

В. Б. Воловецький, О. М. Щирба
Український науково-дослідний інститут
природних газів Публічного акціонерного
товариства “Укргазвидобування”

СПОРУДЖЕННЯ МІЖПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ ДЛЯ СТАБІЛЬНОГО ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

© Воловецький В. Б., Щирба О. М., 2019

Розглянуто під'єднання міжпромислових газопроводів між об'єктами видобування вуглеводнів на Юліївському ЦВНГК. Проаналізовано стан міжпромислових газопроводів, якими транспортують газ із Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища. Виконано розрахунки із визначення гідравлічної ефективності та об'єму забруднень у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів. Встановлено, що під час експлуатування міжпромислових газопроводів виникають ускладнення, пов'язані із накопиченням рідини у внутрішній порожнині, внаслідок чого зменшується обсяг протранспортованого газу та видобуток вуглеводнів. Для забезпечення надійного транспортування газу міжпромисловими газопроводами автори запропонували комплексні заходи, які передбачають збудування дотискувальної компресорної станції, зміну під'єднання наявного міжпромислового газопроводу та спорудження додаткового міжпромислового газопроводу.

Ключові слова: свердловина, газ, газопровід, видобування вуглеводнів, давачі тиску і температури, гідравлічна ефективність.

V. B. Volovetskyi, O. M. Shchyrba
Ukrainian Scientific Research Institute of
Natural Gases, Public Joint Stock Company
“Ukrasvydobuvannya”

CONSTRUCTION OF GAS GATHERING PIPELINES FOR STABLE PRODUCTION OF CARBOHYDRATES

© Volovetskyi V. B., Shchyrba O. M., 2019

The article deals with the existing system of gas pipelines between hydrocarbon production facilities at the Yuliivskiy oil and gas condensate production facility (YOGCPF). This system of gas pipelines ensures the flow of hydrocarbon raw materials from the wells of Narizhnianske, Yuliivske and Skvortsivske oil and gas condensate fields to the complex gas treatment unit (CGTU). The preliminary treatment of natural gas from mechanical impurities, liquid, hydrocarbon condensate and water is carried out at gas preparation plants of these fields. Gas treatment and the extraction of liquid hydrocarbons, condensate and propane-butane fractions are carried out at CGTU-2. Complex measures are proposed to optimize the operation of gas condensate wells of the Skvortsivske field and to prevent the accumulation of contaminations in the inner cavity of gas gathering pipelines. They predict construction of the booster compressor station, change of the connection of the existing gas gathering pipeline and construction of the additional gas gathering pipeline. The implementation of these measures will allow the reliable transportation of gas and stable hydrocarbon production.

For the timely monitoring, it is proposed to install the control and measuring devices, such as pressure and temperature gauges, that will provide the automatic control of the

parameters of gas gathering pipelines. In order to increase the efficiency of the operation of gas pipelines in case of liquid accumulation in the lower sections of the route, the authors propose the methods for the inner cavity cleaning, the injection of the solution of surfactants, the creation of high-speed gas flow, and the use of foam.

Key words: well, gas, gas pipeline, hydrocarbons production, pressure and temperature gauges.

Постановка проблеми в загальному вигляді. Сьогодні на балансі ПАТ “Укргазвидобування” перебуває в розроблянні значна кількість родовищ. Більшість із них уже виснажені і перебувають на завершальній стадії розроблення. Незважаючи на це ПАТ “Укргазвидобування” забезпечує понад 70 % видобутку природного газу від загального обсягу в Україні. На рис. 1 подано динаміку видобутку природного газу в Україні та ПАТ “Укргазвидобування” за період від 1999 до 2017 рр. [1, 2].

