

## ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ В УМОВАХ НЕРІВНОМІРНОГО СПОЖИВАННЯ ГАЗУ

О. Р. Кондрат, П. В. Горобець

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422) 727137,  
e-mail: oleksandr.kondrat@nung.edu.ua

Одним із основних показників енергетичної безпеки України є видобуток вуглеводнів, постійний приріст запасів та відкриття нових родовищ. Проте, не менш важливим є раціональне використання видобувних запасів природного газу на вже існуючих родовищах. В Україні є ряд родовищ, природний газ з яких, після підготовки спрямовується безпосередньо споживачам певних населених пунктів і не надходить до підземних сховищ, оскільки відсутнє приєднання родовища до єдиної газотранспортної системи України. Такий режим експлуатації напряму залежить від сезонних коливань споживання природного газу населенням, що, в свою чергу, впливає на технологічний режим роботи існуючих свердловин і, як наслідок, призводить до утилізації надлишкових об'ємів природного газу на факельну лінію в літній період або пошуку дороговартісних шляхів утилізації видобутого газу з прокладанням додаткових трубопроводів та будівництвом компресорних станцій. Експлуатація газових свердловин в режимі регулятора під час сезонного використання із закачуванням надлишкових об'ємів газу в літній період у нижні горизонти родовища з подальшим його відбором в опалювальний сезон, дає можливість підвищити ефективність розробки газових покладів в умовах нерівномірного споживання газу, уникнути утилізації надлишків природного газу і подовжити термін розробки газового родовища та експлуатації свердловин.

Ключові слова: видобуток вуглеводнів, нерівномірне споживання, режим регулятора, ефективність розробки.

*One of the main indicators of Ukraine's energy security is the extraction of hydrocarbons, the continuous increase in reserves, and the discovery of new fields. However, no less important is the rational use of natural gas reserves in already existing fields. In Ukraine, there are several fields from which natural gas, after being processed, is directly supplied to consumers in certain settlements and does not enter underground storage facilities because the fields are not connected to Ukraine's unified gas transportation system. This mode of operation directly depends on the seasonal fluctuations in natural gas consumption by the population, which in turn affects the technological regime of the existing wells and leads to the disposal of excess natural gas through flaring during the summer period or the search for expensive ways to utilize the extracted gas, such as laying additional pipelines and constructing compressor stations. Operating gas wells in a regulator mode during seasonal usage by injecting excess gas into the lower horizons of the field in the summer period and subsequently extracting it during the heating season allows for increased efficiency in the development of gas deposits under conditions of uneven gas consumption. This approach helps to avoid the disposal of excess natural gas, extends the development period of the gas field, and prolongs the operation of the wells.*

Keywords: hydrocarbon extraction, uneven consumption, regulator mode, development efficiency.

### Вступ

Одним із основних показників енергетичної безпеки України є видобуток вуглеводнів, постійний приріст запасів та відкриття нових родовищ. Проте, не менш важливим є раціональне використання видобувних запасів природного газу на вже існуючих родовищах. В Україні є ряд родовищ, природний газ з яких після підготовки спрямовується безпосередньо споживачам певних населених пунктів і не надходить до підземних сховищ, оскільки відсутнє приєднання родовища до єдиної газотранспортної системи України. Такий режим експлуатації напряму залежить від сезонних коливань споживання природного газу населенням, що, в свою чергу,

впливає на технологічний режим роботи існуючих свердловин і, як наслідок, призводить до утилізації надлишкових об'ємів природного газу на факельну лінію в літній період або пошуку дороговартісних шляхів утилізації видобутого газу з прокладанням додаткових трубопроводів та будівництвом компресорних станцій.

Експлуатація газових свердловин в режимі регулятора під час сезонного використання із закачуванням надлишкових об'ємів газу в літній період у нижні горизонти родовища з подальшим його відбором в опалювальний сезон, дає можливість підвищити ефективність розробки газових покладів в умовах нерівномірного споживання газу, уникнути утилізації надлишків

природного газу і подовжити термін розробки газового родовища та експлуатацію свердловин.

Одним із таких родовищ є Стрількове газове родовище, розташоване в північній частині Арабатської Стрільки, яка простягається паралельно північно-східному берегу Кримського півострова і прилеглої акваторії Азовського моря на території Генічеського району Херсонської області. На жаль, родовище знаходиться на сьогоднішній день на окупованій РФ території. Однак, це родовище є цікавим стосовно апробації для його умов попередньої розробки проведення досліджень з метою його подальшої розробки в режимі родовища-регулятора [1, 2].

