

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ НА КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ ТЕМПУ НАГНІТАННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ НА МЕЖІ ПОЧАТКОВОГО ГАЗОВОДЯНОГО КОНТАКТУ

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

<sup>1</sup>Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 4-21-95,  
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, oburachok@googlemail.com,  
lilya.matiishun@gmail.com

<sup>2</sup>Український науково-дослідний інститут природних газів;  
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел./факс (0577) 331755,  
e-mail: matkivskiy.sergey@ndigas.com.ua

На базі цифрової тривимірної моделі газоконденсатного покладу досліджено процес нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту за різного темпу його нагнітання. Розрахунки проведені для темпу нагнітання неуглеводневого газу в продуктивний поклад на рівні 40, 50, 60, 70, 80, 90 тис.м<sup>3</sup>/добу в одну свердловину. Відповідно до отриманих результатів розрахунків встановлено, що зі збільшенням темпів нагнітання діоксиду вуглецю в газоконденсатний поклад зменшується тривалість періоду експлуатації видобувних свердловин до моменту його прориву. На основі аналізу технологічних показників розробки покладу встановлено, що впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю призводить до скорочення обсягів видобутку пластової води. Завдяки нагнітання неуглеводневого газу в на межі початкового газоводяного контакту створюється гідродинамічний бар'єр, завдяки якому знижується активність водонапірної системи. Також впровадження технології нагнітання діоксиду вуглецю забезпечує додатково умови для формування штучного бар'єру між пластовою водою та природним газом, який блокує вибіркоче просування пластової води і тим самим забезпечує стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин. На основі проведених розрахунків виведено основні залежності та закономірності. За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад. На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини оптимальне значення темпу його нагнітання в одну свердловину становить 58,17 тис.м<sup>3</sup>/добу. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю становить 63,29 %. При розробці продуктивного покладу на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу за цих умов становить 53,98%. Згідно з результатами проведених досліджень встановлено технологічну ефективність нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади.

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

На основе цифровой трехмерной модели газоконденсатной залежи исследован процесс нагнетания диоксида углерода на границе начального газоводяного контакта для различного темпа его нагнетания. Расчеты разработки продуктивной залежи проведены для темпа нагнетания неуглеводородного газа на уровне 40, 50, 60, 70, 80, 90 тыс.м<sup>3</sup>/сут. в одну скважину. Согласно полученным результатам расчетов установлено, что при увеличении темпов нагнетания диоксида углерода в продуктивную залежь уменьшается продолжительность периода эксплуатации добывающих скважин до момента его прорыва. На основе анализа технологических показателей разработки газоконденсатной залежи установлено, что внедрение технологии нагнетания диоксида углерода в продуктивную залежь приводит к сокращению объемов добычи пластовой воды. Благодаря нагнетанию неуглеводородного газа на границе начального газоводяного контакта создается гидродинамический барьер, благодаря которому снижается активность водонапорной системы. Также внедрение технологии нагнетания диоксида углерода позволяет дополнительно создать искусственный барьер между пластовой водой и природным газом, который блокирует выборочное продвижения пластовой воды и тем самым обеспечит стабильную безводную эксплуатацию добывающих скважин. На основе проведенных расчетов выведены основные зависимости та закономірності. По результатам статистической обработки расчетных данных определено оптимальное значение темпа нагнетания диоксида углерода в продуктивную залежь. На момент прорыва диоксида углерода в добывающую скважину оптимальное значение темпа нагнетания в одну скважину составляет 58,17 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Конечный коэффициент

ент извлечения газа для приведенного оптимального значения темпа нагнетания диоксида углерода составляет 63,29%. При разработке продуктивной залежи на истощение конечный коэффициент извлечения природного газа при этих условиях составляет 53,98%. Согласно результатам проведенных исследований, установлено технологическую эффективность нагнетания диоксида углерода на границе начального газоводяного контакта с целью замедления продвижения пластовой воды в продуктивную залежь.

