

УДК 622.279.5

DOI: 10.15587/2706-5448.2021.225603

## ВПЛИВ ТЕМПУ ВИДОБУТКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ ПРИ НАГНІТАННІ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ НА ПОЧАТКОВОМУ ГАЗОВОДЯНОМУ КОНТАКТІ

Матківський С. В.

Об'єктом дослідження є газоконденсатні родовища, що розробляються в умовах прояву водонапірного режиму та негативного впливу пластової води на процес видобування природного газу. Результати проведених теоретичних та експериментальних досліджень доводять, що перспективним напрямом підвищення вуглеводневилучення з родовищ, які знаходяться на завершальній стадії розробки, є витіснення природного газу до видобувних свердловин шляхом нагнітання в продуктивні поклади неуглеводневих газів. Кінцевий коефіцієнт вилучення газу згідно з результатами лабораторних досліджень у випадку нагнітання неуглеводневих газів в продуктивні поклади залежить від типу витіснявального агента та ступеня неоднорідності колектору. З метою вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ за водонапірного режиму досліджено технологію нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на межі початкового газоводяного контакту з використанням тривимірної моделі газоконденсатного покладу. Дослідження виконано для різних значень темпу видобутку природного газу. Дебіт видобувної свердловини для проведення розрахунків прийнято на рівні 30, 40, 50, 60, 70, 80 тис. м<sup>3</sup>/доб. На основі отриманих даних встановлено, що збільшення темпу видобутку природного газу позитивно впливає на процес розробки продуктивного покладу та призводить до збільшення коефіцієнтів газовилучення. За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення темпу видобутку природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту, що становить 55,93 тис. м<sup>3</sup>/доб. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення темпу видобутку природного газу становить 64,99 %. Результати проведених досліджень свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі початкового газоводяного контакту з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади та збільшення кінцевого коефіцієнту газовилучення.

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

### 1. Вступ

Нафтогазова промисловість є основною галуззю народного господарства багатьох держав світу. Основна увага в кожному суспільстві приділяється підвищенню ефективності виробництва, як джерела росту добробуту.

Розробка родовищ вуглеводнів ускладнюється багатьма геолого-технологічними факторами. Однак, надзвичайно актуальною та важливою на даний час для світової практики видобування природних вуглеводнів є проблема обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин [1].

Складність видобутку природного газу зумовлена нерівномірним дренаванням продуктивних покладів, що призводить до неконтрольованого переміщення газоводяного контакту по продуктивному розрізі та площі газонасиченості за водонапірного режиму [2]. Неоднорідність продуктивних покладів як за товщиною, так і за площею призводить до відтинання фронтом пластової води ділянок продуктивного покладу з високою залишковою газонасиченістю [3].

В умовах прояву водонапірного режиму обводнення видобувних свердловин є закономірним і неминучим процесом [4]. Зазвичай це може бути пов'язане як із «аварійним» проривом води з водоносних пластів через неякісне кріплення обсадних колон свердловин, так і проривом пластової води через високопроникні пропластки. Прорив пластової води призводить до зниження поточного видобутку вуглеводнів та видобувних можливостей родовища [1].

Коефіцієнти вилучення природного газу з покладів, для яких характерний водонапірний режим, складають 70–85 %. Чим активніша водонапірна система, тим більша насиченість залишковим газом та менший коефіцієнт вилучення вуглеводнів [5, 6].

Родовища вуглеводнів, що відкриті за останні роки, характеризуються складною будовою, великими глибинами залягання продуктивних покладів, незначними запасами та не можуть істотно вплинути на підтримання видобутку вуглеводнів [7]. Саме тому, існує необхідність в напрацюванні оптимальних шляхів підтримання видобутку вуглеводнів з існуючих, вже в певній мірі виснажених родовищ вуглеводнів. Підвищення ефективності розробки родовищ вуглеводнів за водонапірного режиму на різних стадіях їх розробки можливе за умови впровадження наукових здобутків та новітніх технологій.

