

Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2023-1(86)-16-28

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ В УМОВАХ ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ

¹С. В. Матківський*, ²О. Р. Кондрат

¹ Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28;
тел./факс (044) 272-31-15, e-mail: matkivskij@gmail.com

² ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

На основі результатів проведених досліджень розроблено технології регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин шляхом нагнітання діоксиду вуглецю поблизу початкового контуру газоносності, які характеризуються високою технологічною ефективністю. Визначено, що підвищення коефіцієнта вилучення природного газу можна досягнути шляхом реалізації технології нагнітання діоксиду вуглецю 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. Для отримання максимальних значень коефіцієнта вилучення природного газу необхідно забезпечити відповідне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами. Відповідно до результатів розрахунків необхідне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами становить 1,29 для однорідного покладу та 0,97 - для неоднорідного покладу. Підвищення коефіцієнта вилучення природного газу шляхом нагнітання діоксиду вуглецю можна забезпечити у випадку обґрунтування раціональних технологічних параметрів експлуатації нагнітальних та видобувних свердловин. Для забезпечення високих коефіцієнтів вуглеводневилучення необхідно забезпечити раціональне відношення темпу нагнітання діоксиду вуглецю до темпу видобутку природного газу на рівні 1,25. Впровадження розроблених технологій підвищення кінцевого вуглеводневилучення родовищ природних газів для водонапірного режиму дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та вийти на світовий рівень вирішення даної проблеми.

Ключові слова: цифрове моделювання, тривимірні моделі, родовище, видобуток вуглеводнів, вторинні технології розробки, обводнення, газоводяний контакт, підвищення вуглеводневилучення, діоксид вуглецю.

Based on the results of the research, a technology has been developed to control the process of watering productive reservoirs and production wells by injecting carbon dioxide near the initial gas-bearing contour, which are characterized by high technological efficiency. According to the results of the studies, an increase in the natural gas recovery factor can be achieved by implementing the technology of carbon dioxide injection according to the duration of the period of its injection into the reservoir, which, with battery placement of injection wells at the initial gas-bearing contour and production wells in the center of the reservoir, is four months per hundred meters of distance between and production wells, and in the case of cyclic injection - with an injection cycle duration of 8 months. To obtain the maximum values of the natural gas recovery factor, it is necessary to provide an appropriate ratio of the distance between injection wells to the distance between production wells. According to the calculation results, the ratio of the distance between injection wells to the distance between production wells is 1.29 for a homogeneous reservoir and 0.97 for a heterogeneous reservoir. An increase in the natural gas recovery factor by

injecting carbon dioxide can be achieved by substantiating rational technological parameters for the operation of injection and production wells. To ensure high hydrocarbon recovery rates, it is necessary to ensure a rational ratio of the rate of carbon dioxide injection to the rate of natural gas production at the level of 1.25. The introduction of the developed technologies for increasing the final hydrocarbon of the extraction of natural gas reservoirs in the waterdrive will significantly intensify the process of hydrocarbon production and reach the global level of solving this problem.

Key words: digital modeling, 3D models, field, hydrocarbon production, secondary development technologies, watering, gas-water contact, hydrocarbon enhancement, carbon dioxide.

Вступ

Сучасний стан сировинної бази нафтогазової промисловості України характеризується погіршенням структури та якості запасів. Більшість родовищ, з яких донедавна отримували основний видобуток нафти і газу, вступила в період спадаючого видобутку і завершальну стадію розробки. Ефективність видобування залишкових запасів вуглеводнів традиційними методами на сьогоднішній день вважається незадовільною. Зважаючи, що попит на нафтопродукти зростає, актуальним стає питання впровадження сучасних методів підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення [1-2].

Пріоритетним напрямом підвищення ступеня вилучення вуглеводнів є розвиток сучасних інтегрованих технологій, які зможуть забезпечити високий кінцевий коефіцієнт вуглеводневилучення з виснажених, а також нових родовищ. Однією з таких технологій підвищення вуглеводневилучення є технологія нагнітання діоксиду вуглецю, яка є достатньо відомою та успішно використовується у світі [3].

Кліматичні норми в цілому світі стають все більш строгими та вимагають невідкладних дій з метою зниження навантаження на навколишнє середовище. Тому виникає гостра необхідність в швидкому уловлюванні техногенного діоксиду вуглецю на великих енергоємних підприємствах з подальшим його зберіганням без контактування з навколишнім середовищем протягом тривалого часу [4].

Перспективним напрямом утилізації цього техногенного діоксиду вуглецю є його нагнітання в нафтогазові родовища з метою підвищення їх вуглеводневилучення [5-6]. Особливу увагу слід приділити саме газовим та газоконденсатним родовищам, які розробляються в умовах водонапірного режиму.

В даному випадку слід зазначити, що діоксид вуглецю виступає в ролі корисного продукту, завдяки якому в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини можна підвищити кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів та знизити негативний вплив на навколишнє середовище [4]. Однак на сьогоднішні не існує єдиної

методики визначення економічного ефекту від подібних проєктів.

Зважаючи на викладене, існує необхідність у проведенні додаткових досліджень з метою формування економічних механізмів реалізації інвестиційних проєктів з уловлювання техногенного діоксиду вуглецю з подальшим його нагнітанням у виснажені нафтогазові поклади.

Для забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів з продуктивних покладів необхідно проводити досліджень з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання на основі постійно діючих геолого-технологічних моделей. Оскільки саме цифрова тривимірна модель є основним інструментом дослідження нафтогазових родовищ з метою підвищення якості проєктування та оцінки ефективності реалізації проєктних рішень.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Родовища природних газів в більшості випадків є багатопластовими і складаються з неоднорідних порід-колекторів [7]. Розробка таких родовищ в умовах активного надходження пластової води у газонасичені інтервали продуктивних горизонтів характеризується нерівномірним переміщенням газоводяного контакту залежно від фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів як за площею, так і за товщиною [8-9]. Неоднорідність, яка притаманна родовищам вуглеводнів, зумовлює вибіркоче обводнення продуктивних покладів та защемлення пластовою водою значних об'ємів природного газу. В обводнених частинах покладу залишається 15-30 % початкових запасів мікрота макрозачемленого газу [10-11].

На даний час проведено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень, пов'язаних з розробкою родовищ вуглеводнів в умовах активного надходження пластової води у продуктивні поклади. За результатами фундаментальних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу пластовою водою в пористому середовищі [12-13]. На основі результатів цих досліджень розроблено техноло-

гії розробки родовищ в умовах водонапірного режиму, які характеризуються як перевагами, так і значними недоліками [14-15]. Також з метою напрацювання оптимальних шляхів підвищення вуглеводневилучення за таких умов проведено значну кількість досліджень з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання [16-18].