### Загальна характеристика об'єкту досліджень

Стрількове газове родовище відкрито в 1964 році пошуковою свердловиною 5, за результатами буріння і випробування якої відкриті газові поклади в пачках М-V та М-VI верхнього майкопу. Виявлені газові поклади є пластовими, склепінними. Продуктивні горизонти досить неоднорідні як за площею, так і за розрізом родовища і літологічно представлені пачками, в які входять пласти алевролітів, пісковиків та глин різного ступеня алевролітості та піщаності.

Родовище введено в дослідно-промислову розробку в 1976 р.

В тому ж році в ДКЗ СРСР затверджений підрахунок запасів ВВ Стрількового родовища (протокол № 7651). Початкові запаси газу склали 3087 млн м<sup>3</sup> за категорією С<sub>1</sub> та 996 млн м<sup>3</sup> за категорією С<sub>2</sub> [3].

На даний час в розробці перебувають поклади пачок М-VI та М-IV, а розробка покладу пачки М-V припинилася ще в 1997 р. Розробка родовища здійснюється у відповідності з «Уточненим проектом...» [1], розглянутим на засіданні Центральної комісії з питань розробки газових, газоконденсатних, нафтових родовищ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України (протокол № 3 від 05 лютого 2016 р.) та затвердженим наказом Міненерговугілля № 257 від 13.04.2016 р. з показниками розробки за другим варіантом до 2030 р. включно затверджений наказом Міненерговугілля № 257 від 13.04.2016 р. з показниками розробки за другим варіантом до 2030 р. включно.

Основним споживачем газу з родовища в поточний час є м. Генічеськ та прилеглі села. В літній період загальний обсяг споживання газу Генічеського району значно менший за обсяги його видобутку зі Стрількового родовища, навіть при виконанні робіт з обмеження видобутку

газу шляхом зменшення штуцерів на усті та періодичної зупинки свердловин. Тому в останній час надлишковий об'єм видобутку газу утилізують шляхом спалювання на факельному амбарі.

Поточна система розробки Стрількового родовища цілком відповідає проектній [1]: в даний час здійснюється розробка двох експлуатаційних об'єктів: покладу пачки М-IV свердловинами 80, 81 та 82, які працюють з максимальними дебітами газу на рівні 20-22 тис.м<sup>3</sup>/добу; покладу пачки М-VI свердловинами 73 та 79, дебіт яких складає 0,6 тис.м<sup>3</sup>/добу та 5,1 тис.м<sup>3</sup>/добу відповідно. З максимальними значеннями дебіту газу свердловини працюють у зимовий період, коли потреба споживача у газі є найвищою, а влітку дебіт свердловин знижується до 2,5-7 тис.м<sup>3</sup>/добу. При цьому час від часу свердловини взагалі зупиняються з метою зменшення надлишкових об'ємів видобутку газу, які доводиться утилізувати шляхом спалювання на факельному амбарі через незначні фактичні обсяги споживання газу у літній період.

Загальний експлуатаційний фонд свердловин на Стрільковому родовищі складає дев'ять одиниць: окрім п'яти свердловин діючого фонду (св. 73, св. 79, св. 80, св. 81 та св. 82) до експлуатаційного фонду також відносяться чотири непрацюючі свердловини, розташовані на МСП-115 (св. 83, св. 84, св. 85 та св. 86), з яких три перші знаходяться в очікуванні ліквідації. Накопичений видобуток газу за весь період розробки родовища станом на 01.07.2017 р. складав 1941,1 млн м<sup>3</sup> (62,9 % від балансових запасів категорії С<sub>1</sub>).

Раніше надлишковий газ, що не використовувалася, газопроводом Стрількове-Джанкой (до березня 2014 року – мережа газопроводів Публічного акціонерного товариства «Державне акціонерне товариство «Чорноморнафтогаз») направлявся на територію Республіки Крим та закачувався до Глібівського ПСГ. Під час опалювального періоду здійснювався відбір газу із ПСГ для забезпечення споживачів Генічеського району. На сьогодні можливість зберігання природного газу у Глібівському ПСГ та його транспортування до Генічеського району через газотранспортну систему АР Крим відсутня. А оскільки система газопроводів побудована таким чином, що гілка газопроводу Генічеського району є тупиковою, без входу в єдину газотранспортну систему України, то надлишковий об'єм видобутку газу доводиться утилізувати.

З метою більш раціонального використання видобутого газу надкористувач вирішив розглянути один із напрямків вирішення цього пи-

тання, а саме, закачування надлишкового газу в резервуари родовища для його зберігання та наступного відбору. Кінцева мета таких досліджень полягає в аналізі геологічних умов, технологічної можливості реалізації зазначеного напрямку використання надлишкового газу, а також техніко-економічній доцільності проведення таких робіт [4, 5].