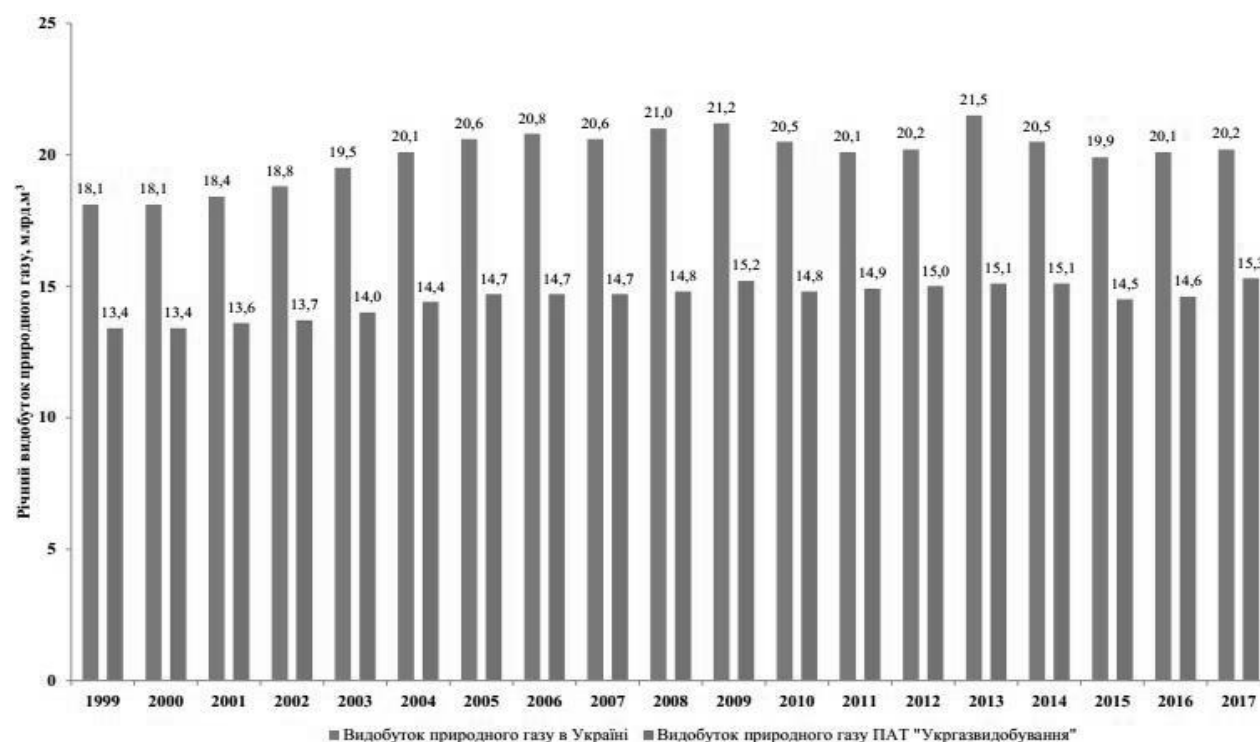


Рис. 1. Динаміка видобутку природного газу в Україні та ПАТ “Укргазвидобування” від 1999 до 2017 рр.

Із рис. 1 видно, що від 1999 до 2017 роки простежується збільшення видобутку природного газу як в Україні з 18,1 до 20,2 млрд. м³, так і в ПАТ “Укргазвидобування” від 13,4 до 15,3 млрд. м³. Отже, у 2017 році ПАТ “Укргазвидобування” досягнуто найбільшого видобутку природного газу. Отриманий позитивний результат, безумовно, є наслідком копіткої та злагодженої роботи всіх філій ПАТ “Укргазвидобування”. Слід зауважити, що 55 % видобутку газу в ПАТ “Укргазвидобування” забезпечує газопромислове управління “Шебелинкагазвидобування”, до складу якого входять три цехи з видобування нафти, газу та конденсату: Шебелинський, Єфремівський та Юліївський.

Протягом розроблення родовищ Юліївського цеху з видобування нафти, газу та конденсату (ЮЦВНГК) виникає чимало ускладнень, які негативно впливають на видобування вуглеводнів. Тому подальше експлуатування свердловин безпосередньо залежить від їх своєчасного усунення. Отже, для стабілізування видобутку вуглеводнів на родовищі розробляють та вживають багато різноманітних заходів, окрім того, програми перспективного розвитку на подальші роки.

Аналізування останніх досліджень і публікацій. Для забезпечення енергетичної незалежності держави ПАТ “Укргазвидобування” працює над збільшенням власного видобутку природного газу. Для досягнення поставленої мети модернізують обладнання, збільшують обсяги: пошукового, розвідувального та експлуатаційного буріння із застосуванням сучасних методів розкривання продуктивних пластів, капітального та поточного ремонтів свердловин та гідророзриву пластів [3].

Із урахуванням вищевикладеного, для нарощування видобутку вуглеводнів у ПАТ “Укргазвидобування” доцільно розглянути всі альтернативні шляхи вирішення цієї проблеми. Одним із важливих напрямів подальшого розвитку Товариства є власне видобування природного газу із виснажених родовищ. При цьому виникають труднощі не тільки із забезпечення експлуатування свердловин за умов низьких робочих тисків, але й з підготовлянням природного газу, а відтак з подаванням у газопромисловий колектор, де протягом року змінюється тиск. Через це газопромислові управління Товариства в цей час забезпечують подавання газу до газотранспортної системи за ускладнених умов.

Через те, що газопромислові управління в східному та західному регіонах є найбільшими постачальниками газу, слід розглянути питання розподілення газотранспортної мережі на газопроводи, що транспортують газ лише власного видобутку, газопроводи для транспортування експортного високонапірного газу й газопроводи для спільного транспортування експортних та власних обсягів газу. Для українських компаній ефективність видобування означає незалежність процесу від впливу таких зовнішніх чинників, як: змінення робочого тиску в магістральних газопроводах та сезонна нерівномірність споживання газу, а також нарощування видобутку і посилення вимог до якості природного газу. Переорієнтування ринків збуту передбачає введення в експлуатування нових або використання наявних потужностей (тобто газопроводів) для транспортування власної газопромислової продукції [4].

Очевидно, доцільно проаналізувати наявну систему газопроводів структурних підрозділів Товариства, якими природний газ подають споживачам у мережі високого, середнього та низьких тисків. Отже, потрібно розглянути альтернативні напрямки подавання газу споживачам за допомогою спорудження додаткових газопроводів, наприклад, до мереж низького тиску, оскільки у цьому випадку для забезпечення його подавання потрібні менші капітальні вкладення.

На Юліївському ЦВНГК для забезпечення надійного експлуатування свердловин за умов зниження робочих тисків та стабільного видобутку вуглеводневої сировини споруджено міжпромислові газопроводи.

У роботі [5] розглянуто підготовляння газу на УКПГ-2 Юліївського НГКР методом низькотемпературної сепарації (НТС). Для підвищення ефективності НТС у 2003 році вдосконалено її технологічну схему. Замість впровадженого процесу дроселювання газу встановлено турбодетандерний агрегат для одержання низьких температур до мінус 54–57 °С. Однак, під час експлуатування свердловин спостерігають зниження пластового та робочого тисків і, відповідно, дебітів, що впливає на зменшення рівня вилучання рідинних вуглеводнів. Для забезпечення стабільного рівня вилучання вуглеводневого конденсату, пропан-бутану та подавання газу споживачам запропоновано вжити комплекс заходів, одним з яких є спорудження міжпромислового газопроводу від УКПГ-1 Скворцівського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР. Завдяки цьому заходу отримано додатковий обсяг рідинних вуглеводнів.

