

# Наука — виробництву

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-1(82)-83-92

## ВПЛИВ ТРИВАЛОСТІ ПЕРІОДУ НАГНІТАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ РЕГУЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

<sup>1</sup>С. В. Матківський\*, <sup>2</sup>О. Р. Кондрат

<sup>1</sup>Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел./факс (04427) 23115, e-mail: matkivskij@gmail.com

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

З використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання досліджено процес нагнітання діоксиду вуглецю в поклад на межі початкового газоводяного контакту з метою сповільнення надходження пластової води в газонасичені горизонти. Розрахунки проведено для різних значень тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю (12, 14, 16, 18, 21, 24 місяці). За результатами проведених досліджень встановлено, що завдяки впровадженню технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечується підтримання пластового тиску в покладі на значно вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження. Результати моделювання свідчать, що зі збільшенням тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю зменшується тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву у видобувні свердловини. На основі результатів проведених досліджень встановлено залежність накопиченого видобутку вуглеводнів від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад. При збільшенні тривалості періоду нагнітання неуглеводневого газу зменшується накопичений видобуток газу та конденсату, а також різко скорочуються об'єми видобутку пластової води. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання для регулювання процесу надходження пластової води в продуктивні поклади. За результатами проведених досліджень визначено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю в поклад, яке на момент його прориву до ряду видобувних свердловин становить 16,3 місяців. Коефіцієнт вилучення газу для наведеного значення тривалості періоду нагнітання становить 61,98 %. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю в поклади, що розробляються в умовах прояву водонапірного режиму з метою регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та підвищення кінцевого їх вуглеводневилучення.

Ключові слова: цифрове моделювання, газоконденсатний поклад, водонапірний режим, газоводяний контакт, обводнення, защемлений газ, технологія підвищення вуглеводневилучення, нагнітання діоксиду вуглецю.

С использованием основных инструментов гидродинамического моделирования проведено исследование процесса нагнетания диоксида углерода в залежь на границе начального газоводяного контакта с целью замедления поступления пластовой воды в газонасыщенные горизонты. Расчеты проведены для различных значений продолжительности периода нагнетания диоксида углерода (12, 14, 16, 18, 21, 24 месяца). По результатам проведенных исследований установлено, что благодаря внедрению технологии нагнетания диоксида углерода обеспечивается поддержание пластового давления в залежи на более высоком уровне по сравнению с разработкой на истощение. Результаты моделирования показывают, что с увеличением продолжительности периода нагнетания диоксида углерода уменьшается продолжительность периода эксплуатации добывающих скважин до момента его прорыва в добывающие скважины. На основе резуль-

татов проведених досліджень встановлено залежність накопленої добычі углеводородів від тривалості періоду нагнетання діоксида вуглецю в продуктивну залежь. При збільшенні тривалості періоду нагнетання неуглеводородного газу зменшується накопленна добыча газу і конденсату, а також різко скорочуються об'єми добычі пластової води. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність використання діоксида вуглецю як агента нагнетання для регулювання процесу поступлення пластової води в продуктивні залежи. По результатам проведених досліджень визначено оптимальне значення тривалості періоду нагнетання діоксида вуглецю в залежь, яке на момент його прориву к ряду добуваючих скважин становить 16,3 місяців. Коефіцієнт извлечения газу для приведеного значення тривалості періоду нагнетання становить 61,98%. Результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність нагнетання діоксида вуглецю в залежи, які розробляються в умовах проявлення водонапорного режиму з метою регулювання процесу обводнення продуктивних залежів і підвищення кінцевої углеводородоотдачі.

Ключевые слова: цифрове моделювання, газоконденсатна залежь, водонапорний режим, газова контакт, обводнення, зачеплений газ, технології підвищення углеводородоотдачі, нагнетання діоксида вуглецю.

