№ 1(45) 2026

НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

ISSN 1993-9868 print
ISSN 2415-3109 online

https://nge.nung.edu.ua

Прийнято 02.03.2026. Прорецензовано 28.04.2026. Опубліковано 30.05.2026.

УДК 622.279.5 **DOI: 10.31471/1993-9868-2026-1(45)-60-71**

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ З ОБВОДНЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ЗАСТОСУВАННЯМ ГАЗЛІФТА

Кондрат Р. М. *
Доктор технічних наук, професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76000, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0009-0002-0928-2748
e-mail: roman.kondrat@nung.edu.ua

Матіїшин Л. І.
Кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76000, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0000-0002-8529-4807
e-mail: liliia.matiishyn@nung.edu.ua

Дремлюх Н. С.
Кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76000, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
e-mail: nataliia.dremliukh@nung.edu.ua
https://orcid.org/0000-0002-6991-0227

Анотація. У роботі наведено результати комплексного дослідження закономірностей процесу експлуатації обводнених газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ. Сучасний стан ресурсів нафтогазової галузі характеризується переходом більшості великих родовищ у фазу виснаження, що супроводжується стрімким зниженням пластової енергії та інтенсивним проривом пластових вод до вибоїв видобувних свердловин. Проаналізовано результати сучасних вітчизняних і закордонних досліджень щодо причин виникнення явища самоглушіння свердловин та негативного впливу накопичення на їх вибої пластової води та вуглеводневого конденсату на гідродинамічні параметри піднімання газорідинного потоку. Обґрунтовано доцільність переведення таких свердловин на газліфтний спосіб експлуатації як найбільш ефективний та гнучкий метод видалення рідини з вибою свердловини, що дозволяє штучно підтримувати необхідну швидкість руху потоку на вході в насосно-компресорні труби (НКТ) та знижувати гідростатичне навантаження на пласти. Для умов гіпотетичної газоконденсатної свердловини виконано дослідження комплексного впливу водного та конденсатного факторів на енергетичні показники роботи газліфтної системи. З використанням уточненої математичної моделі визначення параметрів роботи газліфтного піднімача встановлено кількісні залежності необхідної витрати робочого агента (газліфтного газу) від об'ємного вмісту води та конденсату в продукції. Результати досліджень представлені у вигляді серії графічних залежностей

Запропоноване посилання: Кондрат, Р. М., Матіїшин, Л. І. & Дремлюх, Н. С. (2026). Інтенсифікація винесення рідини з обводнених газоконденсатних свердловин застосуванням газліфта. Нафтогазова енергетика, 1(45), 60-71. doi: 10.31471/1993-9868-2026-1(45)-60-71.

* 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/)

кількості газліфтного газу від конденсатного та водного факторів у діапазоні їх зміни від 0 до 250 л/тис. м³. Встановлено, що визначальний вплив на енерговитрати процесу чинить саме водний фактор: при його зростанні до граничних значень необхідна кількість робочого агента для забезпечення винесення рідини стрімко зростає до 120 тис. м³/добу. Конденсатний фактор виступає як додаткове навантаження, вплив якого є найбільш відчутним за малої обводненості пластової продукції. Доведено, що при одночасній присутності обох компонентів рідини спостерігається кумулятивний ефект зростання густини суміші, що вимагає прецизійного налаштування режимів роботи газліфта. Отримані результати дають змогу оптимізувати технологічні режими експлуатації, забезпечити безперервну роботу свердловин у нестабільних умовах та суттєво підвищити її дебіт і кінцевий коефіцієнт вилучення вуглеводнів з виснажених пластів.

Ключові слова: обводнена газоконденсатна свердловина, газліфтний спосіб експлуатації, водний фактор, конденсатний фактор, винесення рідини, дебіт газу.

Вступ

На завершальній стадії розробки газових та газоконденсатних родовищ одним із головних ускладнень є накопичення пластової рідини на вибоях свердловин. Цей процес призводить до значного зниження дебіту свердловин, нестабільної їх роботи та в окремих випадках до повної зупинки. Традиційні методи боротьби з обводненням газоконденсатних свердловин (застосуванням піноутворювальних поверхнево-активних речовин) не завжди є ефективними за великих значень дебітів рідини або низьких пластових тисків. Для таких умов характерним є використання газліфтного способу експлуатації свердловин. Газліфт дозволяє штучно підтримувати необхідну енергію потоку для піднімання рідини на поверхню, забезпечуючи при цьому стабільну роботу свердловин. Дослідження даного способу експлуатації газових і газоконденсатних свердловин є надзвичайно важливим для досягнення максимального коефіцієнта газовилучення та продовження періоду стабільної роботи свердловин.

В процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин ускладнення посилюються тим, що при випаданні з газу конденсату та припливу пластової води структура газорідинного потоку стає трифазною, що призводить до збільшення гідравлічних втрат на тертя. Зниження швидкості руху флюїдів на вході НКТ нижче критичного значення призводить до накопичення рідини на вибоях свердловин, а це потребує застосування зовнішніх джерел енергії для піднімання рідини на поверхню. Газліфтна експлуатація дозволяє регулювати густину суміші в насосно-компресорних трубах, адаптуючись до динамічних змін обводненості та дебіта газу.

Особливістю досліджень в роботі є те, що у стовбурі свердловини розглядається багатокомпонентна суміш, яка створює гідродинамічний опір, якого неможливо подолати лише за допомогою природної енергії пласта. Застосування газліфтної експлуатації в таких умовах спрямоване на зниження середньої густини видобувної продукції шляхом аерування потоку додатковим об'ємом робочого агента. Це дозволить стабілізувати винесення рідкої фази, а також запобігти передчасному самоглушінню свердловин.

Отже, розробка науково обгрунтованих параметрів роботи газліфта є ключовим етапом у забезпеченні стабільної роботи обводнених газоконденсатних свердловин.

Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень та публікацій

Однією з основних причин зниження видобутку вуглеводнів з обводнених газових та газоконденсатних свердловин є накопичення рідини на вибої, що призводить до їх самоглушіння (liquid loading) [1-3]. При накопиченні рідини на вибої зростає гідростатичний тиск у стовбурі свердловини [4]. Ця рідина складається з конденсату і пластової води, що збільшує витрати на сепарацію газу та рідини на поверхні.

Видалення рідини з вибою свердловини може здійснюватися різними методами, а саме: зниженням гирлового тиску до атмосферного (так зване «продування» свердловини) або створенням піни [5]. Окрім економічних недоліків, накопичення рідини створює перешкоди під час робіт з інтенсифікації припливу газу до свердловини. Наприклад, після гідравлічного розриву пласта (ГРП) критично важливо забезпечити винесення води (зворотний приплив), щоб запобігти створенню протитиску на пласт [6].

Для видалення рідини з вибою свердловин здійснюють ручне або автоматичне подання піноутворюючих стержнів (soap sticks) у насосно-компресорні труби, яке сприяє утворенню піни, що знижує гідростатичний тиск і мінімізує опір висхідному потоку [7]. Однак проблема виникає тоді, коли наявність конденсату перешкоджає ефективному піноутворенню [8].

Усунути самоглушіння свердловини можна шляхом впровадження ліфтових колон малого діаметра (velocity string). Автори роботи [9] пояснив, як використання насосно-компресорних труб малого діаметра зменшує накопичення рідини на вибої. У той час, як малий діаметр насосно-компресорних труб забезпечує видобуток газу в стабільних умовах, то використання більшого діаметра труб призведе до необхідності постійної заміни ліфтової колони, оскільки видобуток відбуватиметься в нестабільному режимі.

Для забезпечення стабільного винесення рідини з вибою на поверхню критично важливим є підтримання мінімальної швидкості газового потоку на вході НКТ, теоретичне обґрунтування якої вперше навели автори роботи [10]. У роботі [11] авторами було розглянуто процес очищення стовбура газової свердловини з високим вмістом конденсату (20 % об.) за допомогою спеціалізованих хімічних реагентів. Авторами було випробувано дві складні рецептури піноутворювачів: суміш аніонно-катіонно-амфотерних ПАР та окремо амфотерні ПАР. На основі експерименту було встановлено, що зниження міжфазного натягу та густини рідини призводить до зменшення необхідної швидкості газового потоку, що дозволяє ефективно видаляти рідину з вибою свердловини навіть за умов низьких пластових тисків.

Механізований видобуток (Artificial lift) продукції свердловини передбачає створення різниці між вибійним та гирловим тисками, що сприяє винесенню газу та рідини на поверхню. Цей метод зазвичай поділяють на дві категорії: газліфт та насосна експлуатація. Газліфт працює шляхом зниження ефективної густини суміші вище точки нагнітання, що допомагає виносити рідину зі свердловини [5]. Це може бути реалізовано методами безперервного або періодичного закачування газу з поверхні [12]. При безперервному газліфті робочий агент постійно подається безпосередньо в рідину через трубку, встановлену в стовпі рідини. Навпаки, періодичний газліфт передбачає періодичне нагнітання газу під стовп рідини для виштовхування її на поверхню.

Завдяки своїй універсальності, газліфтна експлуатація свердловин за певних умов є одним з найкращих варіантів для винесення рідини із газових свердловин та за експлуатації низькодебітних свердловин на завершальній стадії розробки газових родовищ. Він може бути достатньо ефективним за аномально низьких пластових тисків. Перевагами газліфтної експлуатації є простота внутрішньосвердловинного обладнання та зручність його обслуговування, залучення в розробку покладів з нафтовими облямівками, можливість експлуатації високодебітних нафтових свердловин, ефективна експлуатація багатовибійних і похилоскерованих свердловин, великий міжремонтний період, невисока вартість ремонту, високий коефіцієнт експлуатації, адаптація газліфтних систем до зміни пластових умов [13-14].

Промислові дослідження газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин було проведено на свердловинах 24, 385, 478 Битків-Бабченського нафтогазоконденсатного родовища [15]. Згідно результатів досліджень по всіх свердловинах було отримано додатковий видобуток газу, який змінювався від 29 до 35 тис.м^3/доб на одну свердловину при витраті газліфтного газу 15-30 тис.м^3/доб.

Однак, газліфтні системи створюють значні проблеми для цілісності свердловин, особливо на родовищах із сірководнем (H_2S) та діоксидом вуглецю (CO_2), які можуть спричинити сильну корозію, ерозію та розтріскування компонентів свердловин під напругою. Крім того, газліфтні свердловини вимагають дотримання подвійного бар'єру, щоб запобігти неконтрольованому викиду вуглеводнів та сірководню в навколишнє середовище, що може мати катастрофічні наслідки для безпеки та навколишнього середовища (HSE) персоналу та об'єктів. Тому газліфтні свердловини вимагають особливої уваги до вибору та проєктування обсадної колони, відповідності цементу, матеріалів для завершення робіт, обладнання гирла свердловини [13].

Аналіз літературних джерел та світового досвіду експлуатації обводнених газоконденсатних свердловин свідчить, що попри різноманітність існуючих методів видалення рідини з вибою свердловин, проблема ефективного винесення змішаної рідкої фази (вода + конденсат) залишається актуальною. Світова практика доводить, що одним із найбільш ефективних та універсальних способів винесення рідини є газліфтний спосіб експлуатації свердловин, який дозволяє примусово підтримувати необхідну швидкість руху потоку на вході НКТ та знижувати гідростатичний тиск на пласт. Водночас аналіз наявних наукових праць свідчить про необхідність подальшого комплексного вивчення цього питання, зокрема в контексті оптимізації роботи газліфта при різному співвідношення об'ємів конденсату та води у видобувній продукції свердловини.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

В науково-технічній літературі недостатньо висвітлені питання про закономірності зміни параметрів газліфтної експлуатації обводнених газоконденсатних свердловин в умовах трифазної фільтрації, а саме – кількісний вплив водного та конденсатного факторів на витрату газліфтного газу для стабільного винесення рідини зі стовбура свердловини.

