УДК 622.279.5

<https://doi.org/10.31996/mru.2021.2.33-37>

С. В. МАТКІВСЬКИЙ, аспірант кафедри видобування нафти і газу (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу), начальник відділу проектування систем розробки родовищ вуглеводнів (Український науково-дослідний інститут природних газів, м. Харків), matkivskyi.sergey@ndigas.com.ua, <https://orcid.org/0000-0002-4139-1381>

S. MATKIVSKYI, PhD student at the department of oil and gas fields development (Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas), head of the hydrocarbon fields development planning department (Ukrainian scientific-research institute of natural gases, Kharkiv), Ukraine, matkivskyi.sergey@ndigas.com.ua, <https://orcid.org/0000-0002-4139-1381>

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ ГАДЯЦЬКОГО РОДОВИЩА З ВИКОРИСТАННЯМ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ

STUDY OF THE EFFICIENCY OF REGULATION OF THE PROCESS OF WATERFLOODING OF GAS-CONDENSATE RESERVOIRS OF THE HADIACH FIELD USING CARBON DIOXIDE

Для вдосконалення наявних технологій розробки родовищ вуглеводнів в умовах прояву водонапірного режиму досліджено ефективність регулювання надходження пластових вод у продуктивні поклади внаслідок нагнітання діоксиду вуглецю. У процесі дослідження застосовано головні інструменти гідродинамічного моделювання на основі цифрової тривимірної моделі газоконденсатного родовища. За результатами проведених досліджень з'ясовано, що в разі нагнітання неуглеводневого газу в газоконденсатному покладі підтримується пластовий тиск на значно вищому рівні, порівнюючи з розробкою на виснаження. Завдяки цьому забезпечується створення додаткового гідродинамічного бар'єра в зоні нагнітання, що частково блокує рух та перешкоджає просуванню пластової води в газонасичені горизонти. На основі проведених досліджень визначено, що нагнітання діоксиду вуглецю в поклад призводить до зменшення об'ємів видобутку пластової води, порівнюючи з розробкою на виснаження. Завдяки впровадженню досліджуваної технології вторинного видобутку вуглеводнів забезпечується стабільна й безводна експлуатація видобувних свердловин упродовж тривалого періоду. За результатами аналізу головних технологічних показників розробки покладу варто зазначити, що завдяки впровадженню досліджуваної технології забезпечується додатковий видобуток газу та конденсату. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу на момент прориву агента нагнітання до експлуатаційних свердловин збільшується на 2,95 % проти варіанта розробки покладу на виснаження за величиною залишкових запасів газу, а коефіцієнт вилучення конденсату водночас зростає на 1,24 %. На основі результатів моделювання можна стверджувати, що впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю мінімізує негативний вплив законтурних вод на процес видобутку вуглеводнів і забезпечує підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів.

Ключові слова: цифрова модель, родовище, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, обводнення, технології, нагнітання діоксиду вуглецю, вуглеводневилучення.

To improve the existing technologies for the development of hydrocarbon reservoirs in the conditions of the manifestation of a water drive, the study of the effectiveness of regulating the flow of formation water into productive reservoirs by injection of carbon dioxide was carried out. The study was carried out using the basic tools of hydrodynamic modeling based on a digital three-dimensional model of a gas condensate field. Based on the results of the studies, it was found that in the case of injection of non-hydrocarbon gas in a gas condensate reservoir, the reservoir pressure is maintained at a higher level compared to depletion development. This ensures the creation of an additional hydrodynamic barrier in the injection zone, partially blocks and prevents the movement of formation water into gas-saturated horizons. Based on the studies carried out, it was found that the injection of carbon dioxide into the reservoir leads to a decrease in the volume of produced water production in comparison with depletion development. Owing to the introduction of the studied technology of secondary hydrocarbon production, stable and waterless operation of production wells is ensured for a long period of additional development of the reservoir. Based on the results of the analysis of the main technological indicators of the reservoir development, it should be noted that due to the introduction of the technology under study, additional gas and condensate production is provided. The predicted gas recovery factor at the time of the injection agent breakthrough in production wells increases by 2,95 % compared to the depletion development option in terms of residual gas reserves, while the condensate recovery factor increases by 1,24 %. Based on the simulation results, it can be argued that the introduction of carbon dioxide injection technology minimizes the negative impact of edge waters on the hydrocarbon production process and ensures an increase in the final hydrocarbon recovery factors.