Перспективним напрямом підвищення вуглеводневої газоконденсатних покладів є впровадження вторинних технологій розробки з використанням неуглеводневих газів [8, 9].

Важливим завданням при проектуванні технології вторинного видобутку вуглеводнів є вибір тривалості періодів нагнітання неуглеводневих газів, кількості та системи розміщення видобувних та нагнітальних свердловин на площі покладу, а також технологічних параметрів їх експлуатації [10].

В даній роботі досліджено вплив темпу видобутку природного газу під час нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі початкового газоводяного контакту на коефіцієнт газовилучення.

## **2. Об'єкт дослідження та його технологічний аудит**

*Об'єктом дослідження* є газоконденсатні родовища, що розробляються в умовах прояву водонапірного режиму та негативного впливу пластової води на процес видобування природного газу.

Для вдосконалення існуючих та розробки нових технологій інтенсифікації видобутку вуглеводнів в умовах прояву водонапірного режиму шляхом

нагнітання неуглеводневих газів в продуктивні поклади необхідно проводити додаткові дослідження. На основі проведених досліджень необхідно обґрунтувати оптимальні методи та технології, за яких можливе забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів. Вирішення проблеми регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин є одним із напрямів енергоощадного розвитку економіки будь-якої держави, яка займається видобуванням природних вуглеводнів.

### **3. Мета та задачі дослідження**

*Метою роботи* є дослідження ефективності технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті для регулювання процесу надходження пластової води в газонасичені горизонти з використанням чисельного моделювання.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі задачі:

1. Дослідити вплив темпу видобутку природного газу під час нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на активність водонапірної системи.
2. Встановити оптимальний темп видобутку природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту.

### **4. Дослідження існуючих рішень проблеми**

Переважає більшість нафтогазоконденсатних родовищ приурочена до пластових водонапірних систем та розробляється за водонапірного режиму, суть якого полягає в просуванні пластової води в газонасичені горизонти та защемленні в пористому середовищі залишкових запасів вуглеводнів.

Для напрацювання оптимальних шляхів вилучення мікро- та макрозачемленого газу з продуктивних покладів проведено значну кількість досліджень. На основі результатів проведених досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу пластовою водою в пористому середовищі [11, 12]. Однак, до сьогодні проблема підвищення вуглеводневилучення з родовищ вуглеводнів, що розробляються за водонапірного режиму, залишається важливою.

Згідно аналізу багаточисельних досліджень перспективним напрямом підвищення вуглеводневилучення з виснажених, обводнених продуктивних покладів є витіснення залишкового газу шляхом нагнітання неуглеводневих газів. В якості агентів нагнітання в продуктивні поклади з метою підвищення вуглеводневилучення використовують азот, діоксид вуглецю, димові гази, суміші різних газів, тощо [13, 14].

У 1941 році вперше було запропоновано нагнітати діоксид вуглецю під великим тиском в виснажені родовища [15]. Вперше роботи по нагнітання вуглекислого газу в пласт були проведені в США в 1949 році. Дослідження проводилися на нафтових покладах, які раніше заводнювались та досягли межі рентабельного видобутку вуглеводнів за таких умов. Промисловий експеримент дозволив збільшити кінцевий коефіцієнт нафтовилучення на 10 %.

Позитивні результати проведених робіт зумовили впровадження досліджуваної технології на ще десятиох різних родовищах. Завдяки

нагнітання діоксиду вуглецю забезпечувався додатковий видобуток вуглеводнів, що обумовлювало значно вищі видобувні можливості родовищ. Досягнуті результати дозволили використовувати діоксид вуглецю на родовищах США та Канади [16, 17]. Також, діоксид вуглецю успішно використовується в Норвегії для підвищення вуглеводневилучення з продуктивних покладів, що знаходяться під дном Північного моря [18].

