoirs. K.H. Coats, R.L. Nielsen, Mary H. Terhune, A.G. Weber. *SPE J.* 7 (04). 1967. P. 377–388.

40. SPE-20753-MS. Remobilization of Natural Gas Trapped by Encroaching Water. K.L. Ancell, P.M. Trousil. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, September, 1990. P. 375-381.
41. SPE-20771-MS. Performance of Secondary Gas Recovery Operations: North Alazan H-21 Reservoir. T.O. Cagle. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, September, 1990. P. 508-513.
42. SPE-22362-MS. Review of the 30 Years' Experience of the CO₂ Imported Oil Recovery Projects in Hungary. S. Doleschall, A. Szittar, G. Udvardi. *International Meeting on Petroleum Engineering*, Beijing, China, March, 1992.
43. SPE-24865-MS. Recovery Optimization in a Multi-Reservoir Offshore Gas Field With Water Influx. T.L. Hower, D.R. Lewis, R.W. Owens. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Washington, D.C., October, 1992. P. 9-15.
44. SPE-2797-PA. The Use of Vertical Equilibrium in Two-Dimensional Simulation of Three-Dimensional Reservoir Performance. K.H. Coats, J.R. Dempsey, J.H. Henderson. *SPE J.* 11 (01). P. 63–71.
45. SPE-3358-PA. Water Drive in Inhomogeneous Reservoirs - Permeability Variations Perpendicular to the Layer. F. van Daalen, H.R. van Domselaar. *SPE J.* 12 (03). 1972. P. 211–219.
46. SPE-58981-MS. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. Jose Alejandro Cruz Lopez. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, Villahermosa, Mexico, February, 2000.
47. SPE-59327-MS. CO₂ Injection in the Weyburn Field of Canada: Optimization of Enhanced Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage With Horizontal Wells. Qamar M. Malik, M.R. Islam. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, April, 2000. P. 25-33.
48. SPE-77347-MS. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. D.D. Mamora, J.G. Seo. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, September, 2002. P. 1-9.
49. SPE-84813-MS. Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide

- Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters. Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. Bromhal. *SPE Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, September, 2003.*
50. SPE-89338-MS. A Study of IOR by CO₂ Injection in the Gullfaks Field, Offshore Norway. H. Agustsson, G.H. Grinestaff. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April, 2004. P. 1-14.*
 51. SPE-952029-G. Efficiency of Gas Displacement from Porous Media by Liquid Flooding. T.M. Geffen, D.R. Parrish, G.W. Haynes, R.A. Morse. *J Pet Technol* 4 (02). 1952. P. 29–38.
 52. Thomas, G.W. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation. *IHRDC Publishers, Boston, Mass., 1982. 160 p.*
 53. Tracy S.W., Charles S.R., and Farrar R.L. Applied Reservoir Engineering. Vol.1. *OGCI Publications, Oil and Gas International. Inc. U.S.A. 1999. 456 p.*
 54. WPC-10134. Experimental research on gas saturation behind the water front in gas reservoirs subjected to water drive. L. Chierici Long. *The 6th World Petroleum Congress, Frankfurt am Main, Germany, June, 1963. P. 483-498.*
 55. WPC-32303. Final stage of natural gas field development. V. Podyuk, R. Ter-Sarkisov, A. Gritsenko, A. Zakharov. *The 17th World Petroleum Congress, Rio de Janeiro, Brazil, September, 2002.*
 56. Алиев З.С., Андреев С.А., Власенко А.П., Коротаев Ю.П. Технологический режим работы газовых скважин. Москва: *Недра*. 1978. 276 с.
 57. Аникеев Д.П., Закиров С.Н., Кондрат А.Р. Возможности увеличения КИГ при разработке залежей газа с подошвенной водой. *Газовая промышленность*. 2013. №9(695). С. 51-53.
 58. Ахмедов Р.Б. Автономное энергосбережение нефтяных месторождений с попутным производством CO₂ с целью повышения нефтеотдачи и улучшения экологии. *Нефтяное хозяйство*. 1998. №9. С. 46-48.
 59. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. Москва: *Недра*, 1984. 211 с.