На сьогоднішній день перспективними є вторинні та третинні технології розробки нафтогазових родовищ з використанням неуглеводневих газів. Як агенти нагнітання використовують азот, діоксид вуглецю, димові та викидні гази, суміші різних газів тощо [19-21].

Результати лабораторних досліджень [22-24] з витіснення залишкових запасів природного газу азотом, діоксидом вуглецю та димовими газами з моделей однорідного пласта та неоднорідних двошарових моделей доводять високу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю як агенту. Під час проведення досліджень на горизонтальних насипних моделях пласта кінцевий коефіцієнт витіснення метану азотом, діоксидом вуглецю та димовими газами змінювався у межах 73-87 % [22].

При витісненні метану діоксидом вуглецю та димовими газами із однорідних та неоднорідних двошарових моделей коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю з однорідних моделей становив 81 % на момент досягнення 2 % його вмісту у видобувному газі. У випадку неоднорідної моделі коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю для високопроникного пласта становив 77 %, а для низькопроникного пласта – 10 % [23].

Відповідно до результатів досліджень, що наведені у роботі [24], встановлено, що найбільший коефіцієнт вуглеводневилучення досягається у випадку використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання. Кінцевий коефіцієнт вилучення вуглеводнів при витісненні метану діоксидом вуглецю знаходився в межах 81-97,4 %. У випадку використання димових газів і азоту як агентів нагнітання для витіснення метану досягаються дещо менші значення коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Висока ефективність впровадження технологій нагнітання діоксиду вуглецю обумовлена високою його розчинністю в нафті і пластовій воді порівняно з іншими газами. При розчиненні діоксиду вуглецю в нафті збільшується її об'єм, що, в свою чергу, призводить до витіснення залишкової нерухої нафти до видобувних свердловин [25].

При взаємодії діоксиду вуглецю та пластової води відбуваються хімічні реакції, в резуль-

таті яких утворюється карбонатна кислота. Взаємодія кислоти з породою обумовлює збільшення проникності колектора за рахунок розчинення деяких видів цементів та породи пласта. Згідно з результатами лабораторних досліджень проникність пісковиків збільшується на 5-15 %, а доломітів – на 6-75 % [25-26]. Чим більша кількість діоксиду вуглецю розчиняється у воді, тим ефективнішим стає витіснення вуглеводнів. Зі збільшенням мінералізації пластової води знижується ступінь розчинності діоксиду вуглецю [26].

Впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади призводить до зниження міжфазового натягу на межі «вуглеводневий флюїд-вода», покращенні змочуваності породи при розчиненні у вуглеводневому флюїді та воді і забезпеченні переходу нафти з плівкового стану в крапельний. Нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового нафто-газоводяного контакту підвищує в'язкість пластової води [25-27].

Використання діоксиду вуглецю в нафтогазовій промисловості дозволить значно знизити вартість модернізації енергоємних підприємств та підвищити кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів нафтогазових родовищ в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

На сьогодні актуальною та недостатньо дослідженою залишається проблема регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин. Враховуючи всю складність розробки родовищ природних газів в умовах водонапірного режиму, доцільним було б впроваджувати технології, які б певним чином сповільнили процес надходження пластової води в поклади і тим самим забезпечили значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення.

Результати численних як лабораторних, так і експериментальних досліджень свідчать про високу ефективність вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання неуглеводневих газів. Однак до сьогодні не досліджена проблема вибору агенту нагнітання, який забезпечить найбільший ефект і за яких умов.

Таким чином, виникає необхідність у проведенні додаткових досліджень, особливо з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання на основі постійно діючих геолого-технологічних моделей. Оскільки саме цифрова тривимірною моделлю є основним

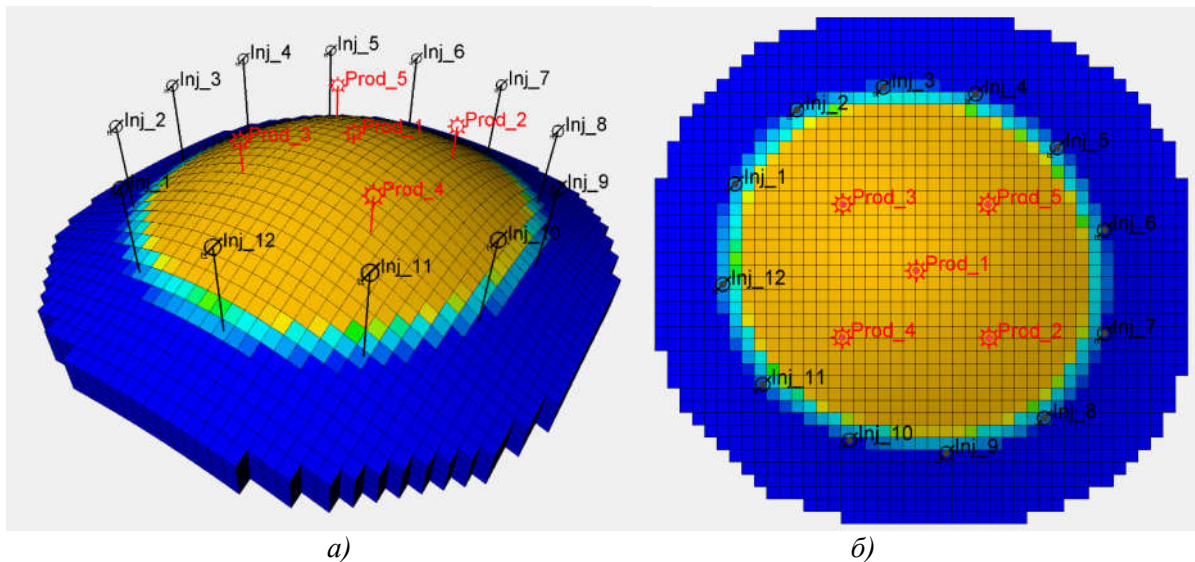


Рисунок 1 – Концептуальна 3D модель (а) та схема розміщення свердловин (б) на площі газонасності газового покладу

інструментом дослідження нафтогазових родовищ з метою підвищення якості проектування та оцінки ефективності реалізації проектних рішень.

Мета та завдання досліджень

Основною метою та завданням даних досліджень є удосконалення існуючих та розроблення нових технологій розробки газових родовищ в умовах водонапірного режиму з використанням діоксиду вуглецю та напрацювання основних шляхів зменшення негативного впливу водонапірної системи на процес видобутку вуглеводнів.

