

А. В. Щербина

**ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ КОМПЛЕКСНИХ
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЗАХОДІВ НА ПРИКЛАДІ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ
ПРИОСЬОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ***Український науково-дослідний інститут природних газів, (УкрНДІгаз)***Ключові слова:** свердловина, газ, експлуатація, дебіт, темп розробки.

Вступ. На сьогодні Україна є енергонезалежною державою, розвиток газовидобувної галузі України з урахуванням провідного досвіту світових лідерів передбачає збільшення обсягів власного видобутку природного газу з метою зменшення її залежності від імпорту енергоносіїв [1, 13, 14]. З наявною значною ресурсною базою та критичною необхідністю забезпечення населення і бізнесу зменшення обсягів видобутку є неприпустимим, отже залишається актуальним питання збільшення темпу розробки існуючих родовищ [7, 11]. Основними методами досягнення необхідного результату для країни є буріння нових свердловин, застосування методів інтенсифікації та вдосконалення систем розробки [8–10]. З метою стабілізації та збільшення обсягів видобутку необхідно досліджувати вплив та ефективність проведених заходів на родовищах які показали позитивні результати, щоб в подальшому відтворити підходи на родовищах-аналогах.

Зараз в галузі залишається проблема підбору та впровадження ефективних систем розробки, за рахунок яких можна в мінімальні терміни досягти збільшення обсягів видобутку вуглеводнів [2]. Проблема ускладнена відсутністю достатньої кількості якісної геолого-промислової інформації та гідродинамічних досліджень в процесі проектування систем розробки. Шляхом аналізу історії розробки родовищ, на яких впроваджено оптимальні системи розробки, необхідно визначити та описати застосовані підходи збільшення темпів вилучення запасів вуглеводнів, з метою впровадження рекомендацій на інших газоконденсатних родовищах України.

Збільшення дебіту свердловини або відновлення її видобувних можливостей залежить від методів інтенсифікації припливу вуглеводнів [3–5]. Технологія гідравлічного розриву пласта є однією з найефективніших на сьогодні [6, 12, 15], а тому широко застосовуваною для підвищення продуктивності свердловин. Оцінка результативності цього заходу досить часто зводиться до порівняння дебіту до та після проведення, але важливо розуміти загальний ефект для системи розробки від всіх проведених операцій.

Мета роботи полягає в дослідженні впливу та ефективності проведених комплексних геолого-технологічних заходів на систему розробки газоконденсатного родовища центральної частини приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Завдання: виконати аналіз розробки газоконденсатного родовища, кількісно оцінити операції та заходи, проведені з метою збільшення відборів, провести порівняльний аналіз динаміки зміни темпу розробки родовища, річних відборів, продуктивностей свердловин та заходів які на це вплинули.

Наукова новизна: система розробки досліджуваного родовища є унікальною завдяки проведеним гідравлічним-розривам на свердловинах експлуатаційного об'єкту, які дали найбільший ефект у відносних значеннях у порівнянні з іншими родовищами.

Операція застосовувалася майже до всього експлуатаційного фонду свердловин досліджуваного об'єкту, тому оцінка його дієвості доступними методами є новим напрямком визначення ефекту впровадження високоефективних систем розробки.

Матеріали та методи. Проведено дослідження розробки експлуатаційного об'єкту газоконденсатного родовища у період 2015–2022 років. В період з 2017 по 2021 роки річні відбори суттєво збільшились за рахунок проведення геолого технологічних заходів, тому постала необхідність дослідити та оцінити отриманий ефект. В геологічній будові родовища приймають участь відклади палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем. Колектори досліджуваного об'єкту представлені теригенними утвореннями, в основному пісковиками, рідше алевролітами з середньою відкритою пористістю 9 %. Початковий пластовий тиск 50 МПа, пластовий тиск станом на 2015 р. становить 30–35 МПа, станом на 2015 р. накопичений видобуток по експлуатаційному об'єкту 25 % від початкових запасів вуглеводнів.

Матеріалами для досліджень є геолого-промислові дані та геолого-технологічна модель родовища.

В роботі застосовано методи емпіричного дослідження, а саме порівняння та вимірювання та теоретичного – аналіз.

Результати та обговорення. Станом на 01.01.2015 об'єкт розроблявся 18 свердловинами, до 01.01.2017 ця кількість зростає до 24. Основний ефект приросту річних відборів отримано за рахунок переведення свердловин з іншого експлуатаційного об'єкту, буріння нових свердловин та проведення гідравлічного розриву пласта на експлуатаційному фонді.

