

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
АЕРОКОСМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА АВІАЦІЙНИХ ДВИГУНІВ**

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри

д. т. н., професор

_____ Юрій ТЕРЕЩЕНКО

« _____ » листопада 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)
здобувача освітнього ступеня «МАГІСТР»
за освітньо-професійною програмою
«Газотурбінні установки і компресорні станції»

**Тема: Вплив зупинки лінійної компресорної станції на номінальну
продуктивність магістрального газопроводу**

Виконавець: _____ Отрощенко Володимир Віталійович

Керівник: канд. техн. наук, доцент _____ Капітанчук Костянтин Іванович

Консультанти з окремих розділів пояснювальної записки:

Охорона праці: _____ О. О. Козлітін

Охорона навколишнього середовища: ктн., доцент _____ Т. І. Дмитруха

Нормоконтролер: канд. техн. наук доцент _____ М. П. Андрішин

Київ 2022

НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет _____ аерокосмічний _____
Кафедра _____ авіаційних двигунів _____
Освітній ступінь _____ магістр _____
Спеціальність _____ 142 Енергетичне машинобудування _____
Освітньо-професійна програма Газотурбінні установки і компресорні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д. т. н., професор _____ Юрій ТЕРЕЩЕНКО

«06» жовтня 2022 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання кваліфікаційної роботи

Отроценка Володимира Віталійовича

1. Тема роботи: «Вплив зупинки лінійної компресорної станції на номінальну продуктивність магістрального газопроводу» затверджена наказом ректора від «21» жовтня 2022 р., № 1987/ст.

2. Термін виконання роботи: з 06 жовтня 2022 р. по 21 листопада 2022 р.

3. Вихідні дані роботи: газопровід «Союз» протяжністю $L = 1568,5$ км, діаметром $D = 1420$ мм, проектною продуктивністю $75010,755$ ГВт. Природний газ – друге сімейство групи Н з компонентним складом: метан – 95%, етан – 0,8%, пропан – 1,2%, нітроген – 1%. діоксид вуглецю – 2%. Густина природного газу за стандартних умов $\rho = 0,714$ кг/м³, відносна густина за повітрям $\Delta = 0,593$; вища теплота згоряння $H_s = 10,304$ кВт; нижча – $H_i = 9,293$ кВт/м³. Число Воббе $W = 13,38$ кВт/м³, газова стала $R = 503$ МДж/кг °К.

4. Зміст пояснювальної записки: перелік умовних скорочень, вступ, газотранспортна системи України як об'єкт дослідження, побудова математичної моделі сумісної роботи лінійних компресорних станцій та ділянок магістрального газопроводу «Союз», результати розрахунку впливу зупинки лінійної компресорної станції на номінальну продуктивність магістрального газопроводу, розділи з охорони праці та охорони навколишнього середовища, висновки, список використаних джерел.

5. Перелік обов'язкового презентаційного матеріалу: схема ГТС України, схема магістрального газопроводу «Союз», алгоритм математичного моделювання нагнітачів природного газу, результати досліджень сумісної роботи лінійних компресорних станцій та ділянок магістрального газопроводу «Союз».

6. Календарний план-графік

№ пор.	Завдання	Термін виконання	Підпис керівника
1.	Газотранспортна система України як об'єкт дослідження	06.10.2022-12.10.2022	
2.	Побудова алгоритмів і математичних моделей для дослідження впливу зупинки лінійної компресорної станції на номінальну продуктивність магістрального газопроводу	13.10.2022-18.10.2022	
3.	Результати розрахунку впливу зупинки лінійної компресорної станції на номінальну продуктивність магістрального газопроводу	19.10.2022-23.10.2022	
4.	Розробка питань до розділу охорони праці	24.10.2022-30.10.2022	
5.	Розробка питань до розділу охорона навколишнього середовища	31.10.2022-04.11.2022	
6.	Оформлення пояснювальної записки	05.11.2022-08.11.2022	
7.	Оформлення презентації та додатків	09.11.2022-13.11.2022	

7. Консультація з окремих розділів

Назва розділу	Консультант (посада, П.І.Б.)	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	старший викладач Козлітін О. О.		
Охорона навколишнього середовища	канд. техн. наук, доцент Дмитруха Т. І.		

8. Дата видачі завдання: 06 жовтня 2022 р.

Керівник кваліфікаційної роботи: _____ **К.І. КАПТАНЧУК**
(підпис керівника)

Завдання прийняв до виконання: _____ **В.В. ОТРОЩЕНКО**
(підпис випускника)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи здобувача освітнього ступеня «магістр» за темою «Вплив зупинки лінійної компресорної станції на номінальну продуктивність магістрального газопроводу»: 84 сторінки, 9 таблиць, 21 рисунок, 37 використаних джерел.

ГАЗОПРОВІД, КОМПРЕСОРНА СТАНЦІЯ, ЕФЕКТИВНІСТЬ, ПРОДУКТИВНІСТЬ, ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИЙ АГРЕГАТ,

Мета кваліфікаційної роботи – визначення впливу зупинки лінійної компресорної станцій на номінальну продуктивність магістрального газопроводу.

Об’єкт дослідження – газотранспортна система України (на прикладі магістрального газопроводу «Союз»).

Предмет дослідження – сумісна робота лінійних компресорних станцій та ділянок магістрального газопроводу при умові зупинки однієї з них.

Методи дослідження – метод математичного моделювання режимів сумісної роботи та зупинки з лінійних компресорних станцій та ділянок магістрального газопроводу з використанням обчислювальної техніки.

Практичне значення отриманих результатів.

Матеріали кваліфікаційної роботи рекомендується застосовувати у практичній діяльності диспетчерської служби оператора ГТС.

Апробація отриманих результатів. Результати дослідження представлені на X Всесвітньому конгресі "Авіація у XXI столітті"

Публікації. A study of the energy balance of main gas pipeline operating modes on its efficiency / Andriyishyn M P., Kapitanchuk K. I., Pikul M. O., Otroshchenko V. V. // Engines and Power Installations: Safety in Aviation And Space Technologies: The Seventh World Congress. «Aviation in the XXI-st Century». September 28–30, 2022. – Kyiv.: NAU. – 2022. – v.1. – С. 1.4.21 – 1.4.26.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ	7
ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. ГАЗОТРАНСПОРТНА СИСТЕМА УКРАЇНИ ЯК ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ	12
1.1. Сучасний стан газотранспортна системи України	12
1.2. Аналіз наукових праць в напрямку ефективного використання інфраструктури для забезпечення маневреності при змінах режимів роботи технологічного обладнання.....	16
Висновки за розділом	20
РОЗДІЛ. 2. МЕТОДИКА ПОБУДОВИ АЛГОРИТМУ РОЗРАХУНКУ ВПЛИВУ ЗУПИНКИ ЛІНІЙНОЇ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ НА НОМІНАЛЬНУ ПРОДУКТИВНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ	21
2.1. Опис алгоритму математичного моделювання режимів роботи нагнітачів природного газу	21
2.2. Опис алгоритму розрахунку фізичних властивостей природного газу за заданим компонентним складом.....	27
2.3. Опис алгоритму розрахунку режиму роботи компресорної станції... 30	
2.4. Опис алгоритму гідравлічного розрахунку ділянки лінійної частини магістрального газопроводу	34
2.5. Опис загального алгоритму дослідження впливу зупинки лінійної компресорної станції на номінальну продуктивність газопроводу	36
Висновки за розділом	38
РОЗДІЛ 3. РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЗУПИНКИ ЛІНІЙНОЇ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ НА НОМІНАЛЬНУ ПРОДУКТИВНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ	39
Висновки за розділом	66
4.1. Основні законодавчі та нормативно-правові акти з охорони праці у галузі транспортування природного газу	67

4.2. Охорона праці на компресорних станціях магістральних газопроводів	68
4.3. Вимоги до організації робочого місця інженера–електрика компресорної станції.....	71
4.4. Розрахунок зниження інтенсивності шуму газоперекачувальних агрегатів.....	72
Висновки за розділом	73
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	74
5.1. Основні причини аварійних ситуацій у сфері трубопровідного транспорту.....	74
5.2. Заходи забезпечення екологічної безпеки магістральних газопроводів	75
5.3. Забезпечення раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів та енергоефективності в галузі транспортування природного газу	77
Висновки за розділом	78
ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ.....	79
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	81

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ

Перелік умовних позначень

Позначення	Розмірність	Назва
L	км	довжина ділянки магістрального газопроводу
D	мм	діаметр магістрального газопроводу
$T_{\text{ВХ}}$	К	температура газу на вході в нагнітач
$P_{\text{ВХ}}$	Па	тиск газу на вході в нагнітач
$P_{\text{б}}$	Па	барометричний тиск
$T_{\text{ГР}}$	К	температура ґрунту
Q	млн $\text{м}^3/\text{добу}$	продуктивність нагнітача
$N_{\text{Н}}$	кВт	потужність нагнітача
$N_{\text{М}}$	кВт	втрата потужності на з'єднувальній муфті приводу та нагнітача
η	-	індикаторний коефіцієнт корисної дії
ε	-	ступінь підвищення тиску
$Z_{\text{ВХ}}$	-	коефіцієнт стиснення природного газу за умов всмоктування
n	-	оберти ротора нагнітача
R	Дж/кг	газова стала
m	-	кількість нагнітачів
$T_{\text{с}}$	К	температура повітря за стандартних умов
$P_{\text{с}}$	Па	тиск повітря за стандартних умов
C_p	Дж/кг К	ізобарна теплоємність
C_v	Дж/кг К	ізохорна теплоємність

Перелік скорочень

МГ	магістральний газопровід
ГПА	газоперекачувальний агрегат
КС	компресорна станція
ГТС	газотранспортна система
ГТУ	газотурбінна установка
ГРС	газорозподільна станція
ОГТСУ	Оператор газотранспортної системи України
ВТЗ	вища теплота згорання
LNG	Liquefied Natural Gas

ВСТУП

Газотранспортна система (ГТС) України із загальною довжиною 37000 км є п'ятою в світі та другою в Європі і займає одне з передових місць серед країн-транзитерів природного газу, поставляючи його з Російської Федерації (РФ) до 18 європейських країн. Через територію України транзитом до Європи надходило понад 130 млрд м³ природного газу в рік, проте з 2014 року обсяги почали значно скорочуватись. У 2020 році в порівнянні з 2019 роком обсяг транзиту знизився з 89.6 млрд м³ до 55.8 млрд м³ на рік. [1-2].

Через 31 рік з дня набуття незалежності, у зв'язку зі збройною агресією РФ, Україна постала перед необхідністю проведення робіт, спрямованих на оптимізацію робочих процесів і економії ресурсів у абсолютній більшості сфер економіки, що підтримують життєдіяльність держави, зокрема, не оминуло це й газову промисловість.

Військові дії, руйнування та захоплення окупантами компресорних станцій й газотранспортних комунікацій, робота обслуговуючого персоналу під загрозою обстрілів негативно впливають та значно ускладнюють виконання зобов'язань з газопостачання не лише внутрішнім споживачам, а й транзит газу до країн Європи.

Повномасштабне вторгнення в Україну також не залишило осторонь енергетичну сферу країн Європейського Союзу (ЄС) та «Великої сімки» (G7). З впровадженням 5 квітня 2022 року п'ятого пакету санкцій, який передбачає повну заборону на імпорт російського вугілля, стало зрозумілим, що цивілізований світ має перестати сидіти на енергетичній голці агресора та почати пошук альтернативних джерел забезпечення свого паливно-енергетичного комплексу.

Майбутні обмеження стосувались заборон на імпорт сирих нафтопродуктів та заборону передачі технологій, обслуговуючих і ремонтних послуг в сфері транспортування газу, технічного вдосконалення енергетичної сфери Росії та газотурбінних технологій [1-4].

В цей ж період країни ЄС та G7 почали роботу над покроковою відмовою від використання російського газу з метою скорочення загального обсягу закупівель та споживання на 30% до 2027 р., та повної відмови до 2030 р. Обговорення газових питань на міжнародній дипломатичній арені, реакція та шантаж Росії призвели до зростання ціни на газ до 2400-3000 доларів за 1000 кубічних метрів [2].

З підписанням угоди про асоціацію з ЄС та приєднанням до умов Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, Україна має впровадити акти Енергетичного Співтовариства, щоб інтегруватись в енергетичний ринок Європи. Законом України від 02.11.2021 № 1850-IX були внесені відповідні зміни щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії [3]. Вартість природного газу буде визначатись його енергетичною цінністю, а одиницею вимірювання є кіловат-година(кВт год).

Згідно регламенту 715/2009, оператори ГТС використовують наступні одиниці вимірювання параметрів природного газу: тиск у бар, температура у °C (градус Цельсія), об'єм у м³, ВТЗ у кВт год/м³, енергія у кВт·год (на основі ВТЗ), індекс Воббе у кВт·год/м³ (на основі ВТЗ). Щодо тиску оператори повинні вказати, чи стосується він абсолютного тиску або надлишкового тиску. Вихідні умови для об'єму повинні бути 0°C та 1,01325 бар.

Для ВТЗ, енергії та індексу Воббе стандартна вихідна температура згорання повинна бути 25°C. Кожного разу, коли оператори транспортних систем передають дані про об'єм, ВТЗ, енергію та індекс Воббе, вони повинні вказати, в яких вихідних умовах були розраховані дані значення [4].

Відповідно до внесених змін до 3 глави «Облік природного газу» Закону України №329-VIII «Про ринок природного газу», усі розрахунки стосовно прийому-передачі до або з ГТС чи газорозподільної системи (ГРС), купівлі-продажу, споживання, постачання, надання послуг з транспортування природного газу, відбору, закачування чи послуг з установки LNG мають здійснюватися за обсягом в одиницях енергії за вищою теплотою згорання [5].

Впровадження енергетичних одиниць при розрахунках за природний газ відповідає Директивам Європейського Парламенту та Ради 2012/27 ЄС про енергоефективність [6], 2009/73 ЄС про спільні правила внутрішнього ринку природного газу [7], Регламентом Європейського Парламенту і Ради 715/2009 щодо умов доступу до мереж транспортування природного газу [8] та 703/2015 щодо встановлення мережевого кодексу для внутрішнього керування, протоколу, вимог і правил обміну даними [9].

Запроваджено два методи визначення обсягу природного газу. Першим передбачено безпосереднє вимірювання обсягу природного газу в одиницях енергії, а другий надає можливість переведення обсягу природного газу з об'ємних одиниць в енергетичні за певним маршрутом, відповідно з кодексами ГТС і ГРС, затверджених Регулятором.

Як результат, беручи до уваги нові умови реалій життя України і світу, гостро постали задачі у напрямках оптимізації роботи магістральних газопроводів (МГ), компресорних станцій (КС), зменшення втрат при транспортуванні на велику відстань, забезпечення максимальної продуктивності та підтримання працездатності МГ з метою безперебійного транспортування газу, враховуючи можливі аварії на КС, пошкодження МГ у зв'язку з обстрілами, технічними причинами та іншими джерелами впливу, що можуть завадити виконанню зобов'язань з газопостачанням.

Відповідно до положень частини 2 статі 30 Закону України «Про ринок природного газу» було розроблено «План розвитку газотранспортної системи до 2029 року» було визначено головні об'єкти, які доцільно буде збудувати або модернізувати протягом десяти років, напрямки направлення підтверджених та майбутніх інвестицій та терміни реалізації усіх проектів [10].

План розвитку ГТС України було запропоновано на основі Енергетичної стратегії України до 2035 року «Безпека, Енергоефективність, Конкуренентоспроможність»[11], ENTSOG TYNDP 2020 і приймаючи до уваги енергетичні стратегії ЄС до 2035 р. та 2050 р., стратегії з інтеграції енергетичних систем для сталого розвитку (затвердженої ЄК 08.07.2020), Водневої стратегії для

кліматично нейтральної Європи (затвердженої ЄК 08.07.2020), Європейської промислової стратегії щодо плану майбутньої економіки (затвердженої ЄК 10.03.2020).

Дослідження впливу аварійної зупинки КС на номінальну продуктивність МГ є одним з тих напрямків робіт, який є, актуальним і важливим завданням. При зупинці КС у МГ поступово знижується тиск на пошкодженій ділянці і за рахунок багатьох факторів, як підвищення обертів та збільшення номінальної продуктивності нагнітачів на ділянках до та після зупиненої станції, зміни номінальної продуктивності МГ тощо.

Мета і завдання виконання кваліфікаційної роботи – визначення впливу зупинки лінійної КС на номінальну продуктивність МГ.

Об'єкт дослідження – ГТС України (на прикладі МГ «Союз»).

Предмет дослідження – сумісна робота лінійних КС та ділянок МГ при зупинці однієї з них.

Методи дослідження – метод математичного моделювання режимів сумісної роботи та зупинки з лінійних КС та ділянок МГ з використанням обчислювальної техніки.

Наукова новизна отриманих результатів. Результати дослідження відповідають нововведенням до Кодексу ГТС України.

Практичне значення отриманих результатів. Матеріали кваліфікаційної роботи рекомендується застосовувати у практичній діяльності диспетчерської служби оператора ГТС.

Апробація отриманих результатів. Результати дослідження представлені на X Всесвітньому конгресі "Авіація у XXI столітті".

Публікації. A study of the energy balance of main gas pipeline operating modes on its efficiency / Andriyishyn M.P., Kapitanchuk K.I., Pikul M.O., Otroshchenko V.V. // Engines and Power Installations: Safety in Aviation And Space Technologies: The Seventh World Congress. «Aviation in the XXI-st Century». September 28–30, 2022. – Kyiv.: NAU. – 2022. – v.1. – С. 1.4.21 – 1.4.26.

РОЗДІЛ 1 ГАЗОТРАНСПОРТНА СИСТЕМА УКРАЇНИ ЯК ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Сучасний стан газотранспортної системи України

Газотранспортна система України входить до п'ятірки найпотужніших та найбільш розгалужених мереж газопроводів у світі після таких країн, як: Сполучені Штати Америки, Росії, Канади та Китаю, маючи загальну довжину 38579 км, включаючи 22148 км МГ, 13363 км та 3068 км газопроводів-відгалужень.

Продуктивність ГТС складає 287,7 млрд м³/рік на вході та 178,5 млрд м³/рік на виході. Вона включає в себе 72 КС та 110 компресорних цехів (КЦ) із загальною кількістю газоперекачувальних агрегатів (ГПА), що складає 702 одиниці, що представлено на рис.1.1. До складу ГТС України також входять 12 підземних сховищ газу (ПСГ) із загальною активною ємністю 31 млрд м³ та 1451 газорозподільна станція (ГРС) [18].



Рисунок 1.1 – Газотранспортна система України

1924 рік можна вважати точкою відліку заснування в Україні газової промисловості з побудовою на території держави першого газопроводу, який простягнувся від смт. Дашава до міста Стрий, проте роком заснування ГТС прийнято вважати 1948 р. із введенням в експлуатацію найпотужнішого на той час газопроводу «Дашава – Київ» з пропускнуою здатністю 2 млрд м³/рік. Згодом його було подовжено через Брянськ до Москви з метою постачання туди газу з західних областей України.

Період 1960...80 р.р. знаменує початок найактивнішої фази побудови української ГТС. Почався експорт блакитного палива до європейських країн МГ «Долина – Ужгород – Західний кордон», дали початок спорудженню транс-континентальних газопроводів «Прогрес», «Союз» та інших, що знаменувало високий потенціал системи транспортування газу України, закріпивши за нею, в більшій мірі, призначення до надавання транзитних послуг.

Газопровід «Уренгой – Помари – Ужгород» 1982-1984 рр. будівництва об'єднав Уренгойське родовище блакитного палива та родовищ північної частини Західного Сибіру з Ужгородом та Європою а також розпочато роботу над втіленням у життя системи газопроводів, яка б дозволила доставляти природний газ із Сибіру до Балкан. Початком цього маршруту став газопровід «Слець – Кременчук – Кривий Ріг», яким газ постачався до центральних регіонів України і до вихідного пункту газогону «Кременчук – Ананьїв – Ізмаїл», через який простягається ще один коридор у напрямку Балкан «Шебелинка – Кривий Ріг – Ізмаїл».

З моменту проголошення незалежності робота над модернізацією та розвитком ГТС в Україні не зупинялась і у 1999 р. було введено в роботу газогін «Хуст – Сату-Маре», а у 2000 р. на землях півострову Крим розпочав роботу газопровід «Джанкой – Феодосія – Керч» [12].

Історично склалось так, що з моменту виявлення перших багатих родовищ блакитного палива у західних областях України, наша держава могла, в перспективі, повністю задовільнити, як власні потреби у цьому виді палива, так і заробляти кошти за рахунок експорту.

Однак зі стрімким розвитком цивілізації та шаленим прискоренням зростання об'ємів використання природного газу родовища почали стрімко спустошуватись і з'явилась потреба у проведенні розвідувальних робіт з пошуку інших родовищ.