Мета та завдання досліджень

Метою даної роботи є дослідження роздільного і спільного впливу водного і конденсатного факторів на дебіт пластового газу і параметри газліфтної експлуатації обводненої газоконденсатної свердловини.

Для цього слід вирішити такі завдання:

1. Узагальнити результати вітчизняних і закордонних досліджень застосування газліфта для інтенсифікації винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

2. Провести дослідження роздільного впливу і спільного впливу водного і конденсатного факторів на дебіт обводнених газоконденсатних свердловин.

3. Встановити параметри газліфтної експлуатації обводнених газоконденсатних свердловин за різних значень водного і конденсатного факторів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

У дослідженнях використано залежності для фонтанної та газліфтної експлуатації обводненої газової свердловини [14, 16], в яких додатково враховано наявність конденсату в газорідинному потоці в НКТ:

– двочленна формула припливу газу із пласта у свердловину:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q_г + B \cdot q_г^{\,2}; \qquad (1)$$

– формула ІФНТУНГ (Кондрат Р.М., Петришак В.С.) для визначення мінімально необхідного дебіта газу для винесення рідини з вибою на поверхню:

$$q_{м.н.} = 2213 \cdot d_{вн}^{1,94} \cdot q_в^{0,22} \sqrt{\frac{P_{виб}\rho_в}{\overline{\rho}_г Z_{виб} T_{виб}}}; \qquad (2)$$

– формула Адамова Г.А. для руху газу у вертикальних трубах свердловини, скоригована для руху в НКТ газорідинної суміші:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 e^{2S_o} + \theta q_{сум}^2}, \qquad (3)$$

де

$$q_в = q_г \Phi_в \cdot 10^{-3}; \qquad (4)$$

$$q_к = q_г \Phi_к \cdot 10^{-3}; \qquad (5)$$

$$\rho_{рід} = \frac{q_к \cdot \rho_к + q_в \cdot \rho_в}{q_к + q_в}; \qquad (6)$$

$$G_г = q_г \cdot \rho_г; \qquad (7)$$

$$G_в = q_в \cdot \rho_в \cdot 10^{-3}; \qquad (8)$$

$$\rho_{сум} = \frac{q_г \cdot 10^3 \cdot \rho_г + q_{рід} \cdot \rho_{рід}}{q_г \cdot 10^3 + q_{рід}}; \qquad (9)$$

$$S_0 = \frac{0,03415 \overline{\rho}_г \rho L}{Z_{сер} T_{сер}}; \qquad (10)$$

$$\theta = 0,0133\lambda \frac{Z_{сер}^2 T_{сер}^2}{\left(10^2 \cdot d_{вн}\right)^5}\left(e^{2S_0} - 1\right); \qquad (11)$$

$$q_{сум} = \frac{G_г + G_{рід}}{\rho_{сум}}; \qquad (12)$$

$$\rho = \varphi + (1-\varphi)\frac{\rho_в}{\rho_г(P)}; \qquad (13)$$

$$\rho_г(P) = \frac{\rho_г P_{сер} T_{ст}}{P_{ат} T_{сер} Z_{сер}}; \qquad (14)$$

$$\varphi \le \beta = \frac{q_г(P)}{q_г(P) + q_в \cdot 10^{-3}}; \qquad (15)$$

$$q_г(P) = \frac{q_г P_{ат} T_{сер} Z_{сер}}{P_{сер} T_{ст}}; \qquad (16)$$

$$P_{сер} = \frac{2}{3}\left(P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y}\right); \qquad (17)$$

$$T_{сер} = \frac{T_{виб} - T_y}{\ln \frac{T_{виб}}{T_y}}; \qquad (18)$$

$$q_{газл.г} = q_{м.н.} - q_г; \qquad (19)$$

$P_{пл}$, $P_{виб}$, P_y, $P_{сер}$ – відповідно пластовий, вибійний, гирловий тиски і середній тиск у стовбурі свердловини, МПа;

$T_{виб}$, T_y, $T_{сер}$ – відповідно вибійна, гирлова температури і середня температура в стовбурі свердловини, К;

A, B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта (ПЗП), A, $\frac{МПа^2 \cdot добу}{тис.м^3}$; B, $\left(\frac{МПа \cdot добу}{тис.м^3}\right)^2$;

$q_г$ – дебіт пластового газу з газоносного пласта, зведений до стандартних умов, тис.м^3/добу;

$q_г(P)$ – дебіт пластового газу за середнього тиску $P_{сер}$ і середньої температури $T_{сер}$ в стовбурі свердловини, тис.м^3/добу;

$q_{сум}$ – дебіт газорідинної суміші, зведений до стандартних умов, тис.м^3/добу;

$q_{газл.г}$ – кількість газліфтного газу, тис.м^3/добу;

$G_г$, $G_в$, $G_{рід}$, – масова витрата відповідно газу, води і рідини, т/добу;

$Ф_в$, $Ф_к$ – відповідно водний та конденсатний фактор, л/тис.м^3;

L– довжина НКТ, м;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, м;

$q_в$ – дебіт води з водоносного пласта, м^3/добу;

$\rho_г$, $\rho_в$ – відповідно густина газу і води за стандартних умов, кг/м^3;

$\overline{\rho}_Г$ – відносна густина газу;

$\rho_г(P)$ – густина газу за середнього тиску $P_{сер}$ і середньої температури $T_{сер}$ в стовбурі свердловини, кг/м^3;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору НКТ;

φ - дійсний (істинний) об'ємний газовміст;

β - витратний газовміст потоку.

При проведенні розрахунків для кожного заданого значення водного $Ф_в$ і конденсатного факторів $Ф_к$ із спільного розв'язку залежностей (1) і (2) знаходили вибійний тиск $P_{виб}$ і дебіт пластового газу $q_г$, а за залежністю (19) - кількість газліфтного газу $q_{газл.г}$.