Загалом на експлуатаційному об'єкті проведено 50 геолого-технологічних заходів, 45 з яких в 2017–2020 роках, дані кількості проведених заходів у відповідний рік наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Кількість проведення геолого технологічних заходів по роках

Геолого-технологічні заходи/Роки	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Переведення	1	1	1	1	4	13	0
Буріння	1	2	1	0	0	0	0
Гідравлічний розрив пласта	0	0	11	6	4	4	0

У 2017 році після проведення заходів з інтенсифікації спостерігалось збільшення дебіту у 2.3–14 раз; 2018 – 2.1–5.8; 2020 – 1.3–5.1. У 2019 році гідравлічний розрив пласта проводився одночасно з переведенням свердловин на досліджуваний експлуатаційний об'єкт, тому збільшення дебіту не визначається. У відносних значеннях найкращий результат отримано по свердловині X, а саме збільшення дебіту у 14 раз, в абсолютних значеннях найбільший приріст дебіту та його значення по свердловині Y (рис. 1).

У 2019 році гідравлічний розрив пласта проводився одночасно з переведенням свердловин на досліджуваний експлуатаційний об'єкт, тому оцінювати ефект інтенсифікації в порівнянні з експлуатацією з іншого горизонту недоцільно. На одній зі свердловин проводилося повторна операція гідравлічного розриву пласта, ефект від якої був незначним з технічних причин та через виснаження пластової енергії в зоні свердловини.

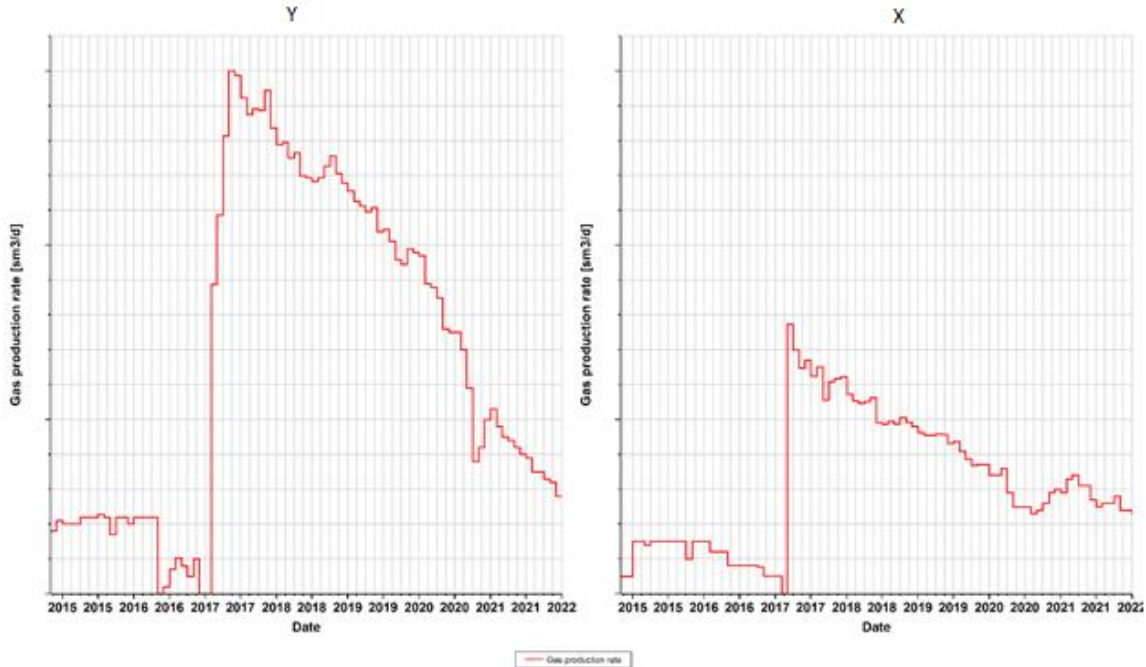


Рисунок 1 – Графік зміни добових відборів свердловин Y та X в часі

Завдяки проведеним заходам у 2017 році кратно збільшився видобуток газу, у порівнянні з попереднім роком в два рази при збільшенні фонду на 2 свердловини та проведенні 11 гідравлічних розривів пласта з додатковою перфорацією, в подальшому значення темпу річних відборів та дебіт середньої свердловини зростали до 2019 року і досягли значень 7.9 % та 61.6 тис м³/добу відповідно (табл. 2, рис. 2).