В Україні з часом було виявлено три основні нафтогазоносні області, які відображено на рис.1.2, а саме:

- Дніпровсько – Донецька газоносна область (2,7 трлн м³),
- Причорноморсько – Кримська нафтогазоносна область (2,5 трлн м³)
- Карпатська нафтогазоносна область (1,8 трлн м³).

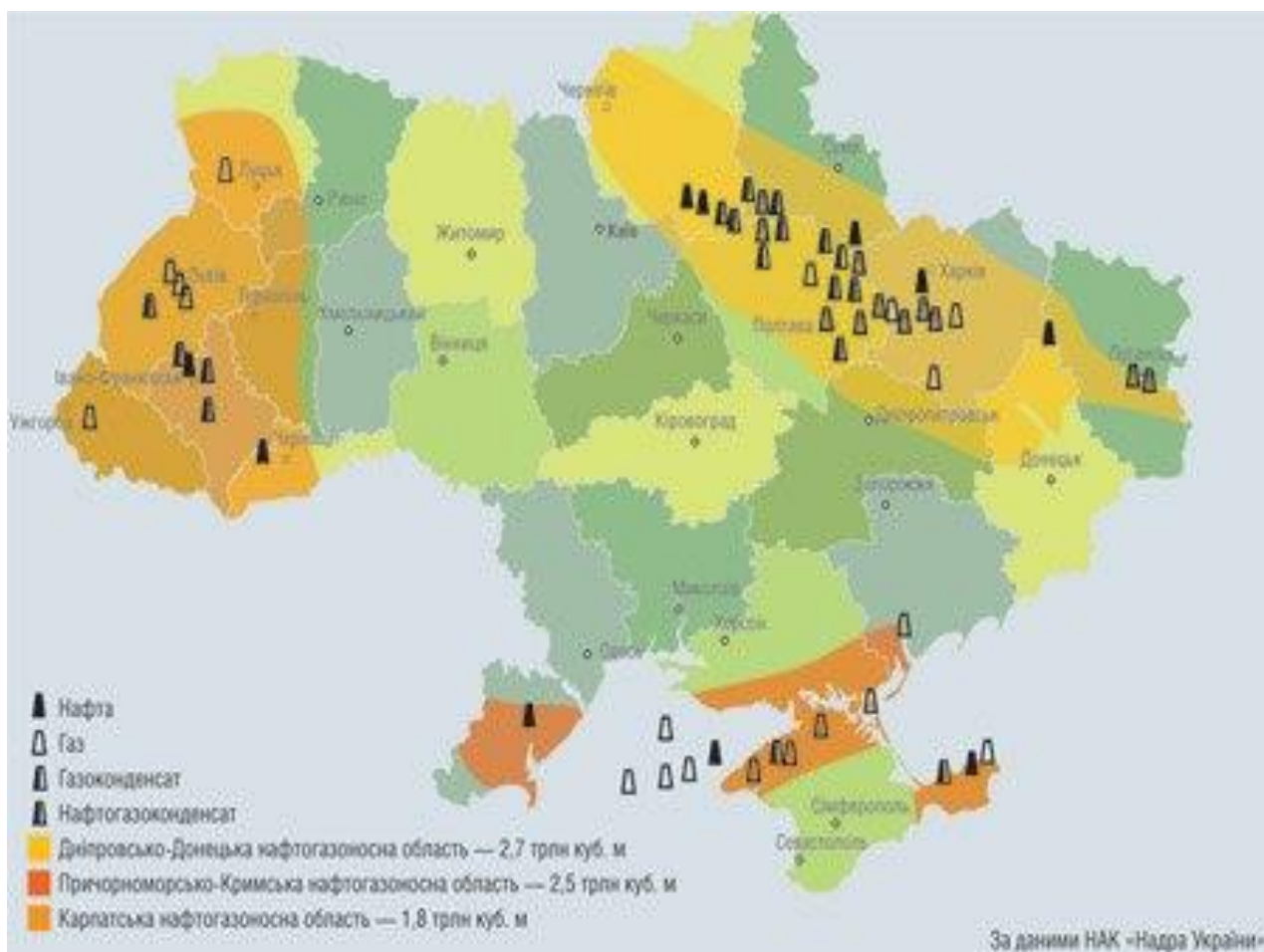


Рисунок 1.2 – Карта родовищ нафти й газу України

Враховуючи середньорічне споживання блакитного палива за останні роки в обсязі 30 млрд м³/рік Україна має всі можливості самостійно задовільнити свою потребу в природному газі на багато десятиліть, однак такі фактори, як корупція, відсутність коштів на розробку родовищ і низька ціна російського газу основною цільовою діяльністю став транзит газу з Росії до країн Європи.

ГТС України тісно пов'язана із системами газогону сусідніх країн – Білорусі, Польщі, Словаччини, Молдови, Румунії, Угорщини та Росії і через них інтегрована до газотранспортної мережі Європи. Умовно, ГТС України можна розділити на західний транзитний коридор (газопроводи «Союз», «Уренгой – Помари – Ужгород», «Прогрес») та південний коридор («Слець – Кременчук – Кривий Ріг», «Шебелинка – Диканька – Кривий-Ріг – Ізмаїл», «Ананії – Ізмаїл» та «Роздільна – Ізмаїл») [12].

З 1 січня 2020 року ТОВ «Оператор ГТС України» було відокремлено від «Нафтогаз» і компанія стала монополістом з питань транспортування газу українцям та транзиту до країн Європи.

Оператор ГТС, виконуючи умови договору транспортування природного газу [13] та на підставі Кодексу ГТС [14] надає суб'єктам ринку природного газу право користуватись ГТС у рамках розподілення потужностей на місцях входу і виходу та надання послуг з транспортування газу у рамках потужностей, згідно договорів.

Відповідно до Кодексу ГТС та вимог захисту навколишнього середовища Оператор ГТС забезпечує:

- безперебійне функціонування ГТС і виконання договорів по транспортуванню, укладеними з замовниками ;
- функціонування ГТС в найефективніший спосіб, щоб забезпечити потрібну надійність і збереження якості природного газу при транспортуванні;
- експлуатацію, ремонтні роботи устаткування і мереж ГТС у спосіб, що буде забезпечувати надійність робочих процесів;
- можливість ГТС задовільнити потреби споживачів у транспортуванні природного газу та вирішення питань, направлених на її розвиток при необхідності збільшення обсягів транспортування;
- співпрацю з операторами суміжних систем та їх розвитку;
- оперативно–диспетчерське керування процесами транспортування природного газу і підтримання його кількісних та якісних показників;

- періодичне впровадження дослідницьких робіт у сфері аналізу потреб ринку природного газу, результати яких будуть взяті до уваги при підготовці майбутніх планів модернізації;

- керування перевантаженнями для прямих споживачів і замовників.

Оператор ГТС здійснює послуги з транспортування природного газу від моменту отримання його на точці входу й до передачі у точці виходу.

1.2 Аналіз наукових праць в напрямку ефективного використання інфраструктури для забезпечення маневреності при змінах режимів роботи технологічного обладнання

Питання розвитку ГТС України в рамках євроінтеграції досліджено у роботі [15]. Автор дослідив основні тенденції розвитку ринку природного газу та встановив їх вплив на функціонування та подальший розвиток газового ринку України. В результаті дослідження було виявлено, що становище газового сектору України демонструє поступову динаміку зниження обсягу споживання та видобування природного газу. Автор пропонує при майбутньому плануванні модернізації ГТС України приділити увагу загальносвітовим тенденціям на світовому ринку енергоресурсів, особливо: інтереси країн-імпортерів, які роблять все, щоб ринок природного газу став монополізованим, інтереси країн-експортерів та забезпечити конкурентоспроможність ГТС України шляхом модернізації технічної та виробничої бази, осучаснення корпоративної і облікової структур, щоб інтеграція української ГТС в європейську пройшла успішно.

Про ймовірні загрози майбутньому функціонуванню ГТС України свідчить щорічний статистичний журнал–огляд британської нафтогазової компанії «British Petroleum» [16]. Згідно з отриманими даними, за 2019 р. світове споживання природного газу знизилось на 1,3%, що лише на половину менше за приріст попередніх років. Однак світові обсяги торгівлі зросли на 5%, і це перевищує середнє значення останнього десятиліття у зв'язку з рекордним збільшенням обсягів компримованого природного газу на 54 млрд м³ за рік.

Загалом, дане дослідження вказує на те, що в умовах підвищення росту конкуренції, загальноєвропейського економічному спаду, геополітичним конфліктам і ослабленню позицій природного газу перед вугіллям і нетрадиційними джерелами енергії, ГТС України має бути готовою швидко підлаштовуватись до нових викликів.

Про можливі напрямки реформування та роль нормативної документації у забезпеченні безвідмовного і надійного функціонування ГТС України зазначено у праці [17]. Автори статті приділяють увагу необхідності регламентування виробничих аспектів і робочих процесів ГТС.

Розглядається введення оновленої багаторівневої корпоративної системи стандартизації, починаючи від рівня держави і до окремих підприємств із впровадженням результатів наукових робіт, перспективних технологій. Надані рекомендації з розроблення методології й інструментарію, що б дозволяло здійснити аналіз нормативної документації та ідентифікації неактуальних в сучасних умовах документів з метою їх відміни. Також були розглянуті синергетичні ефекти, що можуть мати місце, при функціонуванні корпоративних систем стандартизації та впроваджених систем керування: ISO 14000, ISO 50001, OHSAS 18000.

Варіант покрокової автоматизації керування ГТС України із застосуванням методології згідно стандарту ANSI/ISA-95 розглядається у науковій праці [18]. В рамках дослідження було проаналізовано ступінь автоматизації ГТС України станом на 2020 р. За даними АТ «Укртрансгаз», яке було попереднім оператором ГТС, функціонувала комп'ютерна мережа у понад 100 вузлів у межах України і за допомогою програмних забезпечень Hyper-V і Oracle-VM реалізувалось обчислювальне середовище.

Було інтегровано автоматизовану систему диспетчерського управління на основі SCADA і проведена організація ІТ процесів Microsoft Operation Framework (MOF) / Information Technology Infrastructure Library (ITIL) та застосування системи автоматизованого управління на базі SAPERP.

Реалізація запропонованої авторами концепції дасть змогу забезпечити автоматизований обмін даними по управлінській вертикалі «стратегічне управління – оперативне управління – керування технологічними процесами», модернізувати систему моніторингу цілісності технологічних об'єктів та підвищити ефективність робочих процесів ГТС України шляхом керування конфігурацією мережі.

Питання модернізування ГТС України в рамках енергетичної безпеки розглянуті у роботі [19]. Основними проблемами, які демонструють недосконалість української ГТС автори називають:

- високий ступінь зношеності обладнання і засобів системи,
- відсутність інвестицій, направлених на оновлення матеріально-технічної бази,
- погана координація економічних відносин між країною та ГТС, як суб'єктом господарницької діяльності,
- відсутність довготривалої політики України у напрямку розвитку міжнародних газотранспортних відносин між державами-постачальниками та споживачами й недостатня законодавча й політична складові у розгляді реалізації задач розвитку енергетичного сектору України.

З метою поліпшення стану ГТС рекомендовано звернути увагу на виконання задач, що посприяють оперативним і якісним результатам, особливо:

- покращення інвестиційного клімату, захисту капіталів і алгоритму приватизації у газотранспортній сфері;
- гармонізація законодавства та стандартів України до вимог європейських країн;
- забезпечення рівноправної ринкової конкуренції;
- інтегрування механізмів забезпечення ліквідності взаємних заборгованостей між підприємствами;
- пошук нових шляхів співробітництва з країнами Азії та Близького Сходу, як з потенційними клієнтами у сфері будівельно-монтажних робіт газового обладнання та інженерно-консалтингових послуг.

Питання необхідності проведення реструктуризації галузі транспортування природного газу розглядається також науковцем Л. Т. Гораль у публікації [20]. Оскільки ремонтні роботи основних засобів, термін експлуатації яких вже на граничній межі лише протягом певного часу дозволить підтримати працездатність ГТС, слід до вирішення цієї проблеми підійти більш комплексно.

Реструктуризація має включати: корінну перебудову ГТС або її елементів, розширення чи будівництво нових компресорних цехів, введення в експлуатацію сучаснішого обладнання, впровадження нових технологічних процесів, що дозволить підвищити об'єми подачі природного газу та покращити екологічні й економічні показники.

Пропонується проведення системного аналізу стану ГТС України, розробка та інтеграція комплексів технічних і організаційних заходів, враховуючи такі аспекти, як: існуючі напрямки й об'єми транспортування газу по території України, проекти диверсифікації поставок природного газу, наявність вільних електроенергетичних потужностей на шляхах МГ чи при плануванні маршруту прокладання нових відгалужень і положення міжнародних протоколів у сфері екологічної та безпеки навколишнього середовища.

У роботах [21-22] проведені дослідження шляхів інтегрування енергозберігаючих технологій ГТУ. Проаналізовані варіанти застосування складних термодинамічних циклів і технологічних схем з метою підвищення значень ККД ГТУ. Розглянуто вплив параметрів робочого процесу з наданням рекомендацій стосовно конструктивних рішень.

Питання доцільності використання безпілотних літальних апаратів (БПЛА) для моніторингу стану трубопровідних магістралей розглянуто у дослідженні [23].

Аналіз показав, що в першу чергу застосування БПЛА дозволить виявити можливі місця витоків, побачити зони підвищеного корозійного впливу і попередити невідворотні наслідки, спричинені можливими аварійними ситуаціями.

Отже, визначення оптимального режиму сумісної роботи лінійних КС та ділень МГ з метою мінімізації витрати паливного газу при транспортування природного газу МГ є актуальним і необхідним завданням для модернізації ГТС України.

Висновки за розділом

1. Проведено аналіз сучасного стану газотранспортна системи України.
2. Виконано огляд наукових праць в напрямку ефективного використання інфраструктури ГТС для забезпечення маневреності при змінах режимів роботи технологічного обладнання.
3. Зазначено, що визначення оптимального режиму сумісної роботи лінійних КС та ділень МГ з метою мінімізації витрати паливного газу при транспортування природного газу магістральним газопроводом є актуальним і необхідним завданням для модернізації ГТС України.

РОЗДІЛ. 2 МЕТОДИКА ПОБУДОВИ АЛГОРИТМУ РОЗРАХУНКУ ВПЛИВУ ЗУПИНКИ ЛІНІЙНОЇ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ НА НОМІНАЛЬНУ ПРОДУКТИВНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ

2.1 Опис алгоритму математичного моделювання режимів роботи нагнітачів природного газу

З метою дослідження впливу зупинки лінійної КС на номінальну продуктивність газопроводу було створено алгоритм проведення обчислень за методикою. [24]

Першим кроком алгоритму є математичне моделювання нагнітача природного газу, що відображено на рис. 2.1.

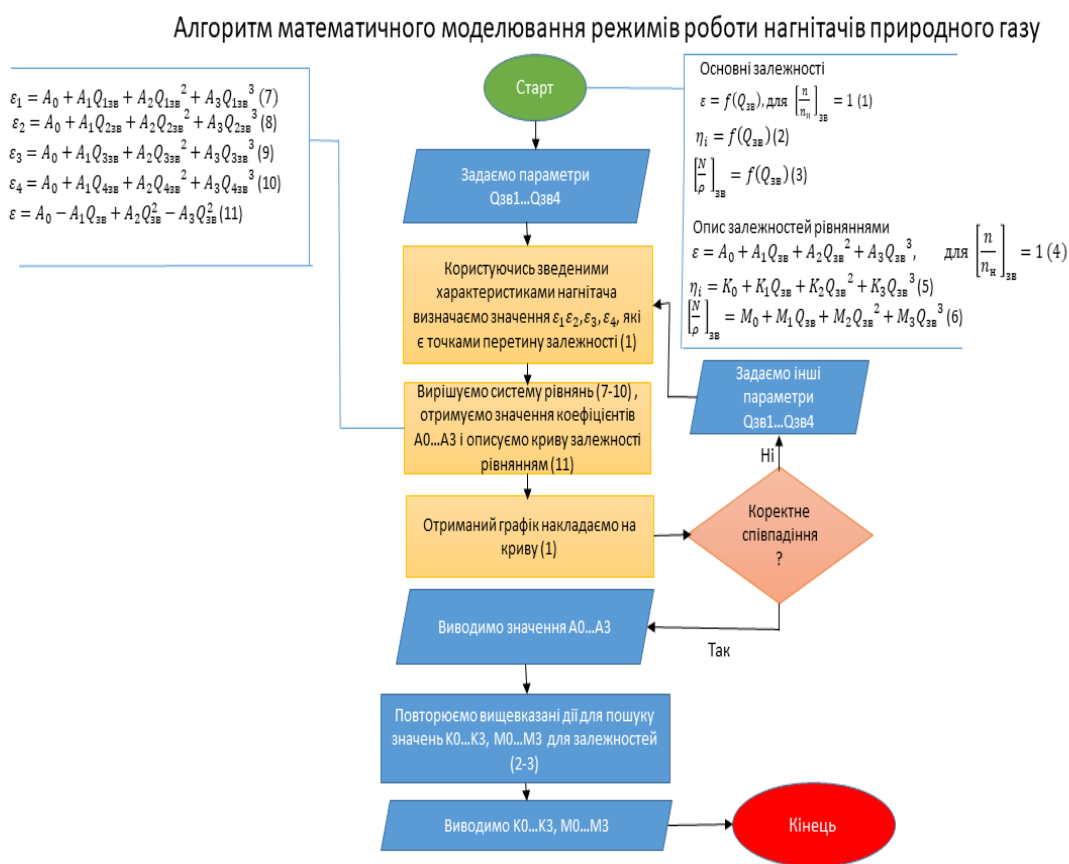


Рисунок 2.1– Алгоритм математичного моделювання нагнітачів природного газу

Для розрахунків було використано зведені характеристики нагнітачів моделей RF-2BB-30 та КЛАРК-655 P2 фірми «Demag», які надано на рис. 2.2 та рис. 2.3.

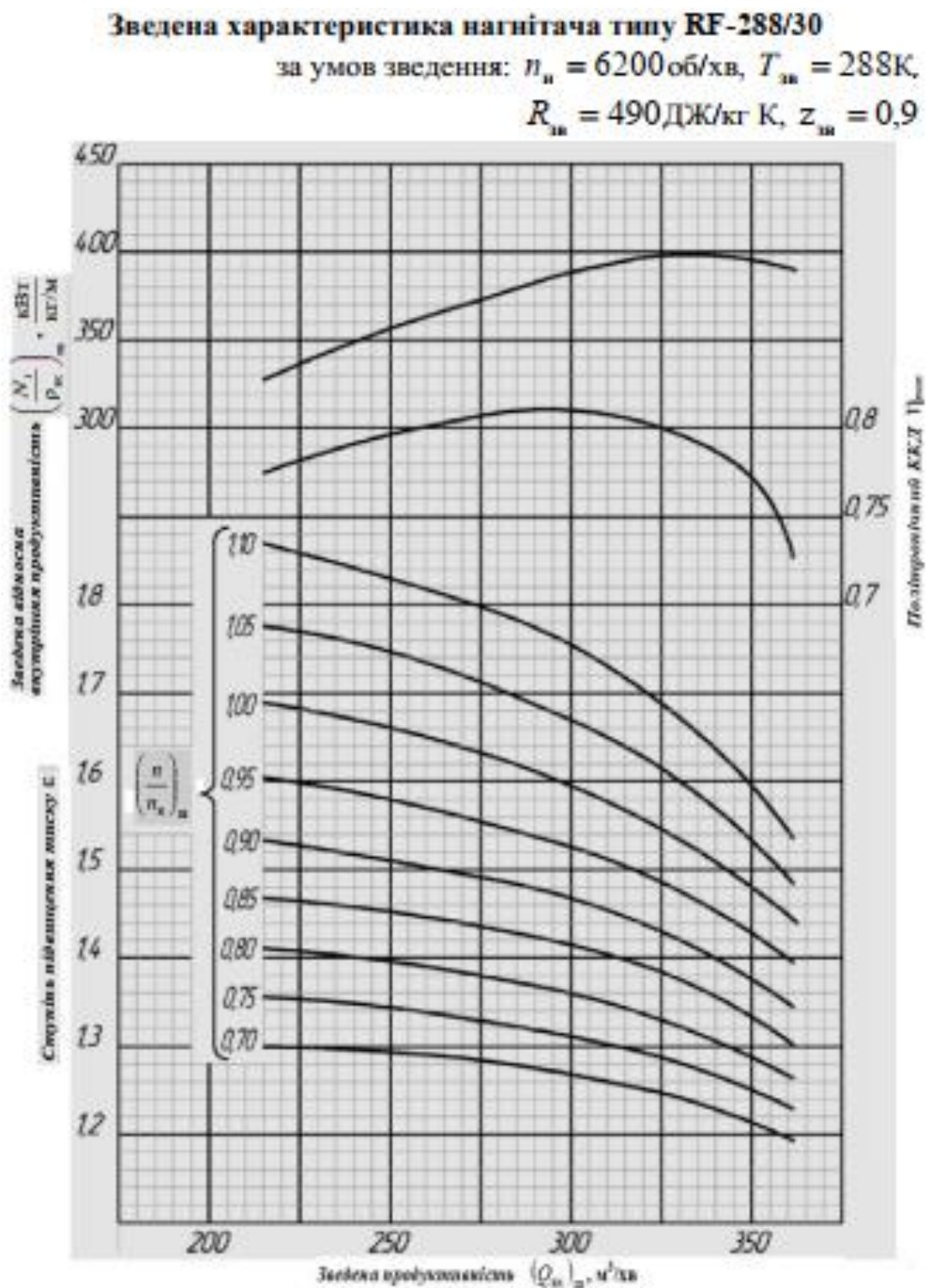


Рисунок 2.2 – Зведена характеристика нагнітача моделі RF-2BB-30

**Зведена характеристика нагнітача КЛАРК-655 Р2
фірми «ДЕМАГ»**

за умов зведення: $n_{\text{н}} = 6500 \text{ об/хв}$, $T_{\text{нв}} = 298\text{К}$,
 $R_{\text{нв}} = 478 \text{ Дж/кг К}$, $z_{\text{нв}} = 0,9$

