

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

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри

д. т. н., професор

_____ Ю.М. Терещенко

« _____ » листопада 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)

здобувачки освітнього ступеня «МАГІСТР»

за освітньо-професійною програмою

«Газотурбінні установки і компресорні станції»

**Тема: Дослідження ефективності роботи магістрального газопроводу
в залежності від його продуктивності**

Виконавиця: _____ Пікуль Марина Олександрівна

Керівник: канд. техн. наук, доцент _____ Андрієшин Михайло Петрович

Консультанти з окремих розділів пояснювальної записки:

Охорона праці: ст.викл. _____ О. О. Козлітін

Охорона навколишнього середовища: к.т.н., доц. _____ Т. І. Дмитруха

Нормоконтролер: к.т.н., доц. _____ К. І. Капітанчук

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 _____ Ю.М. Терещенко

« 06 » жовтня 2022 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання кваліфікаційної роботи

Пікуль Марини Олександрівни

1. Тема роботи: «Дослідження ефективності роботи магістрального газопроводу в залежності від його продуктивності» затверджена наказом ректора від « 21 » жовтня 2022 р., № 1987/ст.

2. Термін виконання роботи: з 06 жовтня 2022 р. по 31 листопада 2022 р.

3. Вихідні дані роботи: газопровід «Союз» діаметром $D = 1420$ мм, протяжністю $L = 1568,5$ км, проектною продуктивністю $75010,755$ ГВт. Енергію потоку переміщення потоку газу по трубопроводу забезпечують 12 лінійних компресорних станцій, до яких входять по 7 газоперекачуючих агрегатів, обладнаних 83 стаціонарними MS3002, і 1 авіаційним AI-336-2-10 приводами загальною потужністю 840 МВт та 48 нагнітачами RF-2BB-30, та 35 Demag 655P2. Природний газ, що транспортується даним газопроводом відноситься до другого сімейства групи H, компонентного складу: метан – 95%, етан – 0,8%, пропан – 1,2%, нітроген – 1%. діоксид вуглецю – 2%. Густина природного газу за стандартних умов ($P=1,01325$ бар, $T=293,15$ °К) $\rho = 0,714$ кг/м³, відносна густина по повітрю $\Delta = 0,593$, з вищою теплотою згоряння $H_s = 10,304$ кВт, та нижчою – $H_i = 9,293$ кВт/м³. Число Воббе $W = 13,38$ кВт/м³, газова стала $R = 503$ МДж/кг °К.

4. Зміст пояснювальної записки: перелік умовних скорочень, вступ, характеристика технічного стану компресорних станцій магістрального газопроводу «Союз», розділи з охорони праці та охорони навколишнього середовища,

висновки, список використаних джерел, додатки.

5. Перелік обов'язкового презентаційного матеріалу: схема магістрального газопроводу «Союз».

6. Календарний план-графік

№ пор.	Завдання	Термін виконання	Підпис керівника
1.	Вивчення характеристик компресорних станцій газопроводу «Союз»	06.10.2022-10.10.2022	
2.	Побудова математичної моделі сумісної роботи КС та дільниць МГ. Розрахунок ефективності роботи магістрального газопроводу при різних значеннях продуктивності	11.10.2022-30.10.2022	
	Проведення аналізу результатів досліджень	31.10.2022-04.11.2022	
3.	Розробка питань охорони праці	05.11.2022	
4.	Розробка питань охорони навколишнього середовища	07.11.2022	
5.	Оформлення пояснювальної записки	08.11.2022-10.11.2022	
6.	Оформлення презентації	11.11.2022	

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: _____ М.П. Андрієшин
(підпис керівника)

Завдання прийняла до виконання: _____ М.О. Пікуль
(підпис випускниці)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи здобувача освітнього ступеня «магістр» за темою «Дослідження ефективності роботи магістрального газопроводу в залежності від його продуктивності»:

95 сторінок, 11 таблиці, 12 рисунків, 27 використаних джерел.

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

Мета кваліфікаційної роботи – визначення оптимального режиму сумісної роботи лінійних компресорних станцій та ділянок магістрального газопроводу з метою мінімізації витрати паливного газу при транспортуванні природного газу магістральним газопроводом.

Об’єкт дослідження – магістральний газопровід «Союз».

Предмет дослідження – сумісна робота лінійних компресорних станцій та ділянок магістрального газопроводу.

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

Практичне значення отриманих результатів.

Матеріали кваліфікаційної роботи рекомендується застосовувати у практичній діяльності 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

ВСТУП	8
ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	14
РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОПРОВОДУ «СОЮЗ».....	17
Висновки до розділу 1	21
РОЗДІЛ 2. ПОБУДОВА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ СУМІСНОЇ РОБОТИ ЛІНІЙНОЇ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ ТА ДІЛЬНИЦІ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ	22
2.1. Побудова математичної моделі нагнітача газоперекачуючого агрегату	22
2.2. Моделювання режиму роботи газоперекачувального агрегату компресорної станції.....	24
2.3. Моделювання роботи ділянки лінійної частини магістрального газопроводу.....	29
Висновки до розділу 2	31
РОЗДІЛ 3. ВИХІДНІ ДАНІ ДОСЛІДЖЕНЬ СУМІСНОЇ РОБОТИ ЛІНІЙНИХ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ ТА ДІЛЬНИЦЬ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ «СОЮЗ»	32
Висновки до розділу 3	35
РОЗДІЛ 4. РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ СУМІСНОЇ РОБОТИ ЛІНІЙНИХ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ ТА ДІЛЬНИЦЬ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ «СОЮЗ»	36
Висновки до розділу 4	75
РОЗДІЛ 5. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ.	76
Висновки до розділу 5	78
РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	79
Висновки до розділу 6	82
РОЗДІЛ 7. ОХОРОНА ПРАЦІ	83
7.1. Вступ.....	83
7.2. Організація робочого місця.....	83

7.3. Перелік шкідливих та небезпечних виробничих чинників	85
7.4. Аналіз шкідливих та небезпечних виробничих чинників	86
7.5. Мікроклімат робочої зони	86
7.6. Захист від виробничого шуму.....	88
7.7. Пожежна безпека.....	88
Висновки до розділу 7	90
ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ.....	91
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	93

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ

Перелік умовних позначень

Позначення	Розмірність	Назва
L	км	довжина дільниці 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 м ³ /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
m	-	кількість нагнітачів

Перелік скорочень

МГ	магістральний газопровід
ГПА	газоперекачувальний агрегат
КС	компресорна станція
ГТС	газотранспортна система
ГТУ	газотурбінна установка
ГРС	газорозподільна станція
ГВС	газовимірювальна станція
ЄС	Європейський Союз
ОГТСУ	Оператор газотранспортної системи України
ВТЗ	вища теплота згорання
LNG	Liquefied Natural Gas
ТОВ	Товариство з обмеженою відповідальністю
ДМГ	дільниця магістрального газопроводу
САУ	система автоматизованого управління
АПО	Апарат повітряного охолодження

ВСТУП

Україна є однією з найбільших країн-транзитерів природного газу, а ГТС України відноситься до числа найпотужніших газотранспортних систем Європи, що дозволяє оперативно маневрувати природним газом. При виникненні обмежень з постачанням по одному з маршруту газопроводу, потоки можуть бути спрямовані на інший, зберігаючи зобов'язання щодо постачання.