Виклад основного матеріалу досліджень

Для проведення досліджень з удосконалення існуючих технологій розробки родовищ природних газів за водонапірного режиму використовувались основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger [28-29].

З метою достовірного відтворення фізичних процесів, які протікають в продуктивному покладі в процесі нагнітання діоксиду вуглецю, створено композиційну PVT-модель [30-31]. Дослідження виконано на прикладі тривимірної цифрової моделі газового покладу.

Газовий поклад представлений моделлю округлої форми з такими параметрами: площа газонасності 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 проникності пласта – $8,65 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; глибина залягання покладу – 3300 м; початковий плас-

товий тиск – 35 МПа; пластова температура – 358 К. Запаси газу становлять 800,97 млн м^3 .

Розробка продуктивного покладу здійснюється з використанням 5 (п'яти) видобувних свердловин (Prod). Свердловини на площі газонасності газового 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 нагнітальних свердловин (Inj), які розміщені в радіусі 800 м від центральної свердловини та рівномірно розміщені по периметру початкового газозоводяного контакту.

Концептуальна 3D модель та схема розміщення свердловин на площі газонасності газового покладу наведена на рисунку 1.

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.

На основі проведених досліджень здійснювався розрахунок технологічних показників розробки покладу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин за величиною видобутої пластової води на момент його прориву.

Таблиця 1 – Результати розрахунків основних технологічних показників розробки залежно від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю наприкінці процесу розробки газового покладу

Період нагнітання діоксиду вуглецю, місяці	Накопичений видобуток вуглеводнів		
	газу, млн м ³	конденсату, тис.м ³	води, тис.м ³
12	537,1	28,3	131,9
14	514,1	27,5	48,0
16	498,2	26,9	17,8
18	488,2	26,4	7,4
21	478,6	26,0	2,5
24	471,4	28,3	0,1

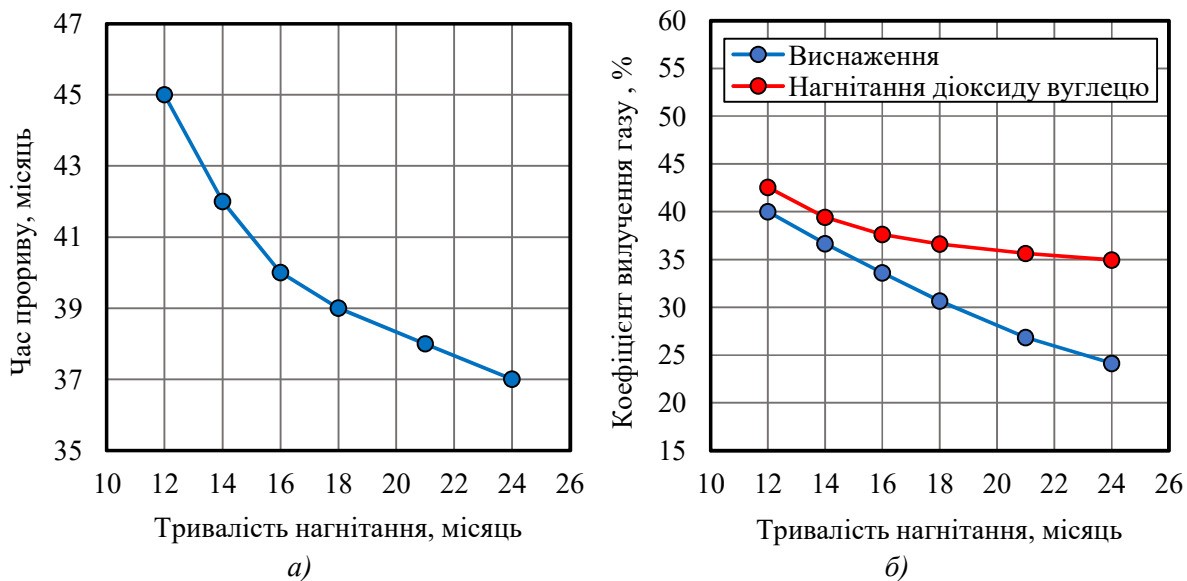


Рисунок 2 – Залежність часу прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин (а) та коефіцієнта вилучення газу (б) від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

При нагнітанні діоксиду вуглецю в газові поклади важливим є вибір тривалості періоду нагнітання; тривалість циклів нагнітання за циклічного його нагнітання; щільність сітки нагнітальних свердловин; технологічні режими експлуатації нагнітальних та видобувних свердловин.

Для оцінки впливу тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на коефіцієнт вилучення газу проведено дослідження для 12, 14, 16, 18, 21 та 24 місяці. Результати розрахунків свідчать про те, що збільшення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення загального видобутку вуглеводнів (табл. 1).

Проводячи аналіз результатів моделювання (табл. 1), також слід звернути увагу на величину накопиченого видобутку води наприкінці процесу розробки покладу залежно від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю. За результатами проведених розрахунків можна

стверджувати, що за рахунок нагнітання діоксиду вуглецю у продуктивний поклад досягається зниження активності водонапірної системи та забезпечується скорочення об'ємів видобутку пластової води, що значно знижує витрати на її утилізацію.

За результатами моделювання встановлено, що збільшення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю знижує тривалість експлуатації видобувних свердловин, а отже, і кінцевий коефіцієнт газовилучення (рис. 2).

За результатами чисельного моделювання встановлено, що підвищення кінцевого коефіцієнта вилучення природного газу можна досягнути у випадку тривалості 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.