**Ключевые слова:** 3D модель, месторождение, газоконденсатная залежь, водонапорный режим, нагнетание диоксида углерода.

*The process of carbon dioxide injection into the initial gas-water contact with different rates of its injection, using a 3D model of a gas condensate reservoir, has been investigated. Calculations were carried out for one well injection rate of non-hydrocarbon gas: 40, 50, 60, 70, 80, 90 th.m<sup>3</sup>/day. According to the calculated results, it has been found that with an increased rate of the carbon dioxide injection into a productive reservoir, the operation duration of production wells decreases until the moment of the carbon dioxide breakthrough. Based on the technological indicators' analysis of the gas condensate reservoir's development, it has been found that the introduction of the carbon dioxide injecting technology leads to a reduction in the production of formation water. Due to the injection of non-hydrocarbon gases, a hydrodynamic barrier is created on the initial gas-water contact boundary, which decreases the water influx. Also, the introduction of carbon dioxide injection technology will additionally create an artificial barrier between water and natural gas, which blocks the selective water encroaching and thereby ensure stable waterless operation of production wells. Based on the conducted calculations, the main dependencies have been derived and the corresponding patterns between them have been established. According to the results of the statistical processing of the calculated data, the optimal carbon dioxide injection rate has been determined. At the time of the carbon dioxide breakthrough into the producing well, its optimal well injection rate is 58.17 th.m<sup>3</sup>/day. The ultimate gas recovery factor for the optimal carbon dioxide injection rate is 63.29 %. Under the same conditions during depletion, the ultimate natural gas recovery factor is 53.98%. The results of the carried out studies indicate the technological efficiency of carbon dioxide injection into the initial gas-water contact in order to slow down the formation water encroaching into productive reservoir.*

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

### Вступ

Переважна більшість родовищ природних газів пристосована до пластових водонапірних систем і розробляється в умовах прояву водонапірного режиму, який полягає в надходженні в газонасичені поклади підшовних чи крайових вод, та защемленні водою в пористому середовищі значних об'ємів газу, а також обводненні свердловин [1].

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 [2].

Проведення робіт з ізоляції припливу пластової води на свердловинах дуже часто позитивних результатів не дають і виявляються малоефективними. Свердловини змушено переводяться на вищезалігаючі поклади горизонтів у зв'язку з неможливістю відновлення їх експлуатації на поточний горизонт.

У газопромисловій практиці накопичено значний досвід застосування методів контролю за просуванням пластової води в продуктивні поклади та обводненням видобувних свердловин. Однак проблема підвищення вуглеводневилучення з родовищ, які розробляються в

умовах прояву водонапірного режиму розробки, залишається актуальною і важливою до сьогодні.

### Постановка проблеми

Розробка газоконденсатних родовищ в умовах водонапірного режиму характеризується нерівномірним переміщенням газоводяного контакту. Причиною цього є неоднорідність продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною. Це призводить до "язикового" обводнення та защемлення водою залишкових запасів газу. В обводненій частині покладу залишається мікрозащемлений газ через неповне його витіснення водою, а також значний об'єм макрозащемленого газу, зумовлений нерівномірним просуванням фронту води [5].

Враховуючи величину залишкових запасів природного газу та складність видобутку вуглеводнів в умовах інтенсивного просування пластової води в продуктивні поклади, доцільним було б впроваджувати технології, які б певним чином сповільнили процес обводнення продуктивних покладів та видобувних свердловин [4].

У зв'язку з цим існує необхідність в проведенні додаткових досліджень щодо проектування раціональної системи розробки продуктивних покладів шляхом обґрунтування оптимальної кількості свердловин, системи розмі-

чення їх на площі, інтервалів розкриття в них продуктивних пластів, технологічних режимів експлуатації, які би забезпечували рівномірне просування пластової води в родовище [5].