У роботі [6] розглянуто оптимізування експлуатування газоконденсатних свердловин УППГ Східного блоку Юліївського НГКР. Газ із свердловин (4, 81, 33) надходив у вертикальний сепаратор С-1-2, а від свердловин (14, 80 (32), 84 (23), 63, 70, 83) – у С-1-1 для очищення від рідини та механічних домішок, а потім двома міжпромисловими газопроводами із зовнішнім діаметром 114 мм транспортувався на УКПГ-2 Юліївського НГКР. Треба зазначити, що до одного з цих міжпромислових газопроводів під’єднано міжпромисловий газопровід з УППГ Наріжнрянського НГКР, яким надходить газ від свердловин (1, 33, 35). Через зниження робочих тисків свердловин, тиск на вході, практично однаковий із тиском першого ступеня сепарації, спостерігали періодичне накопичення рідини у шлейфах. Ці ускладнення призводили до зниження дебітів та зупинок свердловин. Для вирішення цієї проблеми ухвалено рішення оптимізувати умови експлуатування

свердловин УППГ Східного блоку Юліївського НГКР розділенням по тисках на три групи і введенням в експлуатацію на три сепаратори (С-1-2, С-1-1, С-1-3) та, відповідно, трьома міжпромисловими газопроводами. Для реалізування цього рішення наявний конденсатопровід зовнішнім діаметром 114 мм використали як газопровід. Це дало змогу обрати оптимальний режим експлуатування свердловин та отримати додатковий видобуток вуглеводнів.

У роботі [7] розглянуто оптимізування експлуатування свердловин УППГ Східного блоку Юліївського НГКР. Газ із свердловин Юліївського та Наріжниського НГКР трьома міжпромисловими газопроводами зовнішнім діаметром 114 мм надходив на УКПГ-2 Юліївського НГКР. Через під'єднання нових свердловин та виведення із КРС свердловини 21 на УППГ Наріжниського НГКР отримали додатковий видобуток вуглеводнів. Під час експлуатування свердловин (1, 21, 33, 35, 37, 50) у міжпромисловому газопроводі збільшився тиск, що негативно вплинуло на роботу свердловин УППГ Східного блоку Юліївського НГКР. Через це виникла потреба роз'єднати спільну роботу свердловин із двох родовищ. Технологічно передбачено припинити експлуатувати свердловини УППГ Східного блоку Юліївського НГКР закриттям перекривної арматури. Для оптимізування роботи свердловин УППГ Східного блоку Юліївського НГКР у 2015 році споруджено додатковий міжпромисловий газопровід зовнішнім діаметром 159 мм. Завдяки введенню в експлуатацію додаткового газопроводу забезпечено зниження робочих тисків на свердловинах УППГ Східного блоку Юліївського НГКР у середньому від 2,5 до 2,0 МПа. Із впровадженням цього газ із УППГ Східного блоку Юліївського НГКР подають трьома міжпромисловими газопроводами, зокрема двома із зовнішнім діаметром 114 мм та одним – із зовнішнім діаметром 159 мм.

Формулювання завдань досліджень та мета статті. Мета цієї роботи полягає в обиранні альтернативних шляхів стабілізування видобутку вуглеводнів спорудженням додаткових газопроводів.

Виклад основного матеріалу досліджень. Під час розроблення родовищ Юліївське, Скворцівське, Наріжниське, Недільне Юліївського ЦВНГК виникає багато проблем, які ускладнюють видобування вуглеводнів. Так, кожне родовище має свої характерні особливості, які треба враховувати для усунення різноманітних ускладнень. Від своєчасного їх вирішення залежить подальше експлуатування свердловин та видобуток вуглеводнів.

Із урахуванням викладеного вище, актуальним є спорудження додаткових газопроводів у структурних підрозділах газопромислових управлінь, оскільки виникає потреба подавати газ не тільки у магістральний газопровід, але і на інші об'єкти видобування, різним споживачам тощо. Так, на прикладі Юліївського ЦВНГК (рис. 2) отримано позитивний ефект від оптимізування експлуатування свердловин, а також раціонального використання вуглеводневої сировини завдяки спорудженню газопроводів між об'єктами видобування.

На рис. 2 зображено під'єднання газопроводів на Юліївському ЦВНГК:

– 1 міжпромисловий газопровід від УППГ Наріжниського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР для вилучання рідинних вуглеводнів, вуглеводневого конденсату та пропан-бутанової фракції;

– 2, 3, 4 міжпромислові газопроводи від УППГ Східного блоку свердловин до УКПГ-2 Юліївського НГКР для розподілу свердловин на три групи (низьконапірні, середньонапірні, високонапірні) і введення їх в експлуатацію на три сепаратори та відповідно трьома газопроводами, завдяки чому зменшився перепад тиску, зросла гідравлічна ефективність та збільшився видобуток вуглеводнів;

– 5 міжпромисловий газопровід від УКПГ-2 до УКПГ-1 Скворцівського НГКР під'єднаний до міжпромислового газопроводу від УКПГ-1 Скворцівського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР для збільшення об'єму вилучання пропан-бутанової фракції;

– 6 міжпромисловий газопровід від УКПГ-1 Скворцівського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР для збільшення об'єму вилучання рідинних вуглеводнів;

– 7 міжпромисловий газопровід від УКПГ-2 до УКПН Юліївського НГКР для можливості введення у експлуатацію свердловин на перший, другий ступінь сепарації і видалення рідини зі шлейфа;

- 8 міжпромисловий газопровід від УКПН до УКПГ-2 Юліївського НГКР для можливості подавати попутний газ із вимірювальної лінії на блок редукування газу;
- 9, 10, 11 міжпромислові газопроводи від УКПГ-1 до УКПГ-2 Юліївського НГКР для можливості ввести в експлуатацію свердловин на менший тиск першого ступеня сепарації та збільшити видобуток вуглеводнів;
- 12 газопровід від вимірювальної лінії УКПГ-1 до автоматизованої газорозподільчої станції (АГРС) "Енергія-1" для введення у експлуатацію свердловин з низькими тисками, під'єднаних до УКПГ-1 та подавання газу на АГРС місцевим споживачам.