Keywords: digital model, field, gas condensate reservoir, water drive, waterflooding, technologies, injection of carbon dioxide, hydrocarbon recovery factor.

Вступ

Більшість продуктивних покладів газових і газоконденсатних родовищ виснажені й здебільшого перебувають під впливом пластових водонапірних систем і розробляються в умовах просування пластової води в газонасичені інтервали продуктивних горизонтів [3, 4].

Розробка родовищ за водонапірного режиму характеризується нерівномірним переміщенням газоводяного контак-

ту залежно від характеру розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів як за площею, так і за товщиною. Неоднорідність зумовлює вибіркове обводнення продуктивних покладів по високопроникних пропластках і заземлення частини залишкових запасів газу, які обійшла вода [5].

Рациональна система розробки газових і газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму має ґрунтуватися на систематичному контролі за надходженням пластових вод у газонасичені горизонти, а також на контролі за обводненням

видобувних свердловин. У міру виснаження пластової енергії відбувається підняття газоводяного контакту, що призводить до зменшення газонасиченої товщини пластів, появи води в продукції видобувних свердловин і зниження дебітів газу. Визначення положення газоводяного контакту – важливе завдання контролю, без вирішення якого неможлива раціональна розробка покладів [2].

Коефіцієнти вилучення природного газу з продуктивних покладів, для яких характерний активний водонапірний режим розробки, переважно становлять 70–85 % [2]. Що активніша водонапірна система, то більша насиченість залишковим газом і менший коефіцієнт вилучення вуглеводнів з продуктивного пласта [13].

До перспективних методів регулювання надходження пластової води в продуктивні пласти належать технології нагнітання неуглеводневих газів. Однією з успішних технологій у галузі збільшення видобутку природного газу є технологія нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту [12]. Завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю зацмелений газ витісняється пластовою водою до експлуатаційних свердловин і водночас створюється додатковий бар'єр між водонапірною системою та газонасиченими покладами [10, 11].

Численні дослідження підтверджують, що завдяки нагнітання діоксиду вуглецю вдається додатково вилучити набагато більший об'єм газу, порівнюючи з наявними варіантами розробки родовища на виснаження, і забезпечити значно вищі коефіцієнти вилучення газу [14, 17].

Діоксид вуглецю характеризується кращими витіснювальними властивостями, порівнюючи з азотом та дімовими газами, що засвідчено результатами численних лабораторних досліджень і промислових дослідів [9, 16]. Завдяки розчинності діоксиду вуглецю в пластових флюїдах (нафті, конденсаті, пластовій воді) забезпечується зменшення в'язкості нафти й конденсату та підвищується в'язкість пластової води. Тож із впровадженням технології нагнітання діоксиду вуглецю збільшується рухомість вуглеводневих флюїдів і зменшується рухомість пластової води [6].

З огляду на всю складність розробки родовищ вуглеводнів в умовах активного надходження пластової води в продуктивні поклади, доцільно впроваджувати технології, які сповільнюватимуть процес обводнення продуктивних покладів і в такий спосіб забезпечуватимуть найвищі кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводневилучення.

Зважаючи на високу технологічну ефективність вторинних технологій розробки родовищ вуглеводнів, рекомендується впровадження їх на родовищах України для підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів. Оптимізація систем дорозробки виснажених обводнених родовищ вуглеводнів на практиці дасть змогу суттєво інтенсифікувати процес видобутку газу та конденсату.

Постанова проблеми

На сьогодні головна частина видобутку природного газу в Україні забезпечується з родовищ, що перебувають на завершальній стадії розробки, однак ще характеризуються великими запасами залишкового газу. Пошук оптимальних способів регулювання надходження законтурних вод у газонасичені горизонти та видобутку мікро- і макрозацмеленого газу з резервуару – важлива проблема, потреба розв'язання якої набуває дедалі більшої актуальності.

Отже, потрібні додаткові дослідження для напрацювання оптимальних способів підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення з газових і газоконденсатних родовищ, які розробляються за водонапірного режиму з використанням цифрового моделювання.