За результатами досліджень необхідно вдосконалити існуючі технології видобування природного газу в умовах водонапірного режиму розробки таким чином, щоб забезпечити максимальний коефіцієнт вилучення вуглеводнів при мінімальних витратах.

### Виклад основного матеріалу

Раціональна система розробки родовищ природних газів повинна передбачати систематичний контроль та аналіз динаміки фактичних показників розробки, ступеня вироблення окремих пропластків та ділянок родовищ, надходження пластових вод та обводнення свердловин. За результатами виконаного аналізу повинні бути встановлені особливості процесу розробки родовища та чинники, які негативно впливають на процес видобування природного газу [6-7].

На стадії проектування розробки родовища не повністю відомі всі особливості будови газоносних відкладів, що в подальшому призводить до нерівномірного просування фронту води та зумовлює мікро- та макрозачемлення природного газу пластовою водою. Мікрозачемлення природного газу обумовлено особливостями структури порового простору порід. Макрозачемлений газ переважно знаходиться в низькопроникних ділянках покладу, які вода обійшла через просторову неоднорідність продуктивних покладів та нерівномірне розміщення видобувних свердловин на площі газонасності [3].

Згідно з промисловими даними завершених розробкою продуктивних покладів та родовищ природного газу в умовах водонапірного режиму розробки кінцевий коефіцієнт газовилучення в середньому становить 70-85 % [4].

Поряд із проблемою регулювання надходження законтурних вод в продуктивні горизонти актуальним напрямом є видобування зачемленого газу з обводнених пластів. Впровадження технології підвищення газовилучення з обводнених покладів шляхом зниження в них тиску зумовлює необхідність видобутку та утилізації значних об'ємів пластової води. Зменшити об'єми законтурної води можна шляхом нагнітання в продуктивні поклади неуглеводневих газів. Завдяки впровадженню вищезазначеної технології на межі початкового газоводяного контакту вдається створити гідродинаміч-

ний бар'єр, який частково блокує рух пластової води.

Ефективність такого методу регулювання надходження пластової води в продуктивні поклади підтверджена результатами лабораторних та теоретичних досліджень [8-13].

Серед неуглеводневих газів найбільш дешевим і доступним для використання є повітря. Недоліком нагнітання повітря в продуктивні поклади є те, що при змішуванні із природним газом утворюється вибухонебезпечна суміш за певного вмісту газу у повітрі.

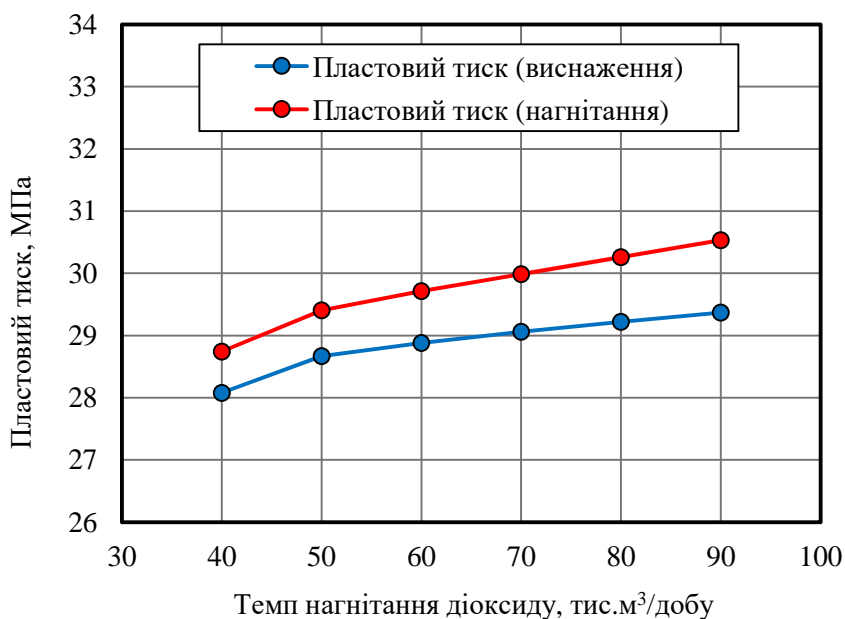
На основі аналізу результатів теоретичних та експериментальних досліджень встановлено найбільшу технологічну ефективність використання діоксиду вуглецю як агенту нагнітання [14-16] в умовах прояву водонапірного режиму продуктивних покладів.