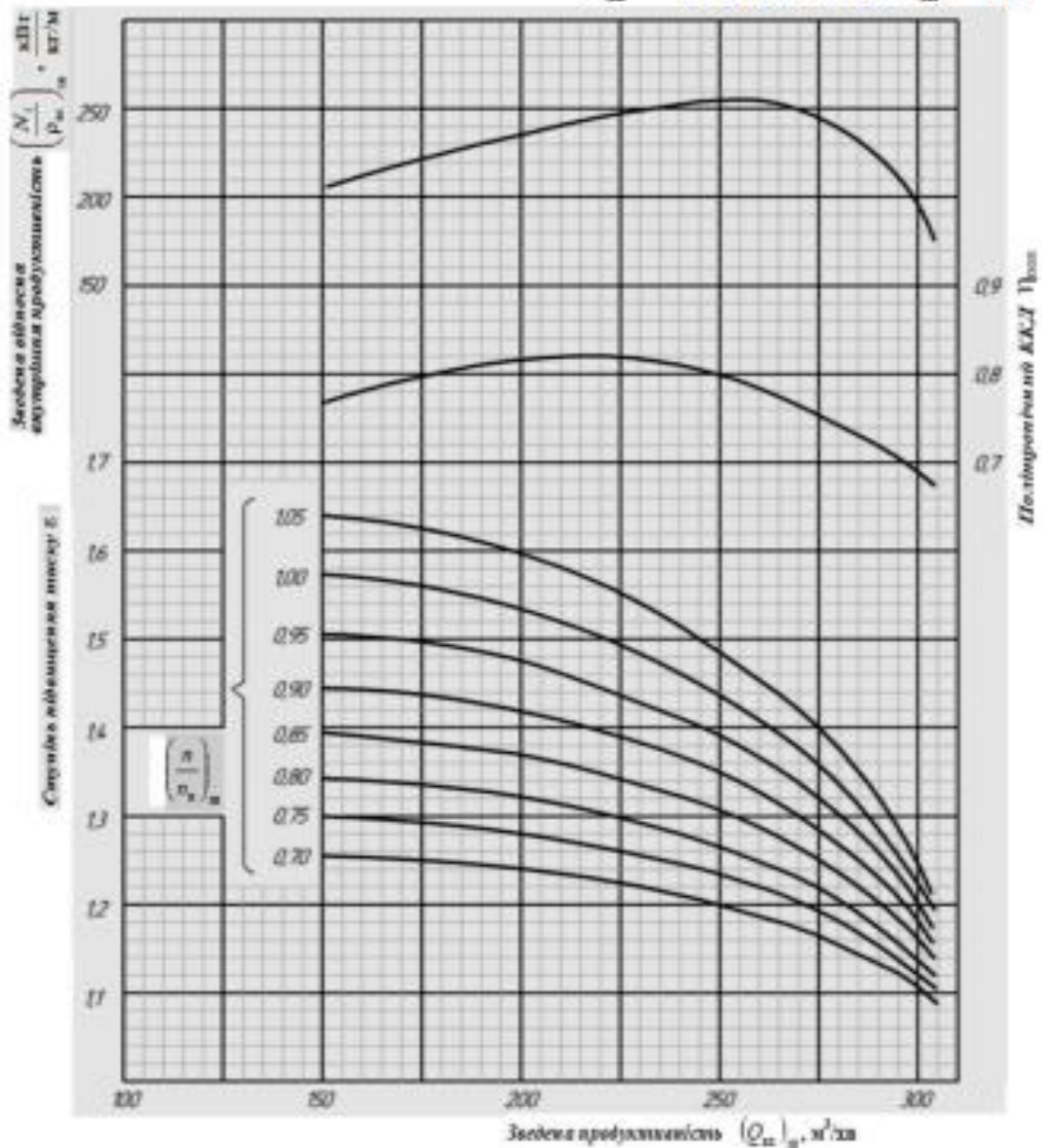


Рисунок 2.3 – Зведена характеристика нагнітача КЛАРК–655 Р2 фірми «Demag»

Математичне моделювання нагнітача дасть змогу подальшого визначення оптимальних параметрів перекачування природного газу по МГ, раціонально використовувати паливний газ і оптимізувати кількість працюючих ГПА.

Основою проведення розрахунків є чотиричленні рівняння, які описують криві залежності відповідного нагнітача.

Характеристикою є залежність таких параметрів, як ступінь підвищення тиску ε , політропічний ККД η_i та питома зведена адіабатна потужність $\left[\frac{N}{\rho}\right]_{3B}$ від зведеної продуктивності Q_{3B} за умов всмоктування у м³/хв. Під умовами всмоктування розуміються значення параметрів тиску P_{BC} , коефіцієнту стиснення газу z_{BC} і температури T_{BC} на вході у нагнітач природного газу [24].

$$\varepsilon = f(Q_{3B}), \text{ для } \left[\frac{n}{n_H}\right]_{3B} = 1 \quad (2.1)$$

$$\eta_i = f(Q_{3B}) \quad (2.2)$$

$$\left[\frac{N}{\rho}\right]_{3B} = f(Q_{3B}) \quad (2.3)$$

Другим кроком є опис залежностей (2.1–2.3) наступними рівняннями:

$$\varepsilon = A_0 + A_1 Q_{3B} + A_2 Q_{3B}^2 + A_3 Q_{3B}^3, \text{ для } \left[\frac{n}{n_H}\right]_{3B} = 1 \quad (2.4)$$

$$\eta_i = K_0 + K_1 Q_{3B} + K_2 Q_{3B}^2 + K_3 Q_{3B}^3 \quad (2.5)$$

$$\left[\frac{N}{\rho}\right]_{3B} = M_0 + M_1 Q_{3B} + M_2 Q_{3B}^2 + M_3 Q_{3B}^3 \quad (2.6)$$

У рівняннях (2.4–2.6) коефіцієнти $A_0 \dots A_3, K_0 \dots K_3, M_0 \dots M_3$ є невідомими і з метою їх визначення користуємось зведеними характеристиками нагнітачів. Коефіцієнти $A_0 \dots A_3$ на залежності $\varepsilon = f(Q_{3B})$ для $\left[\frac{n}{n_H}\right]_{3B} = 1$ у координатах ε (ордината) – Q_{3B} (абсциса), по вісі абсцис також значення ступені стиснення ε (рис. 3-4). Спочатку задаємось обраним значенням Q_{13B} і перпендикулярно до вісі абсцис проводиться пряма лінія до того моменту, як вона перетне на рисунку зведеної характеристики криву $\varepsilon = f(Q_{3B}), \text{ для } \left[\frac{n}{n_H}\right]_{3B} = 1$.

З цієї точки вліво паралельно вісі абсцис проводимо лінію до перетину з віссю ординат ε і в результаті отримуємо значення ступені стиснення ε_1 . Ідентична процедура проводиться і для обраних значень $Q_{23B}, Q_{33B}, Q_{43B}$ для визначення відповідних значень ступеню стиснення $\varepsilon_2, \varepsilon_3, \varepsilon_4$, що в результаті дасть змогу скласти систему чотирьох рівнянь з чотирма невідомими [24]:

$$\varepsilon_1 = A_0 + A_1 Q_{13B} + A_2 Q_{13B}^2 + A_3 Q_{13B}^3 \quad (2.7)$$

$$\varepsilon_2 = A_0 + A_1 Q_{23B} + A_2 Q_{23B}^2 + A_3 Q_{23B}^3 \quad (2.8)$$

$$\varepsilon_3 = A_0 + A_1 Q_{33B} + A_2 Q_{33B}^2 + A_3 Q_{33B}^3 \quad (2.9)$$

$$\varepsilon_4 = A_0 + A_1 Q_{43B} + A_2 Q_{43B}^2 + A_3 Q_{43B}^3 \quad (2.10)$$

Існує багато варіантів розрахунку даної системи рівнянь. У даному випадку розрахунок коефіцієнтів $A_0 \dots A_3$ було виконано у програмному середовищі Mathcad і приклад розрахунку відображено на рис. 2.4.

Given

$$\varepsilon_1 = A_0 + A_1 \cdot Q_{11} + A_2 \cdot Q_{11}^2 + A_3 \cdot Q_{11}^3$$

$$\varepsilon_2 = A_0 + A_1 \cdot Q_{12} + A_2 \cdot Q_{12}^2 + A_3 \cdot Q_{12}^3$$

$$\varepsilon_3 = A_0 + A_1 \cdot Q_{13} + A_2 \cdot Q_{13}^2 + A_3 \cdot Q_{13}^3$$

$$\varepsilon_4 = A_0 + A_1 \cdot Q_{14} + A_2 \cdot Q_{14}^2 + A_3 \cdot Q_{14}^3$$

$$\text{Find}(A_0, A_1, A_2, A_3) \rightarrow \begin{pmatrix} 1.8959615384615384615 \\ -0.0024188461538461538462 \\ 0.000011861538461538461538 \\ -2.3846153846153846154e-8 \end{pmatrix}$$

$$A_0 := 1.8959615384615384615$$

$$A_1 := -0.0024188461538461538462$$

$$A_2 := 0.000011861538461538461538$$

$$A_3 := -2.3846153846153846154e-8$$

Рисунок 2.4 – Розрахунок коефіцієнтів $A_0 \dots A_3$ для математичної моделі нагнітача природного газу RF2–BB/30

Після отримання значень коефіцієнтів $A_0 \dots A_3$, необхідно описати рівнянням криву залежності $\varepsilon = f(Q_{3B})$, для $\left[\frac{n}{n_H} \right]_{3B} = 1$, яке матиме наступний вигляд:

$$\varepsilon = A_0 - A_1 Q_{3B} + A_2 Q_{3B}^2 - A_3 Q_{3B}^3 \quad (2.11)$$

Для перевірки коректності даного рівняння, визначається ступінь стиснення ε для інших значень $Q_{зв}$ і отриманий графік накладається на криву $\varepsilon = f(Q_{зв})$, для $\left[\frac{n}{n_n}\right]_{зв} = 1$.

При коректному співпадінні до зведеної характеристики нагнітача, то рівняння (2.11) йде в основу проведення наступних розрахунків, але якщо співпадіння немає, слід задатись чотирма іншими значеннями $Q_{зв}$, визначити повторно для них значення ε та необхідно наново провести вище вказаний алгоритм дій з визначення коефіцієнтів $A_0 \dots A_3$. З метою опису залежності залежності політропного ККД $\eta_i = f(Q_{зв})$ застосовується рівняння (2.5).

Коефіцієнти $K_0 \dots K_3$ визначаються за ідентичною процедурою, наведеною вище, як для $\varepsilon = f(Q_{зв})$ у координатах η_i та $Q_{зв}$, згідно рис. 2.2–2.3, і так само визначається значення η_i для інших обраних значень $Q_{зв}$ з подальшим накладанням на криву $\eta_i = f(Q_{зв})$.

При умові коректного співпадіння рівняння (2.5) з визначеними значеннями коефіцієнтів $K_0 \dots K_3$ лягає в основу подальших розрахунків. Якщо співпадіння некоректне, слід задатись іншими чотирма значеннями $K_0 \dots K_3$ і визначити коефіцієнти η_i за вищевказаним алгоритмом.

Щоб визначити максимальне значення індикаторного (політропного) ККД η_i , потрібно визначити диференціал рівняння (2.5) за зведеною продуктивністю $Q_{зв}$ і прирівняти його до нуля.

$$\frac{d\eta_i}{dQ_{зв}} = K_1 + 2K_2 Q_{зв} + 3K_3 Q_{зв}^2 = 0 \quad (2.12)$$

Рівняння (2.12) є квадратним і має два корені, один з яких є максимальним значенням залежності (2.2) і визначає величину зведеної продуктивності $Q_{зв\eta_i}$, за якої індикаторний ККД набуває максимального значення, а другий корень рівняння не розглядається, оскільки він є від'ємним й тому некоректним.

$$Q_{зв\eta_i} = \frac{-2K_2 + \sqrt{(2K_2)^2 - 12K_1K_3}}{6K_3}, \text{ м}^3/\text{хв} \quad (2.13)$$

Підставивши отримане значення $Q_{зв\eta_i}$ до рівняння (2.5), отримаємо значення максимального індикаторного ККД:

$$\eta_{i \max} = K_0 + K_1 Q_{зв\eta_i} + K_2 Q_{зв\eta_i}^2 + K_3 Q_{зв\eta_i}^3 \quad (2.14)$$

Аналогічним чином з рівняння (2.6) отримуємо значення оптимальної потужності нагнітача $N_{зв \text{ опт}}$:

$$Q_{зв \text{ опт}N} = \frac{-2M_2 + \sqrt{(2M_2)^2 - 12M_1M_3}}{6M_3}, \text{ кВт} \quad (2.15)$$

Щоб описати залежності приведені до густини природного газу зведеної потужності $\left[\frac{N}{\rho}\right]_{зв} = f(Q_{зв})$ у координатах $\left[\frac{N}{\rho}\right]_{зв}$ та $Q_{зв}$ (див. рис. 2.2 – 2.3), знаходимо коефіцієнти $M_0 \dots M_3$ у ідентичній послідовності, як було описано вище для залежностей (2.1–2.2).

2.2 Опис алгоритму розрахунку фізичних властивостей природного газу за заданим компонентним складом

Алгоритм виконання розрахунку фізичних властивостей природного газу зображено на рис. 2.5.

Першим кроком є введення табличних параметрів природного газу з заданим компонентним складом, основні з яких викладено у табл. 2.1.

Розрахунок молекулярної маси природного газу за нормальних умов ($T_H = 273,15 \text{ К}$, $P_H = 0,1013 \text{ МПа}$) виконується за формулою:

$$\mu = C_{H_4} \cdot \mu_{C_{H_4}} + C_{C_2H_6} \cdot \mu_{C_2H_6} + C_{C_3H_8} \cdot \mu_{C_3H_8} + N_2 \cdot \mu_{N_2} + CO_2 \cdot \mu_{CO_2}, \text{ кг/моль} \quad (2.16)$$

Наступним пунктом є визначення густини компонентів природного газу. Формула розрахунку густини метану має вигляд:

$$\rho_{CH_4} = \frac{C_{H_4} \cdot \mu_{CH_4}}{22.4}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.17)$$

Аналогічним чином проводиться визначення густини інших компонентів газової суміші і отримуємо густину суміші за нормальних умов, стандартних умов ($T_c = 293,15 \text{ К}$, $P_c = 0,1013 \text{ МПа}$) та відносну густину.

$$\rho_H = \rho_{CH_4} + \rho_{C_2H_6} + \rho_{C_3H_8} + \rho_{N_2} + \rho_{CO_2}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.18)$$

$$\rho_c = \rho_H \frac{T_H}{T_c}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.19)$$

$$\Delta = \frac{\rho_c}{\rho_H}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.20)$$

Алгоритм розрахунку фізичних властивостей природного газу за заданим компонентним складом

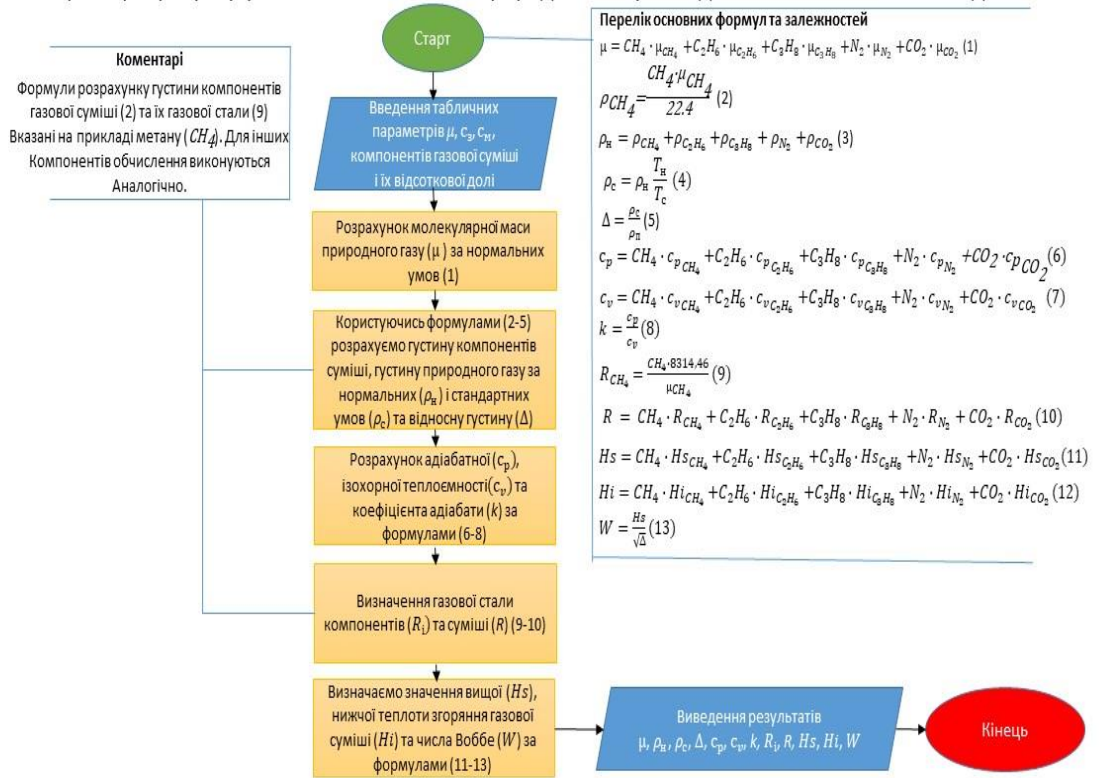


Рисунок 2.5 – Алгоритм розрахунку фізичних властивостей природного газу за заданим компонентним складом

Таблиця 2.1.

Заданий компонентний склад природного газу

Компонент природного газу	Хімічна формула	Доля у суміші, %	Молярна маса μ , кг/моль	Ізобарна теплоємність c_p , Дж/кг·К	Ізохорна теплоємність c_v , Дж/кг·К
Метан	CH ₄	95	16,043	2220	1720
Етан	C ₂ H ₆	0,8	30,07	1760	1440
Пропан	C ₃ H ₈	1,2	44,097	1570	1380
Азот	N ₂	1	28,016	1050	750
Вуглекислий газ	CO ₂	2	44,01	1050	750

Після отримання значень відносної густини газової суміші та густини за нормальних й стандартних переходимо до розрахунку адіабатної теплоємності, ізохорної теплоємності і коефіцієнту адіабати

$$c_p = CH_4 \cdot c_{p_{CH_4}} + C_2H_6 \cdot c_{p_{C_2H_6}} + C_3H_8 \cdot c_{p_{C_3H_8}} + \quad (2.21)$$

$$+ N_2 \cdot c_{p_{N_2}} + CO_2 \cdot c_{p_{CO_2}}, \text{Дж/кг} \cdot \text{К}$$

$$c_v = CH_4 \cdot c_{v_{CH_4}} + C_2H_6 \cdot c_{v_{C_2H_6}} + C_3H_8 \cdot c_{v_{C_3H_8}} + \quad (2.22)$$

$$+ N_2 \cdot c_{v_{N_2}} + CO_2 \cdot c_{v_{CO_2}}, \text{Дж/кг} \cdot \text{К}$$

$$k = \frac{c_p}{c_v} \quad (2.23)$$

Для визначення газової стали природного газу необхідно розрахувати газову сталу для кожного його компоненту.

$$R_{CH_4} = \frac{CH_4 \cdot 8314,46}{\mu_{CH_4}}, \text{Дж/кг} \quad (2.24)$$

Розрахунок газової стали інших компонентів виконується аналогічним чином, користуючись формулою (2.24) та отримуємо газову сталу природного газу:

$$R = CH_4 \cdot R_{CH_4} + C_2H_6 \cdot R_{C_2H_6} + C_3H_8 \cdot R_{C_3H_8} + \quad (2.25)$$

$$+ N_2 \cdot R_{N_2} + CO_2 \cdot R_{CO_2}, \text{Дж/кг}$$

Для отримання значень вищої (H_s) та нижчої теплоти згоряння природного газу (H_i) необхідно провести наступні обчислення (значення вищої та нижчої теплоти згоряння компонентів газової суміші викладено у табл. 2.2):

$$H_s = CH_4 \cdot H_{s_{CH_4}} + C_2H_6 \cdot H_{s_{C_2H_6}} + C_3H_8 \cdot H_{s_{C_3H_8}} + \quad (2.26)$$

$$+ N_2 \cdot H_{s_{N_2}} + CO_2 \cdot H_{s_{CO_2}}, \text{МДж/м}^3$$

$$H_i = CH_4 \cdot H_{i_{CH_4}} + C_2H_6 \cdot H_{i_{C_2H_6}} + C_3H_8 \cdot H_{i_{C_3H_8}} + \quad (2.27)$$

$$+ N_2 \cdot H_{i_{N_2}} + CO_2 \cdot H_{i_{CO_2}}, \text{МДж/м}^3.$$

Таблиця 2.2

Значення вищої та нижчої теплоти згоряння компонентів суміші

Компонент природного газу	Хімічна формула	Вища теплота згоряння H_s , МДж/м ³	Нижча теплота згоряння H_i , МДж/м ³
Метан	CH ₄	37,024	33,365
Етан	C ₂ H ₆	64,88	59,3
Пропан	C ₃ H ₈	92,25	84,93
Азот	N ₂	0	0
Вуглекислий газ	CO ₂	0	0

Останнім кроком за алгоритмом розрахунку фізичних властивостей природного газу є визначення числа Воббе:

$$W = \frac{Hs}{\sqrt{\Delta}} \quad (2.28)$$

2.3 Опис алгоритму розрахунку режиму роботи компресорної станції

Задачею розрахунку режиму роботи КС є:

- визначення необхідної кількості ГПА n , для перекачування заданого обсягу природного газу $Q_{КС}$;
- визначення степені підвищення тиску ε , абсолютного тиску P_H і температури T_n на виході з нагнітача;
- розрахунок індикаторного ККД ГПА η_i ;
- отримання значень потужності силової турбіни N_T .