*Using the main tools of hydrodynamic modeling, a study of the process of carbon dioxide injection into the reservoir at the boundary of the initial gas-water contact has been carried out in order to slow down the flow of formation water into gas-saturated horizons. The calculations have been carried out for various values of the carbon dioxide injection period duration (12, 14, 16, 18, 21, 24 months). Based on the results of the carried-out studies, it has been found that due to the introduction of the carbon dioxide injection technology, the formation pressure in the reservoir is maintained at a higher level compared to depletion development. The simulation results show that with an increase in the duration of the carbon dioxide injection period, the duration of the production wells' operation period decreases until the moment of CO<sub>2</sub> breakthrough into the production wells. Based on the results of the carried-out studies, the dependence of the accumulated hydrocarbons production on the period duration of carbon dioxide injection into the productive reservoir has been established. With an increase in the injection period duration of non-hydrocarbon gas, the accumulated production of gas and condensate decreases, and the volumes of produced water production also sharply decrease. The studies' results indicate the high technological efficiency of using hydrocarbon dioxide as an injection agent to regulate the process of formation water flow into productive reservoirs. Based on the studies' results, the optimal duration value of the period of carbon dioxide injection into the reservoir has been determined, which at the time of its breakthrough into a number of production wells is 16.32 months. The gas recovery factor for the given value of the duration of the injection period is 61.98 %. The results of the studies indicate the high technological efficiency of carbon dioxide injection into the reservoirs, which are developed under the conditions of the water drive manifestation to regulate the process of productive reservoirs' watering and increase their final hydrocarbon recovery.*

Keywords: digital modeling, gas condensate reservoir, water drive, gas-water contact, water encroachment, trapped gas, technologies for increasing hydrocarbon recovery, injection of carbon dioxide.

## Вступ

Переважає більшість газових та газоконденсатних родовищ України пристосовані до пластових водонапірних систем та характеризуються вибірковою обводненням продуктивних покладів та видобувних свердловин [1].

Матеріали гідрогеологічних досліджень, а також дані про підземні води, отримані по свердловинах пошуково-розвідувального буріння, з яких при випробуванні отримані припливи пластових вод, дозволяють охарактеризувати особливості гідрогеологічної системи в межах родовища. Визначення положення ГВК є важливим завданням контролю, без якого неможлива раціональна розробка покладів [2].

До основних методів контролю за процесом розробки родовища відноситься побудова залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища [3]. З використанням графоаналітичної залежності

встановлюють режим розробки родовища, визначають початкові та залишкові дренажі запаси газу та оцінюють активність пластової водонапірної системи при надходженні в продуктивні поклади пластових вод, а також оцінюють характер дренажу продуктивних покладів [4].

Відомі методи, які застосовуються для попередження просування пластових вод та боротьби з обводненням видобувних свердловин, спрямовані на мінімізацію негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки та збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Протягом багатьох років досліджень процесів розробки родовищ вуглеводнів були запропоновані три основні методи для збільшення видобутку газу із газоконденсатних родовищ. Одним із таких методів є видобуток залишкового зачепленого газу шляхом продовження експлуатації обводнених свердловин з на-

ступним вилученням газу із газорідинної суміші [5-8]. Цей метод характеризується значними недоліками. Основний недолік пов'язаний з утилізацією великих об'ємів видобутої пластової води в порівнянні з видобутими об'ємами заземленого газу.

Другий метод – це сумісне видобування газу та води. У цьому способі газ видобувають із свердловин, які гіпсометрично вище та експлуатуються з газової частини покладу. Видобуток води здійснюється з свердловин, які розміщені на межі газоводяного контакту [9-10]. Цей метод ефективний для газових родовищ з малоактивною та активною водонапірними системами.

Відповідно до третього методу видобуток газу здійснюється із значно більшими темпами в порівнянні зі швидкістю припливу води. Мета цієї технології полягає в тому, що за короткий період часу необхідно вилучити якомога більше газу до моменту прориву пластової води та обводнення продуктивних пластів і експлуатаційних свердловин. За результатами проведених досліджень [11] встановлено, що збільшення темпів видобутку газу не завжди призводить до збільшення коефіцієнта вуглеводневилучення та залежить від фільтраційно-ємнісних характеристик колектора та зональної неоднорідності продуктивних пластів.

За результатами лабораторних та експериментальних досліджень встановлено високу ефективність вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання неуглеводневих газів. Одним з ефективних серед неуглеводневих газів є діоксид вуглецю [12-13].

Технологія використання діоксиду вуглецю для витіснення заземленого водою залишкового газу з газових та газоконденсатних покладів, які розробляються в умовах водонапірного режиму, достатньо вивчена та успішно використовується в світі.