Встановлено, що найвищий кінцевий коефіцієнт вуглеводневилучення забезпечується у випадку розробки продуктивного покладу на виснаження до економічно-рентабельної межі з подальшим нагнітанням діоксиду вуглецю в продуктивний поклад [17-18].

З метою вдосконалення існуючих технологій нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади з метою сповільнення просування пластової води в газонасичені горизонти проведено додаткові дослідження з використанням основних інструментів гідродинамічного моделювання Eclipse та Petrel компанії Schlumberger.

У ході проведення досліджень використано цифрову модель розроблюваного на виснаження газоконденсатного покладу з використанням п'яти видобувних свердловин, які експлуатуються з дебітом газу 56 тис.м<sup>3</sup>/доб. Свердловини на площі газонасності газоконденсатного покладу розміщені таким чином, що в центрі покладу знаходиться видобувна свердловина, а в радіусі 400 м від центральної свердловини рівномірно розміщено чотири видобувні свердловини. Нагнітання діоксиду вуглецю здійснюється з використанням шести нагнітальних свердловин, які розміщені в радіусі 800 м від центральної свердловини та рівномірно розподілені по периметру початкового газоводяного контакту. Нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади здійснюється впродовж 16 місяців.

Дослідження виконано для нагнітання діоксиду вуглецю з дебітами: 40, 50, 60, 70, 80 та 90 тис.м<sup>3</sup>/доб. Співвідношення між дебітами нагнітання діоксиду вуглецю та дебітом видобутку природного газу становить: 0,72:1; 0,89:1; 1,07:1; 1,25:1; 1,43:1; 1,61:1 (співвідношення між темпами нагнітання діоксиду вуглецю та



**Рисунок 1 – Залежності пластового тиску від темпів нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на момент його прориву до видобувних свердловин**

темпом видобутку природного газу: 0,86:1; 1,07:1; 1,29:1; 1,5:1; 1,72:1; 1,93:1).

Для урахування фізичних процесів, що мають місце при фільтрації газу в пласті при нагнітанні діоксиду вуглецю, використано композиційну РVT [19-20]. Розробка продуктивного покладу здійснювалася до моменту прориву діоксиду вуглецю в центральну видобувну свердловину.

Аналізуючи результати проведених розрахунків, встановлено, що завдяки нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газодяного контакту забезпечується підтримання пластового тиску на значно вищому рівні порівняно з розробкою продуктивного покладу на виснаження.

Залежності пластового тиску від темпів нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на момент його прориву до видобувних свердловин наведено на рисунку 1.

Аналізуючи дану залежність, можна зробити висновок, що чим більший темп нагнітання, тим швидше діоксид вуглецю проривається у видобувні свердловини. При темпі нагнітання на рівні 40 тис.м³/доб час прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину складає 46 місяців, а при збільшенні темпу нагнітання до 90 тис. м³/доб час прориву зменшується до 35 місяців.

Аналізуючи отримані результати моделювання, слід вказати, що при нагнітанні діоксиду вуглецю на рівні 40 тис.м³/доб в одну свердловину забезпечується найбільший видобуток води – 6,602 тис. м³. Для порівняння, при розроб-

ці продуктивного покладу на виснаження на момент прориву діоксиду вуглецю видобувається 9,578 тис.м³ води. Завдяки збільшенню темпів нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад обсяги видобутку пластової води зменшуються як у варіанті на виснаження, так і у варіантах з нагнітанням діоксиду вуглецю.

Динаміка накопиченого видобутку води в залежності від темпу нагнітання діоксиду вуглецю наведена на рисунку 2.