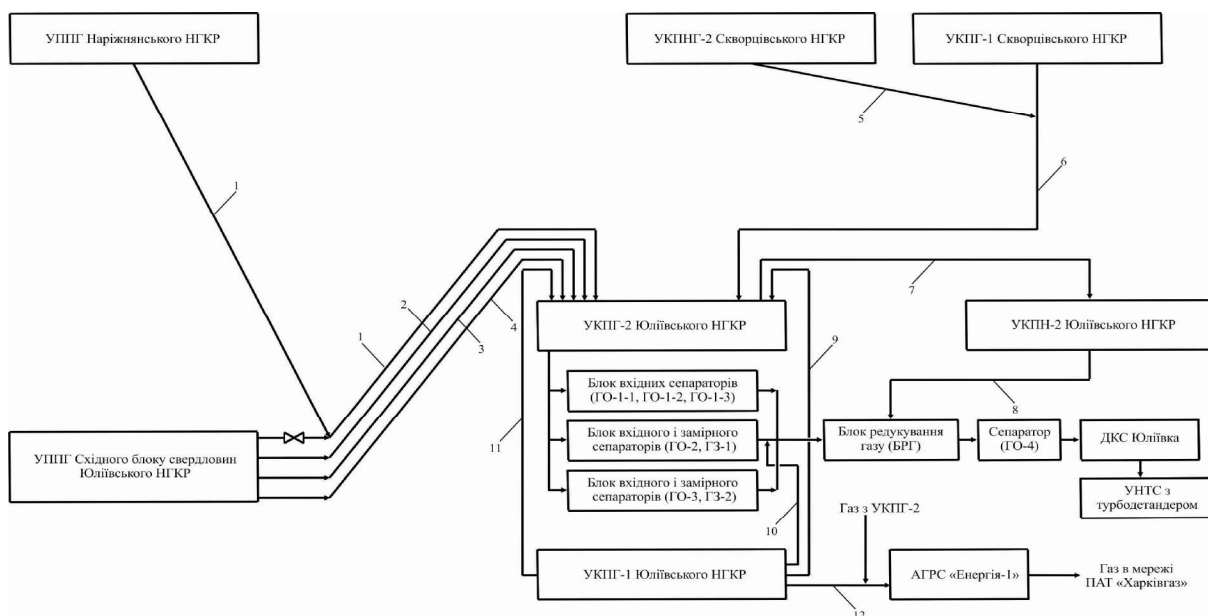


Рис. 2. Схема під'єднання газопроводів між об'єктами видобування на Юліївському ЦВНГК

Останнє впровадження вирішує декілька важливих питань. Разом із виконанням завдання із забезпечення стабільного видобутку газу успішно газифікують населені пункти. Для цього у 2006 році проведено реконструкцію АГРС "Енергія-1" на УКПГ-1. Газ на АГРС можна подавати з основної лінії технологічної установки УКПГ-1, а також від змонтованого газопроводу-перемички від вимірювальної лінії для подавання газу із свердловин, що експлуатують з низькими робочими тисками. Отже, на АГРС можна подавати газ від двох незалежних джерел. Окрім цього, фахівці Юліївського ЦВНГК запропонували та впровадили третє джерело подавання газу на АГРС. Так, для утилізації газу деетанізації з колони К-1 технологічної установки з виробництва зріджених газів УКПГ-2 запропоновано подавати на АГРС. Із 2006 року газ низького тиску з АГРС подають у мережі газопроводів ПАТ "Харківгаз". Для забезпечення подавання газу на смт. Старий Мерчик, с. Добропілля та інші населені пункти побудовано газорегуляторні пункти (ГРП). Завдяки цьому отримано позитивний досвід у раціональному використанні вуглеводнів та, відповідно, забезпечення населення природним газом [7, 8].

Отже, спорудження газопроводів як між установками підготовки газу, так і загалом в межах Юліївського ЦВНГК дає змогу забезпечувати стабільне експлуатування свердловин, збільшити вилучання рідинних вуглеводнів, вуглеводневого конденсату та пропан-бутанової фракції, а також подавати підготовлений газ споживачу.

Доцільно розглянути альтернативні заходи щодо перспективи спорудження нових газопроводів на Юліївському ЦВНГК, що дасть змогу надалі забезпечувати стабільний видобуток вуглеводнів.

Сьогодні під час транспортування вуглеводневої сировини міжпромисловим газопроводом від УКПГ-1 Скворцівського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР (6) спостерігають ускладнення, пов'язані із накопиченням рідинних забруднень у внутрішній порожнині. Ці ускладнення часто виникають у осінньо-зимовий період року. Через це періодично зростає перепад тиску по довжині

міжпромислового газопроводу та зменшується обсяг транспортованого газу. Отже, виникає потреба в оцінюванні гідралічного стану міжпромислового газопроводу (6).

Для визначення ефективності експлуатації міжпромислового газопроводу проведено розрахунки за наявними фактичними даними (табл. 1). Визначено середню швидкість газу, гідралічну ефективність та об'єм забруднень у внутрішній порожнині міжпромислового газопроводу. Результати розрахунків наведено у табл. 2.