### Мета та завдання досліджень

З метою більш раціонального використання видобутого газу без утилізації в даній статті розглянуто один із напрямків вирішення цього питання, а саме, закачування надлишкового газу в резервуари родовища для його зберігання та наступного відбору. Кінцева мета таких досліджень полягає в аналізі геологічних умов, технологічної можливості реалізації зазначеного напрямку використання надлишкового газу, а також техніко-економічній доцільності проведення таких робіт [4, 5].

Для вирішення поставленої мети проведено збір, систематизацію та аналіз геолого-геофізичної, промислово-геофізичної інформації, результатів розробки Стрілкового родовища. Виконано аналіз гідрогеологічних умов, структурно-тектонічної будови, фізико-літологічної характеристики можливих колекторів для закачування газу і покришок покладів. Визначено параметри за даними промислово-геофізичних досліджень свердловин та обґрунтовано ємнісні і фільтраційні властивості пачок, перспективних для створення підземного сховища газу (ПСГ).

### Висвітлення основного матеріалу дослідження

Стрілкове газове родовище розташовано частково на суші в середній частині Арабатської стрілки, а також у водах Азовського моря та заливу Сиваш, на території Генічеського району Херсонської області. Найближчі населені пункти – с. Стрілкове (7 км на північ), с. Щаслівцево (23 км на північ), м. Генічеськ (40 км на північ) та м. Джанкой (40 км на захід). Населені пункти пов'язані між собою асфальтованими та ґрунтовими дорогами. У м. Генічеськ розташований порт, що пов'язаний морськими шляхами – з портами Азовського та Чорного морів.

Найближче сусіднє родовище, яке відкрите і розробляється, – Джанкойське, на захід від якого проходить газопровід Джанкой-Сімферополь. Зі Стрілкового родовища прокладені газопроводи на Джанкойське ГКР та до м. Генічеськ.

В стратиграфічному відношенні газові поклади Стрілкового родовища приурочені до відк-

ладів майкопської світи олігоценового відділу P3mk, а його газоносність пов'язана з пачками M-IV, M-V та M-VI.

В останній час на родовищі здійснюється видобуток газу із двох експлуатаційних об'єктів: покладу пачки M-IV – свердловинами 80, 81, 82 і покладу пачки M-VI – свердловинами 73, 79. Свердловини 79, 80, 81 та 82 розміщені на морській платформі МСП-112: газ від свердловин 80, 81 та 82 з платформи на берег надходить існуючим трубопроводом між МСП та ПОЗ-3, а робота свердловини 79 реалізована через метанолопровід. При цьому система збору вуглеводнів побудована таким чином, що регулювання роботи усіх морських свердловин здійснюється виключно на МСП.

Починаючи з літа 2015 року, газ із Стрілкового родовища використовується тільки для забезпечення споживачів Генічеського району через ГРС «Щаслівцево» та ГРС «Стрілкове». При цьому загальний обсяг споживання Генічеського району у літній період був суттєво меншим у порівнянні з зимовим. Тому у відповідності з рекомендаціями уточненого проекту [1] з метою оптимізації відборів газу на родовищі було організовано відповідну зміну технологічних режимів експлуатації свердловин впродовж року: збільшення дебіту та коефіцієнту експлуатації свердловин у зимовий період та зменшення дебіту та коефіцієнту експлуатації свердловин у літній період. В 2015 р. на ПОЗ-3, на якому відбувається підготовка газу Стрілкового родовища, завершили будівництво амбару для аварійного скидання газу, який з серпня 2015 р. використовується для утилізації надлишкових об'ємів видобутку газу шляхом його спалювання.

Поточний рівень видобутку газу з родовища в основному повністю забезпечує потреби місцевого споживача і впродовж більшої частини року є вищим від існуючих потреб. При цьому надлишковий об'єм видобутку газу утилізують шляхом його спалювання на факельному амбарі. Але інколи в найбільш холодні дні року, які бувають в грудні та січні, спостерігається певний дефіцит газу, який досить складно ліквідувати через відсутність технічної можливості регулювання роботи морських свердловин в зимовий період. При цьому слід мати на увазі, що різке збільшення дебіту свердловин в зимовий період може спровокувати прорив води по найбільш високопроникних пропластках і передчасне обводнення свердловин. Враховуючи ситуацію, яка склалась на родовищі, запропоновано два можливих варіанти подальшої його розробки.