Таблиця 2 – Зміна темпу відбору та дебіту середньої свердловини по роках

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Темп відбору, %	2.52	2.58	5.18	6.3	7.9	7.27	6.83
Дебіт середньої свердловини, тис м ³ /добу	33.6	25.9	50.7	58.7	61.6	49	53.8
Кількість свердловин	20	23	25	26	31	34	34

Ефект від проведених операцій наглядно фіксується на рисунку 3, та залежить від кількості проведених операцій. Як видно з графіку ефект від проведених геолого-технологічних заходів відтворюється в три етапи, перший та другий етапи тривають по 18 місяців, третій – 15 і відбувається плавне падіння добових відборів зумовлене поступовим виснаженням пластової енергії покладу.

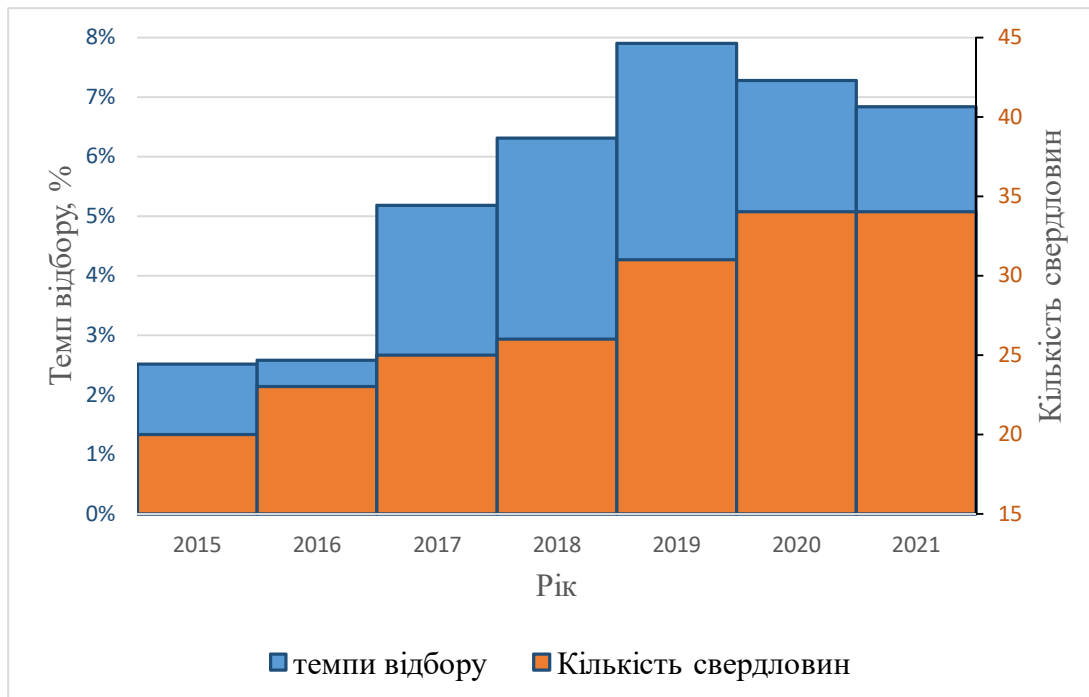


Рисунок 2 – Зміна темпу відбору газу та кількості свердловин по експлуатаційному об’єкту в часі