60. Бернштейн М.Н. Особенности разработки газовых залежей, приуроченных к неоднородным по проницаемости коллекторам. *Газовая промышленность*, 1956. №2. С. 7-10.
61. Бікман Є.С., Дячук В.В. Перспективи впровадження технології підтримання пластового тиску з використанням азоту на газоконденсатних родовищах НАК “Нафтогаз України”. *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2010. №2(20). С. 17-20.
62. Бікман Є.С., Дячук В.В. Підвищення ефективності технології підтримання пластового тиску при розробці газоконденсатних покладів з використанням азоту. *Нафта і газ України: тези наук.-техн. конф.* Київ. 2002. С. 23-24.
63. Бікман Є.С., Хомин І.І., Куль А.Й. Технологія розробки газоконденсатного родовища з підтриманням пластового тиску газоподібним азотом. *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2008. №2(12). С. 26-30.
64. Боганик В.Н., Медведев А.И., Григорьев С.Н. Обобщение промыслово-геофизической информации и создание эффективной методики для выдачи заключения по каротажу. Москва: *ОАО «ВНИИОЭНГ»*. 1995. 60 с.
65. Бойко В. С., Бойко Р. В., Л Кеба. М., Семінський О. В. Обводнення газових і нафтових свердловин: *Київ*, 2006. 791 с.
66. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдулин Р.Г., Юсупов И.Т. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. Москва: *Недра*. 1976. 175 с.
67. 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). С. 82-88.
68. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. Москва: *Недра*, 1971. 309 с.
69. Глазова В.М., Рыжик В.М. Применение двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пластов за рубежом. М.: *ОАО «ВНИИОЭНГ»*. 1986. 45 с.
70. Довідник з нафтогазової справи. За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. К.: *Львів*. 1996. 620 с.

71. Еске Г.А., Волик А.И. Исследование влияния закачки выхлопных газов на коэффициент извлечения конденсата. *Нефтегазовое дело*. 2015. Том 13. №2. С. 94-99.
72. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: учебн. пос. Москва: *Струна*. 1998. 628 с.
73. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебн. пос. Москва: *Недра*. 1980. 334 с.
74. Игнатьев Н.А., Синцов И.А. Опыт и перспективы закачки азота в нефтегазовой промышленности. *Фундаментальные исследование*. 2015. №11 (часть 4). С. 678-682.
75. Кондрат О.Р., Гедзик Н.М. Підвищення ефективності експлуатації свердловин та роботи системи збору і підготовки свердловинної продукції зі значним вмістом рідини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. №4(45) С. 12-23.
76. Кондрат О.Р., Кондрат Р.М. Підвищення газовилучення з газових родовищ при водонапірному режимі шляхом регулювання надходження законтурної пластової води і видобутку зещемленого газу. *Нафтогазова галузь України*. 2019. №4. С. 21-26.
77. Кондрат Р.М. Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газовилучення конденсату. *Наука та інновації*. 2005. Т1. №5. С. 12-23.
78. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. Москва: *Недра*. 1992. 255 с.
79. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Нові технології інтенсифікації видобування природного газу та газового конденсату із родовищ. *Прикарпатський вісник. НТШ. Число*. №1(1). 2008. С. 212-220.
80. Коротаев, Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа: учебн. пос. Москва: *Недра*. 1984. 486 с.
81. Косачук Г.П., Биланов Ф.Р., Нифантова Е.В., Мельников С.А. Оценка характера внедрения пластовых вод в залежь АГКМ. *Газовая*

промышленность. 2006. №11. С. 29-33.

82. Кривуля С. В., Ляшенко О. В., Хомин І. І., Нестеренко О. Г., Яремійчук Я. С. Стратегія розробки газоконденсатних родовищ України з використанням азоту для підтримання пластового тиску. *Компрессорное и энергетическое машиностроение*. 2011. №3. С. 15-18.
83. Кривуля С.В., Матківський С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Бурачок О.В. Особливості оцінки дренажних запасів газу щільних колекторів. *Нафтогазова енергетика*. 2020. №1(33) С. 19–28.
84. URL:<https://gazsurf.com/ru/gazopererabotka/oborudovanie/modelnyj-ryad/item/aminovaya-ochistka>. (дата звернення: 19.01.2021).
85. Мамедов Г.А., Фарзане Я.Г. О вытеснении газа (воздуха) водой из неоднородно-слоистых пористых сред. *Нефть и газ*. 1964. №1. С. 29-34.
86. 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 колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. №2 (75). С. 43–51.
87. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1 Геологические модели. Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2003. 164 с.
88. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 2 Фильтрационные модели. Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2003. 228 с.
89. Мирзаджанзаде А.Х., Дурмишьян А.Г., Ковалев А.Г. Разработка газоконденсатных месторождений. Москва: *Недра*. 1967. 356 с.
90. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа Москва: *Недра*. 2003. 880 с.
91. Мислюк М.А., Зарубін Ю.О. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі. *Івано-Франківськ: Екор*. 1999. 494 с.
92. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие / С.Н. Закиров, Б.Е. Сомов, В.Я. Гордон и др. Москва: *Недра*, 1988. 335 с.