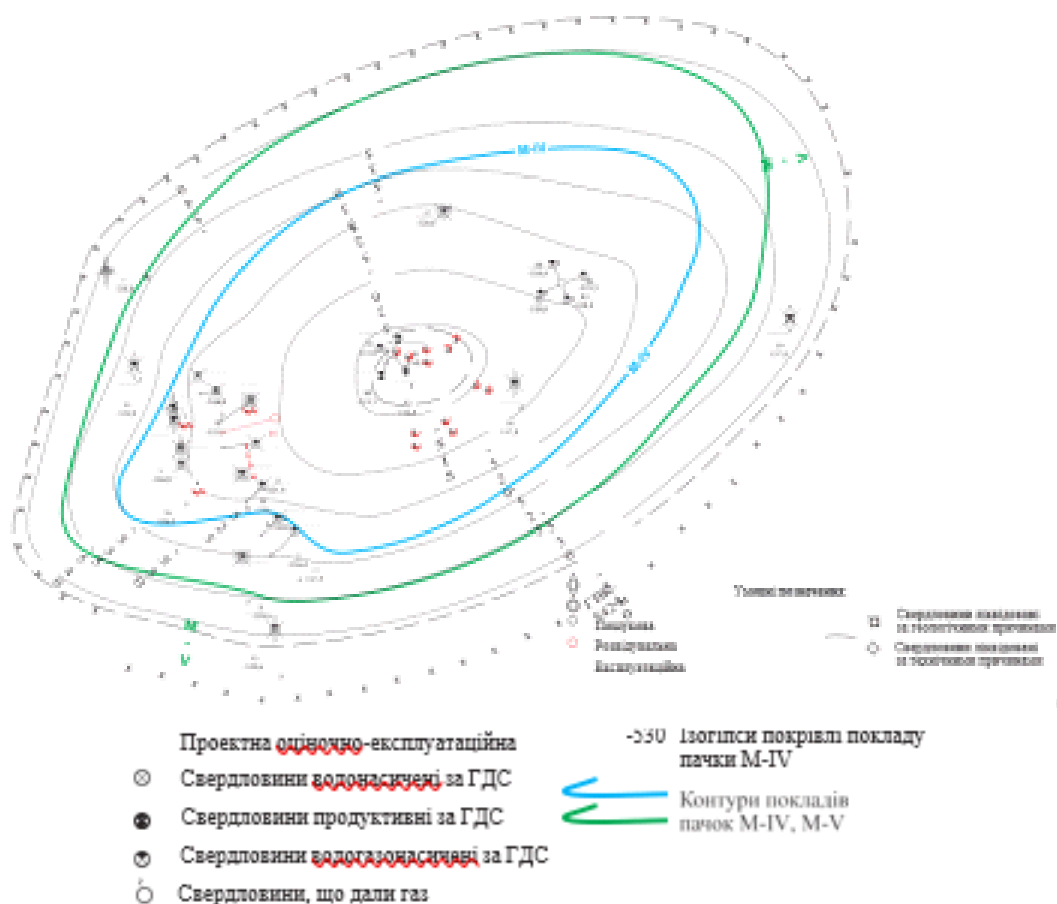


Рисунок 1 – Структурна карта по покривлі продуктивної пачки M-VI

Згідно з **варіантом 1** виділені об'єкти пропонується й надалі розробляти на виснаження діючим на сьогоднішній день фондом свердловин, серед яких чотири розташовані у склепінній частині родовища в межах морської акваторії на МСП-112, а одна (свердловина 73) – на береговій лінії в межах східної перикліналі у фактично повністю обводненій зоні. При цьому експлуатація свердловин впродовж року рекомендується здійснювати з видобутком газу в межах потреб місцевого споживача при мінімальному спалюванні надлишків його видобутку на факельному амбарі. Загалом даний варіант відповідає поточному фактичному варіанту розробки Стрількового родовища.

**Варіант 2** передбачає закачування надлишкових обсягів видобутку газу до покладу пачки M-VI Стрількового газового родовища з метою його наступного видобутку в окремі найбільш холодні дні зимового періоду (коли спостерігається пікове споживання газу місцевим споживачем, яке неможливо задовільнити існуючим діючим фондом свердловин) та подальшого відбору як закачаного газу, так і залишкових запасів газу покладу пачки M-VI (вже після падіння обсягів його видобутку з покладу пачки M-IV).

Для реалізації запропонованого заходу в 2019 р. рекомендується пробурити з суші похило-спрямовану оціночно-експлуатаційну свердловину 87 проектною глибиною по вертикалі 580 м та зміщенням вибою від устя на 500 м в напрямку склепінної частини покладів. Дана свердловина спочатку використовуватиметься як нагнітальна, а потім як видобувна. Окрім того, її спорудження дозволить достовірно визначити рівень підйому ГВК у процесі розробки родовища в умовах прояву водонапірного режиму.