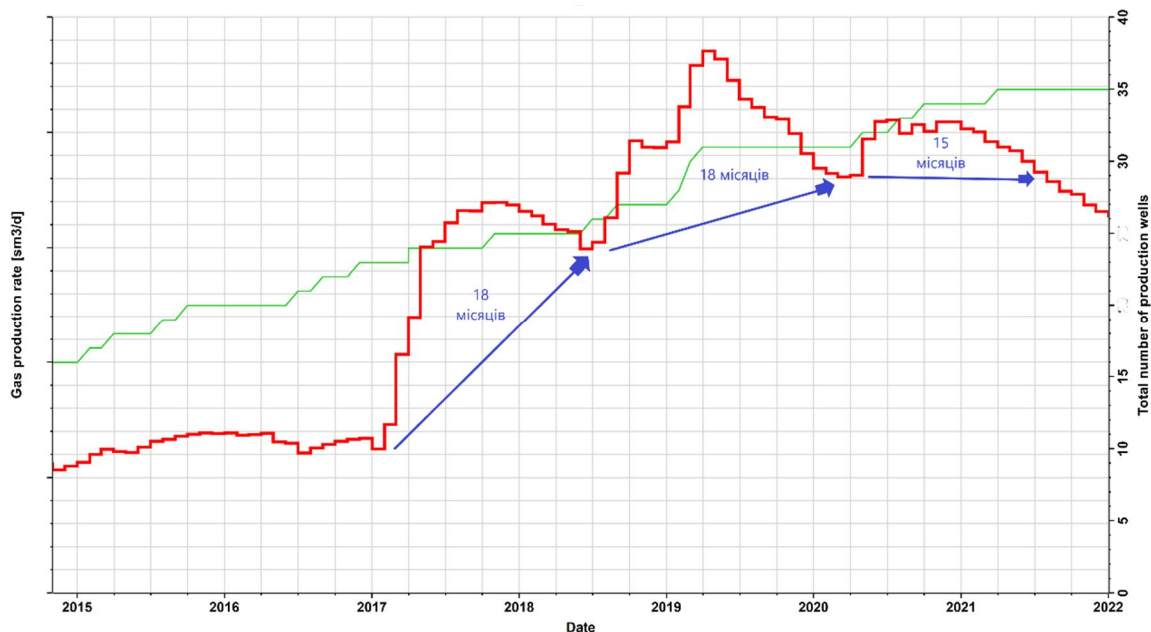


Рисунок 3 – Зміна темпу добового відбору газу та кількості видобувних свердловин по експлуатаційному об’єкту в часі

На третьому етапі проведено найбільшу кількість геолого-технологічних заходів, але відбори суттєво не зростають, це пов’язано зі зменшенням пластової енергії, відповідно, заходи забезпечують утримання видобутку на певному рівні, що відповідає середньому за час максимально ефективної розробки (рис. 4).

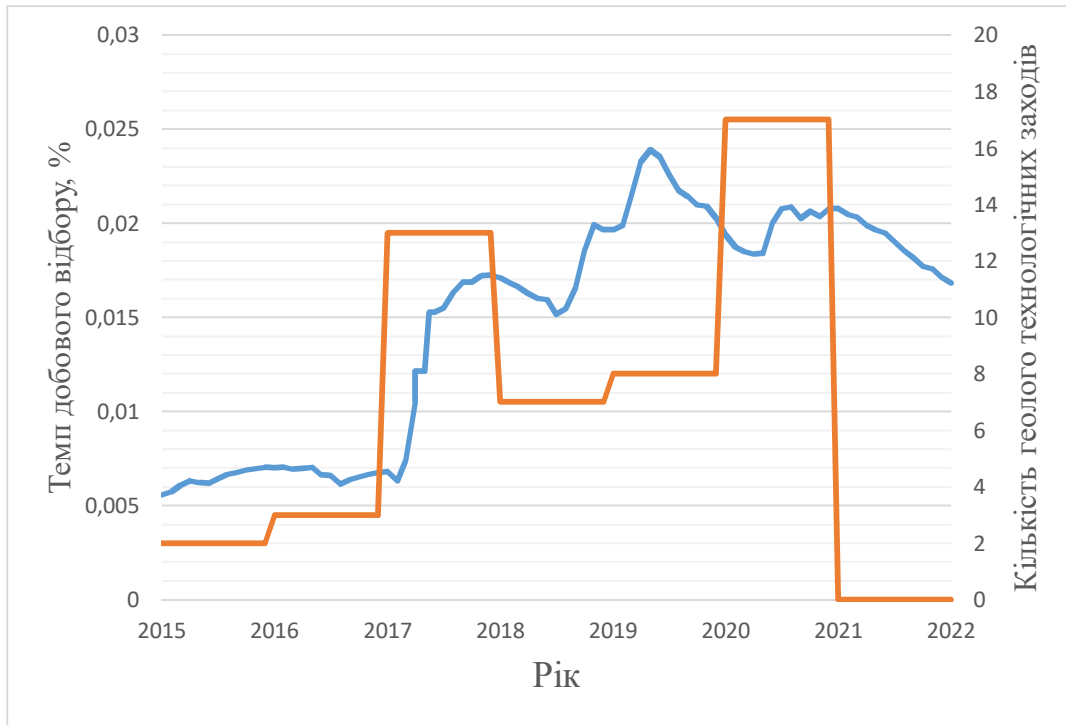


Рисунок 4 – Зміна темпу добового відбору газу та кількості проведених геолого-технологічних заходів по експлуатаційному об’єкту в часі