В даній статті розглянуто основні особливості нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади на межі газоводяного контакту з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади на прикладі синтетичної цифрової тривимірної моделі газоконденсатного покладу.

### Постановка проблеми

Враховуючи всю складність розробки родовищ вуглеводнів в умовах інтенсивного просування пластової води в продуктивні поклади, доцільно було б впроваджувати технології, які б певним чином сповільнили процес просування пластової води та забезпечили стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин

протягом тривалішого періоду, забезпечуючи тим самим значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення.

За результатами лабораторних та експериментальних досліджень встановлено високу ефективність вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання неуглеводневих газів. Теоретичні та експериментальні дослідження процесу нагнітання неуглеводневих газів з метою витіснення залишкового газу та підвищення вуглеводневилучення підтверджують їх ефективність. Однак, до сьогодні не досліджена проблема вибору агента нагнітання, який забезпечить найбільший ефект і за яких умов.

Проблема попередження просування пластових вод та обводнення свердловин набуває все більшої актуальності на фоні погіршення структури та якості сировинної бази родовищ України.

### Виклад основного матеріалу

При водонапірному режимі розробки родовищ свердловини виводяться з експлуатації після відносно невеликих відборів газу. Пов'язано це з особливостями промислового облаштування газових та газоконденсатних родовищ, які за технологічних і економічних міркувань не розраховуються на збір і підготовку продукції з великим вмістом води.

Враховуючи вищевикладене, удосконалення існуючих технологій та методів розробки родовищ повинно бути спрямовано на зменшення негативного впливу води на процес розробки родовищ вуглеводнів.

Згідно з результатами лабораторних та експериментальних досліджень встановлено високу ефективність вторинного видобутку вуглеводнів шляхом нагнітання неуглеводневих газів.

Однією з успішних методик в області вторинного видобутку газу є методика нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний пласт. Теоретичні та експериментальні дослідження процесу нагнітання діоксиду вуглецю з метою витіснення залишкового газу та підвищення вуглеводневилучення підтверджують його ефективність.

Згідно проведених досліджень встановлено, що завдяки нагнітання діоксиду вуглецю вдається додатково вилучити значно більший об'єм газу в порівнянні з варіантами розробки родовища на виснаження та забезпечити значно вищі коефіцієнти вилучення газу [15-17].

Численними дослідженнями підтверджено, що діоксид вуглецю добре розчиняється у воді при збільшенні тиску, але різко зменшується з

підвищенням температури та солоності води. Враховуючи вищевказане, можна стверджувати, що діоксид вуглецю буде, розширюватися та частково розчинятися у воді забезпечуючи при цьому сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади [18].

У відповідності до проведених експериментальних досліджень встановлено, що в більшості випадків з ціллю забезпечення більш повного охоплення газонасиченої площі покладу бажаним було б повне попередження просування пластової води в продуктивні поклади. Однак, практичного вирішення даної проблеми так і не знайдено [19].

Дослідження впливу тривалості періоду нагнітання на коефіцієнт вилучення природного газу виконано на прикладі синтетичної тривимірної цифрової моделі газоконденсатного покладу.

Продуктивний поклад представлений моделлю кругової форми з такими параметрами: площа газонасиченості –  $17,63 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>, товщина пласта – 15,4 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,18, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,8, коефіцієнт абсолютної проникності пласта –  $8,65 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, середня глибина залягання продуктивного пласта – 3300 м, початковий пластовий тиск – 35 МПа, пластова температура – 358 К. Запаси газу становлять 800,97 млн м<sup>3</sup>.