Геологічна модель родовища свідчить про наявність величезного водонапірного басейну, який безперечно впливатиме на розробку покладів пачок M-IV та M-VI. При цьому фактична стабільна робота свердловини 73 впродовж більш ніж десяти останніх років (свердловина розташована в приконтурній зоні покладу пачки M-VI, а в її стовбурі наявний стовп рідини) з дебітом на рівні 1 тис.м<sup>3</sup>/добу, очевидно свідчить про відсутність інтенсивного руху ГВК у процесі розробки покладу в поточний час. З іншого боку, високий темп відбору газу з покладу пачки M-IV мав би спровокувати інтенсивне надходження пластової води (розрахункова величина об'єму пластової води, яка на сьогодні-

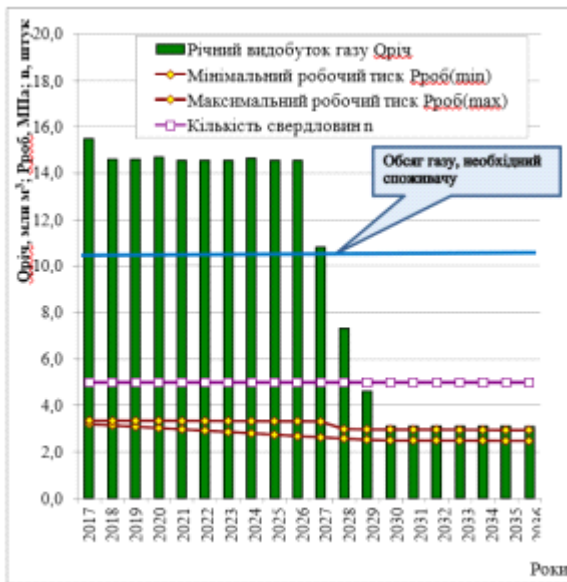


Рисунок 2 – Основні прогностичні показники розробки родовища (варіант 1)

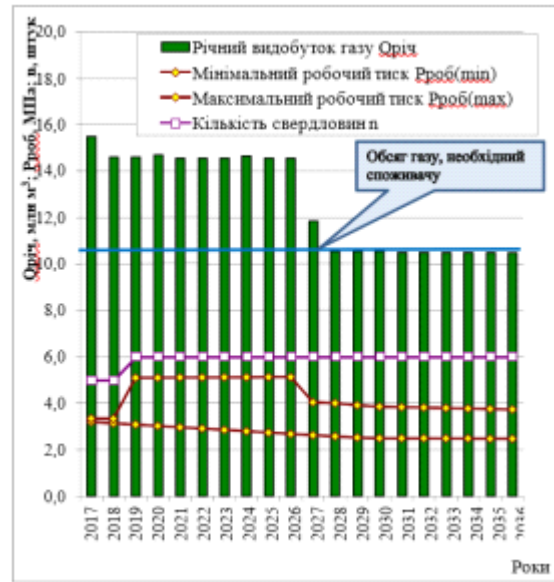


Рисунок 3 – Основні прогностичні показники розробки родовища (варіант 2)

шній день вже надійшла в газовий поклад, складає близько 3,5 млн м<sup>3</sup> [6,7,8]), що мало б уже спровокувати підйом ГВК. На сьогоднішній день на вибоях повинен би вже бути стовп рідини, а їхня продуктивність мала би знизитися, чого не спостерігається, а свердловини продовжують стабільно працювати без винесення пластової води.

За результатами проведених газогідродинамічних розрахунків за типовими методиками, що використовуються при прогнозуванні показників розробки газових родовищ, які розробляються за газового режиму розробки [6,7,8], отримано результати, наведені на рисунках 2 і 3.

Технологічні розрахунки основних показників розробки для обох виділених експлуатаційних об'єктів виконано на 20 років (2017-2036 рр.), що є достатнім для проведення техніко-економічних розрахунків та оцінки ефективності подальшої розробки родовища і вибору оптимального варіанту його освоєння.

Розробка покладу пачки М-IV (I експлуатаційного об'єкта) є однаковою за обома розглянутими варіантами. Найвищий річний видобуток газу з даного об'єкта в об'ємі 14 млн м<sup>3</sup> буде досягнуто в поточному 2017 р. Передбачається, що впродовж 2017-2026 рр. середньорічний дебіт свердловин залишатиметься незмінним, а за рахунок незначного зниження коефіцієнту експлуатації річні видобутки газу в 2018-2026 рр. будуть дещо нижчими, ніж у поточному році та складатимуть 13,1-13,2 млн м<sup>3</sup>. Впродовж 2027-2030 рр. очікується різке зниження дебіту та падіння річного видобутку газу до

1,1 млн м<sup>3</sup>, що пов'язано з проривом пластової води до вибою експлуатаційних свердловин.

Прогностичний накопичений видобуток газу з покладу пачки М-IV до кінця 2036 р. складатиме 304,1 млн м<sup>3</sup>, тобто коефіцієнт газовилучення відносно початкових запасів газу, які були взяті за основу при проведенні технологічних розрахунків, досягне 0,837. Слід відмітити, що досягнення такого коефіцієнту вилучення газу буде можливим лише за умови забезпечення розробки покладу пачки М-IV після очікуваного прориву пластової води до вибою свердловин.