Дослідження виконані для умов модельної газоконденсатної свердловини з такими даними: глибина свердловини – 2660 м; газонасичена товщина пласта (висота інтервалу перфорації) – 20 м; поточний пластовий тиск – 14,1 МПа; вибійний тиск – 11,8 МПа; пластова температура – 327 К; температура газу на гирлі свердловини – 293 К; відносна густина газу – 0,62; густина води – 1010 кг/м^3; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: A=1,4 $\frac{(\text{МПа})^2 \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3}$, B=0,034 $\left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{добу}}{\text{тис.м}^3}\right)^2$; насосно-компресорні труби опущені до середини інтервалу перфорації на глибину 2650 м; внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; густина конденсату – 760 кг/м^3.

В дослідженнях вивчали вплив на умови фонтанування обводненої газоконденсатної свердловини водного фактора (0; 25; 50; 75; 100; 250 л/тис.м^3) та конденсатного фактора (0; 5; 25; 50; 75; 100; 250 л/тис.м^3).

З використанням наведеної методики проведено дослідження процесів винесення рідини з вибою обводненої газоконденсатної свердловини. Зведені результати досліджень, які демонструють зміну вибійного тиску, дебіта газу, кількості газліфтного газу для різних значень водного і конденсатного факторів, наведено у таблиці 1.

Аналіз результатів досліджень (таблиця 1) дозволяє встановити вплив водного та конденсатного факторів на показники роботи газоконденсатної свердловини. Із зростанням водного і конденсатного факторів спостерігається стійка тенденція до зниження фактичного дебіта пластового газу. Збільшення вмісту рідкої фази у видобувній продукції призводить до зростання вибійного тиску. Це пояснюється збільшенням гідростатичної складової втрат тиску в насосно-компресорних трубах через збільшення густини (обважнення) газорідинної суміші.

Фактичний дебіт газу є значно меншим за мінімально необхідний дебіт газу, що свідчить про неможливість стабільної роботи газоконденсатної свердловини. Таким чином, значення кількості (витрати) газліфтного газу, яке наведене у таблиці 1, відображає той об'єм газу, якого не вистачає для забезпечення ефективної роботи свердловини. Відсутність потреби у застосуванні газліфтної експлуатації спостерігається лише для ідеалізованих умов роботи свердловини (тільки газ за відсутності води та конденсату). Це єдиний сценарій експлуатації газоконденсатної свердловини, за якого фактичний дебіт забезпечує стабільну експлуатацію свердловини за відсутності рідини в пластовій продукції.

На рисунку 1 зображено залежності дебіта газу від конденсатного фактора за різних значень водних факторів, а на рисунку 2 – залежності вибійного тиску від конденсатного фактора за різних значень водних факторів.

Залежності рисунка 1 демонструють зниження дебіта пластового газу із зростанням конденсатного та водного факторів. Так, наприклад, за водного фактора 25 л/тис.м^3 дебіт газу знижується з 29,727 до 25,328 тис.м^3/добу (на 4,399 тис.м^3/добу) при зростанні вмісту конденсату до 250 л/тис.м^3, а за водного фактора 250 л/тис.м^3 дебіт газу знижується з 24,96 до 19,985 тис.м^3/добу (на 4,975 тис.м^3/добу) при зростанні вмісту конденсату до 250 л/тис.м^3.

Із збільшенням водного та конденсатного факторів (рис. 2) спостерігається зростання вибійного тиску, що зумовлено збільшенням гідростатичного опору в колоні насосно-компресорних труб через підвищення густини газорідинної суміші. За максимального водного і конденсатного факторів ($Ф_в$=250 л/тис.м^3 і $Ф_к$=250 л/тис.м^3) вибійний тиск зростає з 11,211 МПа (експлуатація свердловини за відсутності рідини) до 12,54 МПа.

Таблиця 1 – Результати досліджень

№ з/п	Конденсатний фактор, л/тис.м^3	Дебіт газу, тис.м^3/добу	$P_{виб}$, МПа	Мінімально-необхідний дебіт, тис.м^3/добу	Кількість газліфтного газу, тис.м^3/добу	№ з/п	Конденсатний фактор, л/тис.м^3	Дебіт газу, тис.м3/добу	$P_{виб}$, МПа	Мінімально-необхідний дебіт, тис.м^3/добу	Кількість газліфтного газу, тис.м^3/добу
	$Ф_в$=0 л/тис.м^3						$Ф_в$=75 л/тис.м^3				
1	0	30,152	11,211	0	-30,152	1	0	28,762	11,42	97,51	68,748
2	25	29,727	11,276	70,93	41,203	2	25	28,385	11,475	101,7	73,315
3	50	29,215	11,353	82,45	53,235	3	50	27,906	11,544	106	78,094
4	100	28,605	11,443	96,49	67,885	4	100	26,866	11,69	112,2	85,334
5	250	25,842	11,829	117,4	91,558	5	250	24,139	12,05	126,2	102,061
	$Ф_в$=25 л/тис.м^3						$Ф_в$=100 л/тис.м^3				
1	0	29,727	11,276	76,43	46,703	1	0	28,226	11,498	103,6	75,374
2	25	29,221	11,352	85,7	56,479	2	25	27,759	11,565	107,1	79,341
3	50	28,911	11,398	92,82	63,909	3	50	27,348	11,623	110,7	83,352
4	100	28,067	11,521	102,7	74,633	4	100	26,524	11,737	116,4	89,876
5	250	25,328	11,897	120,4	95,072	5	250	23,483	12,132	128,3	104,817
	$Ф_в$=50 л/тис.м^3						$Ф_в$=250 л/тис.м^3				
1	0	29,067	11,375	88,92	59,853	1	0	24,96	11,945	126,3	101,34
2	25	28,911	11,398	95,12	66,209	2	25	24,517	12,002	127,7	103,183
3	50	28,385	11,475	99,89	71,505	3	50	23,965	12,072	128,9	104,935
4	100	27,596	11,588	107,8	80,204	4	100	22,902	12,203	131,9	108,998
5	250	24,697	11,979	123	98,303	5	250	19,985	12,54	137,4	117,415

Наслідком зростання вибійного тиску є не лише зниження депресії на пласт, а й порушення енергетичного балансу системи. Фактична швидкість руху газового потоку стає недостатньою для утримання крапель рідини у зваженому стані. Таким чином, за високих значень водного і конденсатного факторів дефіцит енергії пласта стає критичним, що зумовлює необхідність впровадження газліфтної експлуатації.