Для виконання цих задач було створено алгоритм розрахунку режиму роботи КС, який зображено на рис. 2.6 та рис. 2.7.

Вихідними параметрами для проведення обчислювань є отримані криві залежностей (2.1 – 2.3), зведені параметри $z_{ЗВ}, R_{ЗВ}, T_{ЗВ}$ та номінальні оберти $n_{НОМ}$ відповідного нагнітача, фізичні властивості природного газу із заданим компонентним складом (Δ, ρ_c), абсолютний тиск $P_{ВХ}$ та температура $T_{ВХ}$ на вході в ГПА (кран №1), втрата потужності на з'єднувальній муфті ротора силової турбіни й ротора нагнітача N_M , та обсяг паливного газу на одиницю потужності приводу ГПА.

Відповідно до алгоритму (див. рис. 2.6 – 2.7) розраховуємо значення абсолютного тиску на вході в ГПА $P_{ВХ}$ з умови, що відомо значення на крані №7 МГ $p_{ВХ \text{ №7}}$.

$$P_{ВХ} = p_{ВХ \text{ №7}} - \Delta P + P_6, \text{ бар}, \quad (2.29)$$

де ΔP - втрати тиску на всмоктувальній лінії КС між кранами №7 та №1 (по ходу газу), P_6 - барометричний (атмосферний) тиск.

Абсолютна температура на вході у КС також обчислюється по температурі природного газу в МГ на крані №7 МГ

$$T_{ВХ} = t_{ВХ \text{ №7}} + 273,15, \text{ К} \quad (2.30)$$

Алгоритм математичного моделювання режиму роботи компресорної станції (1 частина)

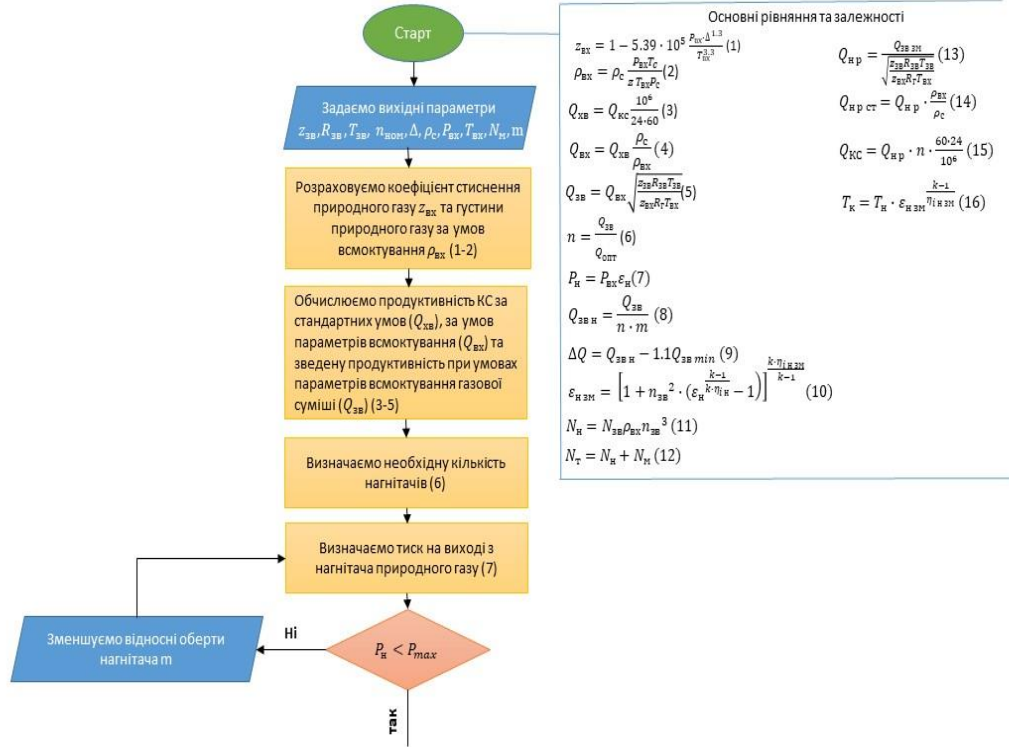


Рисунок 2.6 – Алгоритм розрахунку режиму роботи КС (частина 1)

Алгоритм математичного моделювання режиму роботи компресорної станції (2 частина)

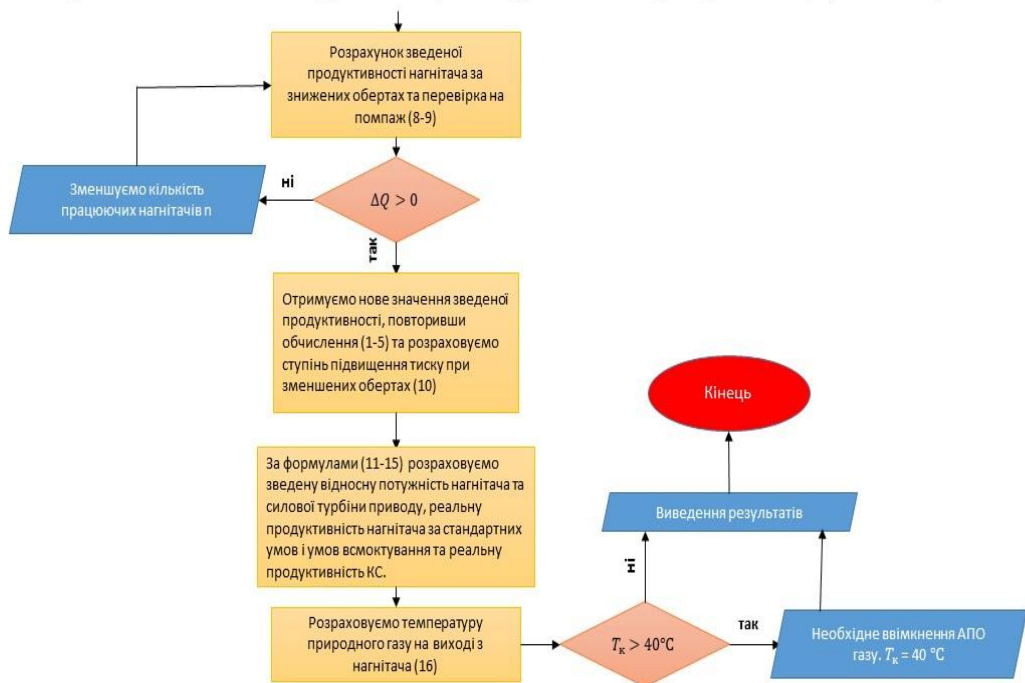


Рисунок 2.7 – Алгоритм розрахунку режиму роботи КС (частина 2)

Щоб визначити продуктивність КС за умов параметрів всмоктування необхідно провести розрахунки коефіцієнту стиснення природного газу $z_{\text{ВХ}}$ та густини природного газу за умов всмоктування $\rho_{\text{ВХ}}$, прийнявши значення тиску і температури за стандартних умов ($P_c = 1,01325$ бар, $T_c = 293,15$ К) за формулами:

$$z_{\text{ВХ}} = 1 - 5.39 \cdot 10^5 \frac{P_{\text{ВХ}} \cdot \Delta^{1.3}}{T_{\text{ВХ}}^{3.3}}, \quad (2.31)$$

$$\rho_{\text{ВХ}} = \rho_c \frac{P_{\text{ВХ}} T_c}{z T_{\text{ВХ}} P_c}, \text{ кг/м}^3. \quad (2.32)$$

Далі виконуємо обчислення продуктивності КС за стандартних умов ($Q_{\text{ХВ}}$), за умов параметрів всмоктування ($Q_{\text{ВХ}}$) та зведеної продуктивності при умовах параметрів всмоктування газової суміші ($Q_{\text{ЗВ}}$) користуючись наступними формулами:

$$Q_{\text{ХВ}} = Q_{\text{КС}} \frac{10^6}{24 \cdot 60}, \text{ м}^3/\text{ХВ}, \quad (2.33)$$

де $Q_{\text{КС}}$ - продуктивність КС, млн м³/добу;

$$Q_{\text{ВХ}} = Q_{\text{ХВ}} \frac{\rho_c}{\rho_{\text{ВХ}}}, \text{ м}^3/\text{ХВ}, \quad (2.34)$$

$$Q_{\text{ЗВ}} = Q_{\text{ВХ}} \sqrt{\frac{z_{\text{ЗВ}} R_{\text{ЗВ}} T_{\text{ЗВ}}}{z_{\text{ВХ}} R_{\text{Г}} T_{\text{ВХ}}}}, \text{ м}^3/\text{ХВ}. \quad (2.35)$$

Наступним кроком є визначення необхідної кількості нагнітачів природного газу за допомогою наступного відношення:

$$n = \frac{Q_{\text{ЗВ}}}{Q_{\text{опт}}}, \quad (2.36)$$

де $Q_{\text{опт}}$ – оптимальна продуктивність нагнітача за формулою (2.5).

Степінь стиснення визначається за формулою (2.4)

Визначаємо тиск на виході з нагнітача природного газу:

$$P_{\text{Н}} = P_{\text{ВХ}} \varepsilon_{\text{Н}}, \text{ бар} \quad (2.37)$$

При визначенні значення тиску на виході з ГПА необхідно, щоб була виконана умова $P_{\text{Н}} < P_{\text{max}}$. В іншому випадку треба зменшити відносні оберти нагнітача m .

Наступним кроком за алгоритмом (рис. 2.6 – 2.7) є розрахунок зведеної продуктивності нагнітача природного газу при знижених обертах та проведення перевірки на помпаж.

$$Q_{зв\ н} = \frac{Q_{зв}}{n \cdot m}, \text{ м}^3/\text{хв}, \quad (2.38)$$

$$\Delta Q = Q_{зв\ н} - 1.1Q_{зв\ min}, \text{ м}^3/\text{хв}, \quad (2.39)$$

де $Q_{зв\ min}$ - мінімальне значення продуктивності нагнітача (рис. 2.2 – 2.3).

При обчисленні (2.39) має виконуватись умова $\Delta Q > 0$, в іншому випадку, слід змінити кількість працюючих агрегатів n .

У відповідності до рівняння (2.5) визначаємо значення індикаторного ККД нагнітача при номінальних обертах $\eta_{i\ н}$.

Нове значення зведеної продуктивності нагнітача природного газу отримується шляхом повторного розрахунку формул (2.31 – 2.35). При зменшених обертах визначення ступеню підвищення тиску виконується наступним чином:

$$\varepsilon_{н\ зм} = \left[1 + n_{зв}^2 \cdot (\varepsilon_{н}^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{i\ н\ зм}}} - 1) \right]^{\frac{k \cdot \eta_{i\ н\ зм}}{k-1}} \quad (2.40)$$

Проводимо визначення нового значення тиску на виході з нагнітача природного газу $P_{н}'$ за формулою:

$$P_{н}' = P_{вх} \varepsilon_{н\ зм}, \text{ бар} \quad (2.41)$$

При розрахунку має виконуватись умова $P_{н}' < 75$. У випадку невідповідності необхідно знизити відносні оберти m .

Використовуючи рівняння (2.6) отримуємо необхідну зведену відносну потужність нагнітача природного газу $N_{зв}$ та розраховуємо необхідну потужність нагнітача $N_{н}$ та силової турбіни приводу $N_{т}$.

$$N_{н} = N_{зв} \rho_{вх} n_{зв}^3, \text{ кВт} \quad (2.42)$$

$$N_{т} = N_{н} + N_{м}, \text{ кВт}, \quad (2.43)$$

де $N_{м}$ – потужність на муфті.

Наступним кроком є обчислення параметрів реальної продуктивності нагнітача за умов всмоктування ($Q_{н\ р}$), за стандартних умов ($Q_{н\ р\ ст}$) та реальної продуктивності КС при стандартних умовах ($Q_{КС}$) за наступними формулами:

$$Q_{\text{нр}} = \frac{Q_{\text{ЗВЗМ}}}{\sqrt{\frac{z_{\text{ЗВ}} R_{\text{ЗВ}} T_{\text{ЗВ}}}{z_{\text{ВХ}} R_{\text{Г}} T_{\text{ВХ}}}}}, \text{ М}^3/\text{ХВ} \quad (2.44)$$

$$Q_{\text{нр ст}} = Q_{\text{нр}} \cdot \frac{\rho_{\text{ВХ}}}{\rho_{\text{с}}}, \text{ М}^3/\text{ХВ} \quad (2.45)$$

$$Q_{\text{КС}} = Q_{\text{нр}} \cdot n \cdot \frac{60 \cdot 24}{10^6}, \text{ МЛН М}^3/\text{Добу} \quad (2.46)$$

Останнім пунктом алгоритму є розрахунок температури природного газу на виході з нагнітача.

$$T_{\text{к}} = T_{\text{н}} \cdot \varepsilon_{\text{нЗМ}}^{\frac{k-1}{\eta_{\text{иЗМ}}}}, \text{ К} \quad (2.47)$$

Якщо $T_{\text{к}} > 40 \text{ }^\circ\text{С}$, то потребується ввімкнення апарату повітряного охолодження (АПО) природного газу і при подальших розрахунках приймаємо $T_{\text{к}} = 40 \text{ }^\circ\text{С}$.

2.4 Опис алгоритму гідравлічного розрахунку ділянки лінійної частини магістрального газопроводу

Метою гідравлічного розрахунку ділянки МГ є отримання величини абсолютного тиску $P_{\text{к}}$ та температури $T_{\text{к}}$ в кінці ділянки МГ для перекачування заданого обсягу природного газу Q . Для виконання цієї задачі було створено алгоритм гідравлічного розрахунку, який зображено на рис. 2.8.

Вихідними даними для виконання обчислень є довжина ділянки лінійної частини МГ L_i , діаметр D , температура ґрунту $T_{\text{гр}}$ та його коефіцієнт теплопровідності $k_{\text{гр}}$.

Першим кроком є розрахунок значення тиску природного газу на виході з нагнітача на крані №7 $P_{\text{вих №7}}$:

$$P_{\text{вих №7}} = P_{\text{вих}} - \Delta P, \text{ бар} \quad (2.48)$$

Значення температури на виході з нагнітача $T_{\text{вих}}$ приймаємо, як $T_{\text{вих}} = T_{\text{к}}$, розраховане у (2.47).

Визначаємо значення коефіцієнту гідравлічного опору λ .

$$\lambda = \frac{0.03817}{D^{0.2}} \quad (2.49)$$

Алгоритм гідравлічного розрахунку ділянки лінійної частини магістрального газопроводу

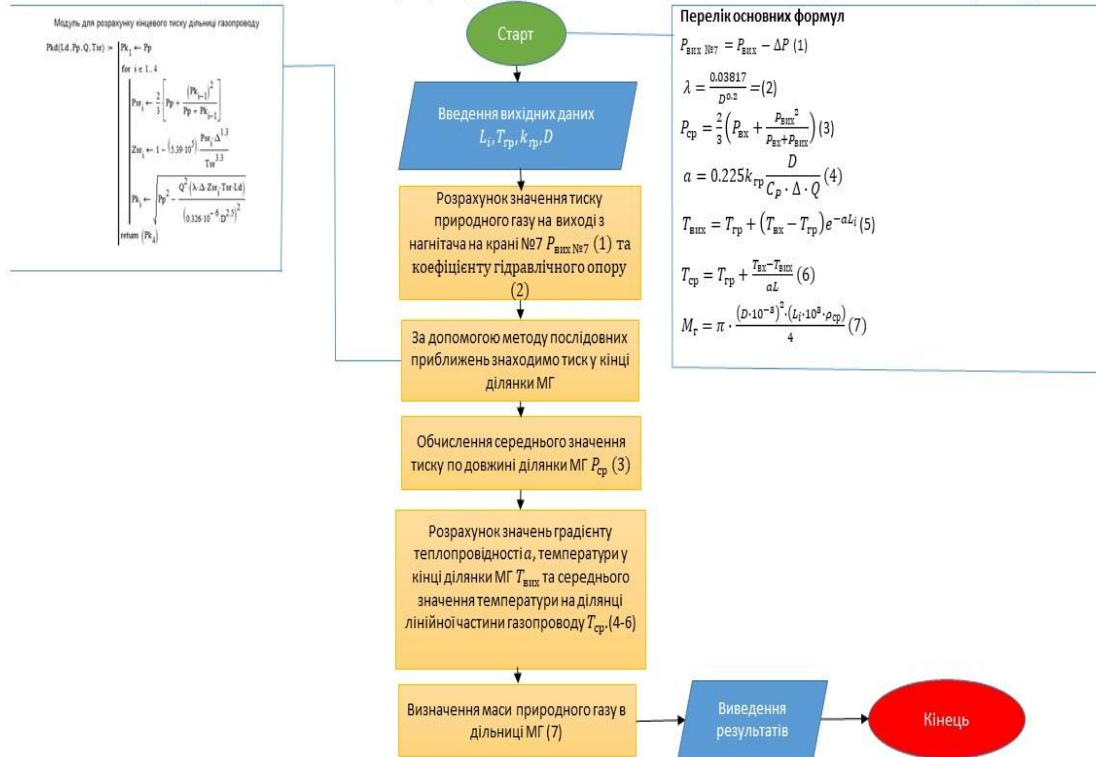


Рисунок 2.8 – Алгоритм гідравлічного розрахунку лінійної частини МГ

Наступним етапом виконання гідравлічного розрахунку є обчислення значення тиску в кінці ділянки МГ $P_{\text{вих}}$. Застосовуючи метод послідовних приближень. Алгоритм виконання розрахунку кінцевого тиску у програмному середовищі висвітлено на рис. 2.9.

Відповідно до алгоритму (див. рис. 2.8) далі обчислюється середнє значення тиску по довжині газопроводу $P_{\text{ср}}$.

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(P_{\text{вх}} + \frac{P_{\text{вих}}^2}{P_{\text{вх}} + P_{\text{вих}}} \right), \text{ бар} \quad (2.50)$$

Наступним є розрахунок значень градієнту теплопровідності між ґрунтом та трубою α , температури у кінці ділянки МГ $T_{\text{вих}}$ та середнього значення температури на ділянці лінійної частини газопроводу $T_{\text{ср}}$:

$$\alpha = 0.225 k_{\text{гр}} \frac{D}{C_p \cdot \Delta \cdot Q}, \quad (2.51)$$

$$T_{\text{вих}} = T_{\text{гр}} + (T_{\text{вх}} - T_{\text{гр}}) e^{-\alpha L_i}, \text{ К} \quad (2.52)$$

$$T_{cp} = T_{гр} + \frac{T_{вх} - T_{вих}}{aL}, \text{ К} \quad (2.53)$$

Останнім кроком є визначення маси природного газу в дільниці МГ M_{Γ} .

$$M_{\Gamma} = \pi \cdot \frac{(D \cdot 10^{-3})^2 \cdot (L_i \cdot 10^3 \cdot \rho_{cp})}{4}, \text{ кг}, \quad (2.54)$$

де ρ_{cp} д i – середнє значення густини природного газу на ділянці газопроводу.

