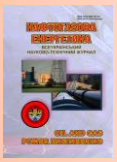
№ 2(46) 2026



НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

ISSN 1993-9868 print
ISSN 2415-3109 online

https://nge.nung.edu.ua

Нові рішення у сучасній техніці та технологіях

Прийнято 06.07.2026. Прорецензовано 15.10.2026. Опубліковано 30.11.2026.

УДК 622.279.5 **DOI: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-203-212**

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ МОБІЛЬНИХ КОМПРЕСОРНИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ НИЗЬКОНАПІРНОГО ГАЗУ

Когут Н. С.
Аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0009-0000-0561-0164
e-mail: nazarii.kohut-ag1625@nung.edu.ua

Анотація. У роботі досліджено ефективність застосування мобільних компресорних установок типу GasJack для інтенсифікації видобування низьконапірного газу зі свердловин, що експлуатуються на завершальній стадії розробки нафтових і газоконденсатних родовищ. Актуальність роботи зумовлена тим, що значна частина фонду свердловин України характеризується низькими пластовими і гирловими тисками, за яких газ не може бути поданий у наявну систему збору, а рідина, що накопичується на вибої, спричиняє самозадавлювання свердловин і втрату видобутку. Метою дослідження є оцінювання технологічної та економічної ефективності гирлового компримування за даними тривалих промислових спостережень. Методика поєднує розрахунок фактичної швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби та мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою на поверхню, промислові вимірювання дебіту за знижених гирлових тисків із застосуванням мобільного тестового сепаратора, а також оцінювання відносного приросту дебіту й економічного ефекту. За промисловими даними, отриманими під час експлуатації свердловини № 24 Ігнатівського нафтогазоконденсатного родовища, виконано порівняльний аналіз технологічних показників за чотирьох режимів: до встановлення компресорної установки, під час її роботи, після демонтажу та після повторного введення в роботу. Встановлено, що застосування установки забезпечило зростання середнього дебіту газу більш ніж удвічі – з 5,86 до 11,98 тис. м3/добу, зниження гирлового тиску з 3,57–4,52 до 1,48–3,24 МПа та стабілізацію видобутку нафти. Після демонтажу компресора показники різко погіршилися, а повторне встановлення установки забезпечило їх швидке відновлення, що підтверджує відтворюваність і довготривалість технологічного ефекту. Розрахунковий економічний ефект становить 1,7–3,5 млн грн/місяць. Цінність роботи полягає в кількісному обґрунтуванні ефекту гирлового компримування за повним циклом «встановлення – демонтаж – повторне встановлення», що дає змогу прогнозувати приріст видобутку, обґрунтовувати доцільність застосування та планувати переміщення мобільних компресорних установок між свердловинами виснажених родовищ.

Ключові слова: низьконапірний газ, мобільна компресорна установка, GasJack, інтенсифікація видобування, компримування газу, пізня стадія розробки родовища, енергоефективність.

Запропоноване посилання: Когут, Н. С. (2026). Дослідження ефективності використання мобільних компресорних установок для інтенсифікації видобутку низьконапірного газу. Нафтогазова енергетика, 2(46), 203-212. doi: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-203-212.

* Відповідальний автор

Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Вступ

Сучасний розвиток нафтогазової промисловості характеризується зростаючими вимогами до ефективності використання природних ресурсів, підвищення енергоефективності виробничих процесів та зменшення негативного впливу на навколишнє середовище. Низьконапірний газ формується на різних етапах технологічного процесу експлуатації нафтових і газових свердловин. Він утворюється під час сепарації пластових флюїдів, стабілізації і дегазації нафти, а також у процесі експлуатації родовищ на пізніх стадіях розробки. У багатьох випадках низьконапірний газ спалюється на факельних установках, що призводить до втрат ресурсів та збільшення викидів парникових газів.

Низьконапірний газ є важливим енергетичним ресурсом, ефективне використання якого дозволяє зменшити втрати вуглеводневої сировини, скоротити обсяги спалювання газу на факельних установках, підвищити коефіцієнт вилучення вуглеводнів, покращити економічні показники експлуатації свердловин, знизити екологічне навантаження на довкілля.

Особливої актуальності проблема набуває для родовищ України, значна частина яких перебуває на завершальній стадії розробки та характеризується зниженням енергетичного потенціалу пластів. У таких умовах традиційні технології збору газу стають малоефективними, що потребує впровадження сучасних систем компримування. Одним із перспективних напрямів є використання мобільних компресорних установок типу GasJack, які дозволяють здійснювати відбір низьконапірного газу безпосередньо на усті свердловини. Використання таких систем забезпечує локальне зниження гирлового тиску, а відповідно покращення умов роботи свердловини та підвищення дебітів газу і рідких вуглеводнів.

Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень та публікацій

В умовах виснаження запасів природного газу та зниження пластового тиску особливої актуальності набуває пошук ефективних способів підтримання видобутку газу з низьконапірних свердловин. У сучасних дослідженнях значна увага приділяється застосуванню малогабаритних дотискних компресорних станцій, які дають змогу знизити гирловий тиск, покращити умови транспортування газу та залучити до розробки залишкові запаси родовищ [1]. Дослідження показують, що застосування компресорних установок є технічно та економічно ефективним на завершальних стадіях розробки газових родовищ. Разом із тим недостатньо вивченими залишаються питання впливу компресорних установок на виробничі показники свердловин та економічної доцільності їх використання.

Основною проблемою є недостатній тиск газу для його подальшого транспортування магістральними газопроводами. У більшості випадків мінімально допустимий тиск у системах збору перевищує параметри низьконапірних потоків, що призводить до технологічних втрат [2].

У роботах Mokhatab [3] доведено, що ефективність системи збору газу залежить від оптимізації режимів компримування та мінімізації втрат тиску у промислових мережах. Kidnay та Parrish [4] підкреслюють важливість локального компримування безпосередньо на промислових майданчиках. Frasher [5] у роботі щодо розвантаження рідинно-навантажених газових свердловин за допомогою низьконапірного компримування зазначає, що належний підбір і налаштування компресора дають змогу підтримувати вищі дебіти та швидкості газового потоку, зберігати свердловину у розвантаженому стані та подовжувати економічний термін експлуатації свердловин. Важливим є те, що компримування може застосовуватися як самостійно, так і у поєднанні з іншими методами винесення рідини, що накопичується у стовбурі свердловини, зокрема із застосуванням спінюючих поверхнево-активних речовин, плунжерного ліфта або насосних систем.

Значну увагу дослідники приділяють питанням оптимізації роботи компресорного обладнання в умовах змінного навантаження газотранспортних систем. Зокрема, Крижанівський Є.І. та співавтори [6] запропонували математичні моделі прогнозування та оптимізації режимів роботи компресорних станцій, які дають змогу забезпечити мінімізацію енерговитрат під час компримування заданого обсягу газу за визначених технологічних умов. Авторами доведено, що оптимальний розподіл навантаження між газоперекачувальними агрегатами сприяє підвищенню енергоефективності та стабільності роботи компресорних систем. Отримані результати є важливими для досліджень, пов’язаних із застосуванням мобільних компресорних установок, оскільки підтверджують доцільність використання сучасних підходів до компримування газу для підтримання та інтенсифікації видобутку низьконапірного газу.

У роботі Bernadi [7] за допомогою моделювання досліджено вплив гирлового та ви-

бійного компримування на роботу газових свердловин із накопиченням рідини на вибої. Встановлено, що застосування обох варіантів компримування покращує стабільність роботи свердловин та сприяє зростанню видобутку газу порівняно з базовим режимом природного фонтанування. Ефективність технології залежить від правильного вибору свердловин, оптимального тиску всмоктування та врахування взаємодії системи "пласт – стовбур свердловини – поверхнева мережа".

Оскільки встановлення стаціонарних компресорних станцій на низько-дебітних свердловинах часто є економічно невигідним через високі капітальні витрати, дедалі ширше застосовують мобільні компресорні установки. Особливий інтерес представляють установки типу GasJack, які є компактними, автономними, мобільними, споживають менше енергії, швидко монтуються та легко адаптуються до зміни режиму роботи свердловини.

У роботі Stoica [8], присвяченій відновленню видобутку на виснажених газових родовищах, показано, що встановлення компресора безпосередньо на гирлі свердловини дає змогу знизити тиск більше, ніж це можливо при використанні централізованих компресорних станцій, де виникають втрати тиску в газопроводах. Зменшення протитиску сприяє збільшенню дебіту газу та покращує винесення рідини зі свердловини, що додатково підвищує її продуктивність. За потреби для роботи з більшими об'ємами газу можна одночасно використовувати декілька компресорних установок типу GasJack. У роботі [9] досліджено ефективність мобільних компресорних установок GasJack для підтримання видобутку газу з виснажених родовищ. Встановлено, що їх використання разом із системою автоматизованого керування забезпечує стабільну роботу свердловин, покращує винесення рідини та сприяє значному зростанню дебіту газу.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на значну кількість досліджень, присвячених компримуванню низьконапірного газу, недостатньо вивченими залишаються особливості застосування мобільних компресорних установок на гирлі свердловин на завершальній стадії розробки родовищ. Зокрема, потребують подальших досліджень зміни дебіту свердловин після демонтажу та повторного встановлення компресора, довготривалість технологічного ефекту, а також економічна ефективність використання таких установок.