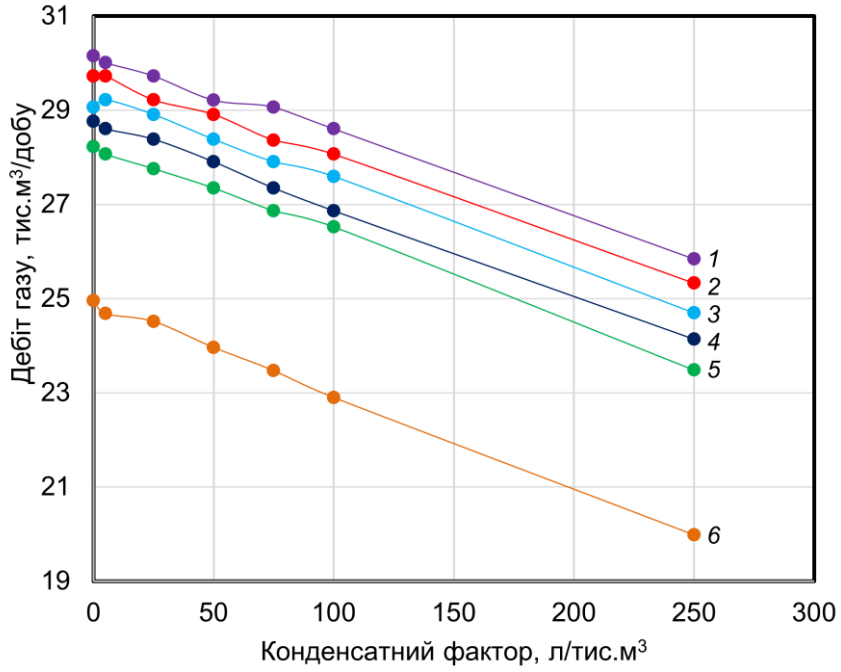
На рисунку 3 зображено залежності кількості газліфтного газу від конденсатного фактора за різних значень водних факторів, а на рисунку 4 – залежності кількості газліфтного газу від водного фактора за різних значень конденсатних факторів.

Характер отриманих залежностей (рис. 3) підтверджує, що потреба у додатковій енергії зростає відповідно до збільшення вмісту рідкої фази у видобувній продукції. Кожна крива на графічній залежності відповідає певному значенню водного фактора, і з його зростанням (від 0 до 250 л/тис.м^3) графіки зміщуються вгору. Це свідчить про те, що вода, маючи більшу густину порівняно з конденсатом, створює більший дефіцит енергії в свердловині.

Криві рисунка 3 дозволяють оперативно визначити кількість газліфтного газу, яку необхідно подавати в свердловину для відновлення її стабільної роботи за будь-якого поєднання обводненості та конденсатовмісту пластової продукції.

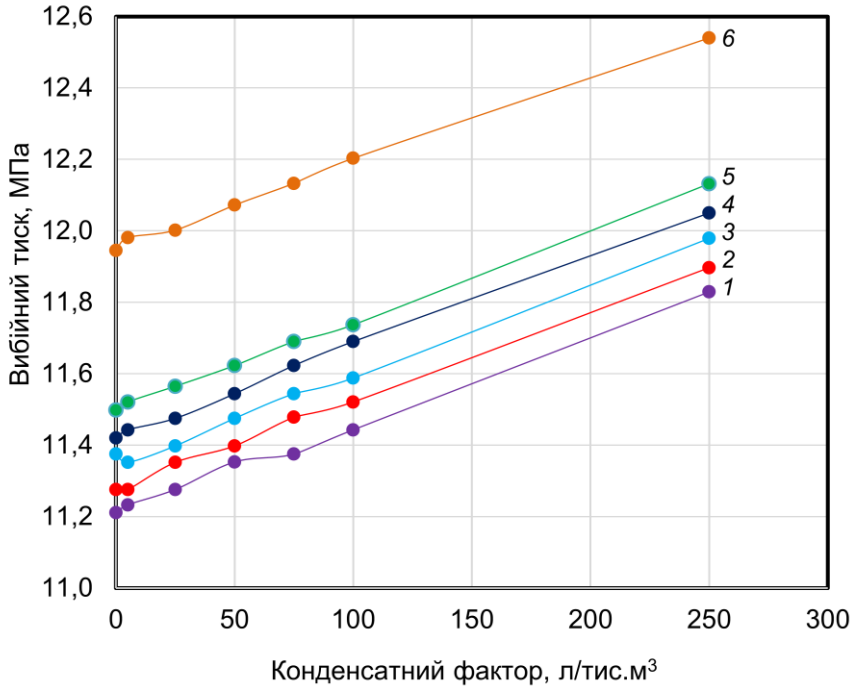
Із зростанням водного фактора (рис. 4) кількість газліфтного газу зростає для всіх значень конденсатних факторів. Так, наприклад, за конденсатного фактора 25 л/тис.м^3 кількість газліфтного газу зростає з 56,479 тис.м^3/добу за водного фактора 25 л/тис.м^3 до 103,183 тис.м^3/добу за водного фактора 250 л/тис.м^3, а за конденсатного фактора 250 л/тис.м^3 кількість газліфтного газу зростає з 95,072 тис.м^3/добу за водного фактора 25 л/тис.м^3 до 103,183 тис.м^3/добу за водного фактора 250 л/тис.м^3.