На основі проведених гідродинамічних досліджень, можна зробити висновок про ефективність технології нагнітання діоксиду вуглецю з метою сповільнення просування пластової води в продуктивні поклади та попередження передчасного обводнення видобувних свердловин.

Аналізуючи залежність коефіцієнта вилучення газу від темпу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини, встановлено, що збільшення темпу нагнітання призводить до зменшення коефіцієнта вилучення газу. Збільшуючи темп нагнітання діоксиду вуглецю, зменшують тривалість розробки продуктивного покладу до моменту прориву діоксиду вуглецю у видобувні свердловини.

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

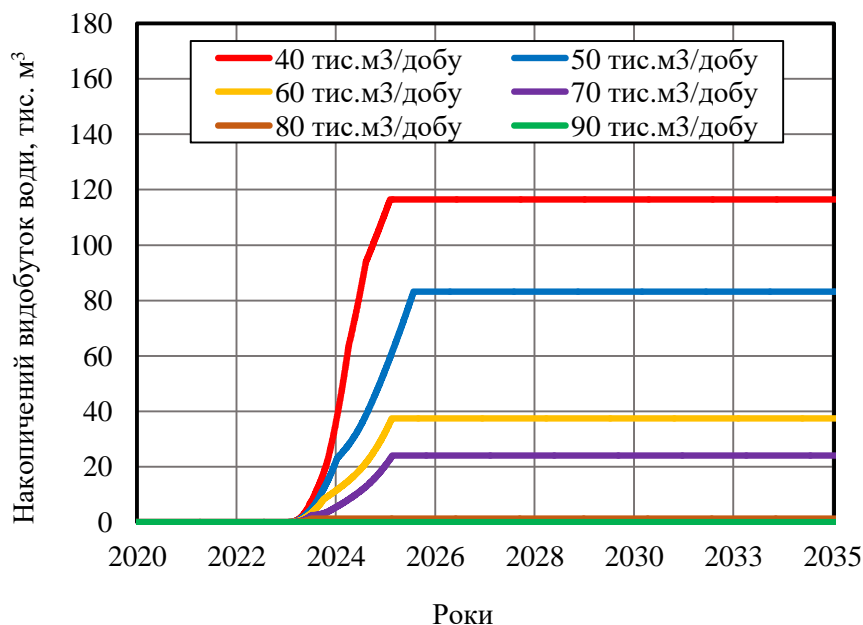


Рисунок 2 – Динаміка накопиченого видобутку пластової води залежно від темпу нагнітання діоксиду вуглецю

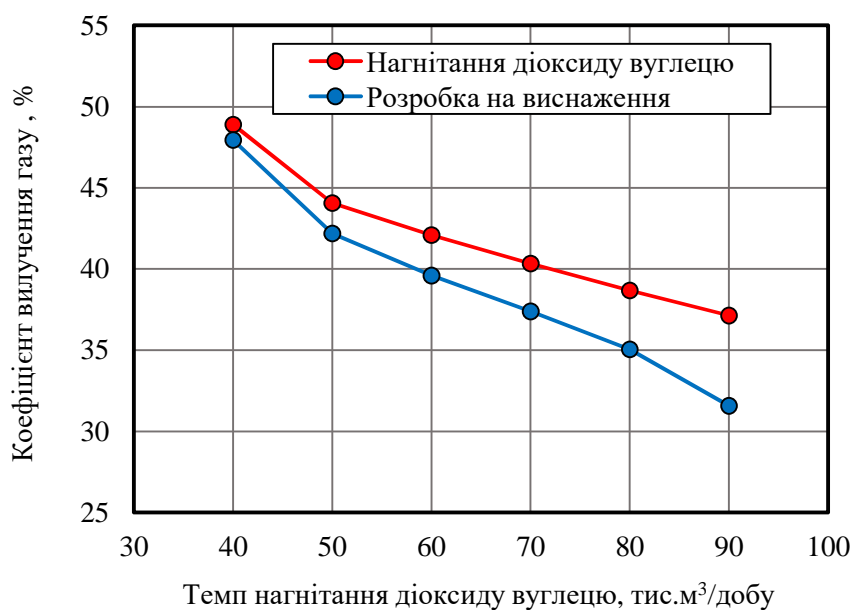


Рисунок 3 – Залежності коефіцієнта вилучення газу від темпів нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини та при розробці покладу на виснаження