Технологічна ефективність та гнучкість ГТС України були продемонстровані у 2009 році. За короткий термін українські оператори змінили напрямок потоку природного газу в умовах низької температури. Під час різкого похолодання в Європі у 2012 році збільшилось споживання природного газу, що призвело до підвищення обсягу транзиту природного газу на 100 млн м³ протягом 8 днів до 320 млн м³ в добу. ГТС України успішно виконало це завдання. У 2018 році наприкінці зими в Європі та в Україні різко впала температура навколишнього середовища та виникла нестача природного газу, проте ГТС України у цей період забезпечило безперебійний транзит.

Транспортування російського природного газу до вісімнадцяти країн Європи відбувається через ТОВ «Оператор газотранспортної системи України». До цього переліку входять наступні країни: Австрія, Болгарія, Боснія, Греція, Італія, Македонія, Молдова, Німеччина, Польща, Румунія, Сербія, Словаччина, Словенія, Туреччина, Угорщина, Франція, Хорватія та Чехія.

До складу ГТС України входять 33079 км газопроводів діаметром від 700 до 1400 мм, 57 КС, на яких експлуатується понад 700 ГПА, 1389 ГРС. Потужність ГТС на вході складає 281 млрд м³ в рік, на виході – 146 млрд м³ в рік. Згідно з Центральним диспетчерським департаментом, у 2017 році обсяг транзиту газу для європейських споживачів територією України сягнув рекордного значення за останні 8 років, що складає 93,5 млрд м³. Це на 13,7 % більше аналогічного показника 2016 року, що складає приблизно

20,8 млрд куб. м³. У 2020 році транзит газу до європейських країн зменшився на 38% у порівнянні з 2019 роком, що відповідає значенню 55,8 млрд м³ [1].

Крім транзиту природного газу, трубопровідний транспорт забезпечує внутрішні потреби України. З МГ природний газ надходить через газопроводи-відводи до розподільних мереж або до великих споживачів – промислових підприємств, а також постачає власний природний газ від газових родовищ та підземних сховищ. Порівнюючи з показником 2016 року, вітчизняний видобуток у 2017 році збільшився на 620 млн м³, тобто або на 3,1%. У 2020 році видобуток природного газу скоротився на 20,2 млрд м³, що на 2% менше у порівнянні з 2019 роком.

До складу ГТС України входять наступні підрозділи: диспетчерські, лінійно-експлуатаційні, ремонтні, охоронні та планово-виробничі служби управлінь магістральних газопроводів.

Згідно з положеннями частини 2 статі 30 Закону України «Про ринок природного газу» розроблено «План розвитку газотранспортної системи до 2029 року». У документі визначено основні об'єкти, будівництво або реконструкція яких є доцільною у наступні 10 років, перелік підтверджених інвестицій та строки реалізації всіх інвестиційних проектів [2].

План розвитку ГТС розроблено на основі Енергетичної стратегії України до 2035 року «Безпека, Енергоефективність, Конкуренто-спроможність», ENTSOG TYNDP 2020 та з урахуванням енергетичних стратегій 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).

З метою подальшої інтеграції ринків та досягнення високого рівня безпеки постачання, як для України, так і для Європейського Союзу, а також створення сприятливих ринкових умови для ринків газу в Україні та Європи, розглядаються наступні заходи/проекти для реалізації: перенесення точок прийому російського/центрально-азійського природного газу на східний кордон

України; налагодження ефективної взаємодії з оператором газосховищ України з метою ефективного балансування та управління ГТС; будівництво відповідних газопроводів-перемичок; проведення реконструкцій та інших заходів/робіт направлених на збереження або підвищення гнучкості та надійності роботи ГТС, а також рівня її інтегрованості.

Планом розвитку ГТС передбачено розроблення комплексу заходів направлених на розбудову в Україні сучасної газотранспортної системи, яка буде відповідати наступним пунктам:

1. Задоволення потреб ринку природного газу України та ЄС в наступні 10 років в транспортних потужностях.

2. Гарантування надійної та безперебійної роботи ГТС Товариства відповідно до технічних, економічних та погодних умов.

3. Автоматизація технологічних процесів діяльності Товариства та ГТС з метою підвищення ефективності роботи системи.

4. Оперативне щодобове/щогодинне вимірювання кількості природного газу в енергетичних одиницях з метою забезпечення прозорості та відкритості ринку природного газу.

5. Оперативне управління системою на основі відповідного ПО та САУ з метою покращення гнучкості роботи системи та рівня оперативного реагування на добові коливання та надзвичайні ситуації.

6. Використання високотехнологічного автоматизованого обладнання з метою підвищення ефективності керування системою та безпеки.

7. Забезпечення захищеної роботи ПО та САУ Товариства з метою уникнення кібератак та гарантування безпечної роботи системи.

8. Підвищення гнучкості роботи системи в рамках добового балансування.

9. Забезпечення відповідності запропонованих потужностей потребам ринків.

10. Забезпечення відповідності ГТС економічно-обґрунтованим показникам.

11. Виконання заходів та використання обладнання, що відповідає світовим нормам.

Підвищення рівня енергонезалежності України можливо за рахунок диверсифікації джерел постачання природного газу. Першочерговим завданням по цій програмі є укладання угоди про взаємодію (Interconnection Agreements) по всіх точках міждержавного з'єднання з Росією, Білорусією, Польщею, Словаччиною, Угорщиною, Румунією та Молдовою.

