

НАФТОГАЗОВА СПРАВА

Розробка нафтових та газових родовищ

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/2304-7399-2021-16(60)-86-95

ПІДВИЩЕННЯ СТУПЕНЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ В УМОВАХ ПРОЯВУ ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ З ВИКОРИСТАННЯМ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ

С. В. Матківський¹, Л. І. Хайдарова²

¹Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20;
тел. 0961746604, e-mail: matkivskyi.sergey@ndigas.com.ua;

²Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. 0966587275, e-mail: lilya.matiishun@gmail.com,

Для вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ в умовах прояву водонапірного режиму проведено додаткові дослідження з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger. На основі результатів проведених досліджень встановлено, що при наявності значної неоднорідності продуктивних покладів необхідно забезпечити більшу щільність сітки нагнітальних свердловин для ефективного блокування просування пластової води порівняно з розробкою однорідних покладів за таких же умов. Такий результат досліджень пояснюється випереджаючим просуванням фронту пластової води та неуглеводневого газу по найбільш високопроникних пропластках газоконденсатного покладу. За результатами проведених досліджень визначено максимальне значення кількості нагнітальних свердловин для нагнітання діоксиду вуглецю в однорідний та неоднорідний поклади з метою зниження активності водонапірної системи та забезпечення стабільної експлуатації видобув-

них свердловин протягом тривалішого періоду розробки продуктивних покладів. Максимальне значення кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин становить 6,41 (6) свердловин для однорідного покладу та 7,74 (8) свердловин для неоднорідного покладу. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу для наведеного максимального значення кількості нагнітальних свердловин в однорідній моделі становить 65,05 % а в неоднорідній моделі – 55,56 %. При розробці на виснаження кінцеві коефіцієнти вилучення газу для однорідної та неоднорідної моделей становлять 51,72 % та 49,44 %, відповідно. Результати досліджень свідчать про технологічну ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту з метою регулювання надходження пластових вод в газонасичені горизонти та збільшення кінцевого коефіцієнту вилучення газу за таких умов.

Ключові слова: 3D модель родовища, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, зацмлений газ, нагнітання діоксиду вуглецю.

Вступ

Родовища природних газів в більшості випадків є багатопластовими і складаються з неоднорідних за проникністю порід-колекторів [1]. На стадії проектування розробки родовища не повністю відомі всі особливості геологічної будови газонасичених покладів, тому особливої уваги слід приділити розміщенню сітки видобувних свердловин на площі газонасиченості з метою забезпечення рівномірного просування фронту пластової води та залучення до дренавання наявних запасів вуглеводнів.

Вибіркове обводнення газонасичених горизонтів призводить до зниження фазової проникності по газу та відповідно продуктивності свердловин, що обумовлює ускладнення в процесі їх експлуатації через накопичення рідини на вибої, коли швидкість потоку нижче критичної [2].

Проведення водоізоляційних робіт на свердловинах позитивних результатів практично не забезпечують та виявляються малоефективними, оскільки для успішного виконання ізоляційних робіт необхідно знати причини та закономірність надходження води у свердловини. Саме тому, регулювання процесу надходження законтурних вод в продуктивні поклади є основною задачею контролю за обводненням родовищ вуглеводнів, які розробляються за водонапірного режиму [3].

Для напрацювання оптимальних шляхів підвищення вуглеводневилучення з виснажених і обводнених газових та газоконденсатних родовищ проведено значну кількість досліджень. За результатами проведених досліджень розкрито механізм поведінки зацмленого природного газу пластовою водою в пористому середовищі та розроблено низку технологій та методів [4]. Однак більшість із них малоефективні, або не можуть бути впроваджені з економічної точки зору. Зважаючи на вищенаведене

проблема підвищення газовилучення з родовищ вуглеводнів, що розробляються в умовах водонапірного режиму залишається актуальною і важливою для світової практики видобування вуглеводнів.

В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини перспективним напрямом діяльності є підвищення вуглеводневилучення шляхом витіснення залишкового газу шляхом нагнітання неуглеводневих газів. В якості агентів нагнітання в продуктивні поклади використовують азот, діоксид вуглецю, димові та викидні гази, суміші різних газів [5]. Однак, кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів значно залежить від типу витіснювального агента та ступеня неоднорідності колектору.