Із зростанням конденсатного фактора зростає кількість газліфтного газу. За низьких значень водного фактора спостерігається різка розбіжність між кривими, а за високих значень



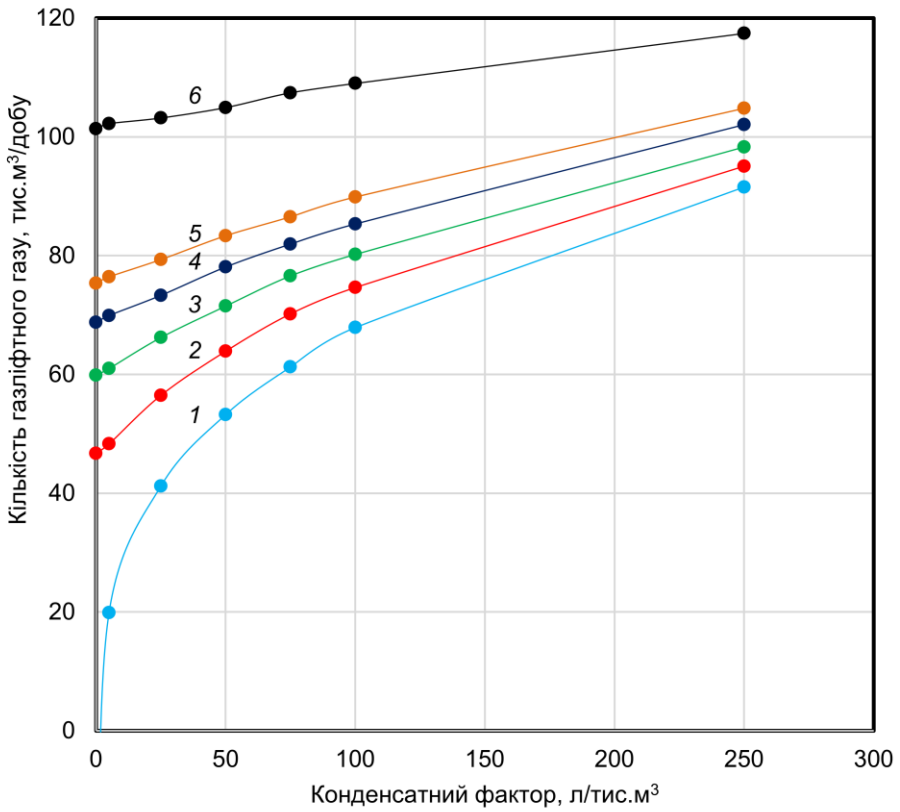
1 – 0; 2 – 25; 3 – 50; 4 – 75; 5 – 100; 6 – 250 л/тис.м³

Рисунок 1 – Залежності дебіта пластового газу від конденсатного фактора за різних значень водних факторів



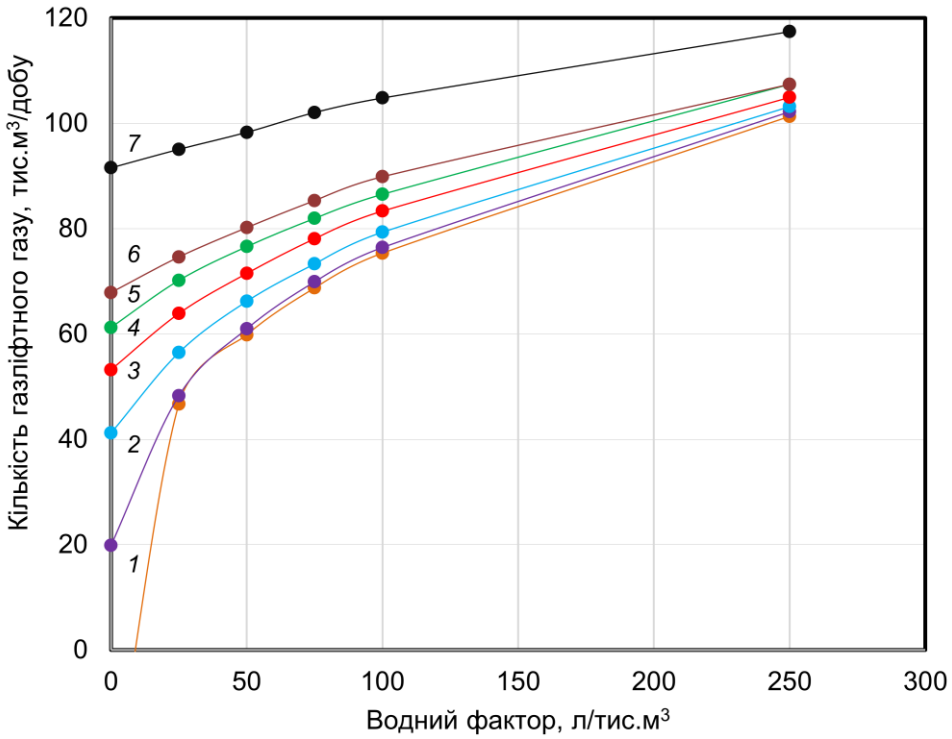
1 – 0; 2 – 25; 3 – 50; 4 – 75; 5 – 100; 6 – 250 л/тис.м³

Рисунок 2 – Залежності вибійного тиску від конденсатного фактора за різних значень водних факторів



1 – 0; 2 – 25; 3 – 50; 4 – 75; 5 – 100; 6 – 250 л/тис.м³

Рисунок 3 – Залежності кількості газліфтного газу від конденсатного фактора за різних значень водних факторів



1 – 0; 2 – 5; 3 – 25; 4 – 50; 5 – 75; 6 – 100; 7 – 250 л/тис.м³

Рисунок 4 – Залежності кількості газліфтного газу від водного фактора за різних значень конденсатних факторів

водних факторів криві починають зближуватися, що свідчить про те, що за великих водних факторів вплив конденсатного фактора стає менш визначальним порівняно з домінуючим впливом води. Це зумовлено високою густиною пластової води, яка вимагає максимальної аерації потоку для винесення рідини.

Результати виконаних досліджень розкривають механізми роздільного і спільного впливу водного і конденсатного факторів на дебіт обводненої газоконденсатної свердловини і дозволяють оптимізувати параметри її газліфтної експлуатації.