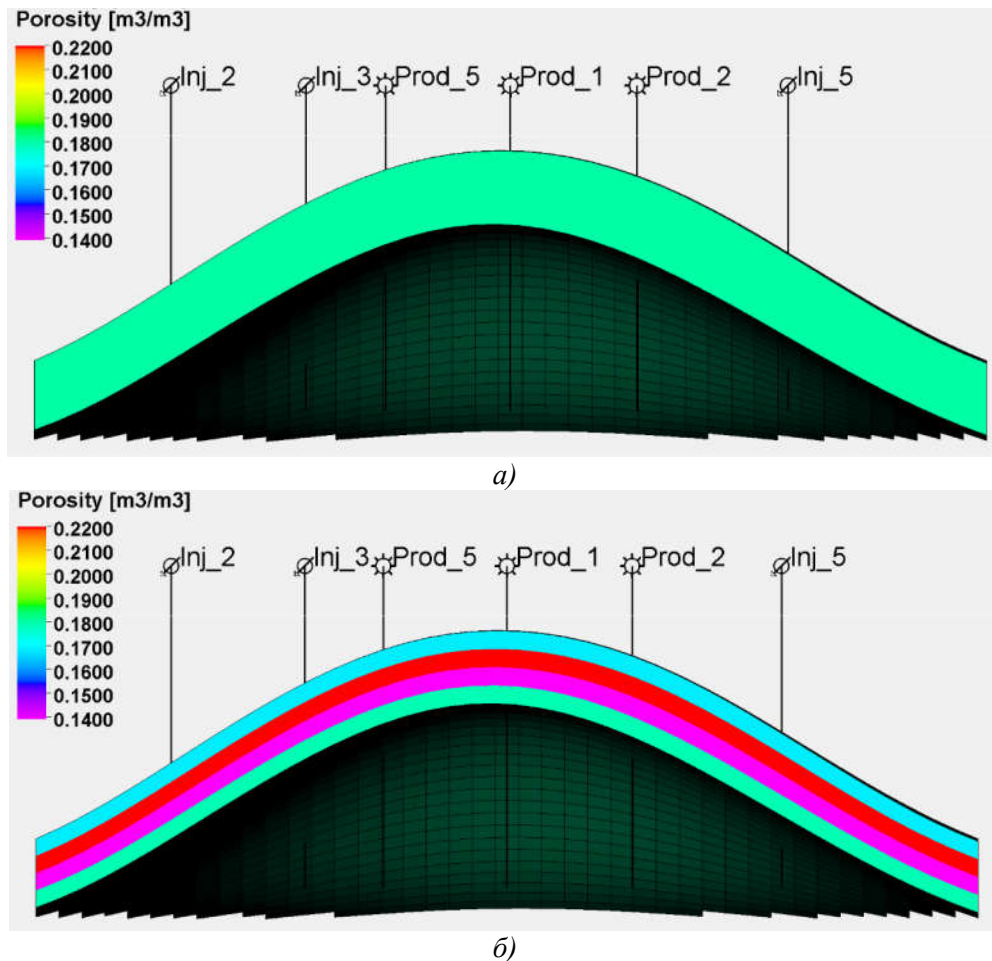


Рисунок 3 – Розподіл пористості в однорідній (а) та неоднорідній (б) 3D моделях газового покладу

Кінцевий коефіцієнт вилучення газу для наведеного раціонального значення тривалості періоду нагнітання становить 61,98 %, а при розробці на виснаження – 48,04 %.

Для оцінки впливу щільності сітки нагнітальних свердловин та розміщення їх по периметру початкового газоводяного контакту на ефективність регулювання процесу обводнення продуктивних покладів виконано дві серії досліджень. У першій нагнітання діоксиду вуглецю здійснювали в однорідний газовий поклад (рис. 3а), для проведення другої серії використано багатопластовий неоднорідний газовий поклад (рис. 3б). Розподіл пористості в неоднорідній тривимірній моделі (зверху вниз) становить 0,17; 0,22; 0,14 та 0,18, а коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 6,55; 17,64; 3,62 та 7,99 відповідно.

Дослідження проведено з використанням нагнітальних свердловин 4, 6, 8, 12, 16, які рівномірно розміщені на межі початкового газоводяного контакту. Відстань між нагнітальними свердловинами становить 1200, 800, 600, 400 та 300 метрів відповідно.

Аналізуючи результати досліджень, встановлено, що збільшення щільності сітки нагнітальних свердловин призводить до більш повного охоплення периметру газоносності діоксидом вуглецю (рис. 4). Завдяки цьому рух води блокується на більшій площі родовища, внаслідок чого проявляється значна ефективність застосування неуглеводневого газу щодо ефективного блокування пластової води.

На основі проведених досліджень проведено розрахунок прогнозних коефіцієнтів вилучення газу (рис. 5).

Аналізуючи результати розрахунків, встановлено, що зі збільшенням кількості нагнітальних свердловин з 4 до 8 одиниць досягається максимальне значення коефіцієнта вилучення газу, яке становить 43,37 % для однорідного покладу та 41,15 % для неоднорідного. Наступне ущільнення сітки нагнітальних свердловин призводить до зменшення газовилучення через швидкий прорив діоксиду вуглецю у видобувні свердловини.

Згідно з результатами проведених досліджень встановлено, що для отримання високих