Таблиця 1

**Технічна характеристика міжпромислового газопроводу
Юліївського ЦВНГК та результати вимірювань параметрів експлуатації**

Номер газопроводу	Довжина газопроводу	Зовнішній діаметр	Товщина стінки	Тиск та температура на початку газопроводу		Тиск та температура в кінці газопроводу		Об'єм газу
	L, м	D _з , мм	δ, мм	P _п , МПа	T _п , °C	P _к , МПа	T _к , °C	Q _г , тис. м ³
6	12,465	159	8	2,65	28	1,17	-1,5	228,650
	0,350	114	12					

Таблиця 2

**Результати розрахунків ефективності експлуатації
міжпромислового газопроводу Юліївського ЦВНГК**

Номер газопроводу	Перепад тиску	Середня швидкість газу	Коефіцієнт гідралічної ефективності	Розрахунковий об'єм рідини у внутрішній порожнині	Виконується умова утворення гідратів	Режим експлуатації забезпечує винесення рідини із газопроводу
	ΔP, МПа	W _{ср} , м/с	E, %	V _{рід} , м ³	Так/Ні	Так/Ні
6	1,48	7,3	69	0,81	Так	Ні

Результати аналізування причин утворення рідинних забруднень у внутрішній порожнині міжпромислового газопроводу (6) свідчать про можливість їх появи внаслідок:

- механічного крапельного винесення рідини із сепаратора;
- конденсації рідини з газового потоку за сприятливих термодинамічних умов трасою міжпромислового газопроводу;
- низької швидкості газового потоку, яка не забезпечує винесення рідини, унаслідок чого відбувається накопичення забруднень, що призводить до зниження коефіцієнта гідралічної ефективності.

Доречно зауважити, що до міжпромислового газопроводу від УКПГ-1 Сквирицького НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР (6) під'єднаний інший міжпромисловий газопровід від УКПГ-2 до УКПГ-1 Сквирицького НГКР (5), завдяки чому вуглеводневу сировину із двох установок підготовки газу транспортують одним газопроводом. Отже, можна припустити, що рідина частково потрапляє і з іншого міжпромислового газопроводу, оскільки за результатами розрахунків отримано низьке значення коефіцієнта гідралічної ефективності (E=71 %), а розрахунковий об'єм рідини у внутрішній порожнині становив (V_{рід}=0,30 м³).

Отже, для забезпечення надійного транспортування газу міжпромисловими газопроводами треба вибрати оптимальний режим їх експлуатації на основі промислових досліджень, що дасть змогу запобігти накопиченню забруднень. У іншому випадку слід розробити та вжити відповідні заходи. Потрібно зауважити, що зниження гідралічних характеристик міжпромислових газопроводів призводить до негативних наслідків, зокрема, до збільшення перепаду тиску в газопроводі, зменшення об'єму транспортованого газу і, відповідно, до зменшення видобутку вуглеводнів із свердловин Сквирицького НГКР загалом. Через це доцільно розглянути комплексні заходи, які передбачають аналізування перспективи розробляння родовища, застосування новітніх технологій для забезпечення стабільного видобутку вуглеводневої сировини.

Фахівці УкрНДІгазу виконали техніко-економічний розрахунок доцільності збудування дотискувальної компресорної станції (ДКС) на УКПГ-1 Сквицького НГКР та спорудження міжпромислового газопроводу.

За результатами виконаного техніко-економічного розрахунку розглянуто три варіанти перспективи розробляння родовища:

- варіант 1 – базовий, за якого родовище розробляють на виснаження з наявним фондом свердловин (15 одиниць);

- варіант 2 передбачає будівництво двоступеневої ДКС, яка повинна забезпечувати компримування газу з 0,2 МПа до 3,0 МПа. Для оптимізування системи компримування газу розподілено свердловини за групами згідно з поточними та перспективними робочими тисками, а саме: низьконапірні ($P_{\text{роб}}=0,3\div0,95$ МПа), середньонапірні ($P_{\text{роб}}=0,95\div3,2$ МПа) та високонапірні ($P_{\text{роб}}\geq 3,2$ МПа). Через це запропоновано встановити двоступеневу ДКС, яка містить дві компресорні установки КУ-1 потужністю 110 кВт та КУ-2 потужністю 580 кВт, наприклад, виробництва компанії ARIEL із газовим приводом. Впродовж 2018 – 2025 рр. компримування здійснюватимуть у послідовному режимі: установка КУ-1 із параметрами тисків – $P_{\text{вх}} = 0,2$ МПа та $P_{\text{вих}} = 0,85\div0,5$ МПа, потім – установка КУ-2 із параметрами тисків – $P_{\text{вх}} = 0,8\div0,4$ МПа та $P_{\text{вих}} = 3,0$ МПа. У 2026 році заплановано виведення з експлуатування компресорної установки КУ-1, при цьому установку КУ-2 (другий ступінь компримування) залишають в експлуатації з параметрами тисків – $P_{\text{вх}} = 0,2$ МПа та $P_{\text{вих}} = 3,0$ МПа. Будівництво двоступеневої ДКС на УКПГ-1 Сквицького НГКР дасть змогу забезпечити подавання газу з двох технологічних установок УКПНГ-2 та УКПГ-1 на УКПГ-2 Юліївського НГКР. Загалом вартість ДКС з урахуванням будівельно-монтажних та пуско-налагоджувальних робіт становить близько 70 млн. грн, а термін окупності – 2 роки;

- варіант 3 передбачає будівництво двоступеневої ДКС, яка містить дві компресорні установки КУ-1 потужністю 110 кВт та КУ-2 потужністю 250 кВт та спорудження додаткового міжпромислового газопроводу від УКПГ-1 Сквицького НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР із зовнішнім діаметром 273 мм, товщиною стінки 8 мм і довжиною близько 13 км. Спорудження додаткового газопроводу дає змогу понизити перепад тисків між двома об'єктами, тобто початковою (вихід УКПГ-1 Сквицького НГКР) та кінцевою (вхід УКПГ-2 Юліївського НГКР) точками з 1,8 до 0,3 МПа. Завдяки цьому тиск на виході з УКПГ-1 знизиться від 3,0 до 1,6 МПа. Зменшення тиску на виході з ДКС спричиняє зменшення капіталовкладень, оскільки потужність КУ-2 порівняно з другим варіантом зменшується від 580 кВт до 250 кВт. За таким варіантом впродовж 2018–2025 рр., як і за варіантом 2, компримування здійснюватимуть у послідовному режимі: установку КУ-1 із параметрами тисків – $P_{\text{вх}} = 0,2$ МПа та $P_{\text{вих}} = 0,85\div0,5$ МПа, далі – установку КУ-2 із параметрами тисків – $P_{\text{вх}} = 0,85\div0,4$ МПа та $P_{\text{вих}} = 1,6$ МПа. У 2026 р. компресорну установку КУ-1 виведуть з експлуатування, при цьому установка КУ-2 (другий ступінь компримування) залишають в експлуатації з параметрами тисків – $P_{\text{вх}} = 0,2$ МПа та $P_{\text{вих}} = 1,6$ МПа. Отже, завдяки спорудженню додаткового міжпромислового газопроводу зменшиться тиск на виході зі Сквицького НГКР, що дасть змогу зменшити капіталовкладення за рахунок облаштування ДКС удвічі меншої потужності порівняно з варіантом 2. Загалом вартість ДКС з урахуванням будівельно-монтажних та пуско-налагоджувальних робіт становить близько 67,5 млн грн, а термін окупності – 2 роки.