Коефіцієнт вилучення газу залежно від темпу нагнітання діоксиду вуглецю на момент його прориву у видобувні свердловини становить: 40 тис. м<sup>3</sup>/добу – 48,90 %; 50 тис. м<sup>3</sup>/добу – 44,06 %; 60 тис. м<sup>3</sup>/добу – 42,09 %; 70 тис. м<sup>3</sup>/добу – 40,33 %; 80 тис. м<sup>3</sup>/добу – 38,68 %; 90 тис. м<sup>3</sup>/добу – 37,13 %.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад по периметру початкового газоводяного контакту, за межами якого ко-

ефіцієнт газовилучення змінюється не суттєво. На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину оптимальне значення дебіту нагнітання в одну свердловину становить 58,17 тис.м<sup>3</sup>/добу. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю становить 63,29 %. При розробці продуктивного покладу на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу за цих умов становить 53,98%.

**Висновок**

Використовуючи тривимірну цифрову модель газоконденсатного покладу, досліджено вплив темпу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад на межі початкового газоводяного контакту на коефіцієнт вилучення природного газу.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивний поклад. На момент прориву діоксиду вуглецю у видобувну свердловину оптимальне значення темпу нагнітання становить 58,17 тис.м<sup>3</sup>/доб. Кінцевий коефіцієнт газовилучення для наведеного оптимального значення темпу нагнітання діоксиду вуглецю становить 63,29 %. При розробці продуктивних покладів на виснаження кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу за цих умов дорівнює 53,98%. Впровадження технології нагнітання неуглеводневого газу в продуктивний поклад дозволяє збільшити кінцевий коефіцієнт вилучення природного газу на 9,31%.

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

**Література**

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

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

3. Кондрат Р.М. Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення. *Наука та інновації*, 2005. Т1. №5. С.12-23.

4. Akindele F. and Tiab D. (1982). 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.

5. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин при нагнітанні азоту у

виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №1(70). С. 33-40.

6. Матківський С. В., Ковальчук С.І., Бурачок О.В., Кондрат О.Р., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. №2 (75). С. 43–51.

7. Кондрат О.Р., Кондрат Р.М. Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 2. С. 61-67. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/rngr\\_2015\\_2\\_8](http://nbuv.gov.ua/UJRN/rngr_2015_2_8)

8. Вытеснение заземленного газа азотом из обводнившегося пласта / В. Г. Подюк, Р. М. Тер-Саркисов, В. [и др.]. *Газовая промышленность*. 2000. №12. С.33-34.

9. Kondrat O. R., Kondrat R. M. Investigation of regularities of trapped gas recovery processes from watered gas fields with homogeneous and macro heterogeneous reservoirs / MINING OF MINERAL DEPOSITS, Taylor & Francis Group, London, Uk, 2014, P. 303-309.

10. Тер-Саркисов Р. М. Технология закачки азота для добычи заземленного и низконапорного газа. *Газовая промышленность*. 2006. №4. С.24-26.

11. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 4. С. 15-22.

12. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2017. № 5. С. 23-28

13. Al-Hashami A., Ren S. R. and Tohidi B. (2005). CO2 Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, SPE 94129, SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7.

14. 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, P. 1-9.

15. Матківський С. В., Кондрат О. Р. Вплив тривалості періоду нагнітання діоксиду вугле-

цю на газовилучення в умовах прояву водонапірного режиму. Тези V Міжнародної науково-практичної конференції. Осло, Норвегія 2020. С.135-139.