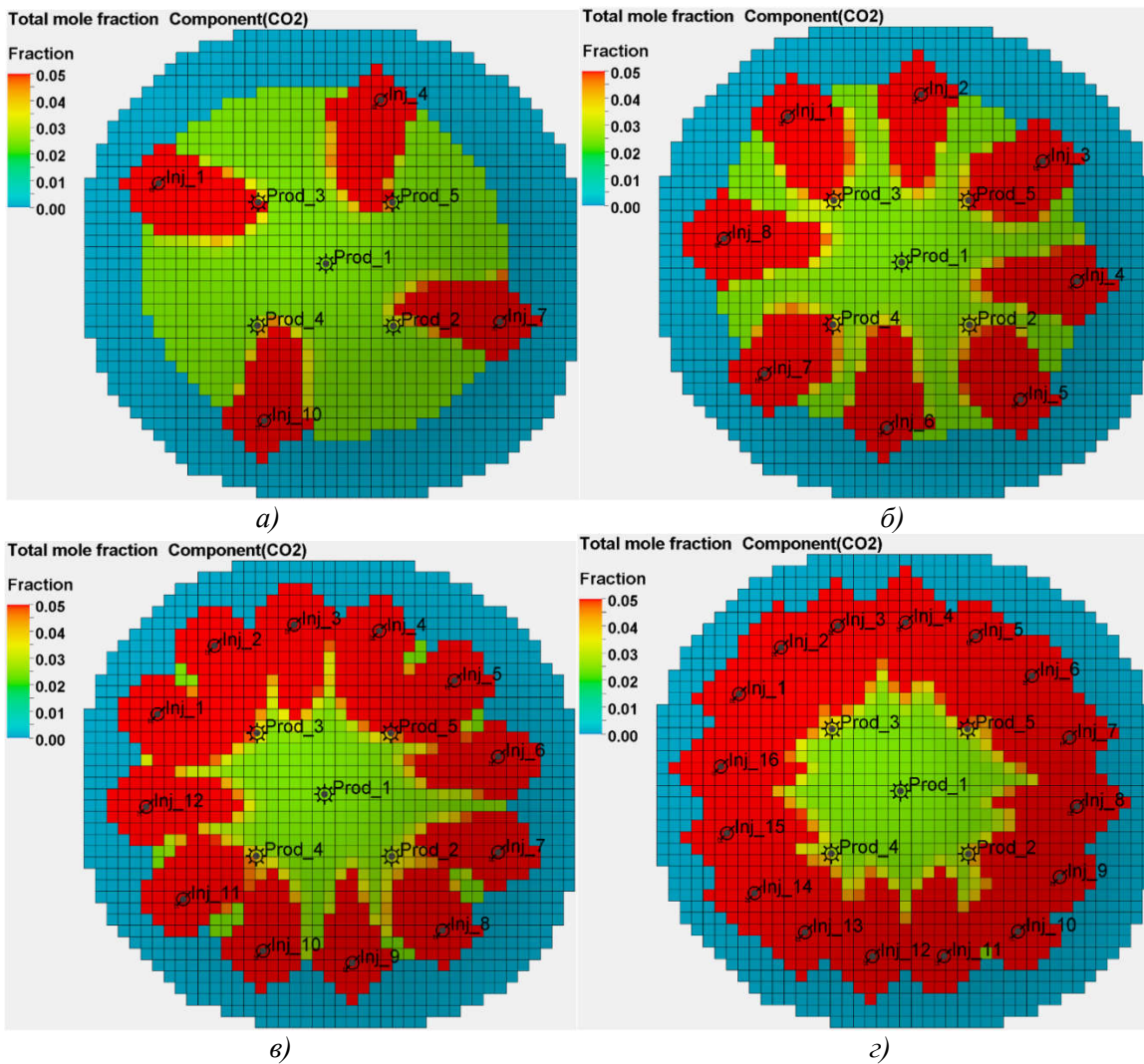


Рисунок 4 – Концентрація діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин при використанні 4 (а), 8 (б), 12 (в) та 16 (г) нагнітальних свердловин

значень коефіцієнта вилучення природного газу необхідно забезпечити раціональне відношення відстані між нагнітальними свердловинами до відстані між видобувними свердловинами на рівні 1,29 для однорідного покладу та 0,97 для неоднорідного покладу.

Прогнозний коефіцієнт вилучення газу для наведених максимальних значень кількості нагнітальних свердловин дорівнює 64,05 % – для однорідного покладу та 55,56 % – для неоднорідного покладу. При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцеві коефіцієнти вилучення газу становлять: для однорідного продуктивного покладу – 51,72 %, а для неоднорідного – 49,44 %.

Для оцінки впливу на коефіцієнт вилучення газу темпу нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті виконано гідродинамічне моделювання процесу розробки продуктивного покладу для відношення між темпами нагнітання діоксиду вуглецю та тем-

пом видобутку природного газу на рівні: 0,86; 1,07; 1,29; 1,5; 1,72; 1,93.

Результати моделювання свідчать про те, що нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на межі початкового газоводяного контакту забезпечує підтримання пластового тиску на дещо вищому рівні (рис. ба). Завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю створюється додатковий гідродинамічний та фільтраційний бар'єри на шляху руху пластової води, що забезпечує сповільнення процесу обводнення продуктивних покладів. Згідно з результатами проведених розрахунків встановлено, що збільшення приймальності нагнітальних свердловин призводить до зниження коефіцієнта вилучення газу на момент його прориву до ряду видобувних свердловин (рис. бб).

Пояснюється отриманий результат зменшенням тривалості періоду розробки газового покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин. Видобувні свердло-

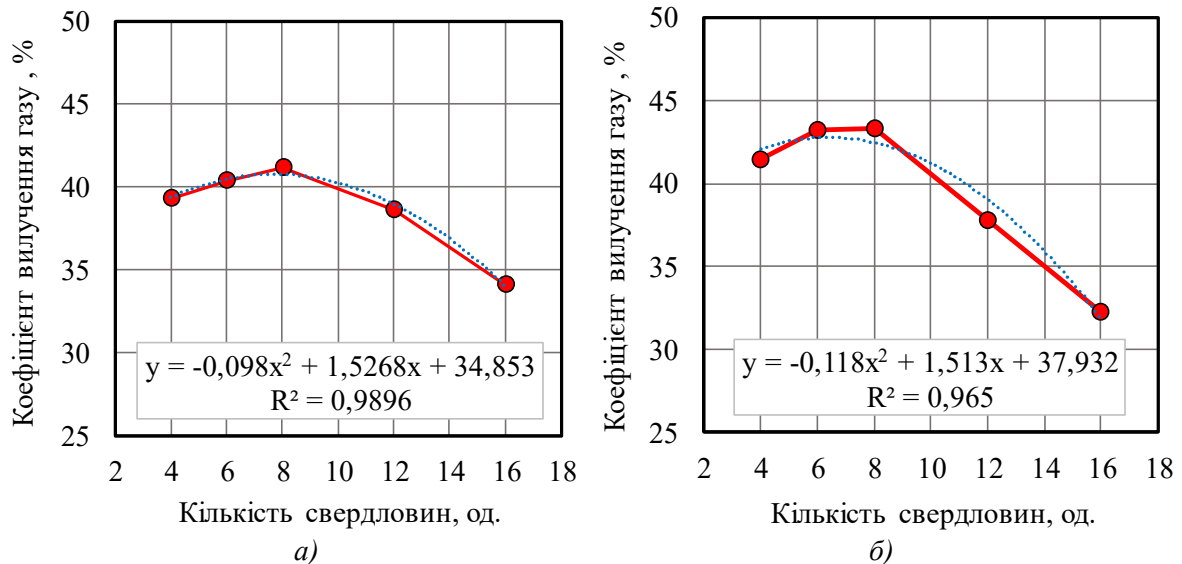


Рисунок 5 – Залежності коефіцієнта газовилучення від щільності сітки нагнітальних свердловин для однорідного (а) та неоднорідного (б) покладів на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин

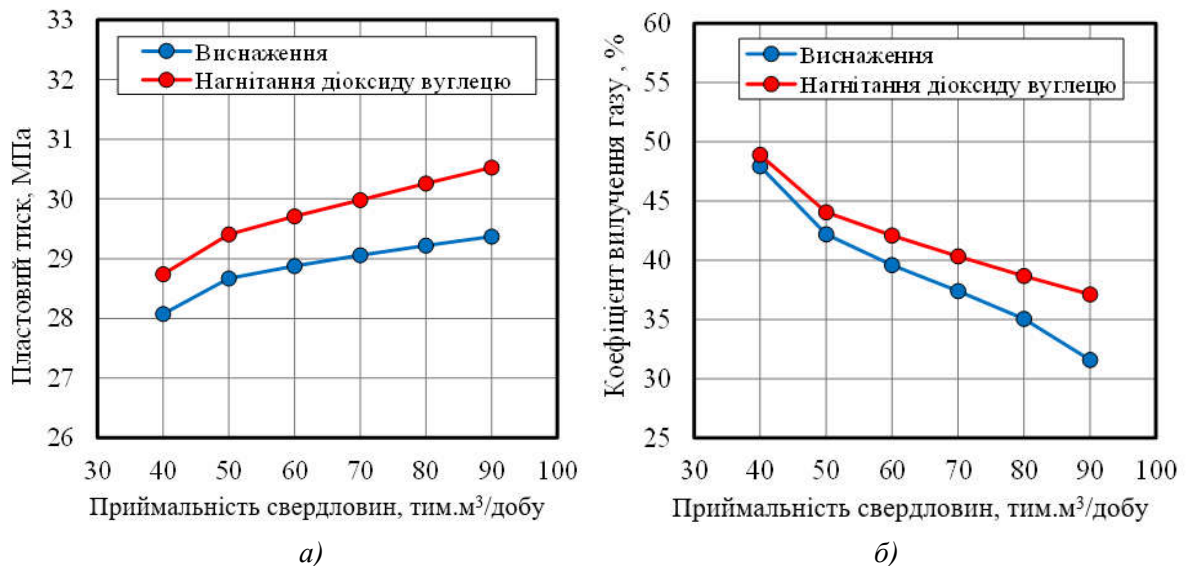


Рисунок 6 – Залежності пластового тиску (а) та коефіцієнта вилучення газу (б) від приймальності нагнітальних свердловин на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

вини зупиняються, щоб забезпечити кондиції видобувного газу відповідно до вимог галузевого стандарту.

На основі результатів моделювання встановлено, що для досягнення високої технологічної ефективності впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю необхідно забезпечити 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 дорівнює 63,29 %, а при

розробці продуктивного покладу на виснаження – 53,98 %.

Для оцінки впливу на коефіцієнт вилучення газу циклічного нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті проведено гідродинамічне моделювання розробки покладу для тривалості циклів нагнітання 6, 7, 8, 9, 10 та 11 місяців.

Згідно результатів моделювання встановлено, що збільшення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву.

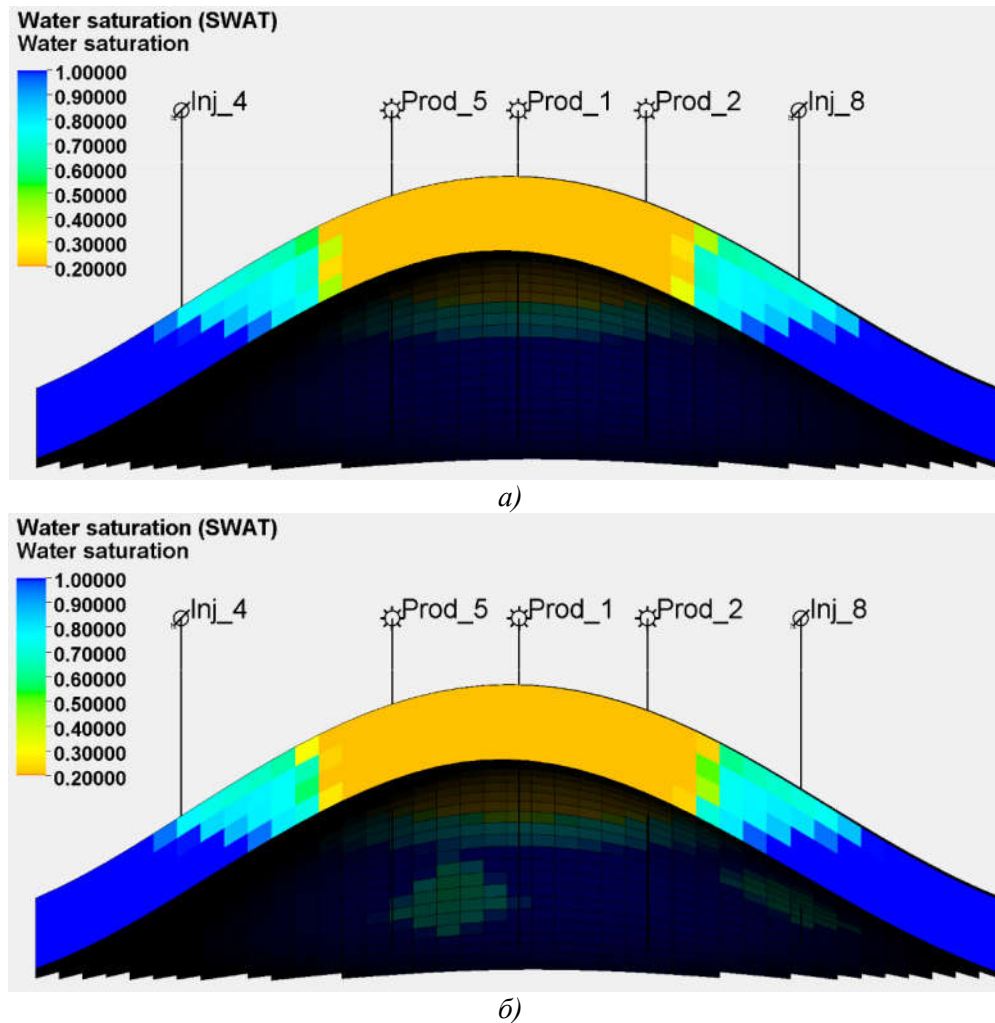


Рисунок 7 – Стан обводненості продуктивного покладу при розробці покладу на виснаження (а) та при нагнітанні діоксиду вуглецю (б) на момент його прориву до видобувних свердловин

Аналізуючи результати моделювання, слід відмітити, що у випадку впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю газоводяний контакт піднімається повільніше порівняно з розробкою на виснаження (рис. 7).

Результати розрахунків свідчать про те, що при розробці на виснаження досягаються значно більші об'єми пластової води порівняно з варіантом нагнітання діоксиду вуглецю (рис. 8а). Аналізуючи результати проведених досліджень, слід відмітити, що збільшення тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення коефіцієнта вилучення газу (рис. 8б).

За результатами 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 оптимальне значення тривало-

сті циклу нагнітання становить 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 у продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнту вуглеводневилучення для умов конкретного покладу.