Ефективне використання паливного газу при транспортуванні природного газу по газотранспортній системі України є важливим завданням сьогодення. Підвищення вартості природного газу, що спричинено воєнним станом та санкціями проти використання російського газу, призводить до необхідності його раціонального використання під час транспортування на значні відстані. Даний процес залежить від багатьох чинників, зокрема від оптимальної роботи лінійних компресорних станцій, коефіцієнту гідравлічного опору лінійних ділянок газопроводу, кількості та вартості паливного газу та інших. Питання ефективності є особливо актуальним під час приєднання України до умов Договору про заснування Енергетичного Співтовариства. Підписавши Угоду про асоціацію з Європейським Союзом, Україна взяла на себе зобов'язання з імплементації актів законодавства Енергетичного Співтовариства у сфері енергетики та інтеграції до європейських енергетичних ринків. Законом України від 02.11.2021 № 1850-ІХ були внесені відповідні зміни щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії [3]. Вартість природного газу визначатиметься виходячи з його енергетичної цінності, а його параметри будуть приведені до відповідних значень на внутрішньому ринку держав-членів ЄС. Згідно внесених змін до 3 глави «Облік природного газу» Закону України №329-VIII «Про ринок природного газу», розрахунки під час приймання-передачі до/з газотранспортної або газорозподільної системи, купівлі-продажу, постачання, споживання природного газу, надання послуг з транспортування, розподілу, зберігання (закачування, відбору) природного газу або послуг установки LNG

здійснюються за обсягом природного газу в одиницях енергії, що визначається за вищою теплотою згорання. Одиницею вимірювання енергії природного газу є кіловат-година (кВт·год). Всього запроваджено два способи визначення обсягу природного газу. Першим є безпосереднє вимірювання обсягу природного газу в одиницях енергії. Другим по пріоритету способом є переведення обсягу природного газу в одиницях об'єму (кубічних метрах) в одиниці енергії (кіловат-години), що визначається за відповідним маршрутом згідно з кодексом газотранспортної системи, кодексом газорозподільних систем, затверджених Регулятором.

Запровадження енергетичних одиниць при розрахунках за природний газ відповідає Директивам Європейського Парламенту та Ради 2012/27 ЄС про енергоефективність та 2009/73 ЄС про спільні правила внутрішнього ринку природного газу, а також Регламентом Європейського Парламенту та Ради 715/2009 щодо умов доступу до мереж транспортування природного газу та 703/2015 щодо встановлення мережевого кодексу для внутрішнього управління та правил обміну даними.

Згідно регламенту 715/2009, оператори транспортних систем 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 ці значення були розраховані [4].

Таким чином, визначення оптимальних умов для перекачування природного газу у одиницях енергії по газотранспортній системі України є важливим завданням. У даному дослідженні була побудована математична модель режиму роботи магістрального газопроводу «Союз» у програмному

забезпеченні Mathcad, що враховує фізичні властивості природного газу, специфіку сумісної роботи КС та лінійної частини МГ з врахуванням комерційного обліку газу в одиницях енергії. Розрахунки були проведені на різних режимах з відповідною добовою продуктивністю. В результаті отримано залежність питомої енергії паливного газу від енергії природного газу, що транспортується, на виході із магістрального газопроводу від його продуктивності.

Мета і завдання виконання кваліфікаційної роботи – визначення оптимального режиму роботи газопроводу для мінімізації витрат на паливний газ.

Об’єкт дослідження – магістральний газопровід «Союз».

Предмет дослідження – газоперекачувальний агрегат.

Методи дослідження – аналітичні та статичні дані. Обробка даних проведена з використанням математичної статистики та обчислювальної техніки.

Наукова новизна отриманих результатів. Результати дослідження відповідають нововведеним поправкам Закону України №329-VIII «Про ринок природного газу».

Практичне значення отриманих результатів. Отримані значення можуть бути використані операторами МГ «Союз» при зміні обліку газу в енергетичні одиниці

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.

ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

Питання оптимізації режимів роботи магістральних газопроводів має принципове значення сьогодні. У зв'язку з підвищенням вартості природного газу, необхідно збільшити економічність процесу його транспортування. Цього можна досягти шляхом зниження об'ємних витрат паливного газу.

В. Грудз дослідив у статті [5] вплив енергетичної ефективності використання паливного газу на вибір раціональних режимів експлуатації газотранспортних систем в умовах ринкової економіки. У праці показано залежність коефіцієнта корисної дії газотранспортної системи від обсягу перекачування газу, і на її основі побудовано виробничі функції компресорних станцій і лінійних ділянок з урахуванням корисного використання енергоресурсів. Проведено техніко-економічний аналіз ефективності перекачування газу при різних режимах, в результаті якого встановлено залежність витрат на транспортування газу від параметрів режиму роботи. Наведено приклади розрахунків і побудови моделей для умов транспортування газу газопроводом «Союз».

У спільній праці В. Грудза, Я. Грудза, Р. Терещенко та Б. Гершуна [6] наведено принципи формування математичних моделей для вибору раціональних режимів експлуатації складних газотранспортних систем з багатоцеховими компресорними станціями, обладнаними різнотипними газоперекачувальними агрегатами. Розглянуто методику побудови таких характеристик і процедури встановлення їх стійкості, що дозволяє формалізацію побудови критеріальної залежності параметрів режиму від енергоекономічних факторів. Викладені принципові рішення, що дозволяють формалізувати функцію мети для вибору раціонального режиму експлуатації газотранспортної системи в умовах її неповного завантаження.

У статті [7] досліджено методи підвищення ефективності режимів роботи газотранспортної системи з використанням різних критеріїв оптимальності.

Визначено вплив величини ККД на пропускну здатність трубопроводу в залежності від параметрів.

Оптимізація режимів роботи газотранспортної системи в умовах її роботи з неповним завантаженням має свої особливі підходи і принципи їх реалізації. Особливості процедури оптимізації стосуються насамперед розширення сфери допустимих режимів і відповідно вибору технологічних схем і обладнання газотранспортної системи, адже у разі суттєвого зменшення продуктивності експлуатація можлива за зменшення числа працюючих компресорних станцій чи кількості працюючих газоперекачувальних агрегатів на кожній з них. Слід зауважити, що в умовах неповного завантаження газотранспортної системи єдиними критеріями оптимальності режимів роботи можуть служити мінімум енергозатрат на транспортування газу і максимум надійності газопроводу. Керуючись першим з цих критеріїв, можна вибрати принцип оптимізації режимів з вказаної множини допустимих. Другий критерій встановлює оптимальні принципи обслуговування технологічного обладнання та газопроводів газотранспортного комплексу. З метою їх практичної реалізації були вироблені стратегічні напрями і методи оптимізації режимів і обслуговування газотранспортної системи в умовах неповного завантаження у праці [8].

Для оперативного керування режимом роботи газотранспортних систем у статті [9] побудовано моделі функціонування окремих частин системи: компресорних станцій, лінійних ділянок, регулюючої та запірної арматури тощо. Методи опису елементів даних систем повинні відзначатися гнучкістю, універсальністю, високим ступенем точності та зручності при розробці обчислювальних програм. Авторами запропоновано одновимірний опис процесів перекачування газу трубопроводом. При цьому течія в каналі розглянута з постійними по перерізу труби швидкістю, температурою, тиском і густиною газу.