Обмежуючими факторами є робочий тиск на усті свердловин, мінімальне значення якого на даний час складає 2,2 МПа (тиск на виході з УКПГ 2,0–2,5 МПа). В подальшому, за рахунок будівництва газопроводу, тиски на виході з УКПГ можуть знизитись до 1,5–1,0 МПа. Враховуючи фактичну продуктивність свердловин родовища, а також недоцільність різкого зниження робочих тисків свердловин, в яких виконувався гідравлічний розрив пласта, на зниження робочих тисків на 0,3–0,4 МПа відреагують лише низьконапірні свердловини, що не дасть суттєвого приросту добового відбору газу, але забезпечить досягнення максимальних економічно обґрунтованих кінцевих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів.

Оцінка впливу кожного із заходів окремо постає окремим напрямком для дослідження, оскільки між проведення перфорації та гідравлічним розривом пласта гідродинамічні дослідження свердловини не проводилися. Визначивши частку методу інтенсифікації як самостійного заходу з’явиться можливість аналізувати його ефективність та доцільність на досліджуваному об’єкті.

Висновки. Шляхом впровадження геолого-технологічних заходів досягнуто збільшення темпу розробки родовища більш ніж у три рази, а саме з 2.58 % у 2015 році до 7.9 % у 2019 році, середня тривалість ефекту від застосованих геолого-технологічних заходів становить 18 місяців.

Основним рушієм збільшення відборів є проведення гідравлічного розриву пласта на нових свердловинах та існуючому фонді. Середнє збільшення дебіту свердловин після проведення інтенсифікації становить 425 %.

В період 2017–2021, за рахунок впровадження вискоелективної системи розробки з застосуванням гідравлічного розриву пласта, видобуто від початкових запасів на 7.8 % більше ніж за попередній 21 рік розробки.

Рекомендовано дослідження подібних за геологічною будовою та параметрами родовищ темп розробки яких становить менше 5 % та накопичений видобуток вуглеводнів складає менше 30 % від початкових запасів з метою відтворення досліджуваного ефекту.

Література

1. Домбровська Т.М. Перспективи відновлення енергетичного сектору України на засадах сталого розвитку // Східна Європа: економіка, бізнес та управління. – 2023. – № 39 – С. 3–9.
2. Матківський С.В. Перспективи підвищення ефективності розробки нафтогазових родовищ України з використанням цифрового моделювання, XII Міжнародна науково-практична конференція «Actual priorities of modern science, education and practice», 29 березня – 01 квітня 2022 р., Париж, Франція, – 2022. – С. 836–839.
3. Qun LEI Progress and development directions of stimulation techniques for ultra-deep oil and gas reservoirs / Qun LEI, Yun XU, Zhanwei YANG, Bo CAI, Xin WANG, Lang ZHOU, Huifeng LIU, Minjie XU, Liwei WANG, Shuai Li // Petroleum Exploration and Development, – 202148(1), – P. 221–231.
4. Вдовиченко А.І. Передові технології інтенсифікації нафтогазовидобутку в Україні. Економічний розвиток: теорія, методологія, управління // Матеріали III Міжнародної науково-практичної конференції. Будапешт–Прага–Київ.- –2015.– С. 74–79.
5. Зезекало І.Г. Проблеми використання пневморозриву для інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини на газоконденсатних родовищах України / Зезекало І.Г., Думенко Г.А // Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Сер. : Хімія, хімічна технологія та екологія. – Харків : НТУ "ХПІ", – 2021. – № 1 (5). – С. 32–37.
6. Файфер О.В. Аналіз ефективності проведення гідророзриву пласта на родовищах Дніпровсько-Донецької западини / Файфер О.В., Продайко Г.А. // Нафтогазова енергетика 2017 : тези доп. міжнар. наук.-техн. конф., м. Ів.-Франківськ, 15–19 трав. – Івано-Франківськ – 2017. – С. 327–329.
7. Єгер Д.О. Проблеми та перспективи стабілізації і нарощування видобутку природного газу в Україні / Єгер Д.О., Лещенко І.Ч., Гришаненко В.П. // Проблеми загальної енергетики – 2019. – №1. – С. 4–11.
8. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ: Наказ М-ва екології та природ. ресурсів України від 15.03.2017 р. № 118 : станом на 2 черв. 2023 р.
9. Кондрат Р. М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. 471 с.
10. Кондрат Р.М. Удосконалення технологій дорозробки виснажених газових покладів. / Кондрат Р.М., Кондрат, О.Р., Хайдарова, Л.І. // Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, – 2022. – №2(83), – P. 26–36.
11. Дорошенко В.М. Основні напрями вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні / Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О., Гришаненко В.П., Прокопів В.Й., Швидкий О.А. // Нафтогазова галузь України, – 2013. – №2, – С. 27–30.
12. Iqbal M.I. Hydraulic Fracturing. / Iqbal M.I., Khan S. // Coiled Tubing and Other Stimulation Techniques. New York, – 2022. – P. 147–289.
13. Лукін О.Ю. Забезпечення України власним природним газом: проблемні аспекти (за матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України 2 липня 2014 р.). // Вісник Національної академії наук України, – 2014. – №9, – С. 16–22.