Мета та завдання досліджень

Метою роботи є оцінка ефективності використання мобільної компресорної установки типу GasJack на свердловині № 24 Ігнатівського нафтогазоконденсатного родовища шляхом аналізу її впливу на дебіт свердловини, стабільність роботи та економічну доцільність застосування.

Наукова новизна та практична цінність дослідження

Наукова новизна роботи полягає в тому, що технологічний ефект гирлового компримування низьконапірного газу оцінено кількісно за неперервним рядом промислових спостережень тривалістю 25 місяців, який охоплює повний цикл «встановлення – демонтаж – повторне встановлення» мобільної компресорної установки. Такий план спостережень реалізує схему з поверненням до вихідного стану і дає змогу відокремити ефект компримування від природного темпу падіння видобутку, на відміну від відомих робіт, у яких зіставляються лише режими «до» і «після» встановлення компресора або використовуються результати гідродинамічного моделювання. Встановлено відтворюваність технологічного ефекту, відсутність його згасання в часі та визначено діапазон гирлових тисків, за яких досягається максимальний дебіт газу.

Практична цінність роботи полягає в такому: обґрунтовано критерій попереднього відбору свердловин-кандидатів для гирлового компримування за співвідношенням фактичного дебіту газу і мінімально необхідного дебіту для винесення рідини з вибою на поверхню з подальшим підтвердженням промисловими вимірюваннями мобільним тестовим сепаратором; отримано кількісні орієнтири приросту дебіту газу і нафти та економічного ефекту, придатні для техніко-економічного обґрунтування впровадження мобільних компресорних установок; визначено швидкість погіршення показників роботи свердловини після демонтажу установки, що є вихідними даними для планування графіка переміщення мобільних компресорних установок між свердловинами родовища.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Дослідження проведено на свердловині № 24 Ігнатівського нафтогазоконденсатного родовища, що перебуває на завершальній стадії розробки та характеризується прогресуючим зниженням пластового тиску.

Таблиця 1 – Динаміка основних показників роботи свердловини №24 Ігнатівського нафтогазоконденсатного родовища до встановлення системи компримування

Місяць	Дебіт газу, тис.м^3/добу	Дебіт нафти, м^3/добу	Дебіт води, м^3/добу	Тиск на гирлі, МПа
Березень 2024	6,8582	0,12	0	4,52
Квітень 2024	5,6960	0	0	3,86
Травень 2024	6,6005	0	0	3,57
Червень 2024	5,4511	0	0,09	3,62
Липень 2024	6,3397	0,09	0	3,74
Серпень 2024	5,2347	0	0	3.71

Свердловина №24 експлуатується фонтанним способом, робота свердловини ускладнюється інтенсивним накопиченням рідини на вибої, що є типовим явищем для пізніх стадій розробки родовищ.

Динаміку основних показників роботи свердловини №24 до встановлення системи компримування наведено у таблиці 1.

До встановлення мобільної компресорної установки дебіт газу змінювався в межах 5,23–6,86 тис. м^3/добу, а гирловий тиск – 3,57–4,52 МПа. Видобуток нафти залишався незначним та нестабільним.

Методика досліджень

Перед встановленням мобільної компресорної установки на свердловині проведені дослідження з визначення швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби та винесення рідини з вибою свердловини на поверхню.

Фактичну швидкість руху газу в насосно-компресорних трубах визначають за поточним дебітом газу:

$$W_{вид}(t) = \frac{q(t) \cdot z_{вид} \cdot P_{атм} \cdot T_{вид}}{0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot P_{вид}(t) \cdot T_{ст} \cdot 86,4}, \quad (1)$$

де $q(t)$ – поточний дебіт газу за стандартних умов, тис.м^3/добу;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр колони насосно-компресорних труб, м;

$P_{вид}$ – тиск на вибої свердловини, МПа;

$T_{вид}$ – температура на вибої свердловини, К;

$T_{ст}$ – температура за стандартних умов, К;

$P_{ат}$ – атмосферний тиск, МПа;

$Z_{вид}$ – коефіцієнт стисливості газу за вибійного тиску і пластової температури.

Згідно з промисловими даними і результатами лабораторних досліджень на моделях свердловин необхідна швидкість руху газу на вході у НКТ для винесення води із свердловин не перевищує 5–7 м/с. Свердловина працює стабільно з повним і неперервним винесенням рідини з вибою на поверхню, якщо фактичний дебіт газу, що припливає з пласта у свердловину, більший або дорівнює мінімально необхідному дебіту для винесення рідини $q_г \geq q_{мн}$ [10].

Формула ІФНТУНГ для визначення мінімально необхідного дебіта газу для винесення рідини з вибою на поверхню:

$$q_{м.н.} = 2213 \cdot d_{вн}^{1,94} \cdot q_в^{0,22} \sqrt{\frac{P_{вид}\rho_в}{\overline{\rho_г} Z_{вид} T_{вид}}}, \quad (2)$$

де $\rho_в$ – густина води, кг/м^3;

$q_в$ – дебіт води, м^3/добу;

$\overline{\rho_г}$ – відносна густина газу.