93. Моделювання геологічної будови покладів нафти і гідродинаміки процесів їх розробки. Єгер Д.О. та ін. *Львів-Київ*. 2005. 364 с.
94. Молчанов А.Г. Подземный ремонт скважин. Москва: *Недра*. 1986. 208 с.
95. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. С.Н. Закиров и др. Москва: *Институт компьютерных технологий*. Ч.2. 2004. 484 с.
96. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. С.Н. Закиров, и др. Москва: *Институт компьютерных технологий*. Ч.1. 520 с.
97. О возможном влиянии начального градиента на разработку многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме. А.Х. Мирзаджанзаде и др. *Известия высших учебных заведения. Нефть и газ* №1. 1970. С. 39-45.
98. Особенности добычи низконапорного газа / Р.М. Тер-Саркисов та др. *Газовая промышленность*. 2005. №11. С. 67-71.
99. Подюк В.Г., Тер-Саркисов Р.М., Николаев В.А., Рассохин С.Г. Вытеснение защемленного газа азотом из обводнившегося пласта. *Газовая промышленность*. 2000. №12. С. 33-35.
100. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений / Закиров С.Н., Васильев В.И, Гутников А.И. и др. Москва: *Недра*. 1984. 295 с.
101. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Москва: *Недра*. 1997. 184 с.
102. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А., Петренко В.И., Шмыгля П. Т., Коноплев Ю.В. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку. Москва: *Недра*. 1973. 262 с.
103. Севастьянов О.М., Захарова Е.Е. Особенности обводнения скважин и газоконденсатной залежи ОНГКМ. *Газовая промышленность*. 2004. №10. С. 80-82.
104. Серебряков О.И. Анализ внедрения воды в продуктивную залежь

- Астраханского ГКМ. *Газовая промышленность*. 1997. №8. С. 57-58.
105. Серенко И.А., Сидоров Н.А., Кошелев А.Т. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин. Москва: *Недра*. 1988. 263 с.
 106. Система автоматического регулирования дебита газовой скважины, вскрывшей пласт с подошвенной водой: патент №2305769. Російська Федерація: E21B47/10; заявл. 26.12.2005; опубл. 10.09.2007.
 107. Совершенствование технологии разработки месторождений нефти и газа / под ред. С. Н. Закирова. Москва: *Грааль*, 2000. 643 с.
 108. Способ вторичной добычи газа: пат. №3956225; СССР: заявл. 24.09.1985; зарегистр. 01.02.1987.
 109. Способ добычи газа: пат. №2075239; СССР: заявл. 12.11.1974; опубл. 07.11.1981.
 110. Способ удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов: патент №2017941. Російська Федерація: E21B43/00; заявл. 19.11.1990; опубл. 15.08.1994.
 111. Способ эксплуатации кустовых газовых скважин и эжектирующее устройство для его осуществления: патент №2110673. Російська Федерація: E21B43/00; заявл. 02.08.1994; опубл. 10.05.1998.
 112. Теория водонапорного режима газовых месторождений. С.Н. Закиров и др. Москва: *Недра*. 1976. 240 с.
 113. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. Москва: *Недра*. 1999. 659 с.
 114. Тер-Саркисов Р.М. Технология закачки азота для добычи защемленного и низконапорного газа. *Газовая промышленность*. 2006. №4. С. 24-26.
 115. Чоловский И.П., Иванова М.М., Гутман И.С., Вагин С.Б., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. Понятия, определения, термины. Москва: *Нефть и газ*. 400 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті, в яких опублікуванні основні результати дисертації

1. Alessandro Romi, Oleksandr Burachok, Mariana Laura Nistor, Serhii Matkivskyi, and other. Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin. *Petroleum Geostatistics*. 2019. P. 1-5. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Scopus*).
2. Matkivskyi S., Kondrat O., Burachok O. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. November. 2020. Dnipro. Ukraine. 2021. P. 1-10. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Scopus*).
3. Burachok O., Kondrat O., Matkivskyi S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. November. 2020. Dnipro. Ukraine. P. 1-11. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Scopus*).
4. Burachok O., Kondrat O., Matkivskyi S., Khaidarova L. Application of CEOR Optimization Method for Gas-Condensate Reservoir Below Dewpoint: Synthetic Case Study. *Oil GAS European Magazine*. 2020. P. 41-49. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Scopus*).
5. Burachok O., Nistor M.L., Sosio G., Kondrat O., Matkivskyi S. Evaluation of Potential Applicability of Depleted GasCondensate Fields for CO₂ Sequestration and EOR: Synthetic Case Study. *Geoscience & Engineering in Energy Transition Conference*. 2020. P.1-5. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази *Scopus*).
6. O. Burachok, D. Pershyn, C. Spyrou, G. Turkarslan, M.L. Nistor, D. Grytsai, S. Matkivskyi, Y. Bikman, O. Kondrat. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. *82nd eage conference & exhibition*. 8-11

December 2020, Amsterdam, The Netherlands. P.1-5. (*Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus*).