Покладу пачки М-VI (II експлуатаційний об'єкт) в найближчі роки характеризуватиметься надзвичайно низьким рівнем видобутку газу за обома розглянутими варіантами. При цьому за варіантом 1 річний видобуток газу залишатиметься низьким впродовж всього розглянутого нами періоду: очікується, що в 2017-2026 річний видобуток газу знизиться з 1,5 млн м<sup>3</sup> до 1,4 млн м<sup>3</sup>; впродовж 2027-2028 рр. річний видобуток газу зросте до 2 млн м<sup>3</sup>, після чого залишатиметься незмінним до 2036 р. (незначне збільшення відборів пов'язане зі зростанням дебіту та коефіцієнту експлуатації свердловини 79, яке буде можливим та доцільним після зменшення видобутку газу з покладу пачки М-IV – очікується, що свердловина працюватиме з максимальними рівнями відбору газу впродовж цього року).

За варіантом 2 річні видобутки газу з II експлуатаційного об'єкта відповідають об'ємам його видобутку за варіантом 1 аж до 2026 р. При цьому поклад пачки М-IV впродовж 2019-2027 рр. додатково використовуватиметься з

метою закачування надлишкових обсягів видобутку газу з родовища через пробурену для цього проектну свердловину 87, у яку буде закачано 32 млн м<sup>3</sup> газу. Оскільки об'єми закачування газу у нову свердловину перевищуватимуть обсяги видобутку газу свердловинами 73 та 79, то очікується закономірне зростання пластового тиску в покладів з 4,18 МПа до 4,23 МПа. Але вже з 2027 р. свердловина 87 навпаки використовуватиметься для видобутку газу, і, у міру зниження видобутку газу з I об'єкту, зростатиме відбір газу з II об'єкту, основну частку якого забезпечуватиме саме нова свердловина. Очікується, що в 2030 р. річний видобуток газу з покладу зросте до 9,4 млн м<sup>3</sup>, з яких 7,4 млн м<sup>3</sup> припадатиме саме на свердловину 87.

Накопичений видобуток газу з покладу пачки М-VI на кінець 2036 р. зросте до 673,4 млн м<sup>3</sup> за варіантом 1 та 719,4 млн м<sup>3</sup> за варіантом 2, тобто коефіцієнт газовилучення відносно прийнятих до розрахунку запасів газу категорії С1 становитиме 0,411-0,439.

Результати виконаних розрахунків свідчать, що основний видобуток газу у найближчі роки за обома варіантами припадатиме на поклад горизонту М-IV, а частка видобутку газу з покладу горизонту М-VI у його сумарному річному видобутку з родовища зростатиме лише після прориву пластової води у поклад горизонту М-IV. За обома розглянутими варіантами в 2017 р. річний видобуток газу з родовища складатиме 15,5 млн м<sup>3</sup>, а впродовж 2018-2026 рр. підтримуватиметься на рівні 14,5-14,6 млн м<sup>3</sup>, що дозволить забезпечувати потреби місцевого споживача в даний часовий період в об'ємі 10,5 млн м<sup>3</sup> газу. При цьому згідно з варіантом 1 надлишковий об'єм видобутого газу будуть, як і зараз, утилізувати шляхом його спалювання, а за варіантом 2 надлишковий видобуток газу з середини 2019 р. закачуватиметься в поклад пачки М-IV.

За варіантом 1 очікується різке зниження видобутку газу з родовища, починаючи з 2027 р., який до 2030 р. зменшиться до 3,1 млн м<sup>3</sup>. При цьому, слід зазначити, що, вже починаючи з 2027 р., відчуватиметься гостра нестача газу місцевим споживачем для задоволення потреб якого явно не вистачатиме існуючих потужностей родовища.

У варіанті 2 за рахунок переведення в 2027 р. проектної свердловини 87 з нагнітального у видобувний фонд вдасться ще досить тривалий час забезпечувати місцеве населення газом, адже після виснаження та падіння видобутків газу з покладу пачки М-IV, саме вона забезпечуватиме основний рівень видобутку газу з ро-

довища. За цим варіантом річний видобуток газу в 2028-2036 рр. залишатиметься незмінним та складатиме 10,5 млн м<sup>3</sup>, що дозволить забезпечувати існуючі на сьогоднішній день потреби споживача.

Ще однією із суттєвих переваг варіанту 2 є можливість використання свердловин 87 з метою покриття нестачі газу в найбільш холодні дні року вже у поточний час шляхом її тимчасового переведення у видобувний фонд.