Таким чином, технологія нагнітання діоксиду вуглецю на сьогоднішній день є однією з успішних технологій в області вторинного видобутку вуглеводнів. Багаточисельні дослідження процесу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади з метою підвищення їх вуглеводневилучення підтверджують його ефективність [19, 20].

Методика нагнітання діоксиду вуглецю полягає в тому, щоб створити штучний бар'єр між водою та природним газом, завдяки якому забезпечується блокування надходження пластової води в газонасичені горизонти.

У випадку впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в обводненні частини покладу витісняється частина защемленого газу до видобувних свердловин. В зоні нагнітання діоксиду вуглецю зростає пластовий тиск, що обумовлює створення додаткового гідродинамічного бар'єру, завдяки якому частково ускладнюється процес надходження пластової води в газонасичені горизонти. Чим швидше реалізується технологія нагнітання діоксиду вуглецю на родовищі, тим вища ефективність даної технології та значно вищі кінцеві коефіцієнти вилучення вуглеводнів [7].

Згідно з результатами моделювання процесу розробки продуктивних покладів встановлено, що найвищий коефіцієнт вуглеводневилучення забезпечується у випадку розробки покладу на виснаження до економічно-рентабельної межі з подальшим нагнітанням у пласт діоксиду вуглецю [21, 22].

Результати лабораторних досліджень [23] свідчать, що кінцевий коефіцієнт вилучення газу у випадку витіснення його з використанням неуглеводневих газів залежить від типу витіснювального агенту та ступеня неоднорідності колектору.

Дослідження процесу розробки родовищ вуглеводнів свідчать про те, що для забезпечення більш повного охоплення продуктивних покладів розробкою бажаним було б повне попередження просування пластової води. На сьогоднішній день практичного вирішення даної проблеми так і не знайдено [10, 24]. Зважаючи на вищенаведене з метою вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ природного газу доцільно проводити додаткові дослідження з використанням інструментів гідродинамічного моделювання.

## **5. Методи дослідження**

Для оцінки впливу темпу видобутку природного газу на коефіцієнт газовилучення при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад використовувались основні інструменти гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger (США). Дослідження проведено на основі цифрової тривимірної моделі газоконденсатного покладу. Для відтворення фазових перетворень, що мають місце в поровому просторі при зниженні пластового тиску використано композиційну PVT-модель [25, 26].

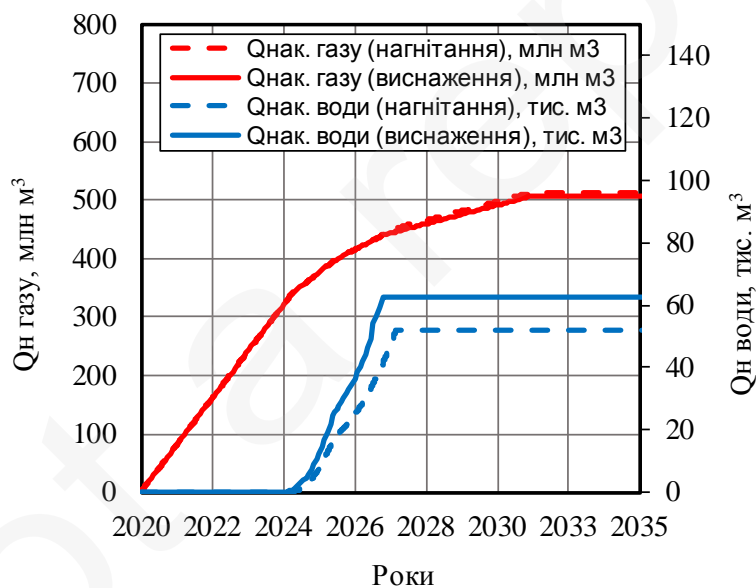
Розробка газоконденсатного покладу здійснюється з використанням 5 видобувних свердловин, а запомповування діоксиду вуглецю здійснюється з використанням 6 нагнітальних свердловин, що розміщені на початковому газоводяному контакті. Приймальність нагнітальних свердловин прийнята на рівні 50 тис. м<sup>3</sup>/добу. Розрахунки проведено для дебітів видобувних свердловин на рівні: 30, 40, 50, 60, 70, 80 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Методика проведення досліджень та обробка результатів гідродинамічного моделювання наведена в роботі [10].