14. Вдовиченко А.І. Перспективи забезпечення України газом власного видобутку // Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників – 2015», 30 вересня–3 жовтня 2015 р., м. Дніпропетровськ. – 2015. – Т.1. – С. 38–42.

15. Yuan, B. Stimulation and hydraulic fracturing technology in natural gas reservoirs: Theory and case studies (2012–2015) / Yuan, B., Wood, D.A., Yu, W. // Journal of Natural Gas Science and Engineering, – 2015. – №26, – P. 1414–1421.

Bibliography (transliterated)

1. Dombrovska T.M. Perspektyvy vidnovlennia enerhetychnoho sektoru Ukrainy na zasadakh staloho rozvytku // Skhidna Yevropa: ekonomika, biznes ta upravlinnia. – 2023. – № 39 – P. 3-9.

2. Matkivskiy S.V. Perspektyvy pidvyshchennia efektyvnosti rozrobky naftohazovykh rodovyshch Ukrainy z vykorystanniam tsyfrovoho modeliuvannia, XII Mizhnarodna naukovopraktychna konferentsiia «Actual priorities of modern science, education and practice», 29 bereznia – 01 kvitnia 2022 r., Paryzh, Frantsiia, – 2022. – P. 836–839.

3. Qun LEI Progress and development directions of stimulation techniques for ultra-deep oil and gas reservoirs / Qun LEI, Yun XU, Zhanwei YANG, Bo CAI, Xin WANG, Lang ZHOU, Huifeng LIU, Minjie XU, Liwei WANG, Shuai Li // Petroleum Exploration and Development, – 202148(1), – P. 221–231.

4. Vdovychenko A.I. Peredovi tekhnolohii intensyfikatsii naftohazovydobutku v Ukraini. Ekonomichnyi rozvytok: teoriia, metodolohiia, upravlinnia // Materialy III Mizhnarodnoi naukovopraktychnoi konferentsii. Budapesht–Praha–Kyiv. –2015.–P. 74–79.

5. Zezekalo I.H. Problemy vykorystannia pnevmorozryvu dlia intensyfikatsii vydobutku vuhlevodnevoi syrovyny na hazokondensatnykh rodovyshchakh Ukrainy / Zezekalo I.H., Dume-nko H.A // Visnyk Natsionalnoho tekhnichnoho universytetu "KhPI". Ser. : Khimiia, khimichna tekhnolohiia ta ekolohiia. – Kharkiv : NTU "KhPI", – 2021. – № 1 (5). – P. 32–37.

6. Faifer, O.V. Analiz efektyvnosti provedennia hidrorozryvu plasta na rodovyshchakh Dniprovsko-Donetskoï zapadyny / Faifer O.V., Prodaiko H.A. // Naftohazova enerhetyka 2017 : tezy dop. mizhnar. nauk.-tekhn. konf., m. Iv.-Frankivsk, 15–19 trav. - Ivano-Frankivsk – 2017. – P. 327–329.

7. Yeher D.O. Problemy ta perspektyvy stabilizatsii i naroshchuvannia vydobutku pryrodno-ho hazu v Ukraini / Yeher D.O., I. Ch. Leshchenko, V. P. Hryshanenko // Problemy zahalnoi enerhetyky – 2019. – №1. – P. 4–11.