Дослідники Одеської національної академії харчових технологій О. Василів, О. Тітлов та Т. Сагала провели оцінку поточного стану транзиту

природного газу українською газотранспортною системою (ГТС) [10]. Розглянуто передумови подальшого зменшення завантаженості ГТС в найближчі роки, зокрема в напрямку Європи через газовимірювальну станцію «Орлівка» (південний напрямок), враховуючи побудову альтернативних обхідних газопроводів. Методика містить розрахунок фізичних властивостей газу за його складом, розрахунок компримування газу, розрахунок лінійної частини, витрат газу на власні потреби компресорної станції та розрахунок сумарної потужності газоперекачуючих агрегатів при заданих технологічних обмеженнях. За результатами проведеної оптимізації побудовано графічні залежності: оптимальної частоти ротора нагнітача від продуктивності газопроводу; зміни потужності та тиску в залежності від продуктивності газопроводу при роботі різної комбінації нагнітачів. Розроблено рекомендації для мінімізації витрат паливного газу на компресорній станції.

Для підвищення ефективності газотурбінних установок на компресорних станціях магістральних газопроводів у статті [11] досліджено вплив температури зовнішнього повітря на потужність ГТУ, можливість використання розширювача-генератора для вироблення електроенергії; попередній підігрів повітря і газу, що надходять в газову турбіну, з метою економії палива. Розроблена схема ГТУ, яка полягає в підігріві повітря перед компресором, подачі газу через детандер-генератор і підігріві газу після нього.

Дослідження шляхів впровадження енергозберігаючих технологій на ГТУ проведено у працях [12-13]. Розглянуто можливості застосування складних термодинамічних циклів та технологічних схем задля підвищення ККД. Вивчено вплив параметрів робочого процесу на ефективність ГТУ та надані рекомендації щодо оптимізації їх конструкції.

РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОПРОВОДУ «СОЮЗ»

МГ «Союз» є складним техніко-технологічним, постійно діючим газотранспортним комплексом, який прокладено зі сходу на захід через всю територію України. Діаметр газопроводу – 1420 мм, проектний тиск – 7,5 МПа (75 атм), проектна продуктивність – 75010,755 ГВт, пропускна спроможність – 26 млрд м³ природного газу на рік, загальна довжина – 1568,5 км.

До складу МГ «Союз» входять дванадцять лінійних КС и одна ГВС: Новопсков, Борова, Первомайськ, Машівка, Кременчуг, Олександрівка, Тальне, Гайсин, Бар, Гусятин, Богородчани, Хуст і ГВС Ужгород. Найбільшою ділянкою газопроводу є КС Богородчани – КС Хуст, довжина складає 146 км. Матеріалом труби є X60 (API 5L), матеріалами ізоляційного покриття є Poliken 980-25 на ділянці від КС Новопсков до КС Гусятин, та Poliken 950-40 від КС Гусятин до ГВС Ужгород.

Усього в експлуатації знаходиться вісімдесят три стаціонарних двигуни MS3002 та один авіаційний двигун AI-336-2-10. Загальна потужність приводів складає 840 МВт. Загальна кількість нагнітачів на ділянці газопроводу складає сорок вісім RF-2BV-30 та тридцять вісім Демаг 655P2.



Рис. 1.1. Газотранспортна система України

ГПА фірми Дженерал Електрик (США) MS-3002 потужністю 10 МВт також має назви ГТК-10I або Frame 3. Газоперекачувальні агрегати призначені для стиснення природного газу в магістральних трубопроводах. До основного обладнання ГПА відносяться: газова турбіна, відцентровий нагнітач, повітрязабірна камера із системами підготовки циклового повітря та шумоглушення, антизледенувальна система з регулюючим клапаном, вихлопна система рекуператором та котлом-утилізатором, скидні клапани VA BB1,2, блок системи вуглекислотного пожежогасіння, блок системи вентиляції та обігріву укриття агрегату, дренажна ємність із системою дренажних трубопроводів; апарат повітряного охолодження етиленгліколю, блок насосів етиленгліколю, блок вентиляторів наддуву турбіни, відсік допоміжних пристроїв турбіни, блок входних кранів, до складу якого входять кульові крани № 1 і № 4 з дистанційним керуванням та два ручні кульові крани, блок вихідних кранів з дистанційним керуванням, до складу якого входять кульовий кран № 2, кульовий кран № 5, антипомпажний кран № 6 (перед головним нагнітальним краном № 2 та антипомпажним краном № 6 з боку нагнітача розташовані зворотні клапани та свічки з ручними кранами, краном № 6 розташований ручний кран № 6а, який під час роботи агрегату повинен бути відкритий), блок паливного та пускового газу, щити керування турбіни та компресора, щит керування електродвигунами агрегату, щит систем пожежогасіння та газозивлення.

Нагнітач газу RF-2BB-30 використовується для компримування газу. Нагнітач встановлений на плиті основи, на якій розташовані насоси ущільнюючого масла, дренажні пастки і щит з манометрами та вимикачами. З окремо встановленої установки для подачі мастила, масло подається на силову турбіну і мастильне та ущільнювальне масло на компресор. Генератор з приводом від валу розташований на установці мастила та працює від допоміжного приводу на компресорі. Генератор забезпечує живлення всім двигунам, необхідним безперервного режиму роботи.

Корпус нагнітача являє собою сталевий виливок, розрахований на підвищені швидкості та тиску. Знімні торцева кришка та вхідний повітрязабірник забезпечують доступ до проточної частини та ротора. У лапах корпусу передбачені гвинти для вирівнювання по горизонталі. Два дренажні отвори в днищі корпусу призначені для зливу надлишкового масла або рідини з корпусу. Запобіжні вимикачі на стороні нагнітання корпусу захищають компресор від надлишкового тиску та температури.

Проточна частина складається з напрямних апаратів першого ступеня, робочих коліс, діафрагм, направляючого апарату другого ступеня та ущільнення, спіральної камери на стороні нагнітання та розвантажувального поршня з ущільненням. Шістнадцять нерухомих лопаток направляючого апарату знижують турбулентність газового потоку, що надходить на робоче колесо першого ступеня. Направляючий апарат другого ступеня спрямовує газ від колеса першого ступеня на колесо другого ступеня.