Накопичений видобуток газу з родовища на кінець 2036 р. досягне 2123,4 млн м<sup>3</sup> за варіантом 1 та 2153,3 млн м<sup>3</sup> за варіантом 2.

Враховуючи всі наведені вище факти, до впровадження з технологічної точки зору однозначно рекомендується варіант 2, який забезпечить більш раціональну розробку надр, а також дозволить уникнути необхідності спалювання надлишкових об'ємів видобутку газу. Крім того, впровадження даного варіанту дозволить впродовж більшого періоду часу повністю забезпечувати потреби газу місцевого споживача.

### Висновки

В даній статті на прикладі Стрілкового газового родовища, промислова газонасиченість якого пов'язана з пачками М-IV, М-V та М-VI майкопської світи, розглянуто можливість подальшої розробки родовища в режимі родовища-регулятора.

Особливість експлуатації свердловин Стрілкового газового родовища пов'язана з необхідністю штучного обмеження видобутку газу з родовища в весняно-осінній період через зниження потреб газу місцевого споживача, крім того, це дозволяє мінімізувати об'єми спалювання надлишкового видобутку газу.

З метою більш раціонального використання видобутого газу без його утилізації розглянуто один із можливих шляхів вирішення цього питання, а саме, закачування надлишкового об'єму видобутого газу в існуючі резервуари родовища, для його зберігання та наступного відбору.

Аналіз геологічної моделі покладів вуглеводнів, історії їхньої розробки, початкової та поточної продуктивності, фільтраційно-ємнісних характеристик та технічного стану свердловин свідчить, що для оптимального та успішного втілення проектного рішення стосовно організації зворотного закачування газу в поклад, слід пробурити нову свердловину. При цьому, зважаючи на необхідність нарощування видобутку газу в майбутньому, найбільш раціональним на сьогоднішній день виглядає буріння свердловини на об'єкт з найбільшими залишковими запасами, а саме, поклад пачки М-VI.

Буріння свердловини з розкриттям найнижчої газоносної пачки додатково дозволить встановити рівень газоводяного контакту усіх покладів та стан фактичного обводнення, що, зважаючи на їхню розробку в умовах прояву водонапірного режиму, є вельми актуальним і дозволить більш обґрунтовано приймати рішення щодо доцільності нарощення числа експлуатаційних свердловин в майбутньому.

Виконані розрахунки свідчать, що якісно пробурена нова свердловина із застосуванням сучасного вибірного обладнання дозволить проводити закачування всього надлишкового об'єму видобутого газу, а також забезпечить додатковий видобуток газу в зимовий період за виникнення такої потреби. Але, оскільки на проектну свердловину покладається також ряд дослідницьких задач, то її слід віднести до оціночно-експлуатаційної категорії.

Попередньо оціночно-експлуатаційна свердловина 87 закладається на західній перикліналі Стрілкової структури. З врахуванням поверхневих умов її рекомендується пробурити похилою із розташуванням устя на суші на відстані ~140 м на північ від устя свердловини 75 та відходом вибою від устя на 500 м у південно-східному напрямку. Проектна глибина свердловини 86 – 580 м (без врахування видовження).

Взагалі в рамках даної роботи було розглянуто два варіанти розробки Стрілокового родовища: варіант 1, який цілком відповідає поточній системі його промислового освоєння і передбачає подальшу розробку покладів пачок М-IV та М-VI існуючим фондом свердловин із регулюванням їхньої роботи впродовж року (зменшення дебіту та коефіцієнту експлуатації в літній період), подачею газу місцевому споживачу та утилізацією надлишкового об'єму його видобутку; варіант 2, який замість утилізації надлишкових об'ємів видобутку газу передбачає його зворотне закачування в поклад пачки М-VI з метою його подальшого відбору в зимовий період (у випадку суттєвого зростання обсягів споживання у найбільш холодні дні), а також відбору залишкових запасів газу покладу пачки М-VI після очікуваного обводнення та виснаження пачки М-IV, що пропонується реалізувати саме за рахунок буріння нової свердловини 87.

За обома розглянутими варіантами в річний видобуток газу з родовища у початковий період часу складатиме 15,5 млн м<sup>3</sup>, а впродовж 2018-2026 рр. підтримуватиметься на рівні 14,5-14,6 млн м<sup>3</sup>, що дозволить забезпечувати потреби місцевого споживача в даний часовий період в об'ємі 10,5 млн м<sup>3</sup> газу. При цьому згідно з ва-

ріантом 1 надлишковий об'єм видобутого газу будуть, як і зараз, утилізувати шляхом його спалювання, а за варіантом 2 надлишковий видобуток газу з середини 2019 р. закачуватиметься в поклад пачки М-IV. За першим варіантом, починаючи з 2027 р., очікується різке зниження видобутку газу з родовища. При цьому обсяги його видобутку стануть нижчими від реальних потреб споживача. У варіанті 2 за рахунок переведення в 2027 р. проектною свердловини 87 з нагнітального у видобувний фонд вдасться забезпечувати місцеве населення газом впродовж всього розглянутого нами часового періоду, адже після виснаження та падіння видобутків газу з покладу пачки М-IV, саме вона забезпечуватиме основний рівень видобутку газу з родовища.