На даному етапі експлуатації свердловин зниження гирлового тиску є одним із визначальних чинників підвищення дебіту низьконапірних свердловин. Для підтвердження розрахункових даних на свердловині встановлено мобільний тестовий сепаратор і проведені вимірювання дебіту за знижених значень гирлового тиску. З огляду на отримані результати, прийнято рішення щодо встановлення мобільної компресорної установки на свердловині № 24.

Компресорний блок характеризується робочими параметрами: максимальний тиск всмоктування – 0,8 МПа, максимальний тиск нагнітання – 3 МПа, максимальна продуктивність – 22 тис.м^3/добу, середнє добове споживання газу компресором – 300 м^3/добу. Залежно від вибору значень тиску всмоктування та нагнітання реалізують близько десяти режимів роботи компресорної установки. Оскільки тиск на вході установки первинної підготовки нафти і газу (УППНГ) Ігнатівського родовища становить приблизно 0,5 МПа, у таблиці 2 наведено характеристики роботи компресора для режиму з мінімальним тиском нагнітання.

Для оцінювання ефективності використання мобільної компресорної установки виконано аналіз показників роботи свердловини на чотирьох експлуатаційних режимах: до встановлення компресора, під час його роботи, після демонтажу та після повторного встановлення компресорної установки.

Таблиця 2 – Експлуатаційні характеристики газокомпресорного блоку

Режим роботи	1								
Тиск всмоктування, МПа	-0.04	-0.03	-0.02	-0.01	0	0.1	0.2	0.3	0.35
Тиск нагнітання, МПа	0.85								
Продуктивність, тис.м^3/добу	1.7	2.24	2.69	3.06	3.34	10.48	13.59	19.26	21.24

Таблиця 3 – Результати досліджень швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби і мінімально-необхідного дебіту для винесення рідини з вибою на поверхню

Дебіт води, м^3/добу	Дебіт газу, тис.м^3/добу	Швидкість руху газу на вході в НКТ, м/с	Мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню, тис.м^3/добу
0,09	5,4511	0,55	10,89

Ефективність роботи оцінювали за такими показниками: середній дебіт газу, середній дебіт нафти, середній дебіт води та гирловий тиск свердловини.

Для кількісної оцінки ефективності компримування використовують коефіцієнт приросту дебіту:

$$K_q = \frac{Q_2 - Q_1}{Q_1} 100\%, \qquad (3)$$

де K_q — відносний приріст дебіту, %;
Q_1 — дебіт свердловини без компресора;
Q_2 — дебіт свердловини з компресором.

Економічний ефект визначають за формулою:

$$E = \left(Q_g \cdot C_g + Q_o \cdot C_o\right) - C_{op}, \qquad (4)$$

де Q_g – додатковий обсяг газу;
C_g – ціна газу;
Q_o – додатковий обсяг нафти;
C_o – ціна нафти;
C_{op} – операційні витрати.

Результати досліджень

Дослідження умов роботи свердловини №24 Ігнатівського нафтогазоконденсатного родовища перед встановленням мобільної компресорної установки наведені у таблиці 3.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що фактичний дебіт газу є значно меншим за мінімально необхідний дебіт газу, що свідчить про неможливість стабільної роботи свердловини №24.

Наприкінці серпня 2024 року свердловину № 24 обладнано мобільною компресорною установкою. У таблиці 4 наведені основні показники роботи свердловини №24 Ігнатівського нафтогазоконденсатного родовища за різних режимів роботи.

Аналіз результатів експлуатації свердловини № 24 показав високу ефективність застосування системи компримування типу GasJack для інтенсифікації видобутку вуглеводнів на завершальній стадії розробки родовища.

У період роботи компресорної установки (вересень 2024 р. – вересень 2025 р.) середній дебіт газу підтримувався на рівні 10,3747 – 14,0387 тис. м³/добу. Максимальне значення зафіксовано у вересні 2024 року (14,04 тис. м³/добу), а найменше – у лютому 2025 року (10,37 тис. м^3/добу). При цьому забезпечувався стабільний видобуток нафти на рівні 0,46 – 1,58 м^3/добу, а накопичення води у продукції свердловини залишалося незначним.

Після демонтажу компресорної установки (жовтень 2025 р. – січень 2026 р.) спостерігалося різке погіршення технологічних показників. Середній дебіт газу знизився до 4,21–5,26 тис.м^3/добу, тобто більш ніж удвічі порівняно з періодом роботи системи компримування. Одночасно припинився видобуток нафти, а гирловий тиск зріс до 3,5–3,9 МПа, що свідчить про погіршення умов експлуатації свердловини та накопичення рідини на вибої.