Модуль для розрахунку кінцевого тиску дільниці газопроводу

$$\text{Pkd}(Ld, Pp, Q, Tsr) := \left\{ \begin{array}{l} Pk_1 \leftarrow Pp \\ \text{for } i \in 1..4 \\ \quad P_{sr_i} \leftarrow \frac{2}{3} \cdot \left[Pp + \frac{(Pk_{i-1})^2}{Pp + Pk_{i-1}} \right] \\ \quad Z_{sr_i} \leftarrow 1 - \left(5.39 \cdot 10^5 \right) \cdot \frac{P_{sr_i} \cdot \Delta^{1.3}}{Tsr^{3.3}} \\ \quad Pk_i \leftarrow \sqrt{ Pp^2 - \frac{Q^2 \cdot (\lambda \cdot \Delta \cdot Z_{sr_i} \cdot Tsr \cdot Ld)}{(0.326 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2.5})^2} } \\ \text{return } (Pk_4) \end{array} \right.$$

Рис. 2.9 – Алгоритм розрахунку кінцевого тиску

2.5 Опис загального алгоритму дослідження впливу зупинки лінійної компресорної станції на номінальну продуктивність газопроводу

Для проведення дослідження впливу зупинки лінійної КС на номінальну продуктивність МГ створено алгоритм, який зображено на рис. 2.10.

Порядок виконання обчислень, починається з математичного моделювання нагнітачів природного газу та розрахунку фізичних властивостей природного газу за заданим компонентним складом, користуючись відповідними алгоритмами (див. рис. 2.1 та рис. 2.4).

Наступним кроком є розрахунок режиму роботи лінійних КС та гідравлічний розрахунок відповідних ділянок МГ в порядку, викладеному на рис. 2.6 – 2.8.

Алгоритм дослідження зупинки лінійної компресорної станції на номінальну продуктивність МГ

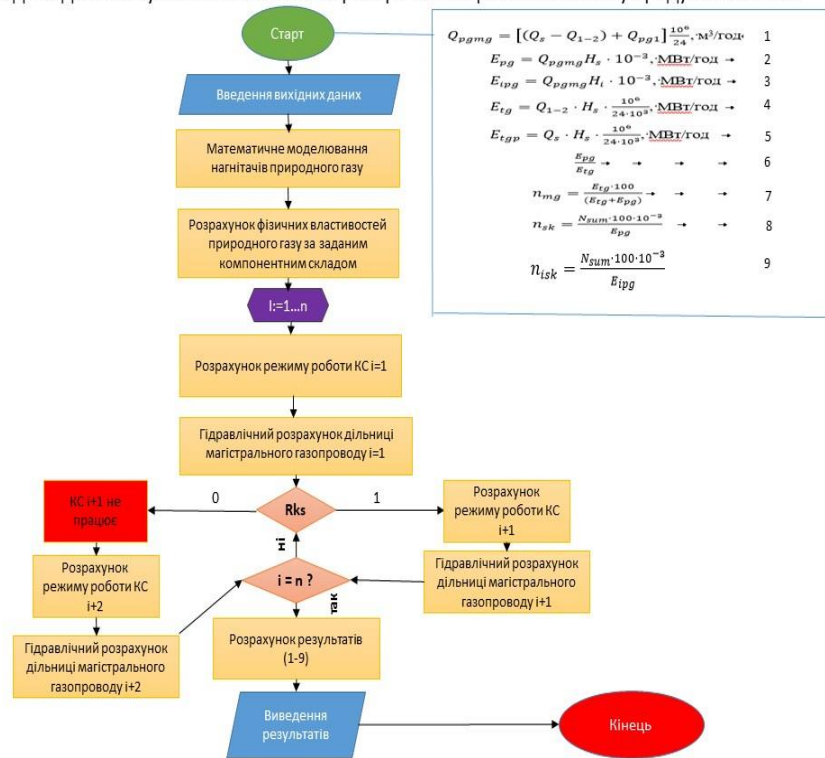


Рисунок 2.10 – Алгоритм дослідження зупинки лінійної КС на номінальну продуктивність МГ

Кожній КС та відповідній ділянці присвоюється індекс $i:=1 \dots n$, де n – загальна кількість КС. Перед розрахунком режиму роботи кожної КС вводиться змінна R_{ks} . Якщо $R_{ks}=1$ – КС працює і продовжуємо виконувати обчислення даної компресорної станції, проте при $R_{ks}=0$ переходимо одразу до розрахунку наступної, оскільки цей показник вказує на непрацездатність КС. В цьому випадку початковими даними ділянки газопроводу після непрацюючої КС є кінцеві дані попередньої ділянки. Таким чином, циклічно виконуються обчислення кожної лінійної КС доки її порядковий номер $i = n$.

Метою виконання розрахунку є обчислення значень обсягу паливного газу МГ Q_{pgmg} , енергії паливного газу по вищій E_{pg} та нижчій теплоті згоряння E_{ipg} , енергії транспортованого природного газу на початку E_{tgp} і в кінці газопроводу E_{tgp} , необхідної затраченої енергії для транспортування одиниці енергії природного газу, ефективність роботи МГ n_{mg} , ККД ГПА по вищій n_{sk} та нижчій теплоті згоряння n_{isk} .

Отримавши всі необхідні дані, передбачені обчисленнями за алгоритмами (див. рис. 2.1, 2.4, 2.6 – 2.8) виконуємо необхідні обчислення за наступними формулами:

$$Q_{pgmg} = [(Q_s - Q_{1-2}) + Q_{pg1}] \frac{10^6}{24}, \text{ м}^3/\text{ГОД} \quad (2.55)$$

$$E_{pg} = Q_{pgmg} H_s \cdot 10^{-3}, \text{ МВт/ГОД} \quad (2.56)$$

$$E_{ipg} = Q_{pgmg} H_i \cdot 10^{-3}, \text{ МВт/ГОД} \quad (2.57)$$

$$E_{tg} = Q_{1-2} \cdot H_s \cdot \frac{10^6}{24 \cdot 10^3}, \text{ МВт/ГОД} \quad (2.58)$$

$$E_{tgp} = Q_s \cdot H_s \cdot \frac{10^6}{24 \cdot 10^3}, \text{ МВт/ГОД} \quad (2.59)$$

$$\frac{E_{pg}}{E_{tg}} \quad (2.60)$$

$$n_{mg} = \frac{E_{tg} \cdot 100}{(E_{tg} + E_{pg})} \quad (2.61)$$

$$n_{sk} = \frac{N_{sum} \cdot 100 \cdot 10^{-3}}{E_{pg}} \quad (2.62)$$

де N_{sum} – загальна потужність нагнітачів на лінійних КС.

$$n_{isk} = \frac{N_{sum} \cdot 100 \cdot 10^{-3}}{E_{ipg}} \quad (2.62)$$

Висновки за розділом

1. Розроблено алгоритм математичного моделювання нагнітачів природного газу, з метою отримання значень тиску й температури на виході, обертів, потужності та індикаторного ККД нагнітача природного газу
2. Створено алгоритм розрахунку фізичних властивостей природного газу за заданим компонентним складом.
3. Виконано алгоритм розрахунку режиму роботи лінійної КС МГ.
4. Описано алгоритм проведення гідравлічного розрахунку ділянки лінійної частини МГ
5. З метою проведення дослідження впливу зупинки лінійної КС на номінальну продуктивність МГ було розроблено алгоритм виконання відповідних розрахунків.

РОЗДІЛ 3 РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЗУПИНКИ ЛІНІЙНОЇ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ НА НОМІНАЛЬНУ ПРОДУКТИВНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ

Дослідження проводилось на основі газопроводу «Союз» протяжністю $L = 1568,5$ км, діаметром $D = 1420$ мм, проектною продуктивністю 75010,75 ГВт.

Вихідними даними є зведені характеристики нагнітачів RF-2BB-30 (див. рис. 2.2) та КЛАРК-655 P2 фірми «Demag» (рис. 2.3), природний газ другого сімейства групи Н із заданим компонентним складом (див. табл. 2.1 - 2.2) та задана номінальна продуктивність МГ «Союз» $Q = 84$ млн м³/добу.

За описаною методикою, відповідно до алгоритму (див. рис. 2.10), користуючись рівняннями (2.4 – 2.6) було побудовано залежності для нагнітачів природного газу відповідного типу, а саме:

–залежність зведеної витрати від ступеня підвищення тиску при $\left[\frac{n}{n_H} \right]_{ЗВ} = 1$ нагнітача RF2-BB-30 (рис. 3.1);

–залежність зведеної витрати від політропного ККД нагнітача RF2-BB-30 (рис. 3.2);

–залежність зведеної витрати від зведеної відносної внутрішньої потужності нагнітача RF2-BB-30 (рис. 3.3);

–залежність зведеної витрати від ступеня підвищення тиску за умови $\left[\frac{n}{n_H} \right]_{ЗВ} = 1$ нагнітача КЛАРК-655 P2 фірми «ДЕМАГ» (рис. 3.4);

–залежність зведеної витрати від політропного ККД нагнітача КЛАРК-655 P2 фірми «ДЕМАГ» (рис. 3.5);

–залежність зведеної витрати від зведеної відносної внутрішньої потужності нагнітача КЛАРК-655 P2 фірми «ДЕМАГ» (рис. 3.6).

Користуючись рівняннями (2.13 - 2.14) побудови математичної моделі нагнітача було отримано значення оптимальної продуктивності та потужності при максимальних значеннях індикаторного ККД для відповідних нагнітачів природного газу, що надано в табл. 3.1.

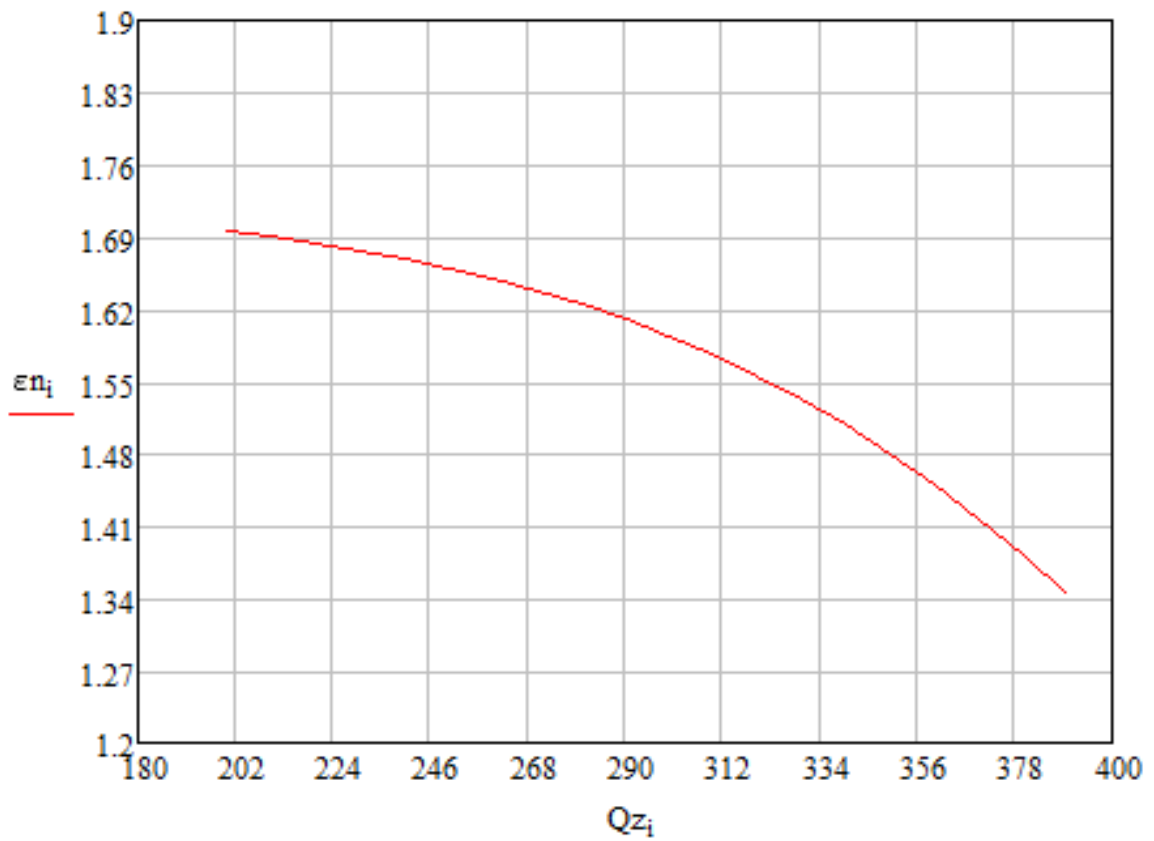


Рис.3.1 Залежність зведеної витрати від ступеня підвищення тиску при $\left[\frac{n}{n_H}\right]_{зв} = 1$ нагнітача RF2-BB-30

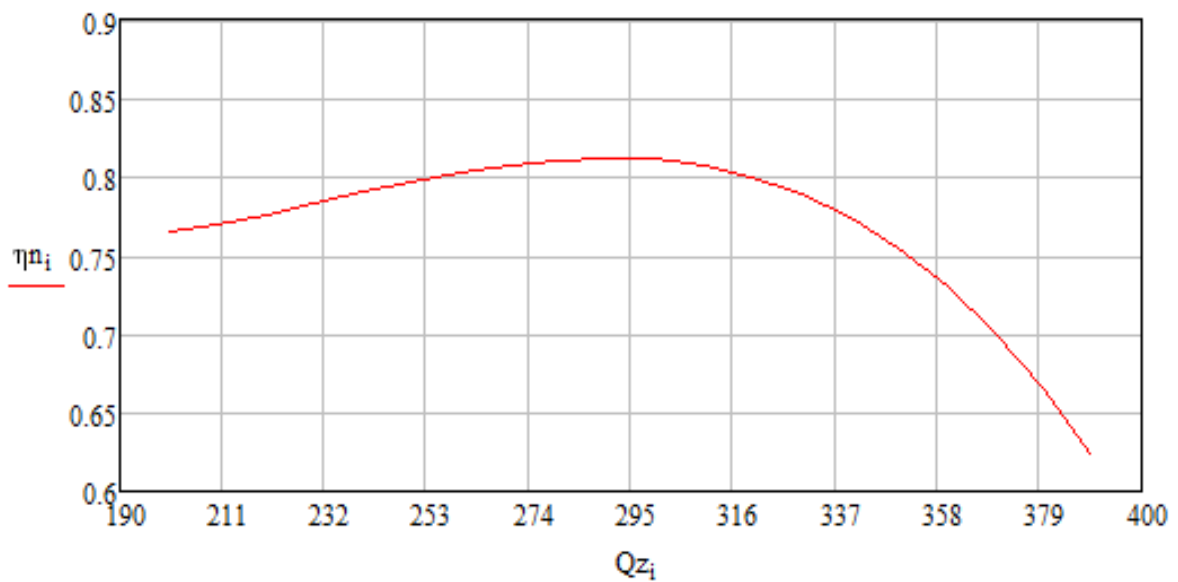


Рис. 3.2 Залежність зведеної витрати від політропного ККД нагнітача RF2-BB-30

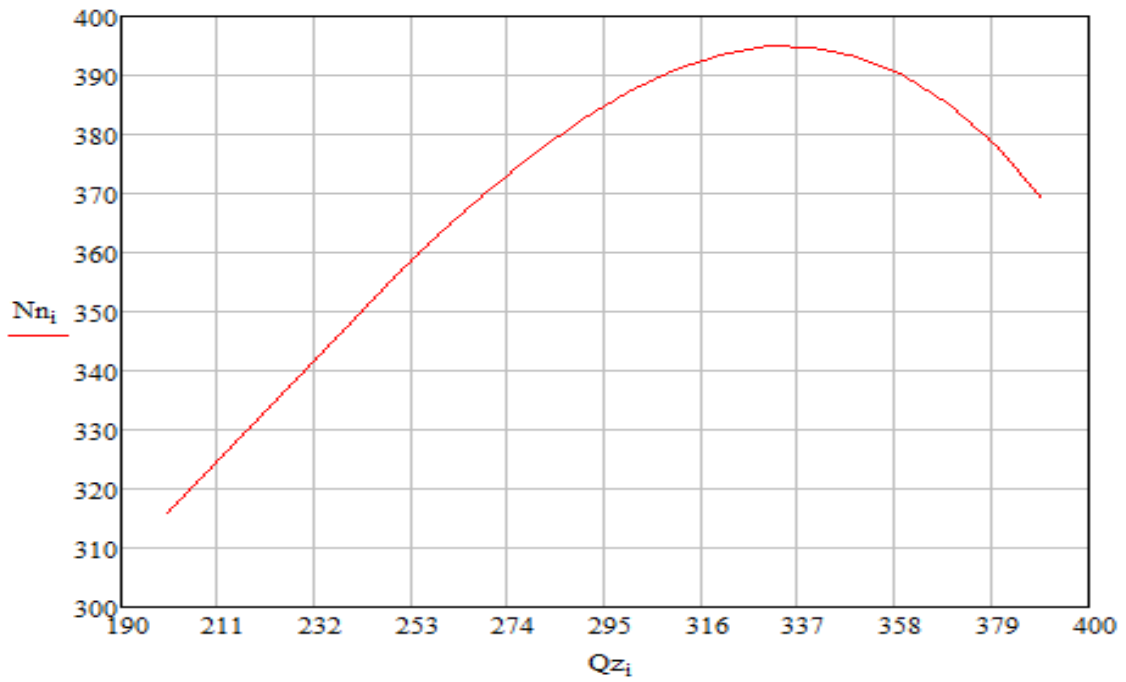


Рис. 3.3 Залежність зведеної витрати від зведеної відносної внутрішньої потужності нагнітача RF2-BB-30

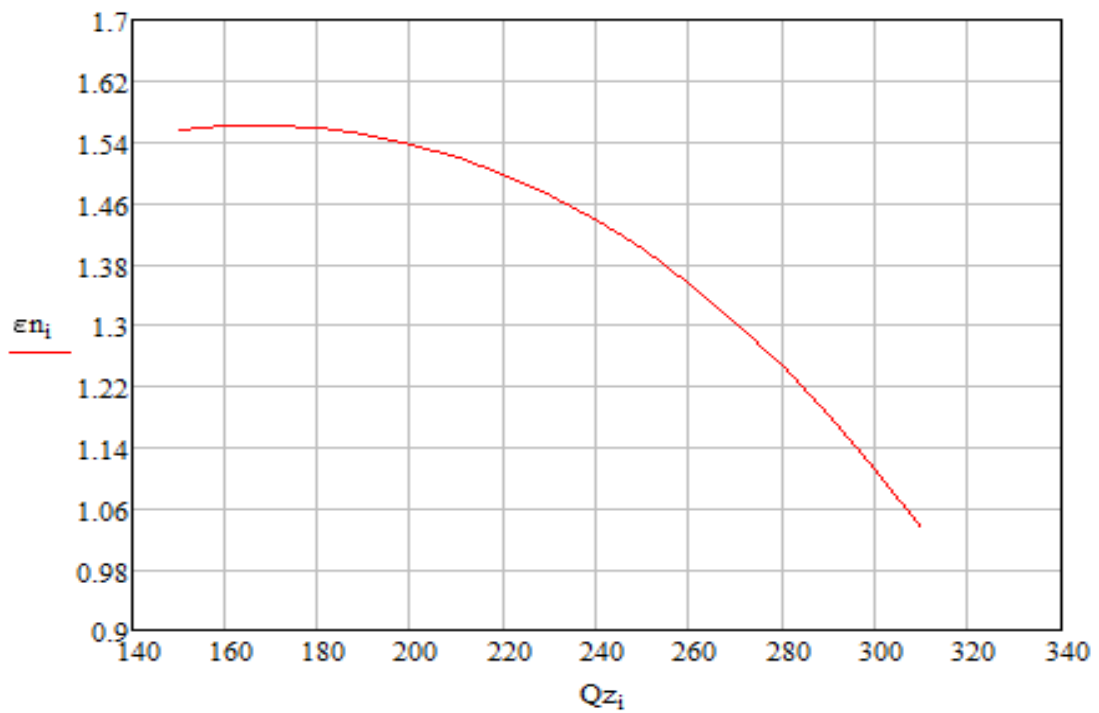


Рис. 3.4 Залежність зведеної витрати від ступеня підвищення тиску при $\left[\frac{n}{n_H} \right]_{ЗВ} = 1$ нагнітача КЛАРК-655 P2 фірми «ДЕМАГ»