З урахуванням поданого вище, подальше експлуатування свердловин родовища є економічно доцільним за всіма трьома варіантами, але з варіантів 2 і 3 рекомендований останній як такий, що характеризується меншими капіталовкладеннями.

Отже, за умови будівництва ДКС на УКПГ-1 Сквицького НГКР доцільно буде виконати таке:

- спорудити додатковий газопровід з УКПГ-1 Сквицького НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР (паралельного наявному газопроводу – 6);

- від'єднати наявний міжпромисловий газопровід від УКПНГ-2 до УКПГ-1 Сквицького НГКР (5), під'єднаний до міжпромислового газопроводу від УКПГ-1 Сквицького НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР (6) та прокласти додатковий газопровід і під'єднати його до УКПГ-1 Сквицького НГКР для подавання газу з двох установок на ДКС.

Запропоновані заходи наведено на рис. 3.

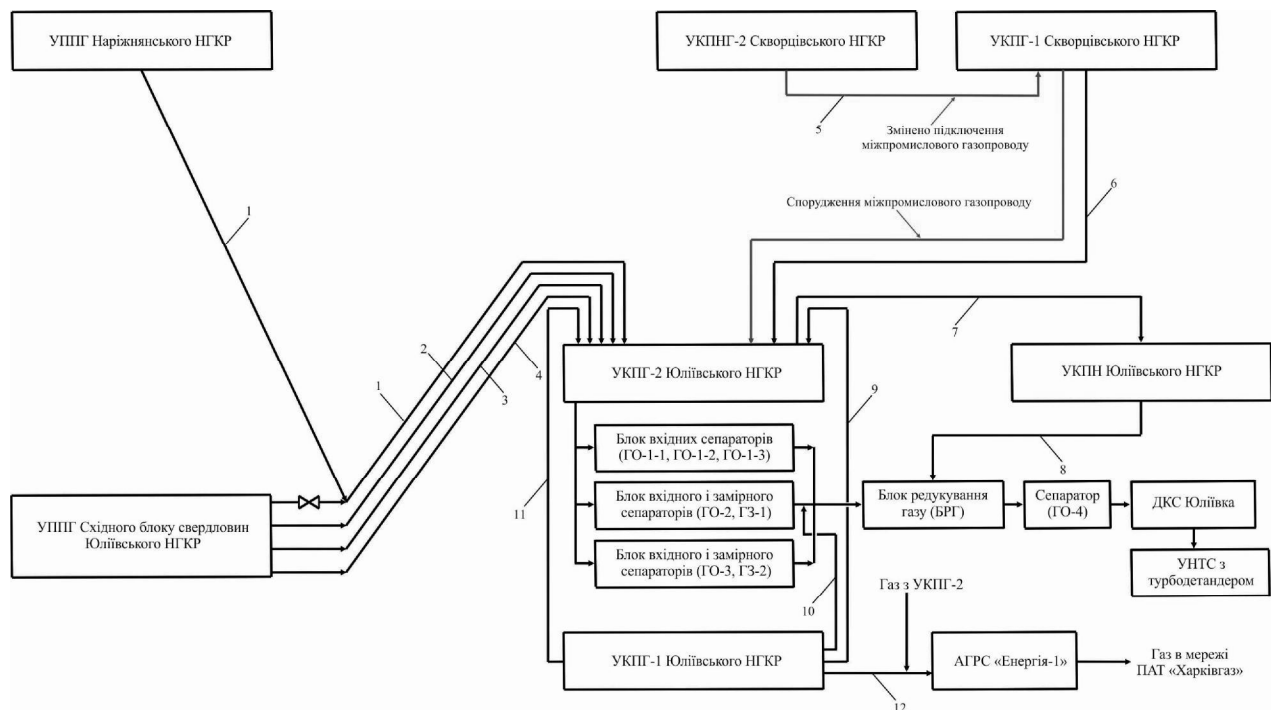


Рис. 3. Схема під'єднання додаткових газопроводів між об'єктами видобування на Юлівському ЦВНГК

Фахівці інституту розраховували економічні показники розробляння Сквицьського НГКР за трьома варіантами, розглянутими вище. Слід зауважити, що за умови впровадження варіанта 2 або 3 можна отримати додатковий видобуток вуглеводнів. Так, виконано оцінювальний розрахунок показників прогнозного додаткового видобутку газу та вуглеводневого конденсату з 2018 по 2033 роки. Результати розрахунку наведено на рис. 4.