Всі деталі, що обертаються, відносяться до ротора. Цими деталями є наступні: робочі колеса першого та другого ступенів, кільце упорного підшипника, розвантажувальний поршень, зубчаста передача допоміжного приводу та вал робочого колеса. Завзяте кільце та робочі колеса посаджені на вал на шпонку з пресою посадкою. Розвантажувальний поршень, встановлений позаду робочого колеса другого ступеня, теж посаджений на вал на шпонку. Тиск газу нагнітання в компресорі додається на торцеву поверхню приводу розвантажувального поршня зниження навантаження на упорний підшипник. Ротор встановлений у двох корінних підшипниках та подвійному завязаному підшипнику. Корінні підшипники типу, що самовстановлюється, кожен з 5 шарнірними вкладишами, з бабітовою заливкою. Упорний підшипник складається з двох самовстановлюваних підшипників з шістьма вкладишами, розділеними сталевим упорним кільцем. Вкладиші підшипників самовстановлюваного типу і рівномірно розподіляють осьове навантаження. Осьовий тиск ротора в період пуску сприймається внутрішнім упорним

підшипником, а робочий осьовий тиск зовнішнім упорним підшипником, розташованим зовні кільця.

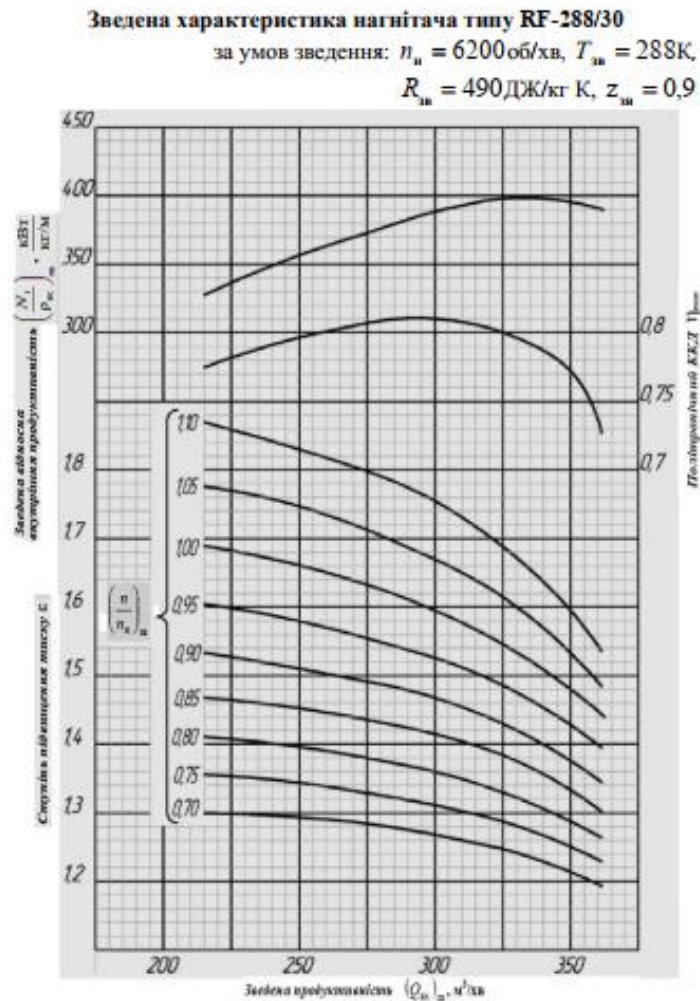


Рис. 1.2. Зведена характеристика нагнітача RF-2BV-30

Плівкові масляні ущільнення застосовуються для запобігання витоку газу в атмосферу навколо валу ротора. Ущільнення на стороні кришки складається з двох ущільнюючих кілець, що плавають, і двох лабіринтних ущільнень. Ущільнення на стороні муфти забезпечене двома плаваючими кільцями ущільнювачів і одним лабіринтним ущільненням. Мастило високого тиску подається на ущільнення і направляється на кільця як високого, так і низького тиску. Це мастило запобігає витоку газу вздовж валу і через ущільнення. Якщо газ потрапляє на лабіринтну частину ущільнення, він відводиться в газоуловлювач разом із надлишковою олією. Допоміжний привід розташований

на боці приводу компресора і служить для приводу генератора, розташованого на установці мастила, за допомогою муфти діаметром 1524 мм. Допоміжний привід працює від шестерні на валу робочого колеса, причому кількість обертів допоміжного приводу валу в три рази перевищує кількість обертів компресора [14].

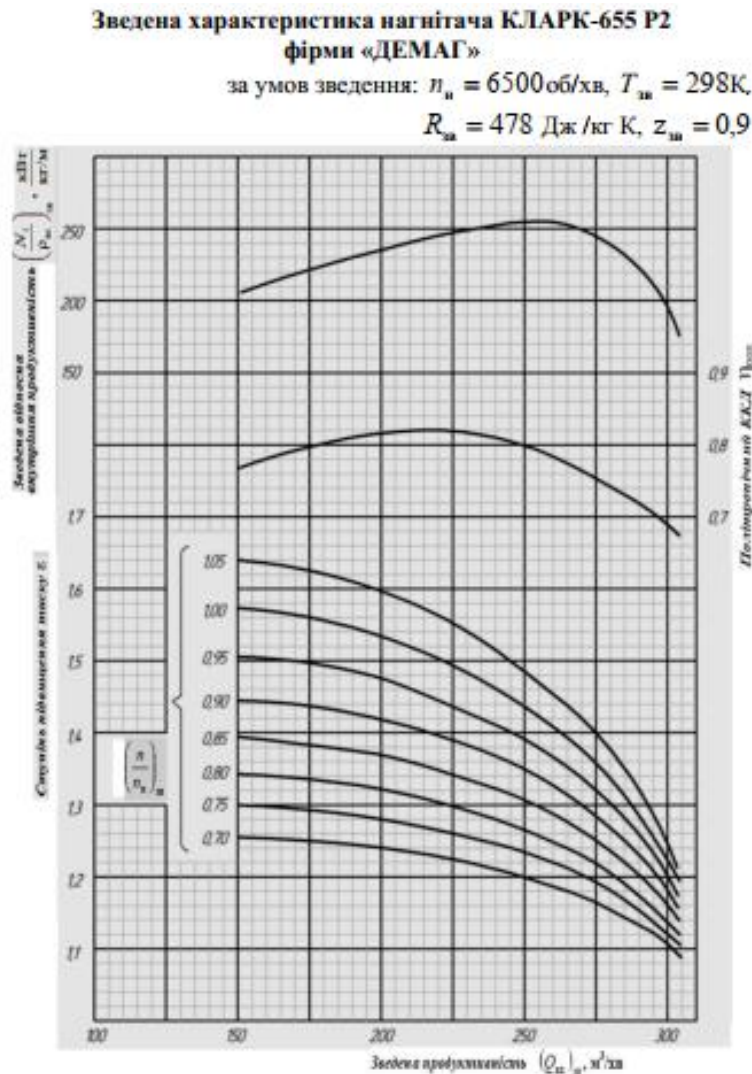


Рис. 1.3. Зведена характеристика нагнітача КЛАРК-655 Р2

Висновки до розділу 1

Представлена характеристика МГ «Союз»: геометричні розміри трубопроводу, проектні параметри, кількість лінійних КС та ГВС, кількість та тип двигунів в експлуатації. Описані властивості ГПА MS-3002, нагнітачів RF-2ВВ-30 та КЛАРК-655 Р2 фірми «Demag».