Висновки

На сьогоднішній день вторинні та третинні технології розробки виснажених нафтогазових родовищ відносяться до найбільш перспективних методів видобутку залишкових запасів вуглеводнів. Результати численних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність

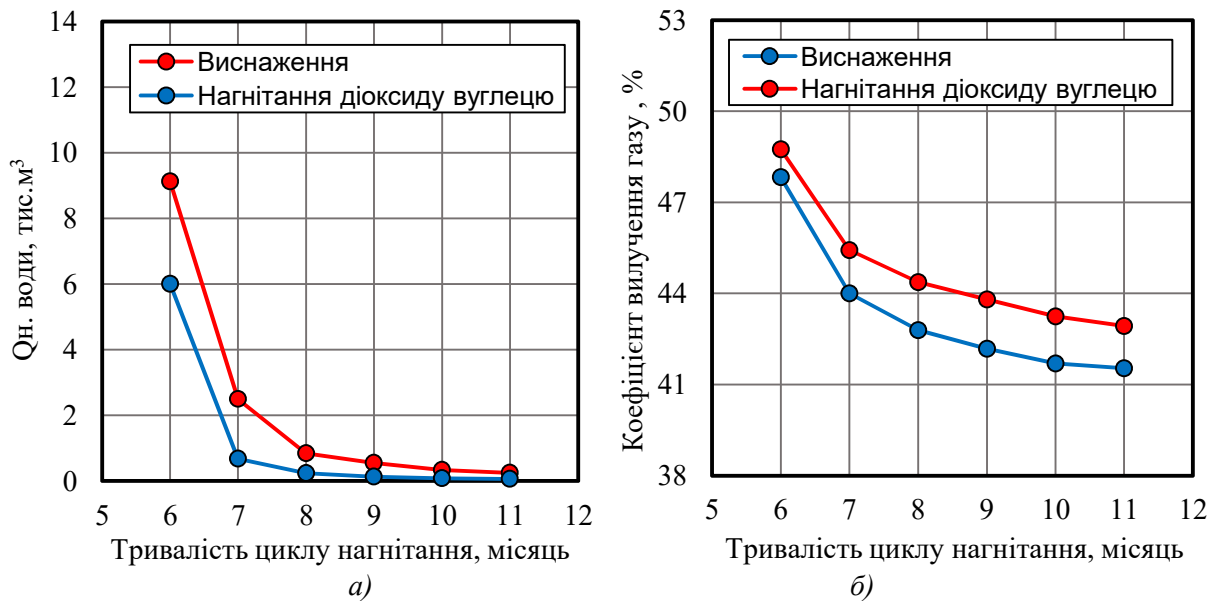


Рисунок 8 – Залежності накопиченого видобутку води (а) та коефіцієнта вилучення газу (б) від тривалості циклу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до видобувних свердловин та при розробці покладу на виснаження

нагнітання діоксиду вуглецю у виснажені продуктивні поклади з метою підвищення їх вуглеводневилучення за умови наявності надійного джерела його постачання.

За результатами проведених досліджень встановлено, що розроблені технології підвищення вуглеводневилучення родовищ природних газів з використанням діоксиду вуглецю характеризуються різною технологічною ефективністю. Кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу в залежності від вибраної технології змінюється від 61,98 % до 64,99 %. При розробці продуктивного покладу на виснаження кінцеві коефіцієнти вилучення змінюються від 48,04 % до 58,34 % відповідно. Це пояснюється 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.

Результати проведених досліджень на основі цифрових тривимірних моделях свідчать про високу технологічну ефективність контролю та регулювання процесу обводнення продуктивних покладів з використанням діоксиду вуглецю. Завдяки високій його розчинності в пластових флюїдах забезпечується підвищення рухомості конденсату та зменшення рухомості пластової води. При нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивні поклади вдається створити штучний бар'єр між природним газом та пластовою водою та контролювати процес обвод-

нення покладу. Необхідно зазначити, що у разі незабезпечення необхідних умов, кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів за рахунок впровадження розроблених технологій підвищення вуглеводневилучення можуть бути дещо нижчими.

Практична реалізація систем оптимізації розробки родовищ вуглеводнів України в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

Література

1. Кондрат Р.М., Дорошенко В.М., Кондрат О.Р. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу. *Нафтогазова енергетика*. 2007. № 1. С. 17-21. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/1303>
2. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра. 1997. 184 с.
3. Matkivskyi S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>
4. Кіт Уїірські. Уловлювання та зберігання вуглецю: Українські перспективи для промисловості та забезпечення енергетичної безпеки.

Міжнародне екологічне об'єднання «Біллона». Осло. Норвегія, 2013. С. 48.

5. Kondrat O., Matkivskiy 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. No 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>

6. Burachok O., Nistor M. L., Sosio G., Kondrat O., Matkivskiy S. Potential Application of CO₂ for Enhanced Condensate Recovery Combined with Geological Storage in the Depleted Gas-Condensate Reservoirs. *Management Systems in Production Engineering*. 2021. Vol. 29. Iss. 2. P. 106-113. <https://doi.org/10.2478/mspe-2021-0014>

7. Romi A., Burachok O., Nistor M.L., Spyrou C., Seilov Y., Djuraev O., Matkivskiy S. and other. Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin. Conference Proceedings Petroleum Geostatistics. 2019. P. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902188>

8. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.

9. Бойко В.С., Бойко Р.В., Кеба Л.М., Семінський О.В. Обводнення газових і нафтових свердловин. К.: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с.

10. Firoozabadi A., Olsen G., Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir. SPE California Regional Meeting held in Ventura, California. April 8-10. 1987. P. 1-4 (319-322). <https://doi.org/10.2118/16355-MS>

11. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів, 1996. 620 с.

12. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes G. W., Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement From Porous Media by Liquid Flooding. *Journal of Petroleum Technology*. 1952. No 4(2). P. 29–38. <http://doi.org/10.2118/952029-g>

13. Chierici G. L., Ciocci G. M., Iong G. Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. Proc. Sixth World Pet. Cong. Sec IV Paper 17-PD6. Frankfurt. 1963. P. 483–498.

14. Мирзаджанзаде А.Х., Дурмишьян А.Г., Ковалев А.Г. Разработка газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1967. 356 с.

15. Закиров С.Н., Коротаев Ю.П., Кондрат Р.М. и др. Теория водонапорного режима газовых месторождений. М.: Недра, 1976. 240 с.

16. Ancell K.L., Manhart T.A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Texas). 1987. <https://doi.org/10.2118/16944-MS>

17. Ogolo N.A., Isebor J.O., Onyekanwu M.O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition* (Nigeria). 2014. <https://doi.org/10.2118/172364-MS>

18. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition* (Mexico). 2014. <https://doi.org/10.2118/58981-MS>

19. 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. No 1(6) (109). P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>

20. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition* (29 Sept. – 2 Oct. 2002, Texas). 2002. P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>

21. 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). 2020. P. 1-10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>

22. Turta A.T., Sim S.S.K., Singhal A.K., Hawkins B.F. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement. *Canadian International Petroleum Conference* (12-14 June, 2007, Calgary, Alberta). 2007. <https://doi.org/10.2118/2007-124>

23. Turta A.T., Sim S.S.K., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. *Canadian International Petroleum Conference* (16-18 June, 2009, Calgary, Alberta). 2009. <https://doi.org/10.2118/2009-023>

24. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. *9th Canadian International Petroleum Conference* (June 17-19, 2008, Calgary, Alberta). 2008. <https://doi.org/10.2118/2008-145>

25. Балинт В., Бан А., Долешан Ш. Применение углекислого газа в добыче нефти. М.: Недра, 1977. 240 с.