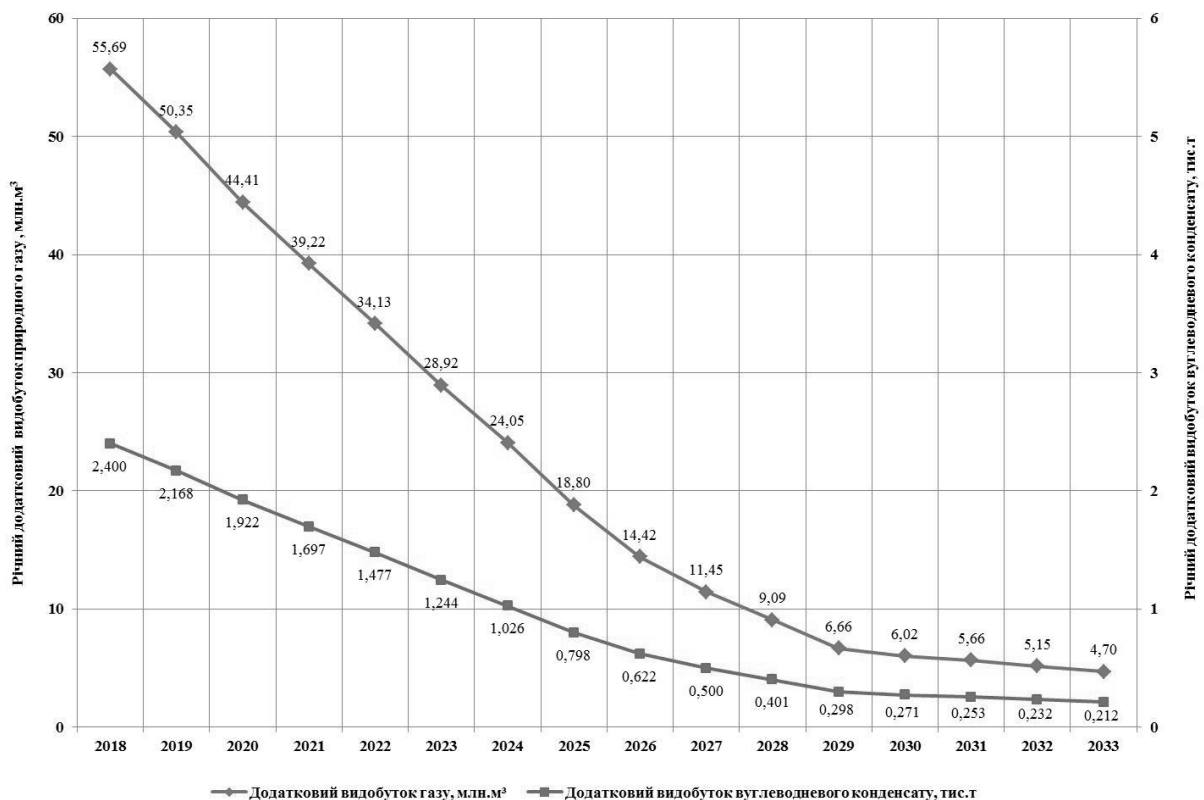


Рис. 4. Показники прогнозного додаткового видобутку вуглеводнів із Сквицьського НГКР за умови впровадження варіанта 3

Треба зазначити, що під час експлуатування міжпромислових газопроводів важливим є їхній стан, тобто пропускна здатність. Одним із шляхів підвищення пропускної здатності газопроводу є зменшення гідравлічного опору трубопроводу. Для цього доцільно виконувати моніторинг гідравлічного стану трубопроводів із подальшим розробленням заходів, спрямованих на підвищення ефективності їх роботи [9].

Із урахуванням викладеного вище, доцільно розглянути можливість встановлювати на початку та в кінці міжпромислових газопроводів вимірювальні прилади, які дадуть змогу вимірювати тиск і температуру в реальному часі. Це забезпечить постійний моніторинг параметрів роботи міжпромислових газопроводів та можливість переглядати архівні дані на комп'ютері в операторній. Упровадження зазначеного вище дає змогу відслідковувати параметри роботи міжпромислових газопроводів та своєчасно ухвалювати відповідні рішення та вживати певних заходів.

Для підвищення гідравлічних характеристик доцільно вживати заходів щодо очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів від накопичених забруднень. Відомо багато різних методів підвищення гідравлічних характеристик міжпромислових газопроводів, наприклад, застосування розчину поверхнево-активних речовин (ПАР), створення швидкісного газового потоку, застосування пінних та гелевих очисних поршнів тощо. Оптимальні методи очищення міжпромислових газопроводів запропоновано обирати на основі промислових досліджень.

Висновки

1. Для забезпечення стабільного видобутку вуглеводнів за умов виснажених родовищ перспективним напрямом є реконструювання наявної наземної та підземної інфраструктури схеми збирання і підготовки газу на промислах.

2. Автори виконали розрахунки ефективності експлуатації двох міжпромислових газопроводів. За результатами розрахунків видно, що у внутрішній порожнині цих газопроводів накопичується рідина, яка впливає на зниження коефіцієнта гідравлічної ефективності, що становить 69 % та 71 % відповідно. Для забезпечення надійного транспортування газу міжпромисловими газопроводами автори запропонували комплексні заходи, якими передбачено аналізування перспективи розробляння родовища, застосування новітніх технологій для стабільного видобутку вуглеводневої сировини.

За результатами виконаного техніко-економічного розрахунку запропоновано збудувати ДКС та змінити під'єднання наявного міжпромислового газопроводу від УКПНГ-2 до УКПГ-1 Скворцівського НГКР, а також спорудити додатковий міжпромисловий газопровід від УКПГ-1 Скворцівського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР.

3. Виконання запропонованих заходів дасть змогу оптимізувати роботу свердловин Скворцівського родовища через їх розподілення по тисках, а введення у експлуатацію на УКПГ-2 Юліївського НГКР двох міжпромислових газопроводів, що дасть змогу обрати оптимальний режим, запобігти накопиченню рідинних забруднень та отримати додатковий видобуток вуглеводнів.

4. Для надійного експлуатування міжпромислових газопроводів запропоновано вжити заходи з моніторингу їхнього гідравлічного стану, а також підвищувати гідравлічну ефективність застосуванням раціональних методів очищення.