РОЗДІЛ 2. ПОБУДОВА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ СУМІСНОЇ РОБОТИ ЛІНІЙНОЇ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ ТА ДІЛЬНИЦІ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ

2.1. Побудова математичної моделі нагнітача газоперекачуючого агрегату

Розрахунок режимів роботи газопроводу проведено згідно з методикою [15]. На першому етапі побудовано математичні моделі нагнітачів RF-2BB-30 та КЛАРК-655 Р2 на основі їх приведених газодинамічних характеристик. Метою розрахунку режимів роботи нагнітача є визначення оптимальних газодинамічних режимів роботи як кожного агрегату, так і компресорної станції в цілому з метою забезпечення заданої пропускної здатності перекачки природного газу магістральним газопроводом, оптимізації паливного газу та мінімізації екологічного впливу роботи компресорної станції. Критерії подібності газодинамічних характеристик нагнітача визначаються в залежності від фізичних характеристик газу, який перекачується.

В основу розрахунків покладено чотиричленні рівняння, що описують криві залежності зведеної характеристики для відповідного типу нагнітача. Під характеристикою розуміють залежність ступеня підвищення тиску політропічного ККД η та питомої зведеної адіабатної потужності $\left[\frac{N}{\rho}\right]_{ЗВ}$ від продуктивності $Q_{ЗВ}$ (зведеної витрати газу через нагнітач за умов всмоктування в $\text{м}^3/\text{хв}$) у діапазоні зміни зведеної до номінальної зведеної відносної частоти обертання $\left[\frac{n}{n_n}\right]_{ЗВ}$. Умовами всмоктування є значення тиску $P_{ВС}$, температури $T_{ВС}$, газу $\rho_{ВС}$, коефіцієнту стиснення природного газу $Z_{ВС}$ на вході в нагнітач. Об'ємна витрата у відповідності до закону збереження маси перераховується до даних умов всмоктування з розмірністю $\text{м}^3/\text{хв}$.

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

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

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

Залежності 1, 2, 3 опишемо наступними рівняннями:

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

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

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

Де $A_0 \dots A_3$, $K_0 \dots K_3$, $M_0 \dots M_3$, невідомі коефіцієнти рівнянь (2.4) – (2.6). Для того, щоб визначити значення даних коефіцієнтів, скористуємося зведеними характеристиками нагнітачів, рис. 1.2-1.3. Критерії подібності газодинамічних характеристик нагнітача визначаються в залежності від фізичних характеристик газу, який перекачується.

Для визначення максимального значення індикаторного (політропного) ККД необхідно продиференціювати рівняння (2.5) по зведеній продуктивності та прирівняти до нуля.

$$\frac{d\eta}{dQ_{3B}} = K_1 + 2K_2 Q_{3B} + 3K_3 Q_{3B}^2 = 0 \quad (2.7)$$

Отримана залежність (2.7) є квадратичним рівнянням з двома коренями. Додатній корінь рівняння відповідає максимальному значенню залежності (2.2), що є зведеної продуктивності, при якій індикаторний ККД набуває максимального значення.

$$Q_{3B \text{ опт}} = \frac{-2K_2 + \sqrt{(2K_2)^2 - 12K_1K_3}}{6K_3}, \text{ м}^3/\text{хв} \quad (2.8)$$

Підставивши значення (2.8) у формулу (2.5), визначається оптимальне значення ККД нагнітача:

$$\eta_{max} = K_0 + K_1 Q_{зв\ опт\ N} + K_2 Q_{зв\ опт\ N}^2 + K_3 Q_{зв\ опт\ N}^3 \quad (2.9)$$

Аналогічним чином, з рівняння (2.6) визначається оптимальна зведена продуктивність нагнітача при максимальній потужності:

$$Q_{зв\ опт\ N} = \frac{-2M_2 + \sqrt{(2M_2)^2 - 12M_1M_3}}{6M_3}, \text{ м}^3/\text{хв} \quad (2.10)$$

У процесі моделювання роботи нагнітача ми отримаємо наступні параметри: тиск на виході, температуру на виході, необхідні оберти, оптимальну потужність і індикаторний ККД нагнітача

2.2. Моделювання режиму роботи газоперекачувального агрегату компресорної станції

Метою моделювання режиму роботи газоперекачувального агрегату компресорної станції є визначення необхідної кількості газоперекачувальних агрегатів n , з метою перекачування заданого обсягу природного газу $Q_{КС}$, ступені підвищення тиску ε на виході з нагнітача (кран №2), абсолютного тиску P_H та температури T_n на виході із нагнітача, індикаторного коефіцієнту корисної дії η , потужності силової турбіни N_T .

Крайовою умовою вирішення даної задачі є рівняння, що описують криві залежності $\varepsilon = f(Q_{зв})$, для $\left[\frac{n}{n_H}\right]_{зв} = 1$, $\eta = f(Q_{зв})$, $\left[\frac{N}{\rho}\right]_{зв} = f(Q_{зв})$, зведені параметри $z_{зв}$, $R_{зв}$, $T_{зв}$, номінальні оберти $n_{НОМ}$ відповідного типу нагнітача, фізичні властивості природного газу, а саме густина природного газу за стандартних умов ρ_c , відносна густина Δ , абсолютні тиск $P_{ВХ}$ та температура $T_{ВХ}$ на вході в ГПА (кран №1), втрата потужності на з'єднувальній муфті ротора силової турбіни та ротора нагнітача N_M , обсяг паливного газу на одиницю потужності приводу ГПА $q_{ПГ}$.