Виклад основного матеріалу

Одним з перспективних родовищ вуглеводнів України, що характеризується великим енергетичним потенціалом і розробляється за водонапірного режиму, є Гадяцьке нафтогазоконденсатне родовище, відкрите в 1972 році. На основі аналізу історії його розробки встановлено, що видобувні свердловини припиняли фонтанування внаслідок самозадавлення пластовою рідиною й виводилися з експлуатації внаслідок обводнення. Тож постає досить актуальна проблема напрацювання способів вилучення залишкових запасів газу Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища й збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення в умовах активного надходження законтурних вод у газонасичені горизонти.

Для дослідження ефективності технології нагнітання діоксиду вуглецю вибрано поклад горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. У процесі досліджень використано основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger [8, 15]. Розрахунки виконано на основі постійної геолого-технологічної моделі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. Для відтворення фізичних процесів, що відбуваються в покладі в разі нагнітання неуглеводневих газів, використано композиційну PVT-модель [1, 7].

Структурну карту по покрівлі колектора газоконденсатного покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища представлено на рис. 1.

Концептуальну модель газоконденсатного покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища наведено на рис. 2.

Для впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад горизонту В-16 як нагнітальні використано вже пробурені на родовищі й нині не експлуатовані свердловини. Використовуючи адаптовану до фактичних даних історії розробки постійну геолого-технологічну модель Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища, визначено локалізацію залишкових запасів газу, зацмеленого пластовою водою. Після встановлення ділянок продуктивного покладу з високою залишковою газонасиченістю на основі адаптованої до фактичних даних цифрової моделі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища підібрано низку нагнітальних свердловин №№ 52, 101, 201, 202, з використанням яких буде охоплено витісненням найбільший об'єм залишкових запасів газу, зацмелених пластовою водою. Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється впродовж 16 місяців. Приймальність нагнітальних свердловин становить 50 тис. м³/добу. Продуктивний поклад розробляють до моменту прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини.

Стан обводненості покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища в зонах розміщення нагнітальних свердловин **на початок** нагнітання діоксиду вуглецю наведено на рис. 3.

На основі результатів моделювання розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища з'ясовано, що в разі нагнітання діоксиду вуглецю в поклад забезпечується підтримання пластового тиску на вищо-

Рис. 1. Структурна карта по покрівлі колектора газоконденсатного покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища

Рис. 2. Концептуальна модель газоконденсатного покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища

Рис. 3. Стан обводненості покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища в зонах розміщення нагнітальних свердловин на початок нагнітання діоксиду вуглецю

му рівні, порівнюючи з розробкою на виснаження.

Динаміку пластового тиску в часі, у разі розробки покладу горизонту В-16 на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю, наведено на рис. 4.

Аналізуючи динаміку пластового тиску, варто зазначити, що на завершальній стадії розробки покладу горизонту В-16 спостерігається інтенсивне збільшення пластового тиску. Такий характер залежностей зумовлений зменшенням об'ємів видобутку природного газу й активним надходженням пластової води в поклад. Унаслідок – відбувається компенсація видобутку вуглеводнів.

Згідно з проведеними дослідженнями визначено, що нагнітання діоксиду вуглецю на межі газоводяного контакту призводить до зменшення об'ємів видобутку пластової води, порівнюючи з розробкою на виснаження. На основі результатів моделювання можна стверджувати, що впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю знижує активність водонапірної системи й мінімізує негативний вплив законтурних вод на процес видобутку вуглеводнів.

Динаміку накопиченого видобутку пластової води під час розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та в процесі нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин №52, 101, 201, 202 наведено на рис. 5.

Аналіз залежності динаміки накопиченого видобутку пластової води засвідчує, що в разі розробки покладу горизонту В-16 з нагнітанням ді-

Рис. 4. Динаміка пластового тиску в часі в разі розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та під час нагнітання діоксиду вуглецю

Рис. 5. Динаміка накопиченого видобутку пластової води під час розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища на виснаження та в процесі нагнітання діоксиду вуглецю з використанням свердловин № 52, 101, 201, 202

окси́ду вуглецю відбувається відтермінування процесу обводнення видобувних свердловин. Завдяки впровадженню досліджуваної технології підвищення вуглеводневилучення прогнозується забезпечення стабільної та безводної експлуатації видобувних свердловин упродовж тривалішого періоду дорозробки газоконденсатного покладу, порівнюючи з варіантом на виснаження.