8. Pro zatverdzhennia Pravyl rozrobky naftovykh i hazovykh rodovyshch : Nakaz M-va ekolohii ta pryrod. resursiv Ukrainy vid 15.03.2017 r. № 118 : stanom na 2 cherv. 2023 r.

9. Kondrat R.M. Tekhnolohiia rozrobky hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2021. 471 p.

10. Kondrat R.M. Udoskonalennia tekhnolohii dorozrobky vysnazhenykh hazovykh pokladiv. / Kondrat R.M., Kondrat, O.R., Khaidarova, L.I. // Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, – 2022. – №2(83), – P. 26–36.

11. Doroshenko V.M. Osnovni napriamy vdoskonalennia system rozrobky rodovyshch ta po-tentsial naroshchuvannia vydobutku nafty v Ukraini / Doroshenko V.M., Zarubin Yu.O., Hryshanenko V.P., Prokopiv V.I., Shvydkyi O.A. // Naftohazova haluz Ukrainy, – 2013. – №2, – P. 27–30.

12. Iqbal M.I. Hydraulic Fracturing. / Iqbal M.I., Khan S. // Coiled Tubing and Other Stimulation Techniques. New York, – 2022. – P. 147–289.

13. Lukin, O.Yu. Zabezpechennia Ukrainy vlasnym pryrodnyim hazom: problemni aspekty (za materialamy naukovoї dopovidi na zasidanni Prezydii NAN Ukrainy 2 lypnia 2014 r.). // Visnyk Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy, – 2014. – №9, – P. 16–22.

14. Vdovychenko A.I. Perspektyvy zabezpechennia Ukrainy hazom vlasnoho vydobutku // Materialy mizhnarodnoi konferentsii «Forum hirnykiv – 2015», 30 veresnia–3 zhovtnia 2015 r., m. Dnipropetrovsk. – 2015. – Т.1. – P. 38–42.

15. Yuan, B. Stimulation and hydraulic fracturing technology in natural gas reservoirs: Theory and case studies (2012–2015) / Yuan, B., Wood, D.A., Yu, W. // Journal of Natural Gas Science and Engineering, – 2015. – №26, – P. 1414–1421.

УДК 622.279.5

А. В. Щербина

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ КОМПЛЕКСНИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЗАХОДІВ НА ПРИКЛАДІ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ПРИОСЬОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Система розробки родовища є основою видобування вуглеводнів, оскільки вона забезпечує досягнення необхідних техніко-економічних показників. Тому високоефективна система розробки є необхідною для забезпечення максимального прибутку в мінімальні терміни. Для пошуку методів вдосконалення існуючих систем розробки газових та газоконденсатних родовищ, збільшення темпів відбору газу проведено емпіричні дослідження, аналіз та оцінка ефекту від впровадження комплексу геолого-технологічних заходів на експлуатаційному об'єкті газоконденсатного родовища центральної частини приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. Показано, що за рахунок проведення гідравлічних розривів пласта, буріння та переведення свердловин на експлуатаційний об'єкт протягом п'яти років розробки видобуто газу на 7,8 % більше ніж за попередні 21 рік, темп розробки родовища з 2015 по 2019 зріс з 2,52 % до 7,9 %, дебіт середньої свердловини зріс на 83% при збільшенні експлуатаційного фонду на 55 %. Результати досліджень ефекту від застосування геолого-технологічних заходів зображено у вигляді графічних залежностей зміни темпу відбору від кількості експлуатаційних свердловин в часі, темпу добового відбору газу від кількості проведених геолого-технологічних заходів по досліджуваному експлуатаційному об'єкті в часі. Визначено, що основним рушієм збільшення відборів газу є проведення гідравлічного розриву пласта по більшій частині експлуатаційного фонду свердловин, завдяки якому середнє збільшення дебіту свердловин становить 425 %. За результатами обробки геолого-промислових даних та аналізу зміни темпу добового відбору газу в часі ефект від проведених операцій поділено на три часові відрізки тривалістю 15–18 місяців. Зменшення тривалості ефекту від збільшення фонду експлуатаційних свердловин та проведення гідравлічного розриву пласта зумовлена падінням обсягів пластової енергії, тому досліджуваний комплекс заходів матиме найбільший ефект при впровадженні на початковому етапі розробки подібного за геологічними параметрами покладу.