## 6. Результати досліджень

На основі результатів розрахунків технологічних показників розробки покладу встановлено, що за рахунок нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту забезпечується додатковий видобуток газу та скорочуються об'єми видобутку пластової води.

Порівняння динаміки накопиченого видобутку вуглеводнів під час нагнітання діоксиду вуглецю та при розробці покладу на виснаження для темпу видобутку газу на рівні 40 тис. м<sup>3</sup>/добу наведено на рис. 1.



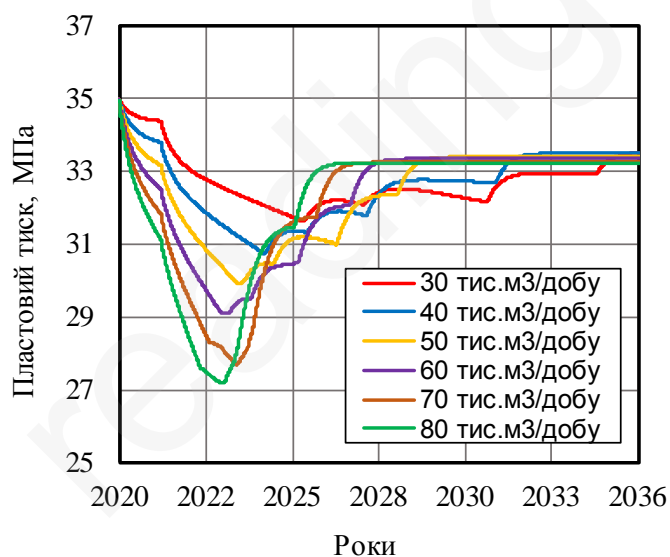
**Рис. 1.** Динаміка накопиченого видобутку вуглеводнів під час нагнітання діоксиду вуглецю та при розробці покладу на виснаження для темпу видобутку газу на рівні 40 тис. м<sup>3</sup>/добу

Використовуючи результати моделювання проведено аналіз залежності часу прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин від темпів видобутку природного газу. Згідно з результатами розрахунків можна зробити висновок про те, що завдяки збільшенню темпу видобутку природного газу зменшується період розробки продуктивного покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини. Чим більший темп видобутку природного газу, тим швидше агент нагнітання проривається у видобувні свердловини і тим швидше призводить до їх виведення з експлуатації.

При експлуатації видобувних свердловин з дебітом газу на рівні 30 тис. м<sup>3</sup>/добу діоксид вуглецю досягає видобувних свердловин через 70 місяців. Збільшення дебіту видобувних свердловин до 80 тис. м<sup>3</sup>/добу призводить до зменшення тривалості періоду їх експлуатації до 31 місяця.

Аналізуючи залежності пластового тиску від темпів виснаження продуктивного покладу слід відмітити, що чим більший темп видобутку, тим інтенсивніше знижується пластовий тиск в продуктивному покладі. Також потрібно звернути увагу і на характер отриманих залежностей для різних темпів видобутку природного газу. Пояснюється такий характер зміни пластового тиску в часі відключенням видобувних свердловин у зв'язку з проривом діоксиду вуглецю, або обводненням. У випадку зупинки свердловини по одній із вищезазначених причин знижується відбір природного газу з покладу, що призводить до зниження темпу падіння пластового тиску. Надходження пластової води в продуктивні горизонти після зупинки видобувних свердловин продовжується, що зумовлює на завершальних стадіях розробки інтенсивне збільшення пластового тиску.