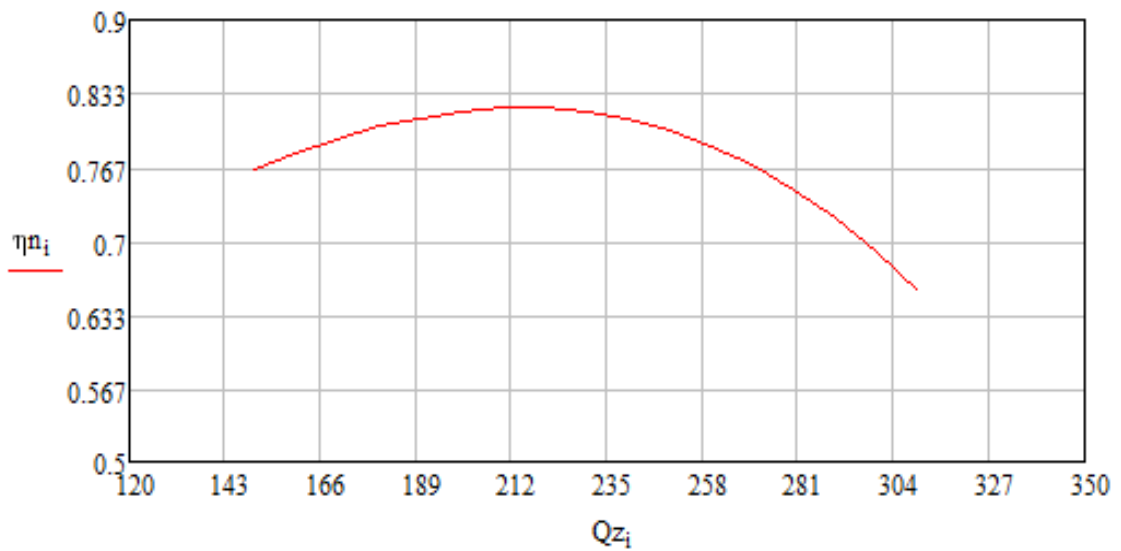


Рис. 3.5 Залежність зведеної витрати від політропного ККД нагнітача КЛАРК-655 P2 фірми «ДЕМАГ»

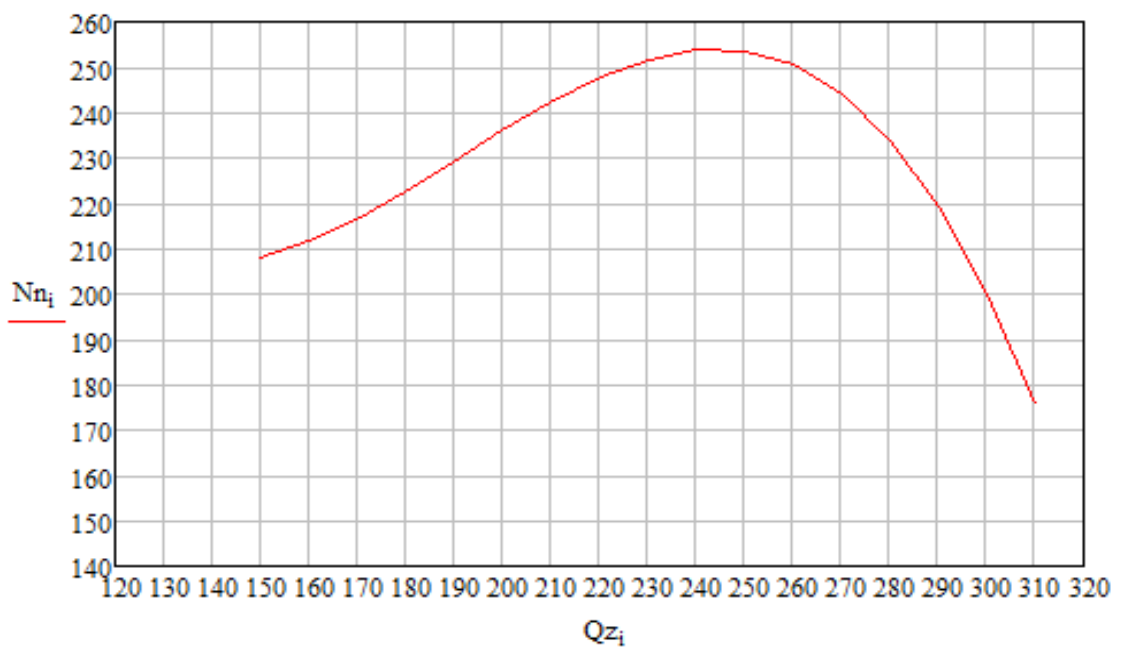


Рис. 3.6 Залежність зведеної витрати від зведеної відносної внутрішньої потужності нагнітача КЛАРК-655 P2 фірми «ДЕМАГ»

Таблиця 3.1

Результати розрахунків математичних моделей нагнітачів

Тип нагнітача	Оптимальна продуктивність, $Q_{opt}, \text{м}^3/\text{хв}$	Оптимальна потужність $Q_{opt}, \text{м}^3/\text{хв}$
RF2-BB/30	290,653	334,518
КЛАРК-655 P2 фірми «ДЕМАГ»	214,832	244,163

У відповідності до алгоритма розрахунку фізичних властивостей природного газу (див. рис. 2.4) було виконано відповідні обчислення та результати зведені до табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Фізичні властивості природного газу

Назва параметру	Позначення	Величина	Одиниця виміру
Метан	CH ₄	95	%
Етан	C ₂ H ₆	0,8	
Пропан	C ₃ H ₈	1,2	
Азот	N ₂	1	
Вуглекислий газ	CO ₂	2	
Молекулярна маса газової суміші за нормальних умов	μ	17,171	кг/моль
Густина газової суміші за нормальних умов	ρ_H	0,767	кг/м ³
Густина природного газу за стандартних умов	ρ_C	0,714	
Відносна густина природного газу	Δ	0,593	-
Ізобарна теплоємність суміші	c_p	2173,42	Дж/кг·К
Ізохорна теплоємність суміші	c_v	1684,58	
Коефіцієнт адиабати суміші	k	1,29	-
Газова стала природного газу	R	503,572	Дж/кг
Вища теплота згоряння газової суміші	H_s	36,799	МДж/м ³
Нижча теплота згоряння газової суміші	H_i	33,19	
Число Воббе для заданого природного газу	W	13,38	-

Застосовуючи методику описану при побудові алгоритму дослідження зупинки лінійної КС на номінальну продуктивність МГ «Союз» було виконано розрахунок режимів сумісної роботи лінійних КС та діляниць МГ.

Умови розрахунку: працюють всі лінійні КС із номінальною продуктивністю $Q = 84$ млн м³/добу.

Результати розрахунку зведені до табл. 3.3.

Результати розрахунків режимів сумісної роботи лінійних КС та дільниць МГ при продуктивності на початку МГ $Q = 84$ млн м³/добу

Параметр	Чисельне значення
1. Компресорна станція Новопсков	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	84
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	55,913
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	288,15
Степінь підвищення тиску ε	1,274
Індикаторний ККД η	0,809
Абсолютний тиск на виході P_{vix} , бар	71,222
Абсолютна температура на виході T_{vix} , К	308,192
Потужність приводу N , МВт	8,65
Витрата на паливний газ Q_{ng} , млн м ³ /добу	0,359
Дільниця магістрального газопроводу Новопсков-Борова	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	70,682
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,192
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,318
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,54
Маса газу M , т	9710
2. Компресорна станція Борова	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	83,62
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	54,778
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	289,54
Степінь підвищення тиску ε	1,258
Індикаторний ККД η	0,806
Абсолютний тиск на виході P_{vix} , бар	68,93
Абсолютна температура на виході T_{vix} , К	308,705
Потужність приводу N , МВт	8,68
Витрата на паливний газ Q_{ng} , млн м ³ /добу	0,36
Дільниця магістрального газопроводу Борова-Первомайськ	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,39
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,705

Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,433
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,906
Маса газу M , т	7989
3. Компресорна станція Первомайськ	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	83,232
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,893
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,906
Степінь підвищення тиску ε	1,305
Індикаторний ККД η	0,807
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	71,622
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	313,292
Потужність приводу N , МВт	9,818
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,408
Дільниця магістрального газопроводу Первомайськ-Машівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,082
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,43
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,986
Маса газу M , т	9983
4. Компресорна станція Машівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	82.82
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,89
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,986
Степінь підвищення тиску ε	1,31
Індикаторний ККД η	0,808
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	71,913
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	312,626
Потужність приводу N , МВт	9,910
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,412
Дільниця магістрального газопроводу Машівка-Кременчуг	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,373
Початкова абсолютна температура T_n , К	312,626
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55.471

Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,65
Маса газу M , т	10360
5. Компресорна станція Кременчуг	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	82,383
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,931
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,65
Степінь підвищення тиску ε	1,263
Індикаторний ККД η	0,817
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	69,374
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,887
Потужність приводу N , МВт	7,897
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,437
Дільниця магістрального газопроводу Кременчуг-Олександрівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,834
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,887
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,347
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,281
Маса газу M , т	8654
6. Компресорна станція Олександрівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	81,925
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,807
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,281
Степінь підвищення тиску ε	1,29
Індикаторний ККД η	0,817
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,706
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	311,372
Потужність приводу N , МВт	8,264
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,458
Дільниця магістрального газопроводу Олександрівка-Гальне	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	70,166
Початкова абсолютна температура T_n , К	311,372
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,404
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,849

Маса газу M , т	9610
7. Компресорна станція Тальне	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	81,483
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,864
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,399
Степінь підвищення тиску ε	1,279
Індикаторний ККД η	0,818
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,161
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	310,138
Потужність приводу N , МВт	7,987
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,442
Дільниця магістрального газопроводу Тальне-Гайсин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,621
Початкова абсолютна температура T_n , К	311,372
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,279
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,989
Маса газу M , т	9308
8. Компресорна станція Гайсин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	81,04
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,739
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,989
Степінь підвищення тиску ε	1,284
Індикаторний ККД η	0,818
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,295
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	310,639
Потужність приводу N , МВт	8,007
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,444
Дільниця магістрального газопроводу Гайсин-Бар	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,755
Початкова абсолютна температура T_n , К	311,372
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,504
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,889
Маса газу M , т	9421

9. Компресорна станція Бар	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	80,499
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,964
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,889
Степінь підвищення тиску ε	1,281
Індикаторний ККД η	0,819
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,385
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	310,268
Потужність приводу N , МВт	7,813
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,540
Дільниця магістрального газопроводу Бар-Гусятин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,845
Початкова абсолютна температура T_n , К	311,372
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,323
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,613
Маса газу M , т	9743
10. Компресорна станція Гусятин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	80,137
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,783
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,613
Степінь підвищення тиску ε	1,282
Індикаторний ККД η	0,811
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,218
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	310,2
Потужність приводу N , МВт	8,733
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,363
Дільниця магістрального газопроводу Гусятин- Богородчани	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,678
Початкова абсолютна температура T_n , К	310,242
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,427
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,481
Маса газу M , т	9679

11. Компресорна станція Богородчани	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	79,734
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,887
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,481
Степінь підвищення тиску ε	1,32
Індикаторний ККД η	0,812
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,459
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	312,6
Потужність приводу N , МВт	9,715
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,403
Дільниця магістрального газопроводу Богородчани-Хуст	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,919
Початкова абсолютна температура T_n , К	312,64
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,555
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,65
Маса газу M , т	11770
12. Компресорна станція Хуст	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	79,418
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,015
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,54
Степінь підвищення тиску ε	0,812
Індикаторний ККД η	1,316
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,399
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	312,4
Потужність приводу N , МВт	9,574
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,316
Дільниця магістрального газопроводу Хуст- ГВС Ужгород	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,859
Початкова абсолютна температура T_n , К	312,423
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	60,88
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,167
Маса газу M , т	7997

3.2. Розрахунок впливу зупинки лінійної компресорної станції на номінальну продуктивність магістрального газопроводу «Союз»

З метою дослідження впливу зупинки лінійної КС на номінальну продуктивність МГ було виконано розрахунки з почерговою зупинкою лінійних КС. Результати обчислення режимів сумісної роботи лінійних КС та ділянок МГ із зупинками КС Машівка та Гайсин зведено до табл. 3.4 та табл. 3.5.

Таблиця 3.4

Результати розрахунків режимів сумісної роботи лінійних КС та ділянок МГ при умові зупинки КС Машівка

Параметр	Чисельне значення
1. Компресорна станція Новопсков	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	78
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	56,453
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,15
Степінь підвищення тиску ε	1,24
Індикаторний ККД η	0,811
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	69,358
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	305,888
Потужність приводу N , МВт	7,244
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,301
Дільниця магістрального газопроводу Новопсков-Борова	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,818
Початкова абсолютна температура T_n , К	305,888
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,456
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,78
Маса газу M , т	9617
2. Компресорна станція Борова	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	77,71
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,916
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,778
Степінь підвищення тиску ε	1,225
Індикаторний ККД η	0,812
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	67,286

Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	305,495
Потужність приводу N , МВт	6,971.
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,29
Дільниця магістрального газопроводу Борова-Первомайськ	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	66,746
Початкова абсолютна температура T_n , К	305,495
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,509
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,772
Маса газу M , т	7930
3. Компресорна станція Первомайськ	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	83,232
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,969
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,772
Степінь підвищення тиску ε	1,346
Індикаторний ККД η	0,812
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	73,972
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	314,617
Потужність приводу N , МВт	10,048
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,417
Дільниця магістрального газопроводу Первомайськ-Машівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,432
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	60,854
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,452
Маса газу M , т	10690
4. Компресорна станція Машівка (не працює)	
Дільниця магістрального газопроводу Первомайськ- Кременчуг	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,432
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	43,682
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,202
Маса газу M , т	8386

5. Компресорна станція Кременчуг	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	76,677
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	43,142
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,202
Степінь підвищення тиску ε	1,495
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	64,514
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	322,961
Потужність приводу N , МВт	8,896
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,616
Дільниця магістрального газопроводу Кременчуг-Олександрівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	63,974
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	51,163
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,47
Маса газу M , т	9015
6. Компресорна станція Олександрівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	76,183
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	50,623
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,47
Степінь підвищення тиску ε	1,363
Індикаторний ККД η	0,815
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,983
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	316,357
Потужність приводу N , МВт	8,917
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,494
Дільниця магістрального газопроводу Олександрівка-Гальне	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,443
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,47
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,576
Маса газу M , т	9447

7. Компресорна станція Тальне	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	75,824
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,93
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,576
Степінь підвищення тиску ε	1,248
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,544
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	307,704
Потужність приводу N , МВт	6,47
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,358
Дільниця магістрального газопроводу Тальне-Гайсин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,004
Початкова абсолютна температура T_n , К	316,357
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,305
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,145
Маса газу M , т	9095
8. Компресорна станція Гайсин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	75,463
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,765
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,145
Степінь підвищення тиску ε	1,254
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,661
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,707
Потужність приводу N , МВт	6,52
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,361
Дільниця магістрального газопроводу Гайсин-Бар	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,121
Початкова абсолютна температура T_n , К	316,357
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,478
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,039
Маса газу M , т	9200

9. Компресорна станція Бар	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	75,108
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,938
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,039
Степінь підвищення тиску ε	1,252
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,77
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,467
Потужність приводу N , МВт	6,41
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,355
Дільниця магістрального газопроводу Бар-Гусятин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,23
Початкова абсолютна температура T_n , К	316,357
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,302
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,746
Маса газу M , т	9518
10. Компресорна станція Гусятин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	74,806
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,762
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,746
Степінь підвищення тиску ε	1,252
Індикаторний ККД η	0,81
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,566
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,4
Потужність приводу N , МВт	7,25
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,302
Дільниця магістрального газопроводу Гусятин- Богородчани	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,026
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,402
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,504
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,822
Маса газу M , т	9589

11. Компресорна станція Богородчани	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	74,478
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,964
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,822
Степінь підвищення тиску ε	1,279
Індикаторний ККД η	0,809
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,281
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	309,2
Потужність приводу N , МВт	7,905
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,328
Дільниця магістрального газопроводу Богородчани-Хуст	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,741
Початкова абсолютна температура T_n , К	309,24
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,267
Кінцева абсолютна температура T_k , К	287,995
Маса газу M , т	11600
12. Компресорна станція Хуст	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	74,162
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,727
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,778
Степінь підвищення тиску ε	0,809
Індикаторний ККД η	1,269
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	69,427
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,5
Потужність приводу N , МВт	7,614
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,316
Дільниця магістрального газопроводу Хуст- ГВС Ужгород	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,887
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,515
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	59,015
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,948
Маса газу M , т	7940

**Результати розрахунків режимів сумісної роботи лінійних КС
та діляниць МГ при умові відключеної КС Гайсин**

Параметр	Чисельне значення
1. Компресорна станція Новопсков	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	84
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	56,453
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	288,15
Степінь підвищення тиску ε	1,274
Індикаторний ККД η	0,809
Абсолютний тиск на виході P_{vix} , бар	71,222
Абсолютна температура на виході T_{vix} , К	308,192
Потужність приводу N , МВт	8,65
Витрата на паливний газ Q_{ng} , млн м ³ /добу	0,359
Діляниця магістрального газопроводу Новопсков-Борова	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	70,682
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,192
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,318
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,54
Маса газу M , т	9710
2. Компресорна станція Борова	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	83,64
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	54,778
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	289,54
Степінь підвищення тиску ε	1,258
Індикаторний ККД η	0,806
Абсолютний тиск на виході P_{vix} , бар	68,93
Абсолютна температура на виході T_{vix} , К	308,705
Потужність приводу N , МВт	8,68
Витрата на паливний газ Q_{ng} , млн м ³ /добу	0,36
Діляниця магістрального газопроводу Борова-Первомайськ	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,39
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,705
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,433

Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,906
Маса газу M , т	7989
3. Компресорна станція Первомайськ	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	83,232
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,893
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,906
Степінь підвищення тиску ε	1,305
Індикаторний ККД η	0,807
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	71,622
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	313,292
Потужність приводу N , МВт	9,818
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,408
Дільниця магістрального газопроводу Первомайськ-Машівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,082
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,43
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,986
Маса газу M , т	9983
4. Компресорна станція Машівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	82.82
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,89
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,986
Степінь підвищення тиску ε	1,31
Індикаторний ККД η	0,808
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	71,913
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	312,626
Потужність приводу N , МВт	9,910
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,412
Дільниця магістрального газопроводу Машівка-Кременчуг	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,373
Початкова абсолютна температура T_n , К	312,626
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55.471
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,65

Маса газу M , т	10360
5. Компресорна станція Кременчуг	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	82,383
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,931
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,65
Степінь підвищення тиску ε	1,263
Індикаторний ККД η	0,817
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	69,374
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,887
Потужність приводу N , МВт	7,897
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,437
Дільниця магістрального газопроводу Кременчуг-Олександрівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,834
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,887
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,347
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,281
Маса газу M , т	8654
6. Компресорна станція Олександрівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	81,925
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,807
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,281
Степінь підвищення тиску ε	1,29
Індикаторний ККД η	0,817
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,706
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	311,372
Потужність приводу N , МВт	8,264
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,458
Дільниця магістрального газопроводу Олександрівка-Гальне	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	70,166
Початкова абсолютна температура T_n , К	311,372
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,404
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,849
Маса газу M , т	9610

7. Компресорна станція Тальне	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	81,384
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,864
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,849
Степінь підвищення тиску ε	1,383
Індикаторний ККД η	0,818
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	75,885
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	316,899
Потужність приводу N , МВт	9,77
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,541
Дільниця магістрального газопроводу Тальне-Гайсин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	75,345
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	62,51
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,25
Маса газу M , т	10360
8. Компресорна станція Гайсин (не працює)	
Дільниця магістрального газопроводу Тальне-Бар	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	75,345
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	45,475
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,15
Маса газу M , т	7980
9. Компресорна станція Бар	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	80,685
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	44,935
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,15
Степінь підвищення тиску ε	1,54
Індикаторний ККД η	0,819
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	69,22
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	326,696
Потужність приводу N , МВт	10,09
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,699

Дільниця магістрального газопроводу Бар-Гусятин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,68
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	53,652
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,874
Маса газу M , т	9463
10. Компресорна станція Гусятин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	80,271
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	53,112
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,874
Степінь підвищення тиску ε	1,324
Індикаторний ККД η	0,818
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,304
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	313,4
Потужність приводу N , МВт	9,987
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,415
Дільниця магістрального газопроводу Гусятин- Богородчани	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,764
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,382
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,896
Маса газу M , т	9623
11. Компресорна станція Богородчани	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	79,868
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,842
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,896
Степінь підвищення тиску ε	1,319
Індикаторний ККД η	0,812
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,339
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	313
Потужність приводу N , МВт	9,7
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,403

Дільниця магістрального газопроводу Богородчани-Хуст	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,799
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,019
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,315
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,696
Маса газу M , т	11730
12. Компресорна станція Хуст	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	79,552
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,775
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,54
Степінь підвищення тиску ε	0,812
Індикаторний ККД η	1,314
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	71,976
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	312,3
Потужність приводу N , МВт	9,52
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,316
Дільниця магістрального газопроводу Хуст- ГВС Ужгород	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,436
Початкова абсолютна температура T_n , К	312,301
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	60,331
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,158
Маса газу M , т	7995

З метою дослідження впливу зупинки лінійної КС на номінальну продуктивність МГ аналогічним чином були виконані обчислення режимів сумісної роботи лінійних КС та ділянок магістрального газопроводу «Союз» з почерговим відключенням станцій і результати висвітлено у табл. 3.6, де:

- 1- номер та назва зупиненої КС;
- 2 - сумарна протяжність дільниці газопроводу перед та після зупиненої КС, L_d км;
- 3 - добова продуктивність. на початку газопроводу, Eg_{vh} , МВт;
- 4 - добова продуктивність в кінці газопроводу Eg_{vu} , МВт;
- 5 - енергія паливного газу, Erg_s^{**} , Erg_i^{***} , МВт;

6 - питома енергія паливного газу, ΔE_{pg} :

7 - ефективність роботи газопроводу, η_g , %;

8 - КПД приводу ГПА η_{gra} , %.