Алгоритм моделювання розв'язку поставленої задачі полягає в наступному

1. Значення абсолютного тиску на вході $P_{\text{ВХ}}$ в ГПА визначаємо з умови, що нам відоме значення надлишкового тиску природного газу на крані №7 МГ $p_{\text{ВХ}}^{\text{№7}}$ вузла підключення лінійної компресорної станції до ділянки магістрального газопроводу.

$$P_{\text{ВХ}} = p_{\text{ВХ}}^{\text{№7}} - \Delta P + P_6, \text{ бар} \quad (2.11)$$

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

2. Абсолютна температура на вході в компресорну станцію також визначається по температурі газу в МГ на крані №7 МГ.

$$T_{\text{ВХ}} = t_{\text{ВХ}}^{\text{№7}} + 273,15, \text{ К} \quad (2.12)$$

Для визначення продуктивності КС за умов параметрів всмоктування природного газу розраховуємо наступні величини:

3. Коефіцієнт стиснення природного газу за умов всмоктування.

$$z_{\text{ВХ}} = 1 - 5.39 \cdot 10^5 \frac{P_{\text{ВХ}} \cdot \Delta^{1.3}}{T_{\text{ВХ}}^{3.3}} \quad (2.13)$$

4. Густина природного газу за умов всмоктування, прийнявши, що тиск стандартних умов $P_c = 1,01325$ бар, а температура $T_c = 293,15$ К.

$$\rho_{\text{ВХ}} = \rho_c \frac{P_{\text{ВХ}} T_c}{z T_{\text{ВХ}} P_c}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.14)$$

5. Продуктивність КС за стандартних умов в м³/хвилину.

$$Q_{\text{ХВ}} = Q_{\text{КС}} \frac{10^6}{24 \cdot 60}, \text{ м}^3/\text{ХВ} , \quad (2.15)$$

де $Q_{КС}$ - продуктивність КС в млн. м³/добу

6. Продуктивність КС за умов параметрів всмоктування.

$$Q_{ВХ} = Q_{ХВ} \frac{\rho_c}{\rho_{ВХ}}, \text{ м}^3/\text{ХВ} \quad (2.16)$$

7. Зведена продуктивність КС за умов параметрів всмоктування природного газу.

$$Q_{ЗВ} = Q_{ВХ} \sqrt{\frac{z_{ЗВ} R_{ЗВ} T_{ЗВ}}{z_{ВХ} R_{Г} T_{ВХ}}}, \text{ м}^3/\text{ХВ} \quad (2.17)$$

8. Кількість необхідних нагнітачів визначається наступним відношенням та округлюється до найближчого цілого значення.

$$n = \frac{Q_{ЗВ}}{Q_{ОПТ}} \quad (2.18)$$

де $Q_{ОПТ}$ – оптимальна продуктивність нагнітача, розраховується згідно рівняння (5).

Визначене необхідне число газоперекачуючих агрегатів n округлюємо до найближчого цілого значення.

9. Степінь стиснення ε визначається по формулі (4) за умови $\left[\frac{n}{n_H} \right]_{ЗВ} = 1$.

10. Тиск на виході з нагнітача.

$$P_H = P_{ВХ} \varepsilon_H, \text{ бар} \quad (2.19)$$

Необхідно, щоб виконувалася умова $P_H < P_{max}$. У іншому випадку потрібно знизити відносні оберти m .

10. Зведена продуктивність нагнітача при знижених обертах.

$$Q_{ЗВ\ H} = \frac{Q_{ЗВ}}{n \cdot m}, \text{ м}^3/\text{ХВ} \quad (2.20)$$

11. Перевірка на помпаж.

$$\Delta Q = Q_{звн} - 1.1Q_{звmin}, \text{ м}^3/\text{хв} \quad (2.21)$$

де $Q_{звmin}$ – мінімальне зведене значення продуктивності нагнітача (рис. 2-3).

Необхідно, щоб виконувалася умова $\Delta Q > 0$. У іншому випадку потрібно змінити кількість працюючих нагнітачів n .

12. Перевірка на максимальне значення зведеної продуктивності нагнітача

$$\Delta Q_{max} = Q_{звmax} - Q_{звн} \quad (2.22)$$

Необхідно, щоб виконувалася умова $\Delta Q_{max} > 0$. У іншому випадку потрібно змінити відносні оберти m або кількість працюючих нагнітачів n .

13. Згідно рівняння (5) визначаємо індикаторний ККД при номінальних обертах ротора нагнітача $\eta_{iн}$.

14. Нове значення зведеної продуктивності нагнітача визначається шляхом повторного розрахунку пунктів 12-16. Степінь підвищення тиску нагнітача при зменшених обертах ротора нагнітача у даному випадку розраховується наступним чином.

$$\varepsilon_{нзм} = \left[1 + n_{зв}^2 \cdot (\varepsilon_{н}^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{iн}}} - 1) \right]^{\frac{k \cdot \eta_{iнзм}}{k-1}} \quad (2.23)$$

15. Визначаємо нове значення тиску на виході з нагнітача.

$$P_{н}' = P_{вх} \varepsilon_{нзм}, \text{ бар} \quad (2.24)$$

Необхідно, щоб виконувалася умова $P_{н}' < 75$ бар. У іншому випадку потрібно знизити відносні оберти m .

16. Згідно рівняння (6) визначаємо необхідну зведену відносну потужність нагнітача $N_{зв}$.

17. Необхідна потужність нагнітача.

$$N_H = N_{зв} \rho_{вх} n_{зв}^3, \text{кВт} \quad (2.25)$$

18. Базуючись на даних математичного моделювання нагнітача, розраховується необхідна потужність силової турбіни приводу .

$$N_T = N_H + N_M, \text{кВт} \quad (2.26)$$

19. Реальна продуктивність нагнітача за умов всмоктування.

$$Q_{нр} = \frac{Q_{зв зм}}{\sqrt{\frac{z_{зв} R_{зв} T_{зв}}{z_{вх} R_{\Gamma} T_{вх}}}}, \text{м}^3/\text{хв} \quad (2.27)$$

20. Реальна продуктивність нагнітача за стандартних умов.

$$Q_{нр ст} = Q_{нр} \cdot \frac{\rho_{вх}}{\rho_c}, \text{м}^3/\text{хв} \quad (2.28)$$

21. Реальна продуктивність КС за стандартних умов.

$$Q_{КС} = Q_{нр} \cdot n \cdot \frac{60 \cdot 24}{10^6}, \text{млн м}^3/\text{хв} \quad (2.29)$$

22. Відносні реальні оберти ротора нагнітача.

$$n_{р в} = \frac{n_{зв}}{\sqrt{\frac{z_{зв} R_{зв} T_{зв}}{z_{вх} R_{\Gamma} T_{вх}}}} \quad (2.30)$$

23. Реальні оберти ротора нагнітача.

$$n_p = n_{р в} \cdot n_{ном} \quad (2.31)$$

24. Температура природного газу на виході з нагнітача.

$$T_{\text{вих}} = T_{\text{вх}} \cdot \varepsilon_{\text{нзм}}^{\frac{k-1}{\eta_{\text{нзм}}}}, \text{ К} \quad (2.32)$$

Якщо $T_n > 40^\circ\text{C}$, необхідно ввімкнути АПО природного газу.