Технологія нагнітання діоксиду вуглецю на сьогоднішній день є однією з успішних технологій в області вторинного видобутку вуглеводнів. Багаточисельними дослідженнями підтверджується ефективність нагнітання діоксиду вуглецю з метою підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів [6-7].

Діоксид вуглецю характеризується високими витісняючими властивостями та добре розчиняється в пластових флюїдах (нафті, конденсаті, пластовій воді). Розчинення діоксиду вуглецю в рідких вуглеводнях призводить до збільшення об'єму суміші, що забезпечує умови її фільтрації. Нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади призводить до зменшення в'язкості нафти та конденсату та підвищує в'язкість води. У зв'язку з цим відбувається збільшення рухомості вуглеводневих флюїдів та зменшення рухомості води. [8].

Завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується ефективне блокування просування пластових вод в газонасичені горизонти та попереджається вибіркоче обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин.

Враховуючи вищенаведене для мінімізації негативного впливу пластової води на процес розробки продуктивних покладів необхідно удосконалювати існуючі технології розробки та розробляти нові, які будуть забезпечувати високі коефіцієнти вуглеводневилучення. Метою подальших досліджень повинно стати забезпечення максимальних кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення при мінімальних витратах з урахуванням зниження навантаження на надра та навколишнє середовище.

Постановка проблеми

Переважаюча більшість родовищ вуглеводнів пристосована до пластових водонапірних систем та розробляється в умовах прояву водонапірного режиму. Основною особливістю цього режиму розробки є просування підшовних чи крайових вод в газонасичені горизонти в результаті чого защемлюються водою в пористому середовищі значні запаси природного газу.

Для контролю за надходженням пластових вод в продуктивні поклади та регулювання розробки родовищ вуглеводнів в умовах прояву

водонапірного режиму запропоновано багато методів та технологій [9]. Більшість розроблених рішень зазвичай малоефективні, оскільки не враховують неоднорідність та характер поширення фільтраційно-емнісних властивостей порід колекторів як за площею та і за розрізом продуктивного покладу.

Враховуючи актуальність проблеми обводнення родовищ вуглеводнів не тільки для нафтогазової галузі України, але і для світової практики видобування вуглеводнів доцільно проводити додаткові дослідження з використанням цифрового моделювання.

Методика проведення досліджень

Для проведення досліджень використовувались основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger. Розрахунки виконано на основі однорідної та неоднорідної 3D моделей. Запаси газу 3D моделі газоконденсатного покладу становлять 800 млн м³, товщина пласта – 15,4 м, пластовий тиск – 35 МПа, пластова температура – 358 К, пористість складає 0,18, коефіцієнт абсолютної проникності – $8,65 \cdot 10^{-3}$ мкм², коефіцієнт газонасиченості – 0,8.

В неоднорідній 3D моделі значення відкритої пористості газонасичених пластів розподілено наступним чином (зверху – вниз): 0,17, 0,22, 0,14, та 0,18. Коефіцієнт проникності продуктивних пластів становить: 6,55, 17,64, 3,62 та 7,99, відповідно. Розподіл пористості в неоднорідній 3D моделі газоконденсатного покладу наведено на рис. 1.