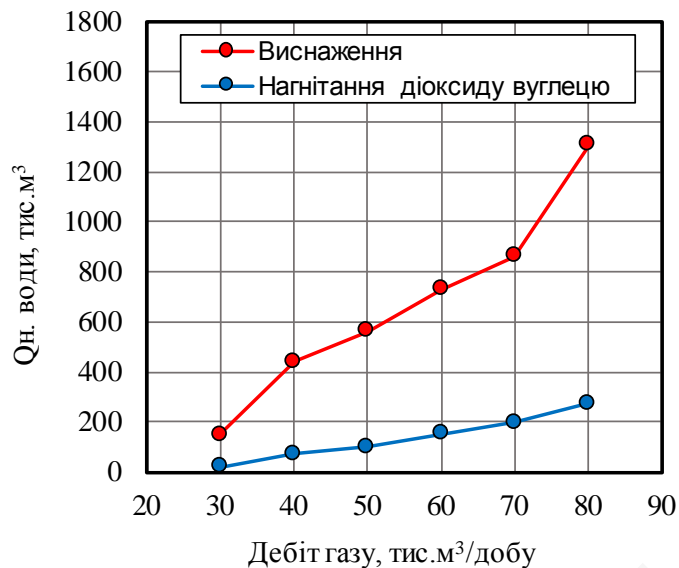
Динаміку пластового тиску залежно від темпів видобутку природного газу наведено на рис. 2.



**Рис. 2.** Динаміка пластового тиску залежно від темпів видобутку природного газу

За результатами проведених досліджень здійснено розрахунок накопиченого видобутку пластової води на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин. На основі аналізу розрахунків встановлено, що збільшення темпу видобутку природного газу призводить до збільшення об'ємів видобутку пластової води на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини.

Залежність накопиченого видобутку води від темпів видобутку природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження наведено на рис. 3.



**Рис. 3.** Залежність накопиченого видобутку води від темпу видобутку природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження

Аналізуючи результати моделювання розробки покладу на виснаження та з нагнітанням діоксиду вуглецю, слід відмітити, що збільшення темпу видобутку газу під час нагнітання діоксиду вуглецю призводить до скорочення видобутку пластової води. Враховуючи різницю в густинах діоксиду вуглецю та природного газу, а також його розчинність в пластовій воді можна стверджувати, що нагнітання неуглеводневого газу забезпечує блокування вибіркового обводнення пластів. У випадку впровадження досліджуваної технології створюється штучний бар'єр на межі розподілу двох фаз, який мінімізує негативний вплив пластової води на видобуток природного газу. Завдяки цьому забезпечується стабільна та безводна експлуатація видобувних свердловин протягом тривалішого періоду розробки газоконденсатних покладів. Отримані результати розрахунків свідчать про технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в поклади з метою регулювання надходження законтурних вод в газонасичені горизонти.

Накопичений видобуток води при нагнітанні діоксиду вуглецю в залежності від темпів видобутку природного газу на кінець розробки продуктивного покладу змінюється в широких межах і становить: 30 тис. м³/добу – 70,917 тис. м³; 40 тис. м³/добу – 51,836 тис. м³; 50 тис. м³/добу – 81,804 тис. м³; 60 тис. м³/добу – 81,789 тис. м³; 70 тис. м³/добу – 61,098 тис. м³; 80 тис. м³/добу – 56,135 тис. м³.

Використовуючи результати проведених досліджень здійснено розрахунок коефіцієнтів газовилучення при розробці на виснаження та на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин. Результати проведених розрахунків наведені в табл. 1.