7. Kondrat O., Matkivskyi S. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology and system of power supply*. 2020. №5/1 (55). С. 12-17.

8. Kryvulya S., Matkivskyi S., Kondrat O., Bikman Y. Approval of the technology of carbon dioxide injection into the V-16 water driven reservoir of the Hadiach field (Ukraine) under the conditions of the water pressure mode. *Technology and system of power supply*. 2020. №6/1 (56). С. 13-18.

9. 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*. 2020. №.1(74). С. 82-88.

10. 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*. 2020. №.2(75). С. 43-51.

11. 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.

12. 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 з допомогою концепції однокоміркової гідродинамічної моделі. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. 2020. №. 2(4). С. 49-56.

13. Матківський С.В., Кондрат О.Р. Узагальнення основних досліджень з підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ при водонапірному режимі. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. №.3(76). С. 7-22.

14. Матківський С.В. Теоретико-методологічні особливості побудови постійно діючих геолого-технологічних моделей родовищ вуглеводнів. *Мінеральні ресурси України*. 2020. №.4. С. 39-44.

15. Матківський С.В. Дослідження ефективності витіснення защемленого газу неуглеводневими газами з обводнених газоконденсатних покладів. *Нафтогазова енергетика*. 2020. №. 2 (34). С. 26-33

16. Матківський С.В., Кондрат О.Р., Бурачок О.В., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення темпу нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. №.4 (77). С. 23-30

Тези наукових конференцій

17. Матківський С.В. Особливості оцінки початкових запасів газу в умовах водонапірного режиму розробки родовища. *Eurasian scientific congress* Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Барселона, 14-16 червня 2020 р.) Барселона. С. 230-234.

18. Матківський С.В. Оптимізація умов експлуатації свердловин в умовах водонапірного режиму. *Modern science: problems and innovations*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Стокгольм, 28-30 червня 2020 р.) Стокгольм. С.174-178.

19. 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*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Стокгольм, 26-28 липня 2020 р.) Стокгольм. С.184-188.

20. Матківський С.В., Кондрат О.Р. Підвищення вуглеводневилучення з обводнених газоконденсатних покладів шляхом нагнітання діоксиду вуглецю. *Science, society, education: topical issues and development prospects*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Харків, 29-31 серпня 2020 р.) Харків. С. 96-101.

21. Кондрат О.Р., Матківський С.В. Вплив тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на газовилучення в умовах прояву водонапірного режиму. *Study of modern problems of civilization*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Осло, 19-23 жовтня 2020 р.) Осло. С. 135-139.

22. Кондрат О.Р., Матківський С.В. Вплив щільності сітки нагнітальних свердловин на процес обводнення покладу під час нагнітання діоксиду вуглецю. *Modern problems in science*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Прага, 09-12 листопада 2020 р.) Прага. С. 211-214.

23. Матківський С.В. Вплив тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на активність водонапірної системи при розробці газоконденсатних родовищ. *Сучасна наука: проблеми, перспективи, інновації*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Вінниця, 11-12 листопада 2020 р.) Україна. С. 50-54.

24. Кондрат О.Р., Матківський С.В., Хайдарова Л.І. Вплив темпу нагнітання діоксиду вуглецю на технологічні показники розробки газоконденсатного покладу в умовах водонапірного режиму. *Сучасна наука: проблеми, перспективи, інновації*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Вінниця, 11-12 листопада 2020 р.) Україна. С. 46-50.

25. Матківський С.В. Вплив темпу видобутку газу на процес обводнення свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади. *Science and practice of today*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Анкара, 16-19 листопада 2020 р.) Турція. С. 215-218.

26. Матківський С.В. Напрями підвищення продуктивності видобувних свердловин в умовах вибіркового обводнення газоконденсатних покладів. *Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції. (Івано-Франківськ, 8-9 грудня 2020 р.) Україна. С. 125-127.

27. Кондрат О.Р., Матківський С.В. Перспективи дорозробки обводнених газоконденсатних родовищ. *Нафтогазова галузь: перспективи нарощування*

ресурсної бази. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції. (Івано-Франківськ, 8-9 грудня 2020 р.) Україна. С. 114-116.

28. Кондрат О.Р., Бурачок О.В., Матківський С.В. Підвищення нафтогазовилучення конденсату з виснажених родовищ природних вуглеводнів. *Нафтогазова галузь: перспективи нарощування ресурсної бази*. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції. (Івано-Франківськ, 8-9 грудня 2020 р.) Україна. С. 89-91.