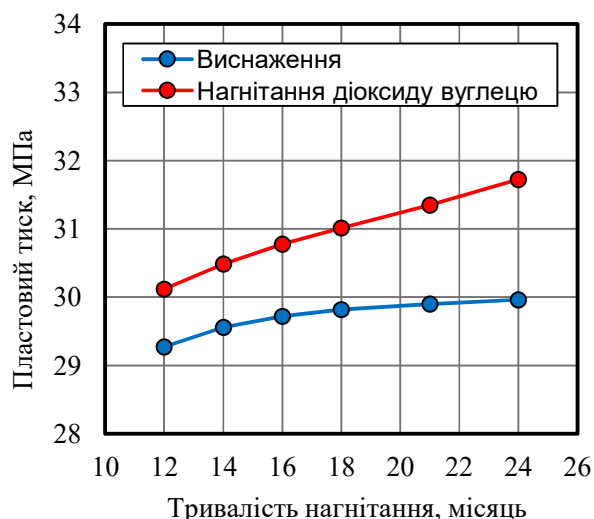
Газоконденсатний поклад розробляється на виснаження п'ятьма свердловинами, розміщеними в центральній частині структури, які експлуатуються на режимі постійного дебіту газу. Дебіт газу однієї свердловини становить 50 тис. м<sup>3</sup>/добу. Поблизу початкового контуру газонасиченості розміщено 12 нагнітальних свердловин. Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється з темпом на рівні 50 тис. м<sup>3</sup>/добу в одну свердловину. Дослідження виконано для різних значень періоду нагнітання діоксиду вуглецю у поклад (12, 14, 16, 18, 21, 24 місяці).

Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється одночасно з початком розробки продуктивного покладу, тобто при початковому пластовому тиску на межі початкового газоводяного контакту. Після досягнення заданої тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю припиняли нагнітання і продовжували подальшу експлуатацію видобувних свердловин до моменту прориву агенту нагнітання у видобувні свердловини.

З метою урахування всіх фізичних процесів, що мають місце при фільтрації газу в пласті при нагнітанні діоксиду вуглецю в умовах водонапірного режиму, створено та використано в подальшому композиційну модель для газоконденсатного покладу [20-21].

Аналізуючи результати проведених розрахунків, встановлено, що нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту забезпечує підтримання пластового тиску на значно вищому рівні порівняно з розробкою покладів на виснаження.

Залежності пластового тиску від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці на виснаження наведені на рисунку 1.



**Рисунок 1 – Залежності пластового тиску від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці на виснаження**

На основі результатів моделювання встановлено, що, збільшуючи час періоду нагнітання діоксиду вуглецю з 12 місяців до 24 місяців, зменшується тривалість експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву агенту нагнітання. Для тривалості періоду нагнітання на рівні 12 місяців прорив діоксиду вуглецю до ряду видобувних свердловин відбувається після 45 місяців розробки продуктивного покладу, а для тривалості періоду нагнітання 24 місяців час прориву становить 37 місяців.

Результати розрахунків тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до ряду видобувних свердловин наведено у таблиці 1.

Таким чином, збільшення тривалості періоду нагнітання призводить до зменшення загального видобутку газу та конденсату через швидкий прорив діоксиду вуглецю у видобувні свердловини. Чим більша тривалість періоду нагнітання, тим швидше діоксид вуглецю проривається у видобувні свердловини і тим шви-

**Таблиця 1 – Результати розрахунків тривалості періоду експлуатації видобувних свердловин від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до ряду видобувних свердловин**

Період нагнітання, місяці	Тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту прориву діоксиду вуглецю, місяці
12	45
14	42
16	40
18	39
21	38
24	37

**Таблиця 2 – Результати розрахунків накопиченого видобутку газу, конденсату та води для різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на кінець розробки продуктивного покладу**

Період нагнітання, місяці	Накопичений видобуток		
	газу, тис. м <sup>3</sup>	конденсату, тис. м <sup>3</sup>	води, тис. м <sup>3</sup>
12	537,1	29,6	131,9
14	514,1	28,3	48,0
16	498,2	27,5	17,8
18	488,2	26,9	7,4
21	478,6	26,4	2,5
24	471,4	26,0	0,1

дше призводить до виведення видобувних свердловин з експлуатації.

Аналізуючи результати проведених досліджень, слід звернути увагу на динаміку основних технологічних показників розробки газоконденсатного покладу в залежності від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю.

Результати розрахунків накопиченого видобутку газу, конденсату та води для різної тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на кінець розробки продуктивного покладу наведені в таблиці 2.

Аналізуючи результати розрахунків, що наведені в таблиці 2, встановлено, що збільшення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю призводить до зменшення накопиченого видобутку газу, конденсату та різкого скорочення об'ємів видобутку пластової води. Результати проведених розрахунків дають підстави стверджувати, що нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад дозволяє контролювати процес надходження пластової води в газонасичені горизонти та забезпечити стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин протягом тривалішого періоду дорозробки покладу.