1. Сайт НАК "Нафтогаз України" [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.naftogaz.com>. 2. Сайт ПАТ "Укргазвидобування" [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://ugv.com.ua>. 3. Лиско А. А. Вирішення програми збільшення видобутку вуглеводнів // Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції "Нафтогазова енергетика–2017" 15–19 травня 2017 р. – м. Івано-Франківськ. – 2017 р. – С. 83–85. 4. Фесенко Ю. Л., Кривуля С. В., Братах М. І. Принципи диверсифікації потоків газу власного видобутку з родовищ ПАТ "Укргазвидобування" // Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції "Нафтогазова енергетика–2017" 15–19 травня 2017 р. – м. Івано-Франківськ. – 2017 р. – С. 217–218.

5. Воловецький В. Б., Фрайт М. В., Витязь О. Ю., Щирба О. М. Стабілізація видобутку газу, конденсату та вилучення пропан-бутанової фракції на Юліївському НГКР // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2008. – Вип. 1 (26). – С. 82–86. 6. Воловецький В. Б., Щирба О. М., Величко В. В., Витязь О. Ю., Дорошенко Я. В. Оптимізація роботи свердловин Нарізнянського та Юліївського НГКР // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2013. – Вип. 4 (49). – С. 127–136. 7. Воловецький В. Б., Щирба О. М., Витязь О. Ю., Величко В. В., Коцаба В. І., Василенко С. В. Особливості видобування вуглеводнів на Юліївському НГКР // *Науковий вісник ІФНТУНГ*. – 2017. – Вип. 1 (42). – С. 33–45. 8. Воловецький В. Б., Фрайт М. В., Щирба О. М., Витязь О. Ю. Інтенсифікація видобутку вуглеводнів в умовах зниження пластового тиску в покладах візейських та серпуківських горизонтів Юліївського НГКР // *Науковий вісник ІФНТУНГ*. – 2010. – Вип. 2 (24). – С. 34–40. 9. Братах М. І., Добрунов Д. Є., Шкейр Алі. Вплив гідравлічного стану системи промислових газопроводів на режим роботи об'єктів газовидобувного комплексу // *Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика–2017” 15–19 травня 2017 р.* – м. Івано-Франківськ. – 2017 р. – С. 204–205.

References

1. Sait NAK “Naftogaz Ukrainy” [Web-site of NJSC “Naftogaz of Ukraine”], available at: <http://www.naftogaz.com> [In Ukraine]. 2. Sait PAT “Ukrhazvydobuvannia” [Web-site of JSC “Ukrasvydobuvannia”], available at: <http://ugy.com.ua> [In Ukraine]. 3. Lysko A. A. (2017), *Vyrishennia prohramy zbilshennia vydobutku vuhlevodniv* [Performing the program of hydrocarbons production], *Oil and Gas Energy–2017, Abstracts of the International Scientific and Technical Conference, Ivano-Frankivsk, May 15–19, 2017*, pp. 83–85 [In Ukraine]. 4. Fesenko Yu. L., Kryvulia S. V., Bratakh M. I. (2017), *Pryntsypy dyversyfikatsii potokiv hazu vlasnoho vydobutku z rodovyshch PAT “Ukrhazvydobuvannia”* [Principles of diversification of gas flows from the production fields of JSC “Ukrasvydobuvannia”], *Oil and Gas Energy–2017, Abstracts of the International Scientific and Technical Conference, Ivano-Frankivsk, May 15–19, 2017*, pp. 217–218 [In Ukraine]. 5. Volovetskyi V. B., Fraйт M. V., Vytiaz O. Yu., Shchyrba O. M. (2008), *Stabilizatsiia vydobutku hazu, kondensatu ta vyluchennia propan-butanovoi fraktsii na Yuliivskomu NHKR* [Stabilizing the production of gas, condensate and extraction of the propane-butane fraction in Yuliivske OGCF], *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, No. 1 (26), pp. 82–86 [In Ukraine]. 6. Volovetskyi V. B., Shchyrba O. M., Velychko V. V., Vytiaz O. Yu., Doroshenko Ya. V. (2013), *Optymizatsiia roboty sverdlodyn Narizhnianskoho ta Yuliivskoho NHKR* [Optimizing the operation of wells in Narizhnianske and Yuliivske OGCF], *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, No. 4 (49), pp. 127–136 [In Ukraine]. 7. Volovetskyi V. B., Shchyrba O. M., Vytiaz O. Yu., Velychko V. V., Kotsaba V. I., Vasylenko S. V. (2017), *Osoblyvosti vydobuvannia vuhlevodniv na Yuliivskomu NHKR* [Peculiarities of hydrocarbons production in Yuliivske OGCF], *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, No. 1 (42), pp. 33–45 [In Ukraine]. 8. Volovetskyi V. B., Fraйт M. V., Shchyrba O. M., Vytiaz O. Yu. (2010), *Intensyfikatsiia vydobutku vuhlevodniv v umovakh znyzhennia plastovoho tysku v pokladykh vizeiskyykh ta serpukhivskyykh horyzontiv Yuliivskoho NHKR* [Intensification of hydrocarbons production in conditions of reservoir pressure decline in the deposits of the Visean and Serpukhovian beds of Yuliivske OGCF], *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, No. 2 (24), pp. 34–40 [In Ukraine]. 9. Bratakh M. I., Dobrunov D. Ye., Shkeir Ali. (2017), *Vplyv hidravlichnoho stanu systemy promyslovykh hazoprovodiv na rezhym roboty obiektiv hazovydobuvnoho kompleksu* [Influence of the hydraulic state of the system of gas field pipelines on the operation of the production sites of gas production complex], *Oil and Gas Energy–2017, Abstracts of the International Scientific and Technical Conference, Ivano-Frankivsk, May 15–19, 2017*, pp. 204–205 [In Ukraine].