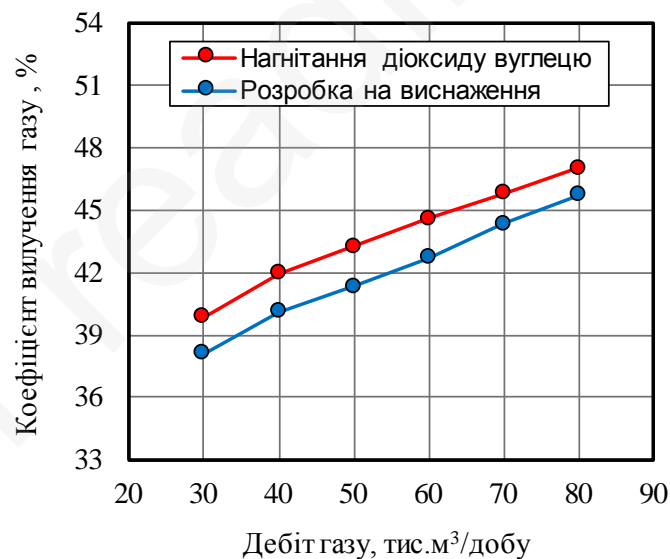
Таблиця 1

Результати розрахунків коефіцієнта вилучення природного газу на момент прориву діоксиду вуглецю до видобувних свердловин

Темп видобутку природного газу, тис. м <sup>3</sup> /добу	Коефіцієнт вилучення газу, %	
	Виснаження	Нагнітання
30	38,11	39,86
40	40,13	41,95
50	41,33	43,24
60	42,71	44,59
70	44,33	45,82
80	45,72	47,03

Згідно з результатами моделювання встановлено, що збільшення темпів видобутку природного газу призводить до збільшення коефіцієнту газовилучення. Також, слід відмітити, що у випадку впровадження технології нагнітання неуглеводневого газу в поклад, забезпечуються значно вищі коефіцієнти вилучення газу на момент прориву діоксиду вуглецю порівняно з розробкою на виснаження.

Залежності коефіцієнта вилучення газу від темпів видобутку газу на момент прориву діоксиду та при розробці покладу на виснаження наведені на рис. 4.



**Рис. 4.** Залежності коефіцієнта газовилучення від темпів видобутку природного газу на момент прориву діоксиду та при розробці покладу на виснаження

На основі результатів розрахункових даних визначено оптимальне значення темпу видобутку природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на початковому газоводяному контакті, за межами якого коефіцієнт газовилучення змінюється не значно. Оптимальне значення дебіту видобувної свердловини на момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин становить 55,93 тис. м<sup>3</sup>/добу. Прогнозний коефіцієнт



газовилучення для наведеного оптимального значення темпу видобутку природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в поклад складає 64,99 %, а при розробці на виснаження – 58,34 %.

Результати моделювання свідчать про високу технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на початковому газоводяному контакті з метою регулювання процесу обводнення газонасичених горизонтів та підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів для умов конкретного покладу.

## **7. SWOT-аналіз результатів досліджень**

*Strengths.* На основі результатів проведених досліджень встановлено високу технологічну ефективність впровадження вторинних технологій розробки родовищ вуглеводнів з використанням неуглеводневих газів. Результати моделювання свідчать, що нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад, що розробляється за водонапірного режиму дозволяє значно інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів. Завдяки впровадженню технологій нагнітання діоксиду вуглецю представляється можливим регулювання процесу обводнення газонасичених горизонтів та видобувних свердловин. На основі результатів проведених досліджень встановлено, що у випадку нагнітання діоксиду вуглецю досягається збільшення коефіцієнту вилучення природного газу на 6,65 % порівняно з розробкою на виснаження.

*Weaknesses.* Дослідження впливу темпу видобутку природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю на ефективність регулювання процесу обводнення продуктивного покладу проведено на основі гіпотетичної однорідної тривимірної моделі. Неоднорідність продуктивних покладів вносить значну невизначеність в процес обґрунтування оптимальних технологій. Саме тому, для напрацювання оптимальних шляхів підвищення вуглеводневилучення з родовищ необхідно проводити додаткові дослідження з використанням постійно діючих геолого-технологічних моделей реальних родовищ.