16. 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. №5/1 (55). С. 12-17.

17. SPE 130151. Enhanced Gas Recovery - Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. 14-17 June. Barcelona, Spain. 2010

18. SPE 68169. Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas Cap. Sanhita Tiwari, M. Suresh Kumar. SPE Middle East Oil Show. 17-20 March. Manama, Bahrain 2001.

19. 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. № 1(74). С. 82-88.

20. 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.

### References

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

2. Boiko V. S., Boiko R. V., Keba L. M., Seminskyi O. V. *Obvodnennia hazovykh i naftovykh sverdlovyh*. Kyiv: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiia, 2006. 791 p. [in Ukrainian]

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

4. Akindele F. and 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.

5. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv system ploshchovoho rozmishchennia vydobuvnykh i nahnitalnykh sverdlovyh pry nahnitanni azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad na

koefitsient hazovyluchennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2019. №.1(70). С. 33-40. [in Ukrainian]

6. Matkivskiy S. V., Kovalchuk S. I., Burachok O. V., Kondrat O. R., Khaidarova L. I. Doslidzhennia vplyvu neznachnogo proiavu vodonapirnoi systemy na dostovirnist materialnogo balansu kolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. №2 (75). P. 43-51. [in Ukrainian]

7. Kondrat O.R., Kondrat R.M. Doslidzhennia vplyvu zonalnoi neodnorodnosti produktyvnykh plastiv na kharakter zalezhnosti zvedenoho serednoho plastovoho tysku vid nakopychenoho vydobutku hazu z rodovyshcha. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2015. № 2. P. 61-67. [in Ukrainian] URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/rngr\\_2015\\_2\\_8](http://nbuv.gov.ua/UJRN/rngr_2015_2_8)

8. Vyitesnenie zaschemlennogo gaza azotom iz obvodnivshegosya plasta / V. G. Podyuk, R. M. Ter-Sarkisov, V. [i dr.]. *Gazovaya promyshlennost*. 2000. No12. P. 33-34. [in Russian]

9. Kondrat O. R., Kondrat R. M. Investigation of regularities of trapped gas recovery processes from watered gas fields with homogeneous and macro heterogeneous reservoirs / *MINING OF MINERAL DEPOSITS*, Taylor & Francis Group, London, Uk, 2014, P. 303-309.

10. Ter-Sarkisov R. M. Tehnologiya zakachki azota dlya dobychi zaschemlennogo i nizkonapornogo gaza. *Gazovaya promyshlennost*. 2006. No4. P.24-26. [in Russian]

11. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Vplyv tsyklichnosti nahnitannia azotu z riznym tempom u vysnazhenyi hazovyi poklad na kintsevyi koefitsient hazovyluchennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2018. № 4. P. 15-22. [in Ukrainian]

12. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukovyi visnyk Natsionalnogo hirnychoho universytetu*. 2017. № 5. P. 23-28. [in Ukrainian]

13. Al-Hashami A., Ren S. R. and Tohidi B. CO2 Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, SPE 94129, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7.

14. 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, P. 1-9.

15. Matkivskiy S. V., Kondrat O. R. Vplyv tryvalosti periodu nahnitannia dioksydu vuhletsiu na hazovyluchennia v umovakh proiavu vodonapirnoho rezhymu. Tezy V Mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii. Oslo, Norvehiiia. 2020. P.135-139. [in Ukrainian]

16. 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. №5/1 (55). P. 12-17.

17. SPE 130151. Enhanced Gas Recovery - Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, Severin Secklehner, Konstantinos Mantatzis, Bas Jacobs. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. 14-17 June. Barcelona, Spain. 2010

18. SPE 68169. Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas Cap. Sanhita Tiwari, M. Suresh Kumar. SPE Middle East Oil Show. 17-20 March. Manama, Bahrain 2001.

19. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy 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*. № 1(74). P. 82-88. [in Ukrainian]

20. 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 №2. P. 43-48.