Ключові слова: свердловина, газ, експлуатація, дебіт, темп розробки.

А. В. Щербина

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ПРИМЕРЕ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ
ПРИОСЕВОЙ ЗОНЫ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ**

Система разработки месторождения является основой добычи углеводородов, поскольку обеспечивает достижение необходимых технико-экономических показателей. Поэтому высокоэффективная система разработки является необходимой для обеспечения максимальной прибыли в минимальные сроки. Для поиска методов совершенствования существующих систем разработки газо- и газоконденсатных месторождений, увеличения темпов отбора газа проведены эмпирические исследования, анализ и оценка эффекта от внедрения комплекса геолого-технологических мероприятий на эксплуатационном объекте газоконденсатного месторождения центральной части приосевой зоны Днепровско-Донецкой впадины. Показано, что за счет проведения гидравлических разрывов пласта, бурения и перевода скважин на эксплуатационный объект в течение пяти лет разработки добытого газа на 7,8 % больше, чем за предыдущие 21 год, темп разработки месторождения с 2015 по 2019 вырос с 2,52 % до 7,9 % дебит средней скважины вырос на 83 % при увеличении эксплуатационного фонда на 55 %. Результаты исследований эффекта от применения геолого-технологических мероприятий изображены в виде графических зависимостей изменения темпа отбора от количества эксплуатационных скважин во времени, темпа суточного отбора газа от количества проведенных геолого-технологических мероприятий по исследуемому эксплуатационному объекту во времени. Определено, что основным двигателем увеличения отборов газа является проведение гидравлического разрыва пласта по большей части эксплуатационного фонда скважин, благодаря которому среднее увеличение дебита скважин составляет 425 %. По результатам обработки геолого-промышленных данных и анализа изменения темпа суточного отбора газа во времени эффект от проведенных операций разделен на три временных отрезка продолжительностью 15–18 месяцев. Уменьшение продолжительности эффекта от увеличения фонда эксплуатационных скважин и проведение гидравлического разрыва пласта обусловлено падением объемов пластовой энергии, поэтому исследуемый комплекс мер будет иметь наибольший эффект при внедрении на начальном этапе разработки подобного по геологическим параметрам залежи.

Ключевые слова: скважина, газ, эксплуатация, дебит, темп разработки.

A. V. Shcherbyna

STUDY OF THE EFFECTIVENESS OF THE APPLICATION OF COMPLEX GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL MEASURES ON THE EXAMPLE OF GAS-CONDENSATE GENERATION IN THE CENTRAL PART OF THE PERIAXIAL ZONE OF THE DNIPROV-DNETZ BASIN

The field development system is the basis of hydrocarbon production, as it ensures the achievement of the necessary technical and economic indicators. Therefore, a high-performance development system is necessary to ensure maximum profit in the shortest possible time. Empirical studies, analysis and assessment of the effect of implementing a complex of geological and technological measures on the operational facility of a gas condensate field in the central part of the peri-axial zone of the Dnieper-Donets Basin were carried out in order to find methods for improving the existing gas and gas condensate field development systems and increasing gas extraction rates. It is shown that due to hydraulic fracturing, drilling and transfer of wells to the production facility during the five years of production of the produced gas, it is 7.8 % more than in the previous 21 hours, the rate of development of the field from 2015 to 2019 increased from 2.52 % to 7.9 %, the average well yield increased by 83 % with an increase in the operational fund by 55 %. The results of studies of the effect of the application of geological-technological measures are shown in the form of graphical dependences of the change in the rate of sampling on the number of production wells over time, the rate of daily gas sampling on the number of conducted geological-technological measures on the researched operational object over time. It has been determined that the main driver of the increase in gas production is the hydraulic fracturing of the formation in most of the operational wells, thanks to which the average increase in the output of the wells is 425 %. According to the results of geological and industrial data processing and analysis of changes in the rate of daily gas extraction over time, the effect of the performed operations is divided into three time segments lasting 15–18 months. The decrease in the duration of the effect from the increase in the fund of production wells and the conduct of hydraulic fracturing of the reservoir is due to the decrease in the volume of reservoir energy, therefore the investigated complex of measures will have the greatest effect when implemented at the initial stage of the development of a reservoir with similar geological parameters.

Keywords: well, gas, operation, flow rate, development rate.