Враховуючи те, що густини діоксиду вуглецю та води значно відрізняються, процес його нагнітання на межі початкового газоводяно-

го контакту призводить до створення штучного бар'єру між водою та природним газом, завдяки якому відбувається блокування вибіркового просування пластової води.

Аналізуючи стан обводненості продуктивного покладу, встановлено, що у випадку впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до ряду видобувних свердловин поточний газоводяний контакт знаходиться значно нижче порівняно з розробкою на виснаження. На основі результатів проведених досліджень можна зробити висновок про ефективність технології нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті з метою регулювання процесу обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин.

Стан обводненості продуктивного покладу при розробці на виснаження та при нагнітанні діоксиду вуглецю протягом 14 місяців на момент його прориву до ряду видобувних свердловин наведено на рисунку 2.

На основі результатів проведених досліджень здійснено розрахунок коефіцієнта вилучення газу залежно від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до ряду видобувних свердловин. Результати розрахунків наведено в таблиці 3.

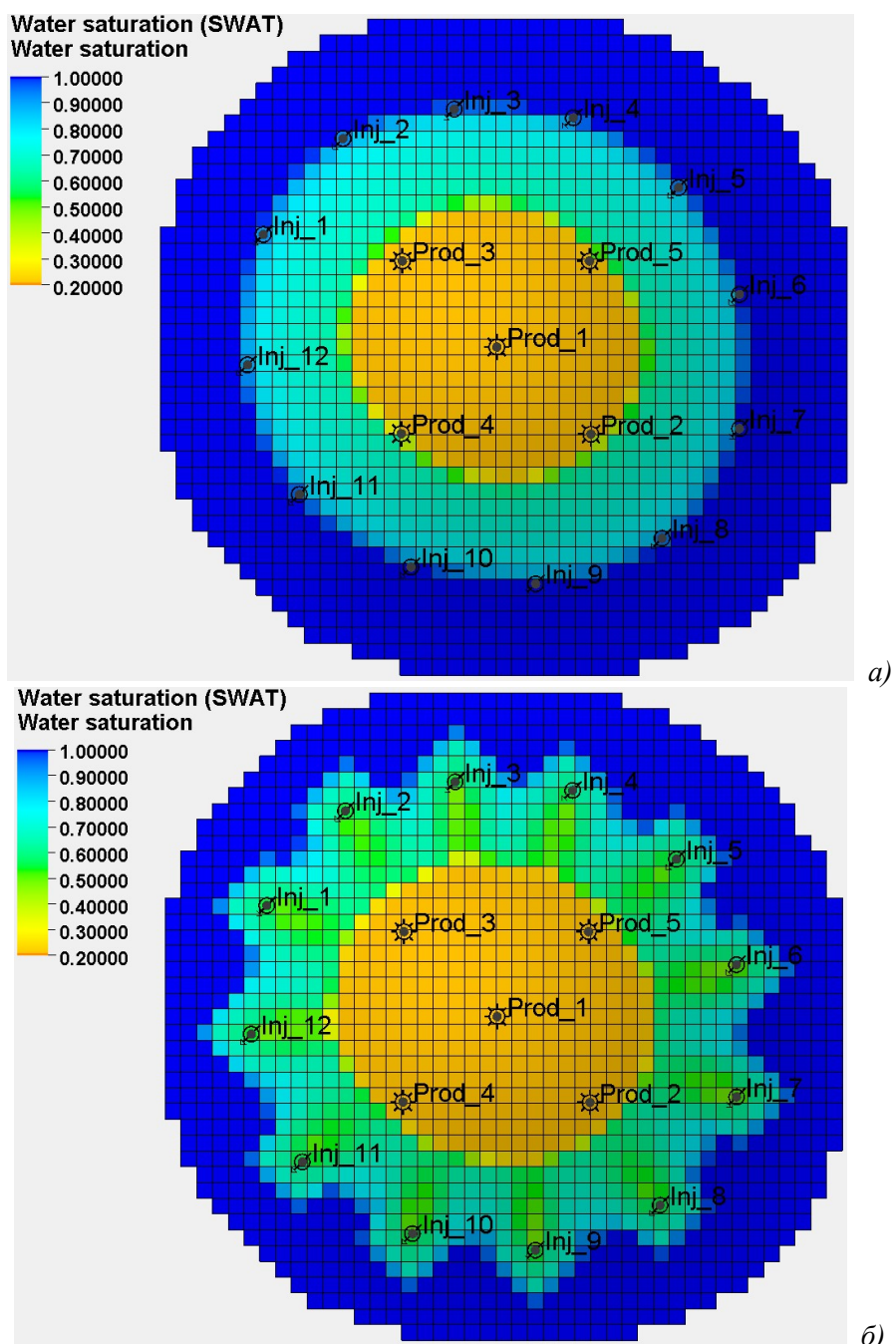
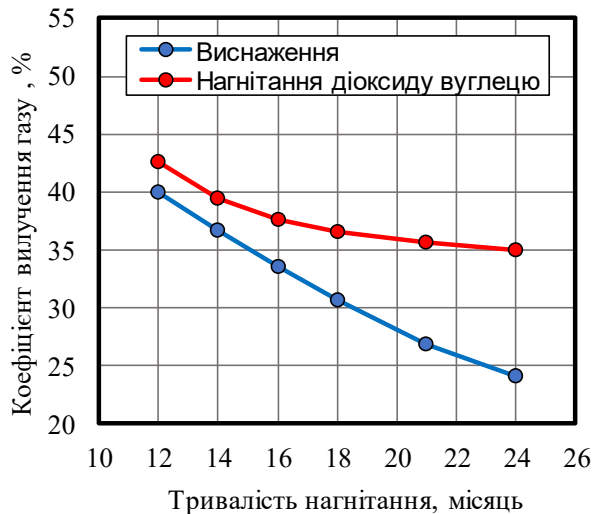