Після відновлення компримування у лютому 2026 року відбулося швидке покращення показників роботи свердловини. Дебіт газу зріс до 12,62 – 13,04 тис.м^3/добу, відновився видобуток нафти (0,95–1,40 м^3/добу), а гирловий тиск знизився до 1,59–1,93 МПа.

Отримані результати підтверджують, що застосування мобільних компресорних установок типу GasJack є ефективним технологічним рішенням для винесення рідини із свердловини, стабілізації режиму її роботи та підтримання видобутку газу й нафти на завершальній стадії розробки родовищ.

Результати дослідження свідчать, що використання компресора забезпечує збільшення дебіту газу більш ніж удвічі. Зменшення гирлового тиску призводить до збільшення депресії на пласт, що сприяє покращенню припливу флюїду, інтенсифікації видобування вуглеводнів, покращенню винесення рідини.

Таблиця 4 – Показники роботи свердловини №24 із системою компримування

Місяць	Режим роботи	Середній дебіт газу, тис.м^3/добу	Середній дебіт нафти, м^3/добу	Середній дебіт води, м^3/добу	Тиск на гирлі, МПа
Вересень 2024	З компресором типу GasJack	14,0387	1,2348	0,348	3,235
Жовтень 2024		13,2159	1,0424	0,08	3,28
Листопад 2024		11,5254	1,1368	0,09	2,77
Грудень 2024		13,3372	1,5793	0,343	1,84
Січень 2025		12,3569	1,1170	0,29	2,43
Лютий 2025		10,3747	0,5093	0,09	2,81
Березень 2025		10,7058	0,6496	0	2,385
Квітень 2025		11,6104	1,2738	0,3275	1,625
Травень 2025		11,6025	1,3752	0,3967	1,7
Червень 2025		11,1530	0,9378	0	1,82
Липень 2025		11,1168	0	0,3667	1,97
Серпень 2025		11,1111	0,4587	0,253	1,77
Вересень 2025		11,5840	0,7805	0,25	1,48
Жовтень 2025	Після демонтажу компресора	4,4590	0	0	3,83
Листопад 2025		4,7895	0,59	0	3,93
Грудень 2025		5,2618	0	0	3,54
Січень 2026		4,2104	0	0	3,7
Лютий 2026	Відновлення компримування	12,6201	0,952	0,076	1,93
Березень 2026		13,0377	1,395	0,132	1,59

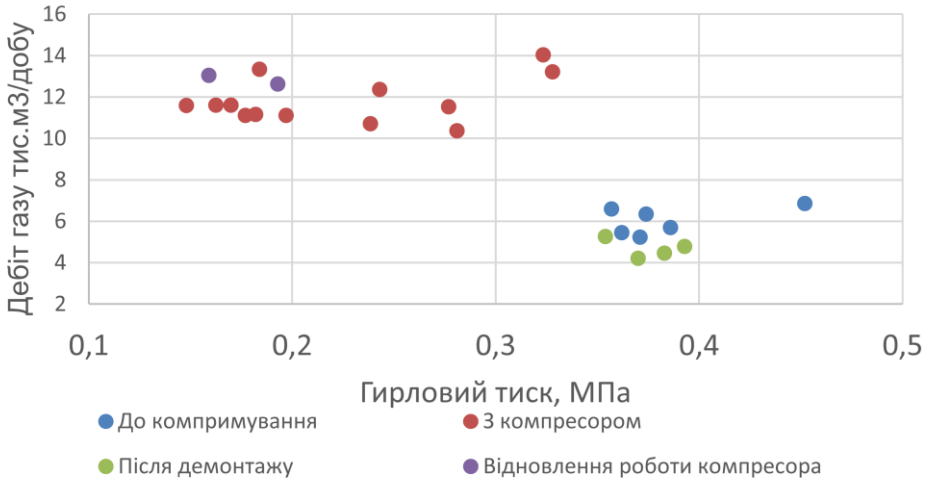


Рисунок 1 – Залежність дебіту газу від гирлового тиску

На рисунку 1 наведено залежність дебіту газу від гирлового тиску при експлуатації свердловини № 24 Ігнатівського нафтогазоконденсатного родовища із застосуванням мобільної компресорної установки.

Результати досліджень свідчать, що зі зменшенням гирлового тиску дебіт газу зростає. Під час роботи мобільної компресорної установки це забезпечило суттєве збільшення дебіту газу, тоді як після демонтажу компресора він поступово зменшувався до значень, близьких до початкових. Отримані результати підтверджують, що технологічний ефект компримування досягається за рахунок зниження протитиску на гирлі свердловини та збільшення депресії на пласт. Найбільший дебіт газу спостерігався за гирлового тиску 0,15 – 0,2 МПа.