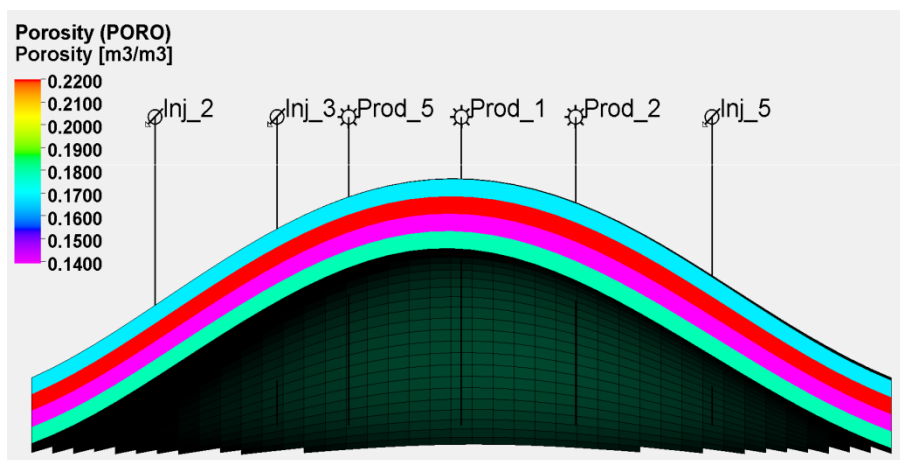


Рис. 1. Розподіл пористості в неоднорідній 3D моделі газоконденсатного покладу

Нагнітання діоксиду вуглецю в поклад здійснюється протягом 16 місяців. Дебіт видобувних свердловин становить 50 тис.м³/добу. Приймальність нагнітальних свердловин дорівнює 50 тис.м³/добу. Для проведення досліджень створено композиційну PVT-модель [10].

Розрахунки виконано для нагнітання діоксиду вуглецю в поклад з використанням 4, 6, 8, 12, 16 нагнітальних свердловин, що рівномірно розміщені поблизу початкового контуру газоносності. Відстань між нагнітальними свердловинами становить 1100, 800, 600, 400, 300 метрів, відповідно. Газоконденсатний поклад розробляється до моменту прориву діоксиду вуглецю в останню видобувну свердловину.

Результати досліджень оброблялись у вигляді графічних залежностей досліджуваних параметрів на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин залежно від тривалості періоду його нагнітання.

Виклад основного матеріалу

Для удосконалення відомих технологій розробки родовищ природних газів за водонапірного режиму проведено дослідження ефективності регулювання фронту руху законтурних вод шляхом нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті з використанням чисельного моделювання.

Згідно результатів досліджень встановлено значний вплив щільності сітки нагнітальних свердловин при нагнітанні діоксиду вуглецю на основні технологічні показники розробки покладу. На основі результатів моделювання здійснено розрахунок тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин.

Розрахунки тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин під час нагнітання діоксиду вуглецю в однорідний та неоднорідний продуктивні поклади до моменту його прориву наведені в табл. 1.

Таблиця 1. Результати розрахунків тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин при нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на момент прориву його в одну із 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

При нагнітанні діоксиду вуглецю в однорідний продуктивний поклад тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин при збільшення щільності сітки свердловин з 4 до 8 свердловин збільшується

від 44 місяців до 47 місяців. В подальшому при збільшенні кількості нагнітальних свердловин до 16 одиниць тривалість періоду експлуатації різко зменшується до 34 місяців.

Характер залежності тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву діоксиду вуглецю від кількості нагнітальних свердловин при використанні неоднорідної моделі покладу близька до отриманих результатів з використанням для досліджень однорідної 3D моделі.

Згідно з результатами розрахунків слід відмітити, 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 (щільності) нагнітальних свердловин призводить до зменшення тривалості періоду розробки однорідного покладу порівняно з розробкою неоднорідного.

На основі результатів моделювання проведено аналіз динаміки пластового тиску на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин. За результатами аналізу встановлено, що при збільшенні кількості нагнітальних свердловин з 4 до 8 у випадку розробки неоднорідного покладу, величина пластового тиску дещо вища порівняно з розробкою однорідного покладу. Однак, наступне ущільнення сітки нагнітальних свердловин призводить до зменшення величини пластового тиску відносно досягнутого рівня на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин в однорідній моделі. Такий характер залежностей динаміки пластового тиску від щільності сітки нагнітальних свердловин зумовлений тривалістю періоду розробки покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю.

Залежності пластового тиску на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин від щільності сітки нагнітальних свердловин при розробці однорідного та неоднорідного покладів наведені на рис. 2.

На основі результатів моделювання процесу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад з метою регулювання просування законтурних вод здійснено розрахунок прогнозного коефіцієнту вилучення газу в залежності від щільності сітки нагнітальних свердловин.

Аналізуючи залежність коефіцієнта вилучення газу від кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин встановлено, що при збільшенні кількості нагнітальних свердловин з 4 до 8 одиниць досягається максимальне значення коефіцієнта вилучення газу і становить 44,87 % для однорідної та 41,15% для неоднорідної моделей. Наступне збільшення кількості нагнітальних свердловин до 16 одиниць призводить до різкого зменшення вуглеводневилучення по причині швидкого прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини.