Таблиця 3.6

**Вплив відключення компресорних станцій на продуктивність
магістрального газопроводу**

1	2	3	4	5	6	7	8
Базовий варіант		36062,863	34095,725	2121,357 1913,02	0,062	94,143	16,738**, 18,557***
2 - Борова	223	33658,672	32116,906	1689,485; 1523,813	0,053	95,002	17,387**, 19,278***
3 - Первомайськ	227	33572,808	32048,256	1672,272; 1508,287	0,052	95,041	17,551**, 19,568***
4 - Машівка	256	33486,944	31839,049	1777,099; 1602,835	0,056	94,714	16,82**, 18,649***
5 - Кременчук	239	34486,944	31961,349	1643,522; 1482,357	0,051	95,109	17,606**, 19,521***
6 - Олександрівка	231	35204,224	33620,884	1720,698; 1551,965	0,051	95,131	18,734**, 20,771***
7 - Тальне	241	35633,543	33775,938	2008,391; 1811,446	0,059	94,388	17,252**, 19,127***
8 - Гайсин	239	36062,863	34153,133	2063,948; 1861,556	0,06	94,301	17,105**, 18,964***
9 - Бар	244	36062,863	34324,962	1892,119; 1706,576	0,055	94,776	18,854**, 20,904***
10 - Гусятин	247	36062,863	34202,907	2014,175; 1816,663	0,059	94,439	17,571**, 19,481***
11- Богородчани	269	36062,863	34197,799	2019,283; 1821,27	0,059	94,425	17,331**, 19,215***
12 - Хуст	248	36062,863	34160,564	2056,517; 1854,853	0,06	94,332	16,096**, 17,846***

де, * питома енергія паливного газу (це відношення енергії паливного газу до енергії транспортованого газу на виході із МГ $\Delta E_{pg} = \frac{E_{pgs}^{**}}{E_{gvu}}$).

** енергія паливного газу та ККД приводу ГПА по вищій теплоті згоряння.

*** енергія паливного газу та ККД ГПА по нижчій теплоті згоряння.

З представлених результатів видно, що при зупинці лінійної КС Борова продуктивність МГ різко падає з 36062,863 кВт/год (84 млн м³/добу) до 33658,672 кВт/год (78,4 млн м³/добу).

При зупинці наступної КС Первомайськ, продуктивність МГ зменшиться з 36062,863 кВт/год до 33572,808 кВт/год. Тобто, зупинка КС Первомайськ більше впливає на зміну продуктивності ніж КС Борова.

При зупинці КС Гайсин та наступних КС, продуктивність залишається базовою. Тобто можна зробити висновок, що найбільший вплив на зміну продуктивності приводять зупинки КС на початку газопроводу. Чим більш віддалена зупинка КС від початку газопроводу, тим менший її вплив на зміну продуктивності, що і відображено на рис. 3.7.

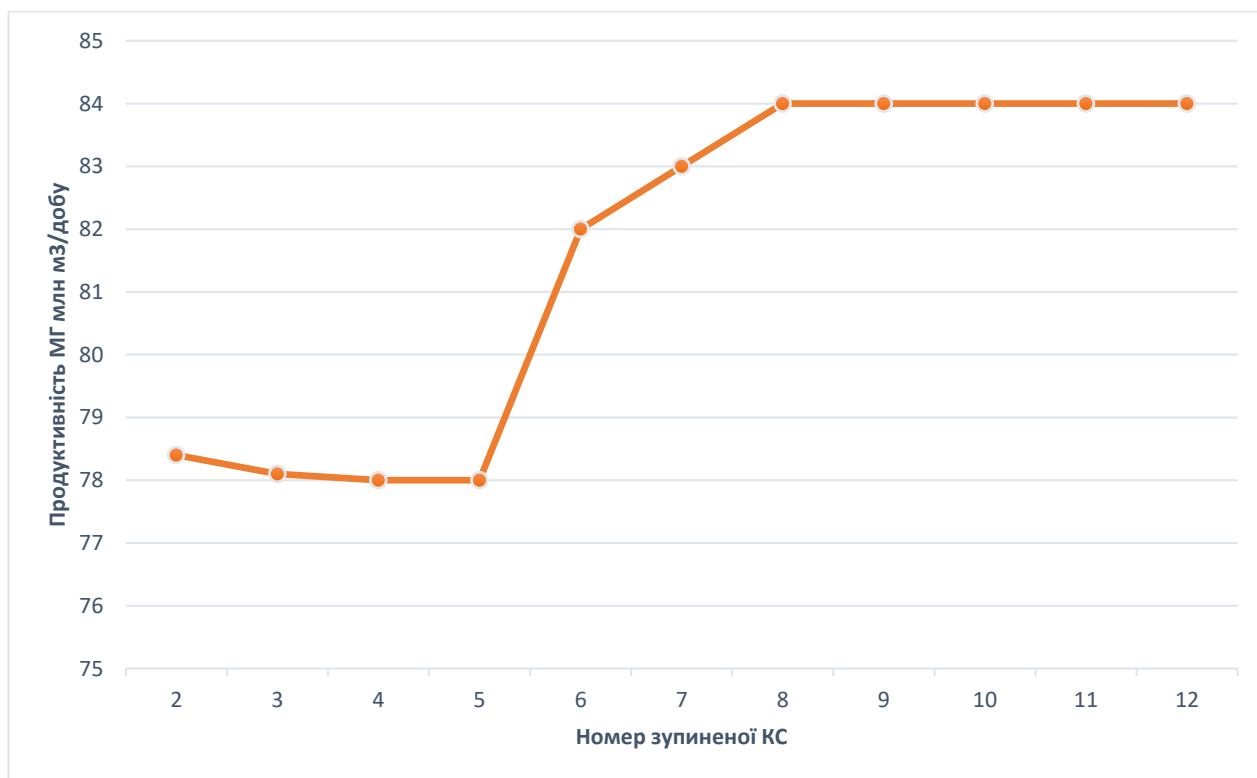


Рисунок 3.7 - Залежність впливу зупиненої КС з відповідним номером на продуктивність МГ

Визначено значення маси та об'єму природного газу в МГ за різної добової продуктивності у випадку зупинки КС.

Отримані результати обчислень зведені до табл. 3.7 та залежність об'єму газу в МГ від номеру непрацюючої КС відображено на рис. 3.8.

Як видно із рис. 3.8, відключення лінійної КС призводить до зменшення обсягу природного газу в МГ по відношенню до обсягу газу при базовому варіанті.

Відповідно до результатів проведеного дослідження (див. табл. 3.6) побудовано графік залежності ККД нагнітачів природного газу від номеру зупиненої КС і зображено на рис. 3.9.

**Обсяги маси і об'єму в МГ при різній добовій продуктивності на початку МГ
у випадку зупинки компресорної станції**

№ зупиненої КС	Добова продуктивність на початку газопроводу Q , млн м ³ /добу	Добова продуктивність на початку газопроводу Eg_{vh} , МВт/добу	Маса газу в магістральному газопроводі M , т	Об'єм газу в магістральному газопроводі за стандартних умов V , млн.м ³
2	78,4	33658,672	114397	160,219
3	78,2	33572,808	108400	151,820
4	78	33486,944	112000	156,862
5	78	34486,944	112600	157,703
6	82	35204,224	112100	157,002
7	83	35633,543	112200	157,142
8	84	36062,863	113400	158,823
9	84	36062,863	113000	158,263
10	84	36062,863	112700	157,843
11	84	36062,863	111700	156,442
12	84	36062,863	115100	161,204

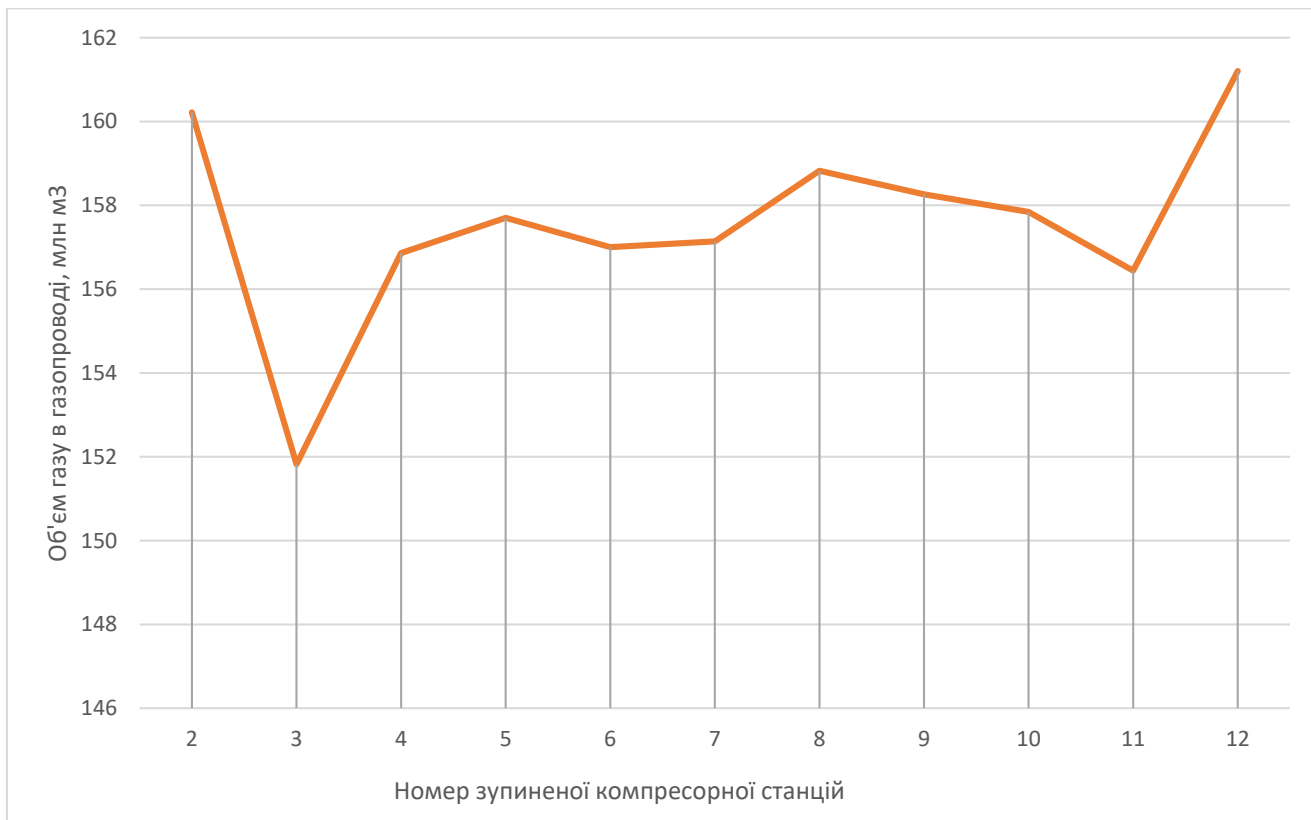


Рисунок 3.8 Залежність об'єму газу в магістральному газопроводі від номеру непрацюючої КС

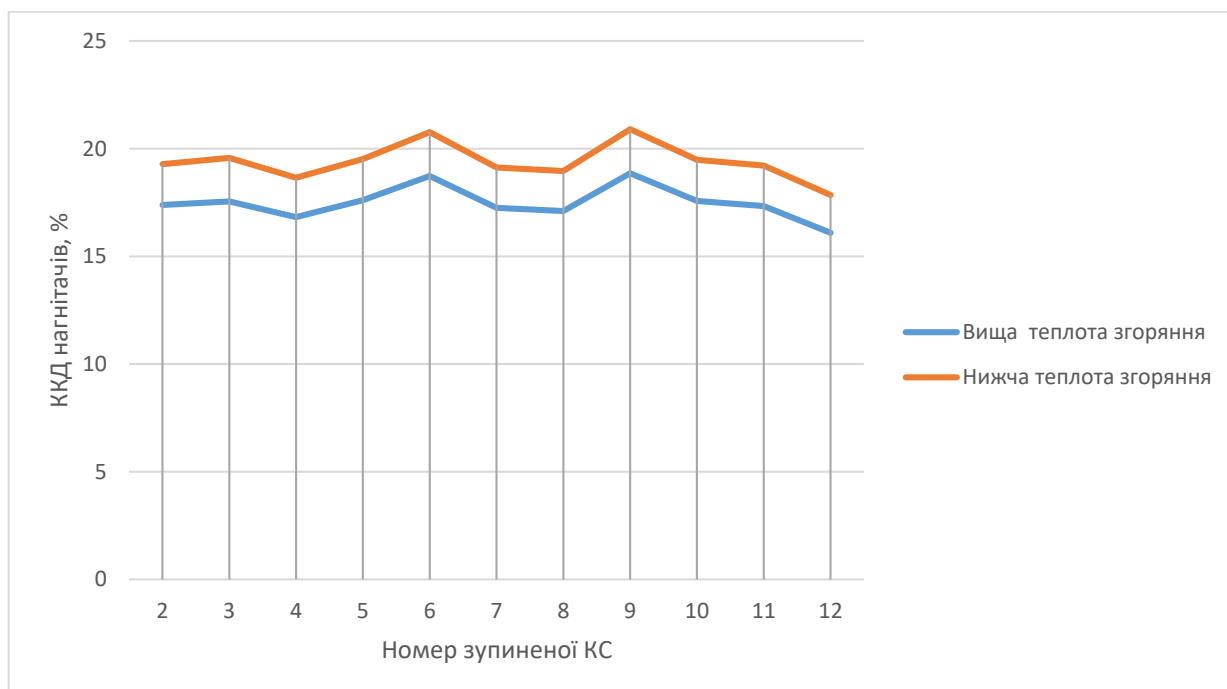


Рисунок 3.9 Залежність ККД газоперекачувальних агрегатів від зупиненої КС

Висновки за розділом

1. Найбільший вплив на зміну продуктивності впливають зупинки компресорних станцій на початку газопроводу. Чим більш віддалена зупинка КС від початку газопроводу, тим менший її вплив на зміну продуктивності.

2. Необхідний обсяг природного газу в магістральному газопроводі для того щоб забезпечити задану продуктивність при зупинених КС є значно меншим за базовий варіант. При зупинці віддалених від початку газопроводу компресорних станцій, обсяг газу в трубопроводі асимптотично наближається до базового варіанту.

3. Коефіцієнт корисної дії працюючих газоперекачувальних агрегатів при зупинці лінійної компресорної станції вищий на ККД ГПА базового варіанту.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Основні законодавчі та нормативно-правові акти з охорони праці у галузі транспортування природного газу

Маючи одну з найрозвиненіших та розгалужених систем транспортування природного газу, стан справ у галузі охорони праці (ОП) в Україні завжди залишається актуальним напрямком діяльності. Міжнародна організація праці (МОП), заснована у 1946 році, є головною структурою із захисту робітників по всьому світу.

Основні задачі МОП полягають у просуванні прав та принципів у галузі ОП, розширення можливостей працюючих в одержанні доходу і якісної зайнятості, модернізація норм соціального захисту та регулюванні соціально-трудового аспекту відносин у представництві «Держава, роботодавець, працівник».

Україна доєдналась до багатьох міжнародних угод у сфері ОП, переважну більшість яких становлять Конвенції та Рекомендації МОП, Директиви ЄС та двосторонні договори. Відповідно до даних Державної служби України з питань охорони праці (Держпраці) [25] у період із січня 2019 р. по листопад 2021 р. офіційно зареєстровано 9914 випадків виробничого травматизму, у тому числі 1186 випадків з летальним наслідком.

Основні причини травматизму:

- пригоди і події на транспорті;
- падіння потерпілих;
- падіння, руйнування чи обрушення предметів, засобів праці та устаткування;
- вплив температур, електричного струму, токсичних речовин.

Україна займає друге місце після ПАР за показником смертельних випадків на виробництві, тому порушення проблем соціального захисту населення є найактуальнішим. Закон України «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування» визначає правову основу, економічні та організаційні аспекти загальнообов'язкового соціального страхування

робітників від нещасних випадків на робочих місцях та захворювань, виникнення яких пов'язані з виконанням трудових обов'язків, що призвели до втрати робітником працездатності чи смерті [26].

Для захисту працюючих існує Система управління охороною праці, яка займається створенням служб ОП, якісним проведенням інструктажів, атестацією робочих місць, регулярним контролем стану ОП, аналізом та оцінкою показників умов праці, технічного стану обладнання та санітарно-гігієнічних вимог. Навчання робочого персоналу безпечному поведінню на робочих місцях, контроль безпеки виробничих процесів, забезпечення працівників засобами індивідуального захисту та лікувально-профілактичним обслуговуванням дозволяє знизити ризики травматизму.

4.2 Охорона праці на компресорних станціях магістральних газопроводів

Кожному робітнику КС слід бути відомо про небезпеки, які можуть спіткати його на виробництві. З цією метою службою управління охороною праці (СУОП) на кожному окремому виробництві проводяться інструктажі з техніки безпеки. Порядок їх проведення визначає глава 6 Типового положення про порядок проведення навчання і знань з охорони праці, затвердженого наказом Держнаглядохоронпраці від 26.01.2005 р. №15[27].

Основними чинниками, що впливають на робітників при технічному обслуговуванні (ТО), ремонті та експлуатації компресорного обладнання є:

- вибухопожежна та пожежна небезпека;
- шум та вібрація;
- освітлення робочих зон;
- електробезпека.

4.2.1 Вибухопожежна небезпека.

Приміщення КС, по ДСТУ Б В.1.1-36:2016 [28] за ступенем небезпеки виникнення вибухів або пожеж, відносяться до категорії А.

Причинами вибухонебезпечних ситуацій можуть бути:

- необережне поводження з легкозаймистими матеріалами у процесі роботи з КС;

- замикання під час запуску чи зупинки компресора;
- розгерметизація трубопроводів охолодження компресорної установки;
- порушення правил зберігання олив;
- проникнення у внутрішній об'єм повітря або іншого окислювача;
- пошкодження теплової ізоляції;
- перевищення граничних значень тисків і температур
- порушення правил монтажу, експлуатації, технічного обслуговування та ремонтних робіт.

Будівлі у яких розміщені ГПА мають бути введені в експлуатацію із застосуванням вогнетривких матеріалів. Заборонено розміщувати компресорні цехи суміжно до приміщень зберігання вибухонебезпечних і хімічних речовин.

4.2.2 Шум та вібрація.

На КС застосовуються колективні засоби захисту від впливу шуму та вібрації. На етапах будівництва компресорних цехів враховується спрямованість випромінювання шуму та проводиться акустична обробка із застосуванням звукоізоляційних матеріалів.

Кожен робітник КС має бути забезпечений засобами індивідуального захисту, оскільки забезпечити допустимий рівень шуму і вібрацій від джерела, яким є ГПА, майже неможливо у безпосередній близькості до агрегату. До них відносяться протишумні вкладиші, навушники, каски та спеціальна робоча форма. Знизити рівень шуму та вібрації від робочого ГПА можливо шляхом правильного монтажу агрегату на раму, використанням вібропоглинаючих матеріалів і шумозахисного кожуху.

4.2.3 Освітлення робочих зон.

Стан освітлення робочих зон на будь-якому виробництві отримав значення основного показника рівня культури праці. На КС застосовується природне, штучне та комбіноване освітлення.

Згідно з [ДБН Б.2.5.-28-2006 «Природне і штучне освітлення»] світильники повинні розміщуватись рівномірно у верхній зоні приміщення КС на висоті від 2,5 м над підлогою, або враховуючи розташування робочих поверхонь.

Спектр штучних джерел світла має бути максимально наближеним до сонячного випромінювання і мають забезпечувати коректне сприйняття усіх відтінків. При наявності засобів праці невеликих розмірів необхідне забезпечення місцевого освітлення.

На КС заборонене використання виключно штучного освітлення у зв'язку з ризиком виникнення професійних захворювань. Усі джерела освітлення не мають викликати напруження зору під час виконання робіт і повинні забезпечувати видимість проходів та відсутність тіней.

4.2.4 Електробезпека.

Більшість випадків електротравматизму на КС припадає на експлуатацію електричних установок зі значенням напруги до 1000 В. Це викликано їх широким розповсюдженням та доступністю майже для кожного працівника на підприємствах. Нещасні випадки електротравматизму викликані взаємодією з електроустановками напругою понад 1000 В стаються рідше, оскільки доступ до них і проведення обслуговуючих робіт виконує відповідний висококваліфікований персонал.