На основі результатів моделювання можна стверджувати про високу технологічну ефективність упровадження вторинних технологій розробки родовищ вуглеводнів за водонапірного режиму з використанням діоксиду вуглецю. Істотна різниця в густинах діоксиду вуглецю та природного газу зумовлює створення штучного бар'єра між пластовою водою і природним газом, який блокує вибіркове просування пластової води й у такий спосіб забезпечує стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин упродовж тривалішого періоду дорозробки продуктивного покладу, порівнюючи з розробкою на виснаження.

На основі результатів моделювання розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родо-

Таблиця. Результати розрахунків коефіцієнтів вилучення газу й конденсату на кінець розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища в разі нагнітання діоксиду вуглецю та під час розробки покладу на виснаження

Нагнітальні свердловини, №№	Видобувні свердловини, №№	Коефіцієнт вилучення газу (від залишкових запасів), %		
		Нагнітання	Виснаження	Δ, %
52, 101, 201, 202	56, 73, 74, 75	32,56	29,61	2,95
		Коефіцієнт вилучення конденсату (від залишкових запасів), %		
		Нагнітання	Виснаження	Δ, %
		7,92	6,68	1,24

вища розраховано прогнозні коефіцієнти вилучення вуглеводнів.

Результати розрахунків коефіцієнтів вилучення газу й конденсату на кінець розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища в разі нагнітання діоксиду вуглецю та під час розробки покладу на виснаження наведено в таблиці.

За результатами проведених розрахунків визначено, що завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується додатковий видобуток газу й конденсату. Прогнозний коефіцієнт вилучення газу на момент прориву агента нагнітання в останню з видобувних свердловин збільшується на 2,95 %, порівнюючи з варіантом розробки покладу на виснаження, за величиною залишкових запасів газу. Кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату при цьому також збільшується і зростає на 1,24 %.

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

Висновки

З використанням постійної геолого-технологічної моделі Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища досліджено процес регулювання надходження пластової води в газонасичені горизонти шляхом нагнітання діоксиду вуглецю на межі газоводяного контакту. За результатами аналізу технологічних показників розробки покладу горизонту В-16 Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища визначено, що в разі впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується зменшення видобутку пластової води. Унаслідок великої різниці в густинах діоксиду вуглецю та природного газу створюється штучний бар'єр між пластовою водою і природним газом, який блокує вибіркове просування пластової води й у такий спосіб забезпечує стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин упродовж тривалішого періоду дорозробки продуктивного покладу, порівнюючи з розробкою на виснаження.

Результати моделювання засвідчують, що завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується додатковий видобуток газу й конденсату.

Прогнозний коефіцієнт вилучення газу на момент прориву агента нагнітання в останню з видобувних свердловин збільшується на 2,95 %, а коефіцієнт вилучення конденсату – на 1,24 %.

На основі результатів проведених досліджень підтверджено високу технологічну ефективність упровадження вторинних технологій підвищення вуглеводневилучення з виснажених обводнених газових і газоконденсатних родовищ шляхом нагнітання діоксиду вуглецю. Доцільність впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю необхідно підтверджувати на основі всебічних техніко-економічних розрахунків.