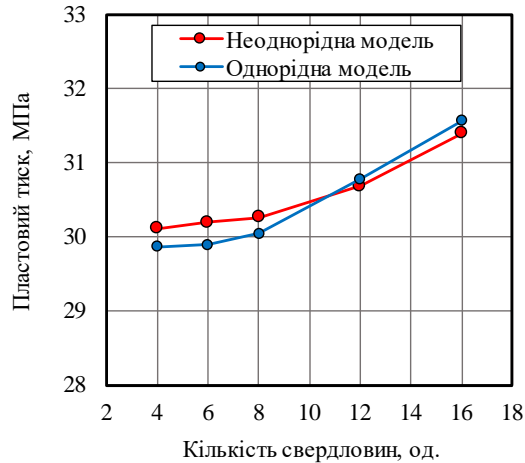


Рис. 2. Залежності пластового тиску на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин від щільності сітки нагнітальних свердловин при розробці однорідного та неоднорідного покладів

Залежності коефіцієнта вилучення газу від кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини при розробці однорідного та неоднорідного продуктивних покладів наведено на рис. 3.

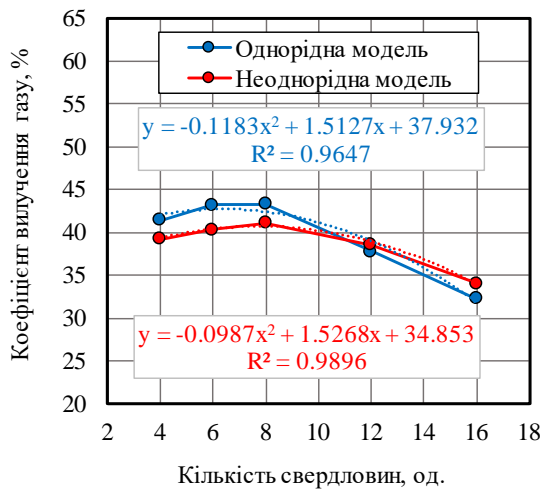


Рис. 3. Залежності коефіцієнта вилучення газу від кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини при розробці однорідного та неоднорідного покладів

Згідно з результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення кількості нагнітальних свердловин для нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад з метою сповільнення просування пластової води.

На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини максимальне значення кількості нагнітальних свердловин становить: для однорідного продуктивного покладу – 6,41 (7) одиниць, для неоднорідного продуктивного покладу – 7,74 (8) одиниць.

На основі проведених досліджень встановлено, що у випадку наявності просторової неоднорідності продуктивного покладу для ефективного блокування просування 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 яким відбувається випереджаюче просування фронту пластової води та неуглеводного газу. Результати моделювання показують, що збільшення кількості (щільності) сітки нагнітальних свердловин забезпечує блокування руху води по більшій площі високопроникних пропластків покладу, внаслідок чого проявляється значно вища ефективність застосування технології нагнітання діоксиду вуглецю, щодо ефективного блокування пластової води при розробці неоднорідних покладів.

Прогнозний коефіцієнт вилучення газу для наведеного максимального значення кількості нагнітальних свердловин в однорідній моделі становить 64,05% а в неоднорідній моделі – 55,56%. При розробці на виснаження кінцеві коефіцієнти вилучення газу для однорідної та неоднорідної моделей становлять 51,72 % та 49,44%, відповідно.

Висновки

Використовуючи основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger проведено дослідження впливу неоднорідності пластів на характер просування законтурних вод при нагнітанні діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті.

За результатами проведених досліджень визначено максимальне значення кількості нагнітальних свердловин для нагнітання діоксиду вуглецю в однорідний та неоднорідний поклади з метою зниження активності водонапірної системи. максимальне значення кількості нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини становить 6,41 (6) свердловин для однорідного покладу та 7,74 (8) свердловин для неоднорідного продуктивного покладу. Згідно з результатами досліджень встановлено, що при наявності значної неоднорідності продуктивних покладів необхідно забезпечити більшу щільність сітки нагнітальних свердловин для ефективного блокування надходження пластової води порівняно з розробкою однорідних колекторів за таких же умов.

