**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 невуглеводневих 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 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.

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:*** цифровемоделювання, 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 097).

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.

**CПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА**

**Наукові праці, 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. *(Включено 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. *(Включено 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. *(Включено 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. *(Включено 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. *(Включено 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. *(Включено 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). C. 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). C. 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). C. 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 невуглеводневими 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 нагнітаннія діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2020. №.4 (77). C. 23-30

**Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації :**

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, перспек-тиви, 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.