Рисунок 2 – Стан обводненості продуктивного покладу при розробці на виснаження (а) та при нагнітанні діоксиду вуглецю 14 місяців (б) на момент його прориву до ряду видобувних свердловин

Таблиця 3 – Результати розрахунків коефіцієнта вилучення газу залежно від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву до ряду видобувних свердловин

Період нагнітання, місяці	Коефіцієнт вилучення газу, %	
	Нагнітання CO <sub>2</sub>	Виснаження
12	42,54	40,01
14	39,44	36,66
16	37,63	33,61
18	36,61	30,66
21	35,64	26,85
24	34,96	24,15

Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження наведено на рисунку 3.



**Рисунок 3 – Залежності коефіцієнта вилучення газу від тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження**

За результатами обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю у поклад, за межами якого коефіцієнт газовилучення змінюється не значно. На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину оптимальне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю у поклад становить 16,3 місяців. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення тривалості періоду нагнітання дорівнює 61,98 %.

### Висновки

На даний час проведено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень, пов'язаних з розробкою родовищ вуглеводнів в умовах водонапірного режиму. За результатами вітчизняних та іноземних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу водою в пористому середовищі. Спираючись на результати фундаментальних досліджень, розроблено безліч методик та технологій розробки виснажених родовищ в умовах інтенсивного просування пластової води, які характеризуються певними перевагами та недоліками. Зважаючи на це, існує необхідність вдосконалення існуючих та розробка нових технологій, які б за мінімальних витрат забезпечували максимальні ко-

ефіцієнти вилучення вуглеводнів, впровадження яких, з економічної точки зору, забезпечувало б максимальний приведений грошовий потік.

Використання основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger для проектування розробки родовищ вуглеводнів дає можливість оптимізувати процес видобутку вуглеводнів в умовах прояву водонапірного режиму. На основі результатів проведених досліджень встановлено оптимальне значення тривалості періоду нагнітання діоксиду вуглецю на початковому газоводяному контакті, яке становить 16,3 місяців.

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 коефіцієнта вуглеводневилучення.