Розробка родовища, з економічної точки зору, доцільна для підприємства за обома варіантами, що розглядалися. Вкладення коштів в будівництво проектною свердловини 87 на Стрілковому родовищі (варіант 2) для надкористувача характеризується ефективністю, приведений вільний грошовий потік (чистий дохід надкористувача) за рахунок додаткового видобутку 61,9 млн м<sup>3</sup> газу на 15,0 млн грн більші, ніж за варіантом 1.

До впровадження у виробництво рекомендується варіант 2, який є кращим як з технологічної, так і економічної точки зору.

### *Література*

1. Уточнений проект промислової розробки Стрілокового газового родовища: Звіт за договором № 106/15 / ТОВ НВФ «ГЕРА ЛТД» / В. Щербинва, О. Попівчук, Р. Андрухів. Харків, 2015. 146 с.
2. Луньова Т. С. Енергоефективність економіки України: проблеми та перспективи. *Науковий вісник Національної академії статистики, обліку та аудиту*: зб. наук. пр. 2021. №1-2. С. 36-42. doi: [10.31767/nasoa.1-2-2021.05](https://doi.org/10.31767/nasoa.1-2-2021.05).
3. Подсчет запасов газа Стрелкового газового месторождения: Отчет о НИР / Крымморгеология; Дергачева А.Я., Апареев Б.Н, Озерный О.М. Симферополь, 1976.
4. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Затверджено Наказ Міністерства екології та природних ресурсів України 15.03.2017 р., № 118.
5. Правила створення та експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах: Затв. Мінгазпромом СРСР та Держгіртехнаглядом СРСР 14.03.1986 р. та 16.05.1986 № 11. М., 1986.

6. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів техн. наук В.С.Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С.Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с.

7. Матківський С., Кондрат О. Удосконалення технологій розробки газових родовищ за водонапірного режиму. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2023. № 1(23). С. 16-28. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1\(86\)-16-28](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-16-28)

8. Кондрат Р., Дремлюх Н. Підвищення дебітів газових свердловин у нестійких колекторах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 2(83). С. 71-77. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2\(83\)-71-77](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2(83)-71-77)

### References

1. Utochneni proekt promyslovoi rozrobky Strilkovoho hazovoho rodovyshcha: Zvit za dohovorom No 106/15 / TOV NVF «HERA LTD» / V. Shcherbynva, O. Popivchuk, R. Andrukhiv. Kharkiv, 2015. 146 p. [in Ukrainian]

2. Lunova T. S. Enerhoefektyvnist ekonomiky Ukrainy: problem ta perspektyvy. *Naukovyi visnyk Natsionalnoi akademii statystyky, obliku ta audytu*: zb. nauk. pr. 2021. No 1-2. P. 36-42 doi: [10.31767/nasoa.1-2-2021.05](https://doi.org/10.31767/nasoa.1-2-2021.05). [in Ukrainian]

3. Podschet zapasov gaza Strelkovogo gazovogo mestorozhdeniya: Otchet o NIR / Krymmorgeologiya; Dergacheva A.Ya., Apareev B.N, Ozernyj O.M. Simferopol, 1976. [in Russian]

4. Pravyla rozrobky naftovykh i hazovykh rodovyshch. Zavtverdzheno Nakaz Ministerstva ekolohii ta pryrodnykh resursiv Ukrainy 15.03.2017, No 118. [in Ukrainian]

5. Pravyla stvorennia ta ekspluatatsii pidzemnykh skhovyshch hazu v porystykh plastakh: Zatv. Minhazpromom SRSR ta Derzhirtekhnahtiadom SRSR 14.03.1986 r. ta 16.05.1986 No 11. M., 1986. [in Ukrainian]

6. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / Za zah. red. doktoriv tekhn. nauk V.S.Boika, R.M. Kondrata, R.S.Iaremiichuka. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

7. Matkivskiy S., Kondrat O. Udoskonalennia tekhnolohii rozrobky hazovykh rodovyshch za vodonapirnoho rezhymu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2023. No 1(23). P. 16-28. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1\(86\)-16-28](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-16-28) [in Ukrainian]

8. Kondrat R., Dremliukh N. Pidvyshchennia debitiv hazovykh sverdlovyn u nestiikykh kolektorakh. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2022. No 2(83). P. 71-77. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2\(83\)-71-77](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2(83)-71-77) [in Ukrainian]