ЛІТЕРАТУРА

1. 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. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)
2. Довідник з нафтогазової справи/В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Львів, 1996. – 620 с.
3. Кондрат Р. М. Газоконденсатотдача пластов/Р. М. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
4. Матківський С. В., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. та ін. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів//Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2020. – № 2 (75). – С. 43–51. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2\(75\)-43-51](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2(75)-43-51)
5. Обводнення газових і нафтових свердловин/В. С. Бойко, Р. В. Бойко, Л. М. Кеба, О. В. Семінський. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. – 791 с.
6. 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. – P. 1–7. <https://doi.org/10.2118/94129-MS>
7. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M. L., Grytsai D., Matkivskiy S., Bikman Y., Kondrat O. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. 82nd eage conference & exhibition. 8–11 December, 2020, Amsterdam, The Netherlands. – P. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202010155>
8. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1. Schlumberger, 2020. – 1078 p.
9. Mamora D. D. and Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs, SPE Technical Conference and Exhibition, 29 Sept. – 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas. – P. 1–9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
10. Matkivskiy S. Effects of the rate of natural gas production on the recovery factor during carbon dioxide injection at the initial gas-water contact//Technology and system of power supply. – 2021. – № 1/3 (57). – P. 6–11. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.225603>
11. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor//Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2021. – № 1/6 (109). – P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
12. 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. – 2020. – Vol. 230. – P. 1–10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>
13. Ogolo N. A., Isebor J. O., Onyekonwu M. O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs, SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 5–7 August, Lagos, Nigeria, 2014. <https://doi.org/10.2118/172364-MS>
14. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L. and White S. P. Mixing of CO₂ and CH₄ in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies, USA, Canada and New Zealand, 2003. – P. 1–5. <https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>
15. Petrel. Help. Version 2019.2. Mark of Schlumberger
16. Sim S. S. K., Turta A. T., Singhal A. K., Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. Canadian International Petroleum Conference. 16–18 June, Calgary, Alberta, 2009. <https://doi.org/10.2118/2009-023>
17. Turta A. T., Sim S. S. K., Singhal A. K. and Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas – Gas Displacement//Journal of Canada Petroleum Technology. – Alberta, Canada, 2008. – Vol. 47. – № 10. – P. 1–6. <https://doi.org/10.2118/08-10-39>

REFERENCES

1. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Bikman Ye. S., Kondrat O. R. Gas-condensate EOS PVT fluid modeling using limited input data//Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch. – 2020. – № 1 (74). – P. 82–88. (In Ukrainian). [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1\(74\)-82-88](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-1(74)-82-88)
2. Handbook of oil and gas business/V. S. Boiko, R. M. Kondrat, R. S. Yaremiichuk. – Lviv, 1996. – 620 p. (In Ukrainian).
3. Kondrat R. M. Gas condensate recovery of layers. – Moskva: Nedra, 1992. – 255 p. (In Russian).
4. Matkivskiy S. V., Kondrat A. R., Khaidarova L. I. et al. Investigation of the influence of a small show of a water-pressure system on the authenticity of the material balance of reservoirs//Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch. – 2020. – № 2 (75). – P. 43–51. (In Ukrainian). [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2\(75\)-43-51](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2(75)-43-51)
5. Water cut of gas and oil wells/V. S. Boiko, R. V. Boiko, L. M. Keba, O. V. Seminskyi. – Kyiv: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiia, 2006. – 791 p. (In Ukrainian).
6. 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. – P. 1–7. <https://doi.org/10.2118/94129-MS>
7. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M. L., Grytsai D., Matkivskiy S., Bikman Y., Kondrat O. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. 82nd eage conference & exhibition. 8–11 December, 2020, Amsterdam, The Netherlands. – P. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202010155>
8. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1. Schlumberger, 2020. – 1078 p.
9. Mamora D. D. and Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs, SPE Technical Conference and Exhibition, 29 Sept. – 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas. – P. 1–9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
10. Matkivskiy S. Effects of the rate of natural gas production on the recovery factor during carbon dioxide injection at the initial gas-water contact//Technology and system of power supply. – 2021. – № 1/3 (57). – P. 6–11. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.225603>
11. Matkivskiy S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor//Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2021. – № 1/6 (109). – P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
12. 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. – 2020. – Vol. 230. – P. 1–10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>
13. Ogolo N. A., Isebor J. O., Onyekonwu M. O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs, SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 5–7 August, Lagos, Nigeria, 2014. <https://doi.org/10.2118/172364-MS>
14. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L. and White S. P. Mixing of CO₂ and CH₄ in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies, USA, Canada and New Zealand, 2003. – P. 1–5. <https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>
15. Petrel. Help. Version 2019.2. Mark of Schlumberger
16. Sim S. S. K., Turta A. T., Singhal A. K., Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. Canadian International Petroleum Conference. 16–18 June, Calgary, Alberta, 2009. <https://doi.org/10.2118/2009-023>
17. Turta A. T., Sim S. S. K., Singhal A. K. and Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas – Gas Displacement//Journal of Canada Petroleum Technology. – Alberta, Canada, 2008. – Vol. 47. – № 10. – P. 1–6. <https://doi.org/10.2118/08-10-39>

Р у к о п и с о т р и м а н о 19.05.2021.