Висновки

Значна кількість газоконденсатних родовищ України на сьогодні перебуває на завершальній стадії розробки. Цей період характеризується значним зниженням пластового тиску та природної енергії пласта, що призводить до інтенсивного надходження пластових вод у свердловини. Основним ускладненням на завершальній стадії розробки газоконденсатних родовищ є обводнення свердловин, що спричиняє накопичення змішаної рідкої фази (води та конденсату) на вибої. Це створює додатковий гідростатичний тиск, знижує дебіт газу і, зрештою, призводить до повного самоглушіння видобувних свердловин.

Встановлено, що газліфтний спосіб експлуатації є найбільш універсальним та ефективним рішенням для таких умов. Він дозволяє штучно підтримувати необхідну швидкість руху газорідинного потоку в насосно-компресорних трубах, забезпечуючи безперервне винесення рідини навіть за високих значень водного і конденсатного факторів.

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить, що енергетичні витрати на газліфт визначаються переважно водним фактором. Зростання обводненості до 250 л/тис.м^3 вимагає збільшення об'ємів робочого агента (газу) - до 117,415 тис.м^3/добу, тоді як конденсатний фактор виступає додатковим обтяжуючим чинником, який найбільш відчутно впливає на систему за умов низької та середньої обводненості.

Сформовані у роботі графічні залежності дозволяють здійснювати оперативний прогноз необхідної кількості газліфтного газу для конкретних умов обводнення та конденсатовмісту пластової продукції. Це дає змогу оптимізувати режими роботи обладнання, подовжити термін експлуатації свердловин на виснажених родовищах та забезпечити максимальне вилучення залишкових вуглеводнів.

Встановлено, що енергетичні витрати на газліфтну експлуатацію обводнених газоконденсатних свердловин в першу чергу визначаються водним фактором. Саме обводненість є основним критичним параметром, що зумовлює необхідність подачі великих об'ємів робочого агента. За критично високої обводненості вплив конденсату дещо нівелюється загальною високою густиною суміші.

Газліфтна експлуатація є гнучким інструментом, яка дозволяє підтримувати видобуток при широкому діапазоні співвідношення «вода-конденсат». Отримані графічні залежності дають змогу точно підібрати кількість газліфтного газу залежно від поточного стану обводненості свердловин.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибій газу і води з різних пластів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 1(66). С. 60–64.

2. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. Оптимізація параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин за різних значень водного фактора і глибини розміщення газліфтного клапана на колоні НКТ. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 1(82). С. 44–51. DOI: https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-1(82)-44-51.

3. Kondrat R., Matiishyn L. Improving the efficiency of production wells at the final stage of gas field development. *Mining of Mineral Deposits*. 2022. Vol. 16(2). P. 1–6. DOI: https://doi.org/10.33271/mining16.02.006.

4. Ajani A., Kelkar M., Sarica C., Pereyra E. Effect of surfactants on liquid loading in Vertical Wells. *International Journal of Multiphase Flow*. 2016. Vol. 83. P. 183–201. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2016.03.019.

5. Arachman F., Singh K., Forrest J. K., Purba M. O. Liquid Unloading in a Big Bore Completion: A Comparison Among Gas Lift, Intermittent Production, and Installation of Velocity String. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Perth, Australia, October 2004. SPE-88523-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/88523-MS.

6. Shi J., He X., Sun F., Yu W., Li L. A New Analytical Model for Liquid Loading in Shale Gas Reservoirs. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. Denver, Colorado, USA, 2014. SPE-1922861-MS. DOI: https://doi.org/10.15530/URTEC-2014-1922861.

7. Lea J. F., Henry V. N. Solving Gas-Well Liquid-Loading Problems. *J Pet Technol*. 2004. Vol. 56. P. 30–36. SPE-72092-JPT. DOI: https://doi.org/10.2118/72092-JPT.

8. Veeken C. A., Belfroid S. P. New Perspective on Gas-Well Liquid Loading and Unloading. *SPE Prod. & Oper*. 2011. Vol. 26. P. 343–356. DOI: https://doi.org/10.2118/134483-PA.

9. Kelkar M. Natural Gas Production Engineering. Tulsa, OK, USA : PennWell Corporation, 2008. 411 p.

10. Turner R. G., Hubbard M. G., Dukler A. E. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *J Pet Technol*. 1969. Vol. 21. P. 1475–1482. SPE-2198-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/2198-PA.

11. He X., Lei W., Xu X. et al. Gas Well Deliquification in the Presence of High Content of Condensate: From Laboratory to Field Test. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. November 2021. SPE-204657-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/204657-MS.

12. Walling G. A. Modern Developments in the Raising of Oil - Pumping, Direct Gas-Lift, Intermit - ent Gas-Lift, Repressuring, Gas Drive. *1st World Petroleum Congress*. London, UK, July 1933. WPC-1112.

13. Dhirendra Kumar Soni, Noora Mohammed Al Breiki. A Case Study of Well Integrity Challenges and Resolutions for the Gas Lift Appraisal Project. *SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*. October 29–30, 2024. SPE-221568-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/221568-MS.

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

15. Matkivskyi S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*. November 23–24, 2021. P. 1–16. DOI: https://doi.org/10.2118/208564-MS.

16. Кондрат Р. М., Матіїшин Л. І. Аналіз умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 4(84). С. 32–39. DOI: https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-46-53.