*Opportunities.* Результати проведених досліджень дозволяють удосконалити існуючі технології розробки газових та газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму. Низькі коефіцієнти вилучення вуглеводнів в умовах активного надходження пластової води в продуктивні поклади обумовлюють перспективність такого роду досліджень. Основним завданням майбутніх досліджень є встановлення оптимальних режимів експлуатації нагнітальних свердловин для забезпечення надійних гідродинамічних та фільтраційних бар'єрів на водонебезпечних напрямках.

*Threats.* Технології нагнітання діоксиду вуглецю достатньо відомі та широко використовуються в цілому світі з метою підвищення коефіцієнтів вуглеводневилучення виснажених родовищ. Однак ефективність даних технологій залежить виключно від наявності надійного джерела постачання діоксиду вуглецю. У випадку незабезпечення необхідних об'ємів неуглеводневого газу для нагнітання в продуктивні поклади може призвести до зниження прогнозованого ефекту.

## 8. Висновки

1. За результатами проведених досліджень встановлено, що збільшення темпу видобутку природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю призводить до зменшення накопиченого видобутку пластової води. У випадку впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту забезпечується створення гідродинамічного та фільтраційного бар'єрів, завдяки чому частково блокується надходження законтурних вод в газонасичені горизонти. На основі результатів моделювання також встановлено, що при збільшенні темпу видобутку газу збільшується накопичений видобуток газу, а отже, і кінцевий коефіцієнт газовилучення. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність досліджуваного методу підвищення коефіцієнту газовилучення за водонапірного режиму.

2. Використовуючи результати гідродинамічного моделювання визначено оптимальне значення темпу видобутку природного газу при нагнітанні діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на початковому газоводяному контакті. На момент прориву діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин оптимальне значення дебіту видобувної свердловини становить 55,93 тис. м<sup>3</sup>/добу. Коефіцієнт вилучення газу для наведеного оптимального значення темпу видобутку газу при нагнітанні діоксиду вуглецю становить 64,99 %, а при розробці на виснаження – 58,34 %. Наведені результати досліджень вказують на високу технологічну ефективність технології нагнітання діоксиду вуглецю в поклади на початковому газоводяному контакті з метою контролю та регулювання процесу надходження пластової води в газонасичені горизонти.

## Література

1. Бойко, В. С., Бойко, Р. В., Кеба, Л. М., Семінський, О. В. (2006). Обводнення газових і нафтових свердловин. *Міжнародна економічна фундація*. Київ, 791.
2. Кондрат, Р. М. (1992). *Газоконденсатоподдача пластів*. Москва: Недра, 255.
3. Кондрат, Р. М. (2005). Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення. *Наука та інновації*, 1 (5), 12–23. doi: <https://doi.org/doi.org/10.15407/scin1.05.012>
4. Матківський, С. В., Ковальчук, С. О., Бурачок, О. В., Кондрат, О. Р., Хайдарова, Л. І. та ін. (2020). Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2 (75), 43–51.
5. Firoozabadi, A., Olsen, G., Golf-Racht, V. T. (1987). Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir. *SPE California Regional Meeting held*. Ventura, 319–322. doi: <http://doi.org/10.2118/16355-MS>
6. Charles, S. R., Tracy, S. W., Farrar, R. L. (1999). *Applied Reservoir Engineering. Vol. 1. OGCI Publications, Oil and Gas Consultants International, Inc. U.S.A.*, 480.
7. Кондрат, О. Р., Кондрат, Р. М. (2019). Підвищення газовилучення з газових родовищ при водонапірному режимі шляхом регулювання

надходження законтурної пластової води і видобутку зещемленого газу. *Нафтогазова галузь України*, 4, 21–26.