Основні причини електротравматизму:

- випадковий дотик до неізольованих струмопровідних частин електроустаткування;
- контакт з незаземленими частинами корпусів електроустаткування, які опинились під напругою через пошкоджену ізоляцію;
- порушення правил техніки безпеки при експлуатації електрообладнання;
- використання несправних ручних електроінструментів.

Протікання струму через людське тіло супроводжується термічним, біологічним та електролітичним ефектами. На кожному підприємстві з метою попередження працюючих розміщені стенди з правилами електробезпеки та надання першої допомоги у випадках електротравматизму.

4.3 Вимоги до організації робочого місця інженера–електрика компресорної станції

До обов'язків інженера–електрика КС входить:

- забезпечення ефективної експлуатації, обслуговування і ремонт електроустаткування, загального освітлення, електричних мереж;
- розробка планів електрифікації КС;
- розробка графіків проведення профілактичних робіт, оглядів електромереж та електроустаткування;
- виявлення причин неполадок та аварій, їх запобігання та усунення;
- контроль і забезпечення зберігання електрообладнання відповідно до правил технічної експлуатації;
- вивчення та впровадження передових методів експлуатації і ремонту електричного обладнання та заощадження електроенергії.

Робоче місце інженера–електрика має бути організованим із забезпеченням усіх необхідних засобів, послуг та предметів праці, що потребуються для виконання трудових зобов'язань. Розміщення ящиків, полиць з інструментами, заготовками та розхідними матеріалами, верстаків і верстатів має враховуватись з просторою організацією робочої зони.

Це необхідно для створення сприятливих умов робочого процесу, оптимізації витрат фізичних зусиль, розумового навантаження та часу. Робочий простір має включати відповідне організаційне оснащення:

- виробничі меблі;
- засоби сигналізації та зв'язку;
- предмети виробничого інтер'єру;
- виробничі предмети розміщення та зберігання відходів праці, готових виробів та заготовок;
- документація робочого місця, технічна документація устаткування, обліковий журнал.

Робоче місце має бути спроектоване з врахуванням антропометричних параметрів для забезпечення необхідного простору для пересування.

Необхідно підтримувати значення параметрів тиску, температури, вологості, освітленості в межах необхідних для мінімізації їх негативного впливу на здоров'я працівника. Приміщення має бути забезпечено системами вентиляції, пиловидалення, санітарно-гігієнічними засобами.

На випадок пожежної небезпеки робоче місце необхідно забезпечити засобами пожежогасіння, ящиком з піском, у відповідності до норм пожежної безпеки. Усе електроустаткування має бути заземлене, розміщені попереджуючі плакати та стенди з інформацією про електробезпеку при роботі в цеху.

Усі промислові трубопроводи, що знаходяться у робочому просторі інженера–електрика КС мають бути пофарбовані у відповідний колір (вода – зелений, пар – червоний, повітря – синій).

Доступ до засобів і устаткування підвищеної електробезпеки слід обмежити із застосуванням огорожень та запобіжних пристроїв.

На робочому місці інженера–електрика КС у холодний та перехідний період року необхідно забезпечити оптимальні норми повітря:

- температура – 20...25 °С;
- вологість повітря – 60...40 %;
- швидкість руху – 0,2 м/с.

4.4 Розрахунок зниження інтенсивності шуму газоперекачувальних агрегатів

На КС одночасно працюють чотири однотипних ГПА із рівнем інтенсивності шуму ($P_1 = P_2 = P_3 = P_4 = 95$ дБ).

Першим кроком є визначення сумарного звукового тиску за формулою:

$$P_{\text{сум}} = \sqrt{P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + P_4^2} = \sqrt{95^2 + 95^2 + 95^2 + 95^2} = 190 \text{ Па.} \quad (4.1)$$

Далі необхідно розрахувати сумарний рівень інтенсивності шуму від ГПА використовуючи формулу:

$$L_{\text{сум}} = 20 \lg \frac{P_{\text{сум}}}{P_0} = 20 \lg \frac{190}{2 \cdot 10^{-5}} = 139 \text{ дБ.} \quad (4.2)$$

Перебування під впливом шуму інтенсивністю 139 дБ негативно впливає на здоров'я і стан слуху, тому на КС, окрім засобів індивідуального захисту, застосовуються шумопоглинальні кожухи, які виготовлені на основі гранульованої чи суспензійної мінеральної вати. Поверхнева густина такого кожуха складає $\rho_s = 200 \text{ кг/м}^2$.

Отже, величина звукоізоляції кожуха дорівнює:

$$R_{\text{кож}} = 23 \lg \rho_s - 9 = 23 \lg 200 - 9 = 44 \text{ дБ.} \quad (4.3)$$

Таким чином, рівень зниження гучності складає:

$$\Delta L = L_{\text{сум}} - R_{\text{кож}} = 139 - 44 = 95 \text{ дБ.} \quad (4.4)$$

Висновки за розділом

1. Виконано огляд основних законів і нормативно–правових актів з охорони праці у сфері транспортування природного газу
2. Проведено аналіз показників і причин виробничого травматизму на КС.
3. Викладено вимоги до організації робочого місця інженера–електрика на КС.
4. Розраховано зниження інтенсивності шуму ГПА.

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

5.1 Основні причини аварійних ситуацій у сфері трубопровідного транспорту

Стаття 15 Закону України «Про трубопровідний транспорт» встановлює необхідність проведення обов'язкової державної екологічної експертизи при будівництві, введенні в експлуатацію та модернізації об'єктів трубопровідного транспорту задля визначення екологічної безпеки.

Однією з основних проблем трубопровідного господарства є його швидке фізичне старіння, що викликає потребу у заміні ділянок МГ і технічного обслуговування газоперекачувальних станцій кожного року. На підтримання працездатного стану ГТС щорічно мають складати понад 60 млн ум. од., а загальна фінансова потреба на реконструкцію МГ, модернізацію парків ГПА та оновлення обладнання КС сягає 500 млн ум. од. на рік [29].

Найчастіше, порушення працездатності магістральних трубопроводів виникають через конструктивні дефекти, порушення технології зварювання та використання низькоякісних матеріалів.

У зв'язку з недостатнім фінансуванням галузі темпи модернізації ділянок газопроводів та супутніх об'єктів істотно відстають від швидкості фізичної втомлюваності комунікацій. З цього виходить, що суттєва частина ремонтно-відновлювальних робіт та оновлення ділянок відбувається вже по факту виникнення аварійних ситуацій, замість комплексного забезпечення засобів попередження їх появи.

В умовах військового стану на території України значна частина об'єктів трубопровідного транспорту опинилась під окупацією або зруйновані, що унеможливує проведення ремонтних робіт і негативно впливає на стан призводячи до екологічних збитків.

Магістральні нафтогазопроводи відносяться до типу енергетично напружених об'єктів, аварійні ситуації на яких призводять до локальних і загальних забруднень навколишнього середовища та становлять безпосередню загрозу безпеці обслуговуючого персоналу й населення [29].

5.2 Заходи забезпечення екологічної безпеки магістральних газопроводів

Конструкційна надійність МГ є головним критерієм екологічної безпеки, яким визначається здатність виконувати необхідні функції протягом усього терміну експлуатації зі збереженням заданих властивостей.

На екологічну безпеку МГ впливають:

- ґрунтово-кліматичні умови експлуатації;
- напружений стан сталі;
- вплив електрохімічної корозії та стрес-корозії;
- агресивне середовище у просторі навколо трубопроводів;
- поступова втомлюваність матеріалу.

У випадку аварійних ситуацій на МГ проблема екологічної безпеки постає особливо гостро. Відмова газопроводу проявляється місцевою розгерметизацією, загальною втратою міцності і призводить до місцевих витоків природного газу, що може спричинити суттєву шкоду навколишньому середовищу з невідворотними наслідками.

З метою мінімізації впливу на екологію та збереження обсягів газу в умовах аварійної розгерметизації газопроводу кожні 20 км встановлюється запірна арматура, яка дозволяє ізолювати пошкоджену ділянку.

Для мінімізації впливу ґрунтово-кліматичних умов та запобіганню корозії застосовуються засоби захисту зовнішніх і внутрішніх поверхонь МГ, залежно від типу його прокладення (підземний, надземний, підводний).

До них відносяться:

- захисні металеві та лакофарбові покриття;
- інгібітори корозії;
- інгібітори-бактерициди;
- захисні емульсії та змащувальні матеріали.

Корозійну активність ґрунтів визначають параметри:

- електропровідність;
- кислотність;

- вологість;
- сольовий і лужний склад;
- температура та теплопровідність;
- повітропроникність.

Руйнація підземних ділянок газопроводів може виникати під впливом блукаючих струмів. Для захисту МГ від їх впливу застосовують протикорозійні покриття, катодний та дренажний захист. Сутність катодного захисту полягає у поляризації стороннім джерелом струму металевої поверхні труби МГ.

Трубопроводи газопровідного транспорту перебувають під постійним навантаженням природного газу, що перекачується під тиском. Для будівництва газопроводів застосовуються безшовні труби діаметром 720...1420мм. Для їх виготовлення і при проведенні ремонтно-відновлювальних робіт переважно використовують сталь. Пластикові трубопроводи легші та більш крихкі, тому застосовуються при надземному монтажі.

При більшому діаметрі газопроводу і тиск транспортованого по ньому природного газу збільшується запас кінетичної енергії, що викликає напруження у стінках, проте при аварійних руйнуваннях пропорційно зростає втрата природного газу. Застосування більшого діаметру МГ, прокладання газопроводу у важкодоступних місцях призводять до збільшення затраченого часу на ліквідацію аварійних ситуацій [29].

Негативний вплив на навколишнє середовище проявляється не лише в умовах виникнення аварій. Під час монтажу МГ підземним способом відбувається руйнування ґрунтових масивів та порушення взаємних зв'язків між елементами ландшафту.

Екологічна безпека газопроводів забезпечується шляхом:

- проведення своєчасних діагностичних і ремонтно-відновлювальних робіт лінійної частини МГ;
- модернізації та переоснащення конструктивних елементів та устаткування;
- впровадження систем автоматизованого контролю за технічним станом.

5.3 Забезпечення раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів та енергоефективності в галузі транспортування природного газу

ТОВ «Оператор ГТС України» (ОГТСУ) реалізує впроваджену державою стратегію раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів і покращення ступеню енергоефективності при транспортуванні природного газу по МГ. З цією метою ОГТСУ проводяться роботи у напрямках:

- інтегрування енергозберігаючих технологій та устаткування;
- моніторинг витрат паливно-енергетичних ресурсів;
- розробка організаційних та технічних заходів, направлених на оптимізацію обсягів витрат паливно-енергетичних ресурсів;
- створення відповідних нормативних баз [30].

Згідно з [31], обсяги забруднень парниковими газами мають знизитись на 40% до 2030 р. та на 70% до 2050 р.

Для реалізації умов угоди було визначено такі першочергові цілі:

- модернізація та заміна неекологічного, застарілого обладнання у відповідності світовим стандартам;
- запровадження нетрадиційних джерел енергозабезпечення об'єктів інфраструктури сфери транспортування природного газу;
- проведення енергетичних аудитів на об'єктах ГТС

Протягом 2020 року ОГТСУ було скорочено обсяги викидів у навколишнє середовище діоксиду вуглецю (CO_2) на 61%, NO_x та СО на 13% у порівнянні з показниками 2019 р.

ОГТСУ заощадив 1.8 млн m^3 метану (CH_4) шляхом оперативного виявлення та ліквідації джерел місцевих витоків природного газу на лінійній частині МГ та об'єктах газотранспортної інфраструктури.

Даний показник був досягнутий за рахунок спеціалізованих мобільних лабораторій, збільшення чисельності обслуговуючого персоналу і підвищення рівня автоматизації виконаних робіт.

Висновки за розділом

1. Описані основні причини виникнення аварійних ситуацій на об'єктах ГТС та їх вплив на навколишнє середовище;
2. Розглянуто основні заходи забезпечення екологічної безпеки магістральних газопроводів;
3. Проаналізовані заходи підвищення енергоефективності ГТС України та забезпечення раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів.

ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

1. Проведено аналіз роботи газотранспортної системи України, проаналізовано етапи встановлення та її розвитку. Це дало можливість визначити чинники, які впливають на ефективність роботи ГТС, та шляхи підвищення її ефективності.

Особливо гостро постало питання ефективності роботи ГТС в умовах амбанлінгу газової галузі України, та утворення незалежного оператора газотранспортної системи. Одним із питань ефективності є вплив відключень лінійних компресорних станцій на продуктивність роботи магістрального газопроводу.

2. Проведено аналіз наукових джерел в напрямку ефективного використання інфраструктури для забезпечення маневреності при змінах режимів роботи технологічного обладнання. Встановлено, що визначення оптимального режиму сумісної роботи лінійних необхідної кількості КС та ділянок МГ є метою мінімізації витрати паливного газу при транспортування природного газу МГ.

3. Розроблено методику побудови алгоритму впливу зупинки лінійної компресорної станції на продуктивність магістрального газопроводу з використанням математичної моделі роботи нагнітача та газодинамічних залежностей, які описують рух газу в решітці відцентрового нагнітача та ділянки магістрального газопроводу.

Представлена блок – схема алгоритму дозволяє в процесі програмування прослідковувати логічні зв'язки розрахунку та встановлювати необхідні обмеження робочих параметрів, що перевищують номінальні значення безпечної роботи ГТУ.

4. На основі запропонованої математичної моделі та алгоритму в системі програмного забезпечення Mathcad проведено дослідження режимів роботи та зміни продуктивності магістрального газопроводу (на прикладі газопроводу «Союз») в процесі послідовних відключень лінійних компресорних станцій.

5. З аналізу дослідження режимів роботи та зміни продуктивності магістрального газопроводу в процесі послідовних відключень лінійних компресорних станцій встановлено, що найбільший вплив на зміну продуктивності впливають зупинки компресорних станцій на початку газопроводу.

Чим більш віддалена зупинка КС від початку газопроводу, тим менший її вплив на зміну продуктивності. Необхідний обсяг природного газу в магістральному газопроводі для того щоб забезпечити задану продуктивність при цьому значно менший базового варіанту. При зупинці віддалених від початку газопроводу КС, обсяг газу в трубопроводі асимптотично наближається до базового варіанту.

6. Коефіцієнт корисної дії працюючих газоперекачувальних агрегатів при зупинці лінійної компресорної станції вищий за ККД ГПА базового варіанту

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про запровадження 5-го пакету санкцій у відношенні РФ у зв'язку зі збройною агресією проти України (офіційний сайт комітету ЄС. URL: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/04/08/eu-adopts-fifth-round-of-sanctions-against-russia-over-its-military-aggression-against-ukraine/>);
2. Стаття «What is the energy price cap and what will happen to bills?» журналістського видання «BBC» (<https://www.bbc.com/news/business-58090533>);
3. Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії : Закон України від 02.11.2021 р. № 1850-IX : станом на 27 лип. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1850-20#Text> ;
4. Commission Regulation (EU) 2015/703 of 30 April 2015 establishing a network code on interoperability and data exchange rules (Text with EEA relevance). Document 32015R0703. Official Journal of the European Union. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2015/703/oj> (дата звернення: 07.10.2022);
5. Про внесення змін до статті 3 Закону України №329-VIII № 2479-IX від 29.07.2022 «Про ринок природного газу»;
6. ДИРЕКТИВА ЄВРОПЕЙСЬКОГО ПАРЛАМЕНТУ І РАДИ 2012/27/ЄС від 25 жовтня 2012 року про енергоефективність;
7. ДИРЕКТИВА ЄВРОПЕЙСЬКОГО ПАРЛАМЕНТУ ТА РАДИ 2009/73/ЄС від 13 липня 2009 року про спільні правила внутрішнього ринку природного газу;
8. РІШЕННЯ КОМІСІЇ від 24 серпня 2012 року щодо внесення змін до Додатку I Регламенту (ЄС) № 715/2009 Європейського Парламенту та Ради щодо умов доступу до газотранспортних систем;
9. Постанова НКРЕКП від 17 березня 2020 р. № 619 Про затвердження Плану розвитку газотранспортної системи Оператора газотранспортної системи ТОВ «ОПЕРАТОР ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ»;
10. Закон України №329-19 від 09.04.2015 р. «Про ринок природного газу»;

11. ЕНЕРГЕТИЧНА СТРАТЕГІЯ УКРАЇНИ НА ПЕРІОД ДО 2035 РОКУ «БЕЗПЕКА, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, КОНКУРЕНТОСПРОМОЖНІСТЬ» схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р.

12. Офіційний сайт ОГТСУ URL <https://tsoua.com/pro-nas/istoria/>

13. Офіційний сайт ОГТСУ URL <https://tsoua.com/kliyantam/yak-staty-kliiyentom/dogovir/>

14. Постанова НКРЕКП №1378/27823 від 06.11.2015 Про затвердження кодексу газотранспортної системи.

15. Запухляк, І. Б. (2017). Сучасний стан та проблеми розвитку газотранспортної системи України в контексті євроінтеграційних процесів. *Науковий вісник Придніпровської державної академії будівництва та архітектури*, (3), 47-52.

16. Щорічний статистичний огляд «British Petroleum Statistical Review of World Energy 2020 | 69th edition»

17. Ключень, А. М., and М. О. Карпаш. "Роль нормативних документів у забезпеченні надійного та безпечного функціонування газотранспортної системи України – історія сьогодення та напрямки реформування." *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields* 3 (64) (2017): 24-30.

18. Чекурін, В. Ф., Пономарьов, Ю. В., Притула, М. Г., & Химко, О. М. (2020). Підхід до автоматизації управління газотранспортною системою України. *Технічна діагностика та неруйнівний контроль*, (4), 23-31.

19. Пилипів, Б. І., & Зелінська, Г. О. (2017). Модернізація газотранспортної системи України в контексті енергетичної безпеки.

20. Гораль Л. Т. Обґрунтування необхідності проведення технічної реструктуризації газотранспортної галузі. – 2010.

21. Pikul M., Otroshchenko V. Analysis of the efficiency of a gas turbine unit with two-stage compression // *Polit. Callanges of science today. International relations: abstracts of XXI International conference of higher education students and young scientists*. – National Aviation University. – Kyiv, 2021. – pp. 47-49.

22. Volianska L., Tymoshchuk O., Pikul M. Analysis of the efficiency of application heat-used cooling systems of gas turbine drive air cycle //Наукоємні технології. – 2020. – Т. 48. – №. 4. – С. 545-552.

23. Доцільність застосування безпілотного літального апарату на нафтогазопроводах. Наукоємні технології. – Київ: НАУ. 2021, Т. 50 № 2. – С. 177-184
Співавтори: Козлов В.В., Волянська Л.Г., Отрощенко В.В

24. Сусак О. М., Касперович В. К., Андрієшин М. П. Трубопровідний транспорт газу. – 2013.

25. Статистичні дані про стан виробничого травматизму. Офіційний сайт Державної служби України з питань праці URL/<https://dsp.gov.ua/stan-vyrobnychoho-travmatyzmu/>

26. Закон України від 23.09.1999 р. №1105-XIV «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування

27. Наказ Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 26.01.2005 р. №15 «Про затвердження Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці та Переліку робіт з підвищеною небезпекою»

28. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою

29. О. І. Запорожець, С. В. Бойченко, О. Л. Матвєєва, С. Й. Шаманський, Т. І. Дмитруха, С. М. Маджд ТРАНСПОРТНА ЕКОЛОГІЯ Навчальний посібник

30. Офіційний сайт ОГТСУ. URL <https://tsoua.com/pro-nas/upravlinnya-kompanieu/ekologia-i-dovkillya/>

31. «Паризька угода» ратифікована Законом № 1469-VIII від 14.07.2016

32. Грудз Я. В. Оптимізація режимів роботи газопроводу з урахуванням енерговитратності транспорту газу //Нафтогазова енергетика. – 2012. – №. 2.

33. Грудз В. Я. и др. Рациональные режимы работы сложных газотранспортных систем //Prospecting and Development of Oil and Gas Fields. – 2021. – №. 2 (79). – С. 73-79.

34. Грудз Я. В. Принципи оптимізації режимів роботи газопроводу // Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2013. – №. 1 (21). – С. 191-212.
35. Чернова О. Т., Грудз В. Я., Гершун Б. І. Раціональні режими експлуатації газотранспортних систем в умовах обмеженого обсягу транзиту газу // Таврійський науковий вісник. Серія: Технічні науки. – 2022. – №. 1. – С. 195-201.
36. Тимків О. В., Михалків В. Б. Метод розрахунку режимів роботи систем магістральних газопроводів // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2014. – №. 1. – С. 155.
37. Василів О. Б. Моделювання режимів транспортування природного газу магістральними газопроводами в умовах недовантаження / О. Б. Василів, О. С. Тітлов, Т. А. Сагала // Нафтогазова енергетика. - 2019. - № 2. - С. 35-42.