Прогнозний коефіцієнт вилучення газу для наведеного максимального значення кількості нагнітальних свердловин в однорідній моделі становить 64,05% а в неоднорідній моделі – 55,56%. При розробці на виснаження кінцеві коефіцієнти вилучення газу для однорідної та неоднорідної моделей становлять 51,72 % та 49,44%, відповідно.

На основі результатів моделювання встановлено технологічну ефективність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту з метою регулювання надходження пластової води в продуктивні поклади та підвищення кінцевого коефіцієнту вилучення природного газу в умовах прояву водонапірного режиму.

Література

1. A. Romi, O. Burachok, M.L. Nistor, C. Spyrou, Y. Seilov, O. Djuraev, S. Matkivskiy, and other. (2019). Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin Conference Proceedings, Petroleum Geostatistics 2019, Sep 2019, Volume 2019, p.1 – 5.
2. Довідник з нафтогазової справи /В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. – К.: Львів, 1996.- 620 с.
3. Обводнення газових і нафтових свердловин [Текст] / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – 1 – ше вид., Міжнародна економічна фундація.: – Київ, 2006. – 791 с.
4. 4. Geffen. T.M., Parrish. D.R., Haynes. C.W., aid Morse R.A. (1952). Efficiency of Gas Displacement from Porous Media by Liquid Flooding. Trans., AIME (1952) 195, 29-38.
5. Kondrat O., Matkivskiy S. (2020). 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.
6. Turta A. T., Sim, S. S. K., Singhai A. K. and Hawkins B. F. (2008). Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas - Gas Displacement”, Journal of Canada Petroleum Technology, Volume 47, Number 10, Al-berta, Canada, 2008, Pp. 1-6
7. Kryvulya S., Matkivskiy 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.
8. Al-Hashami A., Ren S. R. and Tohidi B.: CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, SPE 94129, SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain, 13-16 June, 2005, Pp. 1-7.
9. Matkivskiy 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.
10. 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 // Ж-л “Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ”, № 1(74), С. 82-88.

Стаття надійшла до редакційної колегії 31.03.2021 р.

**INCREASING THE DEGREE OF GAS RECOVERY
OF RESERVOIRS OF NATURAL GASES UNDER
THE CONDITIONS OF THE MANIFESTATION
OF THE WATER DRIVE USING CARBON DIOXIDE****S. V. Matkivskiy¹, L. I. Khaidarova²**

¹*Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gases;
61010, Kharkiv, Gymnasium embankment, 20;*

ph. 0961746604, e-mail: matkivskiy.sergey@ndigas.com.ua;

²*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivsk, st. Karpatska, 15;*

ph. 0966587275, e-mail: lilya.matiishun@gmail.com

To improve the existing technologies for field development under the conditions of the manifestation of a water drive, additional studies were carried out using the main tools of Eclipse and Petrel hydrodynamic modeling from Schlumberger. Based on the results of the studies carried out, it was found that in the presence of significant heterogeneity of productive reservoirs, it is necessary to ensure a high density of the injection wells network to effectively block the movement of formation water in comparison with the development of homogeneous reservoirs under the same conditions. This research result is explained by the advanced advance of the formation water front and non-hydrocarbon gases along the most highly permeable interlayers of the gas condensate field. Based on the results of the conducted studies, the maximum value of the number of injection wells for injecting carbon dioxide into homogeneous and heterogeneous reservoirs was determined in order to reduce the activity of the water pumping system and ensure stable operation of production wells for a long period of development of productive reservoirs. The maximum value of the number of injection wells at the time of the breakthrough of carbon dioxide in the production wells is 6.41 (6) wells for a homogeneous reservoir 7.74 (8) wells for a heterogeneous reservoir. The predicted gas recovery factor for the reduced maximum value of the number of injection wells in the homogeneous model is 65.05 %, and in the heterogeneous model - 55.56 %. When developing for depletion, the final gas recovery rates for homogeneous and heterogeneous models are 51.72 % and 49.44 %, respectively. The research results indicate the technological efficiency of introducing the technology of injection of carbon dioxide at the boundary of the initial gas-water contact in order to regulate the flow of formation water into gas-saturated horizons and increase the final gas recovery factor under such conditions.

Key words: *3D model of the field, gas condensate reservoir, water drive, trapped gas, injection of carbon dioxide.*