8. Doleschall, S., Szittar, A., Udvardi, G. (1992). Review of the 30 Years' Experience of the CO<sub>2</sub> Imported Oil Recovery Projects in Hungary. *International Meeting on Petroleum Engineering*. Beijing. doi: <http://doi.org/10.2118/22362-MS>

9. Cruz Lopez, J. A. (2000). Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition*. Villahermosa. doi: <http://doi.org/10.2118/58981-MS>

10. Kondrat, O., Matkivskiy, S. (2020). Research of the influence of the grid density of injection wells on the gas extraction coefficient when injecting carbon dioxide into reservoir. *Technology Audit and Production Reserves*, 5 (1 (55)), 12–17. doi: <http://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>

11. Geffen, T. M., Parrish, D. R., Haynes, G. W., Morse, R. A. (1952). Efficiency of Gas Displacement From Porous Media by Liquid Flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 4 (2), 29–38. doi: <http://doi.org/10.2118/952029-g>

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

13. Oldenburg, C. M., Law, D. H., Gallo, Y. L., White, S. P. (2003). Mixing of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies. *Greenhouse Gas Control Technologies. Kyoto*, 1, 443–448. doi: <http://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4>

14. Mamora, D. D., Seo, J. G. (2002). Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*. San Antonio. doi: <http://doi.org/10.2118/77347-ms>

15. Pirson, S. J. (1950). *Elements of oil reservoir engineering*. New York: McGraw-Hill, 441.

16. Malik, Q. M., Islam, M. R. (2000). CO<sub>2</sub> Injection in the Weyburn Field of Canada: Optimization of Enhanced Oil Recovery and Greenhouse Gas Storage With Horizontal Wells. *SPE Paper 59327. Presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held*. Tulsa, 25–33. doi: <http://doi.org/10.2118/59327-MS>

17. Pyo, K., Damian-Diaz, N., Powell, M., Van Nieuwkerk, J. (2003). CO<sub>2</sub> Flooding in Joffre Viking Pool. *Canadian International Petroleum Conference*. Calgary, 1–30. doi: <http://doi.org/10.2118/2003-109>

18. Agustssen, H., Grinestaff, G. H. (2004). A Study of IOR by CO<sub>2</sub> Injection in the Gullfaks Field, Offshore Norway. *SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery held*. Tulsa, 1–14. doi: <http://doi.org/10.2118/89338-MS>

19. Matkivskiy, S., Kondrat, O., Burachok, O. (2020). Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. Dnipro, 1–10. doi: <http://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>

20. Turta, A. T., Sim, S. S. K., Singhal, A. K., Hawkins, B. F. (2008). Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 47 (10). doi: <http://doi.org/10.2118/08-10-39>

21. Clemens, T., Secklehner, S., Mantatzis, K., Jacobs, B. (2010). Enhanced Gas Recovery – Challenges shown at the example of three gas fields. *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Barcelona. doi: <http://doi.org/10.2118/130151-MS>
22. Tiwari, S., Suresh Kumar, M. (2001). Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas Cap. *SPE Middle East Oil Show*. Manama. doi: <https://doi.org/10.2118/68169-MS>
23. Sim, S. S. K., Brunelle, P., Turta, A. T., Singhal, A. K. (2008). Enhanced Gas Recovery and CO<sub>2</sub> Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa. doi: <http://doi.org/10.2118/113468-MS>
24. Кондрат, О. Р. (1997). Видобуток зацемленого газу з обводнених родовищ. *Тези наук.-техн. конф. проф.-викл. складу ун-ту нафти і газу*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, НДІ НГТ, 6.
25. Burachok, O., Pershyn, D., Spyrou, C., Turkarslan, G., Nistor, M. L., Matkivskyi, S. et. al. (2020). Gas-Condensate PVT Fluid Modeling Methodology Based on Limited Data. *EAGE 2020 Annual Conference & Exhibition Online*. Amsterdam, 1–5. doi: <http://doi.org/10.3997/2214-4609.202010155>
26. Whitson, C. H., Brule, M. R. (2000). *Phase Behavior*. Richardson, 240.