References

1. Kondrat, R. M., & Khaidarova, L. I. (2018). Metodyka rozrakhunku parametriv hazliftnoi ekspluatatsii obvodnenykh hazovykh sverdlovyn pry nadkhodzhenni na vybiu hazu i vody z riznykh plastiv [Method of calculating parameters of gas-lift operation of watered gas wells when gas and water enter the bottomhole from different layers]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (1), 60–64. (in Ukrainian)

2. Kondrat, R. M., Kondrat, O. R., & Khaidarova, L. I. (2022). Optymizatsiia parametriv hazliftnoi ekspluatatsii obvodnenykh hazovykh sverdlovyn za riznykh znachen vodnoho faktora i hlybyny rozmishchennia hazliftnoho klapana na koloni NKT [Optimization of parameters of gas-lift operation of watered gas wells at different values of water factor and depth of the gas-lift valve on the tubing string]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (1), 44–51. https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-1(82)-44-51 (in Ukrainian)

3. Kondrat, R., & Matiishyn, L. (2022). Improving the efficiency of production wells at the final stage of gas field development. *Mining of Mineral Deposits*, *16*(2), 1–6. https://doi.org/10.33271/mining16.02.006

4. Ajani, A., Kelkar, M., Sarica, C., & Pereyra, E. (2016). Effect of surfactants on liquid loading in vertical wells. *International Journal of Multiphase Flow*, *83*, 183–201. https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2016.03.019

5. Arachman, F., Singh, K., Forrest, J. K., & Purba, M. O. (2004, October). *Liquid unloading in a big bore completion: A comparison among gas lift, intermittent production, and installation of velocity string*. Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia. https://doi.org/10.2118/88523-MS

6. Shi, J., He, X., Sun, F., Yu, W., & Li, L. (2014). *A new analytical model for liquid loading in shale gas reservoirs*. Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA. https://doi.org/10.15530/URTEC-2014-1922861

7. Lea, J. F., & Henry, V. N. (2004). Solving gas-well liquid-loading problems. *Journal of Petroleum Technology*, *56*(4), 30–36. https://doi.org/10.2118/72092-JPT

8. Veeken, C. A., & Belfroid, S. P. (2011). New perspective on gas-well liquid loading and unloading. *SPE Production & Operations*, *26*(4), 343–356. https://doi.org/10.2118/134483-PA

9. Kelkar, M. (2008). *Natural gas production engineering*. PennWell Corporation.

10. Turner, R. G., Hubbard, M. G., & Dukler, A. E. (1969). Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells. *Journal of Petroleum Technology*, *21*(11), 1475–1482. https://doi.org/10.2118/2198-PA

11. He, X., Lei, W., Xu, X., et al. (2021, November). *Gas well deliquification in the presence of high content of condensate: From laboratory to field test*. Paper presented at the SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. https://doi.org/10.2118/204657-MS

12. Walling, G. A. (1933, July). *Modern developments in the raising of oil - Pumping, direct gas-lift, intermittent gas-lift, repressuring, gas drive*. Paper presented at the 1st World Petroleum Congress, London, UK.

13. Soni, D. K., & Al Breiki, N. M. (2024, October). *A case study of well integrity challenges and resolutions for the gas lift appraisal project*. Paper presented at the SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition. https://doi.org/10.2118/221568-MS

14. Kondrat, R. M., Kondrat, O. R., & Matiishyn, L. I. (2023). *Rozrobka ta ekspluatatsiia hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: Pidruchnyk* [Development and operation of gas and gas condensate fields: A textbook]. Foliant. (in Ukrainian)

15. Matkivskyi, S., & Khaidarova, L. (2021, November). *Increasing the productivity of gas wells in conditions of high water factors*. Paper presented at the SPE Eastern Europe Subsurface Conference. https://doi.org/10.2118/208564-MS

16. Kondrat, R. M., & Matiishyn, L. I. (2022). Analiz umov stabilnoi roboty obvodnenykh hazovykh i hazokondensatnykh sverdlovyn [Analysis of conditions for stable operation of watered gas and gas condensate wells]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (4), 32–39. https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-46-53 (in Ukrainian)

INTENSIFICATION OF FLUID REMOVAL FROM FLOODED GAS CONDENSATE WELLS BY USING GAS LIFT

Kondrat R. M.
Doctor of Technical Sciences, Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0009-0002-0928-2748
e-mail: roman.kondrat@nung.edu.ua

Matiishyn L. I.
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0000-0002-8529-4807
e-mail: liliia.matiishyn@nung.edu.ua

Dremliukh N. S.
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
e-mail: nataliia.dremliukh@nung.edu.ua
https://orcid.org/0000-0002-6991-0227

Abstract. This paper presents the results of a comprehensive study into the patterns of operation of water-flooded gas condensate wells during the final stage of field development. The current state of the oil and gas industry's resources is characterised by the transition of most large fields into the depletion phase, accompanied by a rapid decline in reservoir energy and the intensive breakthrough of formation water into the bottom holes of production wells. The results of recent domestic and international studies on the causes of well self-shut-in and the negative impact of the accumulation of formation water and hydrocarbon condensate at the wellbore on the hydrodynamic parameters of gas-liquid flow are analysed. The feasibility of converting such wells to gas lift operation is justified as the most effective and flexible method of removing fluid from the wellbore, allowing the required flow velocity at the inlet to the tubing to be artificially maintained and reducing the hydrostatic load on the formation. For the conditions of a hypothetical gas-condensate well, a study was carried out on the combined influence of water and condensate factors on the energy performance of the gas lift system. Using a refined mathematical model for determining the operating parameters of a gas lift pump, quantitative relationships have been established between the required flow rate of the working medium (gas lift gas) and the volume content of water and condensate in the production stream. The research results are presented as a series of graphical relationships between the quantity of gaslift gas and the condensate and water factors within a range of 0 to 250 l/thousand m^3. It has been established that the water factor has a decisive influence on the energy consumption of the process: as it increases to its limit values, the required quantity of working agent to ensure fluid removal rises rapidly to 120,000 m^3/day. The condensate factor acts as an additional load, the effect of which is most pronounced when formation production has low water cut. It has been demonstrated that, in the simultaneous presence of both liquid components, a cumulative effect of increased mixture density is observed, requiring precise adjustment of gas lift operating modes. The results obtained make it possible to optimise operational parameters, ensure continuous well operation under unstable conditions, and significantly increase well flow rate and the ultimate hydrocarbon recovery factor from depleted reservoirs.

Keywords: water-flooded gas condensate well, gas lift operation, water factor, condensate factor, fluid removal, gas flow rate.