На рисунку 2 наведено залежність відносного приросту дебіту газу свердловини № 24 Ігнатівського нафтогазоконденсатного родовища із застосуванням мобільної компресорної установки.

Графік зміни відносного приросту дебіту газу в часі свідчить, що ефект від роботи компресора не є короткочасним. Незважаючи на природні коливання місячних дебітів, віднос-

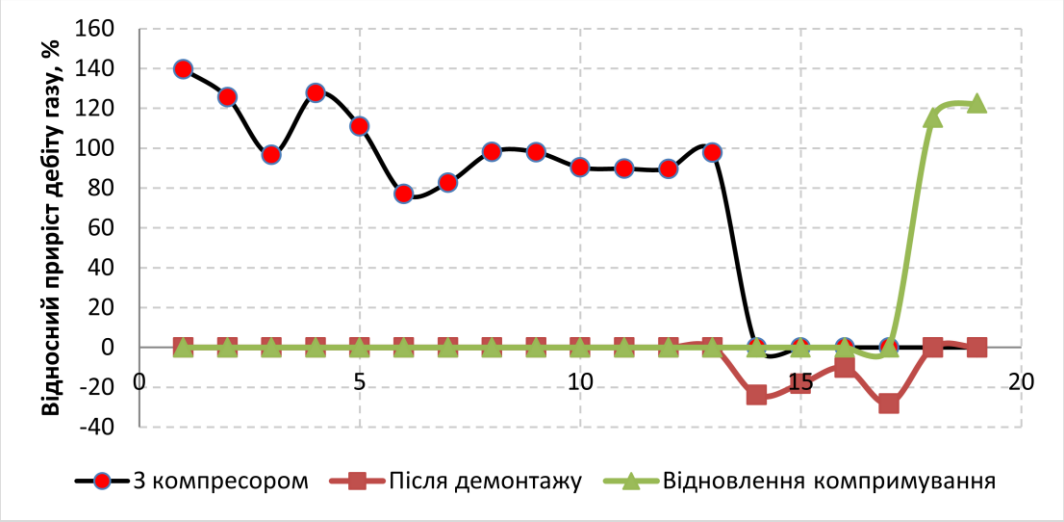


Рисунок 2 – Залежність відносного приросту дебіту газу із застосуванням мобільної компресорної установки на свердловині 24

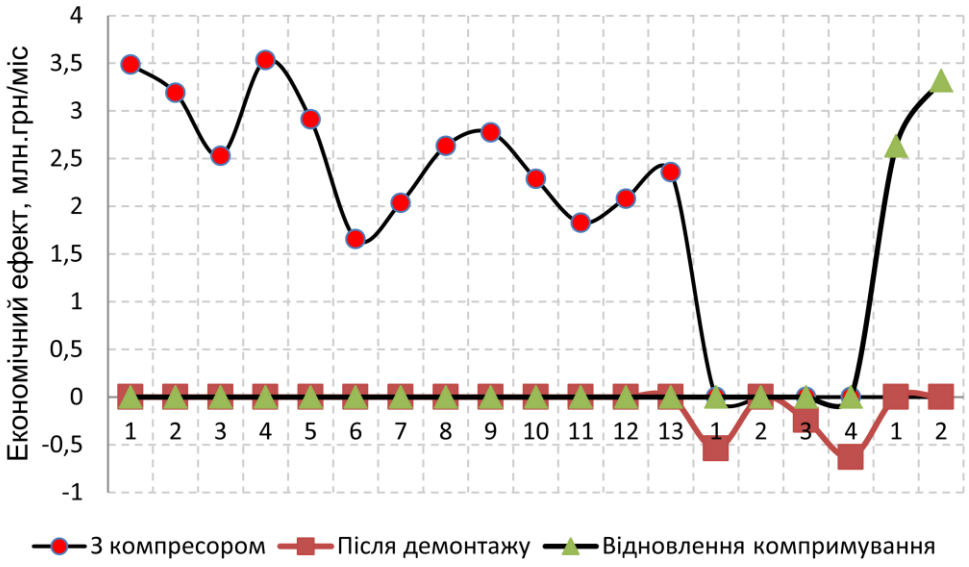


Рисунок 3 – Залежність економічного ефекту від режиму роботи мобільної компресорної установки

ний приріст у період експлуатації компресора здебільшого залишається стабільним і перевищує початковий.

На рисунку 3 наведено зміну розрахункового економічного ефекту залежно від режиму роботи мобільної компресорної установки.

Під час роботи компресора економічний ефект характеризувався позитивними значеннями і змінювався у межах 1,7–3,5 млн.грн/місяць, що зумовлено збільшенням видобутку газу та нафти. Після демонтажу компресорної установки економічний ефект різко знизився і набув від'ємних значень, що свідчить про втрату додаткового видобутку та зменшення прибутковості експлуатації свердловини.