26. Бабалян Г.А. Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи. М.: Недра, 1976. 144 с.

27. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.

28. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.

29. Petrel Help. Version 2019.2.* Mark of Schlumberger

30. 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. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>.

31. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarslan G., Nistor M.L. and oth. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. *82nd eageconference & exhibition* (8-11 December, 2020, Amsterdam, Netherlands). 2020. P.1-5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202010155>.

References

1. Kondrat R.M., Doroshenko V.M., Kondrat O.R. Osoblyvosti zavershalnoi stadii rozrobky rodovyskh nafty i hazu. *Naftohazova enerhetyka*. 2007. No 1. P. 17-21. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/1303> [in Ukrainian]

2. Rassohin G.V. Zavershayuschaya stadiya razrabotki gazovyih i gazokondensatnyih mestorozhdeniy. M.: Nedra. 1997. 184 p. [in Russian]

3. Matkivskiy S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>

4. Kit Uuiriski. Ulovliuvannia ta zberihannia vuhletsiu: Ukrainski perspektyvy dlia promyslovosti ta zabezpechennia enerhetychnoi bezpeky. Mizhnarodne ekolohichne obiednannia «Billona». Oslo. Norvehiiia. 2013. P. 48. [in Ukrainian]

5. Kondrat O., Matkivskiy 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. No 5/1 (55). P. 12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>

6. Burachok O., Nistor M. L., Sosio G., Kondrat O., Matkivskiy S. Potential Application of CO₂ for Enhanced Condensate Recovery Combined with Geological Storage in the Depleted Gas-Condensate Reservoirs. *Management Systems in Production Engineering*. 2021. Vol. 29. Iss. 2. P. 106-113. <https://doi.org/10.2478/mspe-2021-0014>

7. Romi A., Burachok O., Nistor M.L., Spyrou C., Seilov Y., Djuraev O., Matkivskiy S. and other. Advantage of Stochastic Facies Distribution Modeling for History Matching of Multi-stacked Highly-heterogeneous Field of Dnieper-Donetsk Basin. *Conference Proceedings Petroleum Geostatistics*. 2019. P. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902188>

8. Kondrat R. M. Gazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra, 1992. 255 p. [in Russian]

9. Boiko V.S., Boiko R.V., Keba L.M., Seminskyi O.V. Obvodnennia hazovykh i naftovykh sverdlovyn. K.: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiia, 2006. 791 p. [in Ukrainian]

10. Firoozabadi A., Olsen G., Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir. *SPE California Regional Meeting held in Ventura, California*. April 8-10. 1987. P. 1-4 (319-322). <https://doi.org/10.2118/16355-MS>

11. Boiko V.S., Kondrat R.M., Yaremiichuk R.S. Dovidnyk z naftohazovoi spravy. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

12. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes G. W., Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement From Porous Media by Liquid Flooding. *Journal of Petroleum Technology*. 1952. No 4(2). P. 29–38. <http://doi.org/10.2118/952029-g>

13. Chierici G. L., Ciocci G. M., Iong G. Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. *Proc. Sixth World Pet. Cong. Sec IV Paper 17-PD6*. Frankfurt. 1963. P. 483–498.

14. Mirzadzhanzade A.H., Durmishyan A.G., Kovalev A.G. Razrabotka gazokondensatnyih mestorozhdeniy. M.: Nedra, 1967. 356 p. [in Russian]

15. Zakirov S.N., Korotaev Yu.P., Kondrat R.M. i dr. Teoriya vodonapornogo rezhima gazovyih mestorozhdeniy. M.: Nedra, 1976. 240 p. [in Russian]

16. Ancell K.L., Manhart T.A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Texas). 1987. <https://doi.org/10.2118/16944-MS>

17. 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* (Nigeria). 2014. <https://doi.org/10.2118/172364-MS>
18. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition* (Mexico). 2014. <https://doi.org/10.2118/58981-MS>
19. 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. No 1(6) (109). P. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
20. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition* (29 Sept. – 2 Oct. 2002, Texas). 2002. P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
21. 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). 2020. P. 1-10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>
22. Turta A.T., Sim S.S.K., Singhal A.K., Hawkins B.F. Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement. *Canadian International Petroleum Conference* (12-14 June, 2007, Calgary, Alberta). 2007. <https://doi.org/10.2118/2007-124>
23. Turta A.T., Sim S.S.K., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement. *Canadian International Petroleum Conference* (16-18 June, 2009, Calgary, Alberta). 2009. <https://doi.org/10.2118/2009-023>
24. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. *9th Canadian International Petroleum Conference* (June 17-19, 2008, Calgary, Alberta). 2008. <https://doi.org/10.2118/2008-145>
25. Balint V., Ban A., Doleshan Sh. Prime-nenie uglekislogo gaza v dobyiche nefi. M.: Nedra, 1977. 240 p. [in Russian]
26. Babalyan G.A. Primenenie karbonizirovannoy vodyi dlya uvelicheniya nefteotdachi. M.: Nedra, 1976. 144 p. [in Russian]
27. Surguchev M.L. Vtorichnyie i tretichnyie metodyi uvelicheniya nefteotdachi plastov. M.: Nedra, 1985. 308 p. [in Russian]
28. ECLIPSE Technical Description. Version 2020.1 © Schlumberger, 2020. 1078 p.
29. Petrel Help. Version 2019.2.* Mark of Schlumberger
30. Burachok O.V., Pershyn D.V., Matkivskiy S.V., Kondrat O. R. Doslidzhennia mezhi zastosuvannia PVT-modeli “chornoj nafty” dlia modeliuvannia hazokondensatnykh pokladiv. *Mineralni resursy Ukrainy*. 2020. No 2. P. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48> [in Ukrainian]
31. Burachok O., Pershyn D., Spyrou C., Turkarlan G., Nistor M.L. and oth. Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Basedon Limited Data. *82nd eageconference & exhibition* (8-11 December, 2020, Amsterdam, Netherlands). 2020. P.1-5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202010155>.