### Література

1. Кондрат Р.М. Активний вплив на процес розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення. *Наука та інновації*, 2005. Т1. № 5. С.12-23.
2. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів, 1996. 620 с.
3. Glumov D.N., Sokolov S.V., Strelakov A.V. Assessment of Drained Gas Reserves in the Process of Gas and Gas Condensate Field Operation in Water Drive (Russian). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017. <https://doi.org/10.2118/187863-MS>
4. Zavaleta S., Adrian P.M., Michel Michel: Estimation of OGIP in a Water-Drive Gas Reservoir Coupling Dynamic Material Balance and Fetkovich Aquifer Model. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, 25-26 June, Port of Spain, Trinidad and Tobago, 2018. <https://doi.org/10.2118/191224-MS>
5. Hower T.L., Bergeson I.E., Lewis D.R. and Owens R.W. Recovery Optimization in a Multi-Reservoir Offshore Gas Field with Water Influx, *SPE 24865, 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, D. C.*, Oct. 4-7, 1992. P. 9-15. <https://doi.org/10.2118/24865-MS>

6. Ancell K. L., Trousil P. M. Remobilization of Natural Gas Trapped by Encroaching Water. *SPE 20753. 65th Annual Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, Louisiana, USA*, Sept. 23-26, 1990. P. 1-7 (375-381). <https://doi.org/10.2118/20753-MS>
7. Matthew J. D., Hawes R. I., Lock T. P. Feasibility Studies of water flooding Gas Condensate Reservoir. *J PT*, P. 1049-1056. <https://doi.org/10.2118/15875-PA>
8. Calgle T. O. Performance of Secondary Gas Recovery Operations: North Alazan H-21 Reservoir, *SPE 20771, 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, LA*, Sept. 23-26, 1990, USA, P. 2-7 (508-513). <https://doi.org/10.2118/20771-MS>
9. Rogers L.A. Test of Secondary Gas Recovery by Coproduction of Gas and Water from Mt. Selman Field, Texas. *SPE DOE/GRI 12865, Unconventional Gas Recovery Symposium held in Pittsburgh. P. A.*, May 13-15, 1984. P. 331-335. <https://doi.org/10.2118/12865-MS>
10. Arco D. P., Bassiouni Z. The Technical and Economic Feasibility of Enhanced Gas Recovery in the Eugene Island Field by Use of Coproduction Technique, Louisiana State University, *Journal of Petroleum Technology*, May 1987, USA, P. 58-590. <https://doi.org/10.2118/14361-PA>
11. Rzaee M., Rostami B., Mojarad M. Experimental Determination of Optimized Production Rate and its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs, *IPTC 16938, International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China*. 26-28 March, 2013, P. 1-11. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16938-Abstract>
12. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K., Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency, *Canada International petroleum Conference*, June 17- 19, 2008. Calgary, Alberta, Canada. Pp. 1-14. <https://doi.org/10.2118/2008-145>
13. 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, San Antonio. Texas, Pp. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
14. Матківський С., Кондрат О. та ін. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 2 (75). C.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)
15. 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, San Antonio, Texas, Pp. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
16. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L., White S. P. Mixing of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> 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>
17. Turta A. T., Sim, S. S. K., Singhai A. K., Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas - Gas Displacement, *Journal of Canada Petroleum Technology*, Volume 47, Number 10, Alberta, Canada, 2008, P. 1-6. <https://doi.org/10.2118/08-10-39>
18. Al-Hashami A., Ren S. R., Tohidi B. CO<sub>2</sub> 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>
19. Akindele F., Tiab D. Enhanced Gas Recovery from Water-Drive Reservoirs - Methods and Economics, University of Oklahoma, *SPE 11104, 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers*, New Orleans, Sept. 26-29, 1982, Dallas, Texas, USA, P. 1-6. <https://doi.org/10.2118/11104-MS>
20. 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)
21. 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>

## References

1. Kondrat R.M. Aktyvnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovyshch pryrodnykh haziv z vodonapirnym rezhymom dlia zbilshennia hazokondensatovyluchennia. *Nauka ta innovatsii*, 2005. T1. No 5. P.12-23. [in Ukrainian]