Після повторного встановлення компресора економічний ефект швидко відновився і вже в перші місяці становив 2,6–3,4 млн.грн, що свідчить про збереження технологічного ефекту та високу ефективність застосування мобільної компресорної установки. Отримані результати свідчать, що використання компримування забезпечує не лише збільшення дебіту свердловини, а й суттєвий економічний ефект, який зберігається протягом усього періоду роботи установки.

Висновки

У роботі досліджено ефективність використання мобільної компресорної установки типу GasJack для інтенсифікації видобування низьконапірного газу на прикладі свердловини № 24 Ігнатівського нафтогазоконденсатного

родовища, що перебуває на завершальній стадії розробки.

За результатами аналізу промислових даних встановлено, що застосування мобільної компресорної установки забезпечує покращення технологічних показників роботи свердловини. Середній дебіт газу після впровадження компримування зріс більш ніж удвічі – з 5,86 до 11,98 тис. м^3/добу, одночасно стабілізувався видобуток нафти та знизився гирловий тиск, що свідчить про покращення гідродинамічних умов експлуатації свердловини і збільшення депресії на пласт.

Встановлено, що після демонтажу компресорної установки середній дебіт газу зменшився до 4,21–5,26 тис. м³/добу, припинився стабільний видобуток нафти, а гирловий тиск зріс до 3,5 – 3,9 МПа. Відновлення роботи мобільної компресорної установки забезпечило повторне досягнення високих технологічних показників експлуатації свердловини, що підтверджує довготривалу ефективність застосування компримування для інтенсифікації видобування низьконапірного газу.

Розрахунок економічної ефективності показав, що використання мобільної компресорної установки забезпечує позитивний економічний ефект у межах 1,7–3,5 млн.грн/місяць за рахунок збільшення видобутку газу і нафти. Після повторного введення компресора економічний ефект швидко відновився до 2,6 – 3,4 млн.грн/місяць, що підтверджує доцільність застосування даної технології в умовах експлуатації виснажених родовищ. Отримані результати свідчать, що мобільні компресорні установки типу GasJack є ефективним технічним рішенням для підтримання та інтенсифікації видобування низьконапірного газу на завершальній стадії розробки нафтових і газоконденсатних родовищ. Їх використання сприяє збільшенню вилучення вуглеводнів, продовженню рентабельної експлуатації свердловин, підвищенню енергоефективності процесів видобування та скороченню технологічних втрат природного газу.

Подяки
Відсутні.

Конфлікт інтересів
Відсутній.

Список використаних джерел

1. Петруняк М. В., Булавчик С. Р. Підтримання та збільшення видобутку газу низьконапірних свердловин за рахунок встановлення компресорної установки. Основні тенденції розвитку нафтогазової галузі – 2024 : матеріали круглого столу. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2024. С. 64–65.

2. API Standard 618. Reciprocating compressors for petroleum, chemical, and gas industry services. Washington, D. C. : American Petroleum Institute, 2022. 268 p.

3. Mokhatab S., Poe W. A., Mak J. Y. Handbook of natural gas transmission and processing. 4th ed. Cambridge : Gulf Professional Publishing, 2019. 754 p.

4. Kidnay A. J., Parrish W. R., McCartney D. G. Fundamentals of natural gas processing. 3rd ed. Boca Raton : CRC Press, 2018. 654 p.

5. Frasher H. Unloading liquid logged gas wells with low pressure compression. Southwestern Petroleum Short Course : proceedings. Lubbock, Texas, 2013. P. 1–8.

6. Крижанівський Є. І., Грудз В. Я., Грудз В. Я. (мол.), Терещенко Р. В., Говдяк Р. М. Оптимізація режимів компресорних станцій за умови їх неповного завантаження. Нафтогазова енергетика. 2019. № 1 (31). С. 36–42. DOI: 10.31471/1993-9868-2019-1(31)-36-42.

7. Bernadi B., Al Marzooqi A., Al Hosani A. et al. A detailed study evaluating the impact of downhole and wellhead compression to optimize production from gas wells with liquid loading issue: an ADNOC onshore gas field case study. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 24–26 Jan. 2023. Paper SPE-212677-MS. DOI: 10.2118/212677-MS.

8. Stoica I. A. Rehabilitation of depleted natural gas deposits. Revista Minelor – Mining Revue. 2025. Vol. 31, iss. 1. P. 107–116.

9. Cappuccio P., Imbò P., Gorini S. Telemetry managed well head compressor: a real case application. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 12–15 Nov. 2018. Paper SPE-192689-MS. DOI: 10.2118/192689-MS.

10. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Матіїшин Л. І. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ : Фоліант, 2023. 568 с.