2. Boiko V.S., Kondrat R.M., Yaremiichuk R.S. Dovidnyk z naftohazovoi spravy. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]
3. Glumov D.N., Sokolov S.V., Strekalov A.V. Assessment of Drained Gas Reserves in the Process of Gas and Gas Condensate Field Operation in Water Drive (Russian). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017. <https://doi.org/10.2118/187863-MS>
4. Zavaleta S., Adrian P.M., Michel Michel: Estimation of OGIP in a Water-Drive Gas Reservoir Coupling Dynamic Material Balance and Fetkovich Aquifer Model. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, 25-26 June, Port of Spain, Trinidad and Tobago, 2018. <https://doi.org/10.2118/191224-MS>
5. Hower T.L., Bergeson I.E., Lewis D.R. and Owens R.W. Recovery Optimization in a Multi-Reservoir Offshore Gas Field with Water Influx, *SPE 24865, 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, D. C.*, Oct. 4-7, 1992. P. 9-15. <https://doi.org/10.2118/24865-MS>
6. Ancell K. L., Trousil P. M. Remobilization of Natural Gas Trapped by Encroaching Water. *SPE 20753. 65th Annual Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, Louisiana, USA*, Sept. 23-26, 1990. P. 1-7 (375-381). <https://doi.org/10.2118/20753-MS>
7. Matthew J. D., Hawes R. I., Lock T. P. Feasibility Studies of water flooding Gas Condensate Reservoir. *J PT*, P. 1049-1056. <https://doi.org/10.2118/15875-PA>
8. Calgle T. O. Performance of Secondary Gas Recovery Operations: North Alazan H-21 Reservoir, *SPE 20771, 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, LA*, Sept. 23-26, 1990, USA, P. 2-7 (508-513). <https://doi.org/10.2118/20771-MS>
9. Rogers L.A. Test of Secondary Gas Recovery by Coproduction of Gas and Water from Mt. Selman Field, Texas. *SPE DOE/GRI 12865, Unconventional Gas Recovery Symposium held in Pittsburgh. P. A.*, May 13-15, 1984. P. 331-335. <https://doi.org/10.2118/12865-MS>
10. Arco D. P., Bassiouni Z. The Technical and Economic Feasibility of Enhanced Gas Recovery in the Eugene Island Field by Use of Coproduction Technique, Louisiana State University, *Journal of Petroleum Technology*, May 1987, USA, P. 58-590. <https://doi.org/10.2118/14361-PA>
11. Rczace M., Rostami B., Mojarad M. Experimental Determination of Optimized Production Rate and its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs, *IPTC 16938, International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China*. 26-28 March, 2013, P. 1-11. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16938-Abstract>
12. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K., Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency, *Canada International petroleum Conference*, June 17- 19, 2008. Calgary, Alberta, Canada. Pp. 1-14. <https://doi.org/10.2118/2008-145>
13. 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, San Antonio, Texas, Pp. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
14. Matkivskiy S., Kondrat O. ta in. Doslidzhennia vplyvu neznachnogo proiavu vodonapirnoi systemy na dostovirnist materialnoho balansu kolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykhr odovyshch*. 2020. No 2 (75). S.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). [inUkrainian]
15. 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, San Antonio, Texas, Pp. 1-9. <https://doi.org/10.2118/77347-MS>
16. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L., White S. P. Mixing of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> 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>
17. Turta A. T., Sim, S. S. K., Singhai A. K., Hawkins B. F. Basic Investigations on Enhanced Recovery by Gas - Gas Displacement, *Journal of Canada Petroleum Technology*, Volume 47, Number 10, Alberta, Canada, 2008, P. 1-6. <https://doi.org/10.2118/08-10-39>
18. Al-Hashami A., Ren S. R., Tohidi B. CO<sub>2</sub> 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>
19. Akindele F., Tiab D. Enhanced Gas Recovery from Water-Drive Reservoirs - Methods and Economics, University of Oklahoma, *SPE 11104, 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers*,

New Orleans, Sept. 26-29, 1982, Dallas, Texas, USA, P. 1-6. <https://doi.org/10.2118/11104-MS>

20. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskyi S. V., Bikman Ye. S., Kondrat O. R. Osoblyvosti vidtvorennia rivniannia stanu hazokondensatnykh sumishei za umovy obmezhenoi vkhidnoi informatsii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2020. No 1(74), P. 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). [inUkrainian]

21. Burachok, O. V., Pershyn, D. V., Matkivskyi, S. V., Kondrat, O. R. Doslidzhennia mezhi zastosuvannia PVT-modeli "chornoj nafty" dlia modeliuвання hazokondensatnykh pokladiv. *Mineralni resursy Ukrainy*, 2020. No 2. P. 43-48. <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>