References

1. Petruniak, M. V., & Bulavchyk, S. R. (2024). Pidtrymannia ta zbilshennia vydobutku hazu nyzkonapirnykh sverdlovyn za rakhunok vstanovlennia kompresornoi ustanovky [Maintaining and increasing gas production from low-pressure wells by installing a compressor unit]. In Osnovni tendentsii rozvytku naftohazovoi haluzi – 2024: Proceedings of the round table (pp. 64–65). Ivano-Frankivsk: IFNTUOG [in Ukrainian].

2. American Petroleum Institute. (2022). API Standard 618: Reciprocating compressors for petroleum, chemical, and gas industry services (5th ed.). Washington, D. C.: API.

3. Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2019). Handbook of natural gas transmission and processing (4th ed.). Cambridge: Gulf Professional Publishing.

4. Kidnay, A. J., Parrish, W. R., & McCartney, D. G. (2018). Fundamentals of natural gas processing (3rd ed.). Boca Raton: CRC Press.

5. Frasher, H. (2013). Unloading liquid logged gas wells with low pressure compression. In Southwestern Petroleum Short Course: Proceedings (pp. 1–8). Lubbock, TX.

6. Kryzhanivskyi, Ye. I., Hrudz, V. Ya., Hrudz, V. Ya. (Jr.), Tereshchenko, R. V., & Hovdiak, R. M. (2019). Optymizatsiia rezhymiv kompresornykh stantsii za umovy yikh nepovnoho zavantazhennia [Optimization of compressor station operating modes under partial load]. Naftohazova enerhetyka – Oil and Gas Power Engineering, 1(31), 36–42. https://doi.org/10.31471/1993-9868-2019-1(31)-36-42 [in Ukrainian].

7. Bernadi, B., Al Marzooqi, A., Al Hosani, A., et al. (2023). A detailed study evaluating the impact of downhole and wellhead compression to optimize production from gas wells with liquid loading issue: An ADNOC onshore gas field case study. In SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition (Paper SPE-212677-MS). Abu Dhabi, UAE. https://doi.org/10.2118/212677-MS

8. Stoica, I. A. (2025). Rehabilitation of depleted natural gas deposits. Revista Minelor – Mining Revue, 31(1), 107–116.

9. Cappuccio, P., Imbò, P., & Gorini, S. (2018). Telemetry managed well head compressor: A real case application. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (Paper SPE-192689-MS). Abu Dhabi, UAE. https://doi.org/10.2118/192689-MS

10. Kondrat, R. M., Kondrat, O. R., & Matiishyn, L. I. (2023). Rozrobka ta ekspluatatsiia hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch [Development and operation of gas and gas condensate fields]: Textbook. Ivano-Frankivsk: Foliant [in Ukrainian].

EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF LOW-PRESSURE GAS UTILIZATION USING THE MOBILE COMPRESSOR UNITS

Kohut N. S.
Postgraduate student
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0009-0000-0561-0164
e-mail: nazarii.kohut-ag1625@nung.edu.ua

Abstract. This paper examines the efficiency of using GasJack mobile compressor units to intensify the production of low-pressure gas from wells in the late stages of oil and gas condensate field development. The study is relevant because a significant proportion of Ukrainian wells are characterised by low reservoir and wellhead pressures. At these pressures, gas cannot be delivered to the existing gathering system and liquid accumulating at the bottom of the well causes loading and production losses. The study aims to evaluate the technological and economic efficiency of wellhead compression using long-term field data. The methodology combines the calculation of actual gas velocity at the tubing inlet and the minimum gas rate required to lift liquid from the wellbore to the surface; field measurements of flow rates at reduced wellhead pressures using a mobile test separator; and the evaluation of relative rate increments and economic effects. Based on field data obtained during the operation of Well No. 24 of the Ihnativske oil and gas condensate field, a comparative analysis of technological indicators was performed for four scenarios: before compressor installation; during operation; after dismantling; and after recommissioning. The analysis revealed that the compressor unit increased the average gas rate by over twofold, from 5.86 to 11.98 thousand m^3/day. It also reduced the wellhead pressure from 3.57–4.52 to 1.48–3.24 MPa and stabilised oil production. After the compressor was dismantled, the indicators deteriorated sharply; however, recommissioning restored them rapidly. This confirms that the technological effect is reproducible and durable. The estimated economic effect amounts to 1.7–3.5 million UAH per month. The value of the study lies in the quantitative substantiation of the wellhead compression effect over a complete installation – dismantling – reinstallation cycle, which makes it possible to forecast the production increment, to justify the application and to plan the relocation of mobile compressor units between wells of depleted fields.

Keywords: low-pressure gas, mobile compression unit, GasJack, production intensification, gas compression, late-stage field development, energy efficiency.