25. Величина витрати паливного газу розраховується методом послідовних приближень. У першому приближенні приймаємо, що значення $N_T = N_{\text{max}}$.

$$Q_{\text{впг}} = N_T Q_{\text{пг д}} n \quad (2.33)$$

де $Q_{\text{пг д}}$ – величина витрати паливного газу у млн м^3 за добу,

n – кількість працюючих нагнітачів.

В залежності від номінального значення потужності силової турбіни приводу, значення $Q_{\text{впг}}$ необхідно зменшити.

Отримавши величину $Q_{\text{впг}}$, повторюємо розрахунок пунктів 5-25 та проводимо перевірку продуктивності, визначаємо нове значення відносних обертів, температури природного газу на виході з нагнітача.

2.3. Моделювання роботи ділянки лінійної частини магістрального газопроводу.

Метою моделювання режиму роботи ділянки лінійної частини магістрального газопроводу є визначення величини абсолютного тиску P та температури T в кінці ділянки магістрального газопроводу з метою перекачування заданого обсягу природного газу Q .

Припустимо, що параметри роботи ділянки лінійної частини МГ довжиною L_i , діаметром D , температурою ґрунту $T_{\text{гр}}$, коефіцієнтом теплопровідності ґрунту $k_{\text{гр}}$ визначаються наступним чином.

1. Тиск на виході з нагнітача.

$$P_{\text{п д}} = P_{\text{вих}} - \Delta P, \text{ бар} \quad (2.34)$$

2. Температура на виході з нагнітача .

$$T_{\text{п д}} = T_{\text{вих}}, \text{ К} \quad (2.35)$$

3. Коефіцієнт гідравлічного опору.

$$\lambda = \frac{0.03817}{D^{0.2}} \quad (2.36)$$

4. Використовуючи метод послідовних приближень, розраховується тиск в кінці ділянки газопроводу $P_{\text{к д}}$ (рис. 2.1).

Модуль для розрахунку кінцевого тиску ділянки газопроводу

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

Рис. 2.1. Алгоритм розрахунку кінцевого тиску у середовищі Mathcad

5. Середнє значення тиску по довжині газопроводу

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(P_{\text{вх}} + \frac{P_{\text{вих}}^2}{P_{\text{вх}} + P_{\text{вих}}} \right), \text{ бар} \quad (2.37)$$

6. Градієнт теплопровідності між трубою та ґрунтом.

$$a = 0.225k_{\text{гр}} \frac{D}{c_p \cdot \Delta \cdot Q} \quad (2.38)$$

7. Температура в кінці ділянки газопроводу.

$$T_{\text{кд}} = T_{\text{гр}} + (T_{\text{пд}} - T_{\text{гр}})e^{-aL}, \text{ К} \quad (2.39)$$

8. Середнє значення температури на ділянці МГ.

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{гр}} + \frac{T_{\text{кд}} - T_{\text{пд}}}{aL}, \text{ К} \quad (2.40)$$

9. Маса газу в дільниці МГ.

$$M_{\text{Г}} = \pi \cdot \frac{(D \cdot 10^{-3})^2 \cdot (L \cdot 10^3 \cdot \rho_{\text{ср}})}{4}, \text{ кг} \quad (2.41)$$

де $\rho_{\text{ср д}}$ – середнє значення густини природного газу на ділянці МГ.

Висновки до розділу 2

Побудовані математичні моделі нагнітачів RF-2BB-30 та КЛАРК-655 Р2 за описаною методикою для отримання значень тиску на виході, температури на виході, обертів, потужності й індикаторного ККД нагнітача. На основі математичної моделі відповідного типу нагнітача описано алгоритм моделювання режиму роботи ГПА КС для отримання наступних значень: необхідна кількість ГПА для перекачування заданого обсягу природного газу, степені підвищення тиску на виході з нагнітача, абсолютного тиску та температури на виході із нагнітача, індикаторного коефіцієнту корисної дії, потужності силової турбіни. Представлено алгоритм та ділянки лінійної частини МГ.

РОЗДІЛ 3. ВИХІДНІ ДАНІ ДОСЛІДЖЕНЬ СУМІСНОЇ РОБОТИ ЛІНІЙНИХ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ ТА ДІЛЬНИЦЬ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ «СОЮЗ»

Для визначення фізичних властивостей задано компонентний склад природного газу.

Таблиця 3.1

Компонентний склад природного газу

Компонент газової суміші	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

1. Молекулярна маса газової суміші за нормальних умов $T_H = 273,15$ К.

$$\mu = CH_4 \cdot \mu_{CH_4} + C_2H_6 \cdot \mu_{C_2H_6} + C_3H_8 \cdot \mu_{C_3H_8} + N_2 \cdot \mu_{N_2} + CO_2 \cdot \mu_{CO_2}, \text{ кг/моль} \quad (3.1)$$

2. Густина метану за нормальних умов.

$$\rho_{CH_4} = \frac{CH_4 \cdot \mu_{CH_4}}{22.4}, \text{ кг/м}^3 \quad (3.2)$$

Аналогічним чином проводимо розрахунки для інших компонентів суміші та отримаємо густину газової суміші за нормальних умов.

$$\rho_H = \rho_{CH_4} + \rho_{C_2H_6} + \rho_{C_3H_8} + \rho_{N_2} + \rho_{CO_2}, \text{ кг/м}^3 \quad (3.3)$$

3. Густина природного газу за стандартних умов

$$\rho_c = \rho_n \frac{T_n}{T_c}, \text{ кг/м}^3 \quad (3.4)$$

де T_n – температура за нормальних умов, $T_n = 273,15$ К.

T_c – температура за стандартних умов, $T_c = 293,15$ К.

4. Відносна густина природного газу.

$$\Delta = \frac{\rho_c}{\rho_n}, \quad (3.5)$$

де ρ_c – густина природного газу за стандартних умов,

ρ_n – густина повітря за стандартних умов, $\rho_n = 1,205$ кг/м³.

5. Адіабатна теплоємність суміші.

$$c_p = CH_4 \cdot c_{p_{CH_4}} + C_2H_6 \cdot c_{p_{C_2H_6}} + C_3H_8 \cdot c_{p_{C_3H_8}} + N_2 \cdot c_{p_{N_2}} + \\ + CO_2 \cdot c_{p_{CO_2}}, \text{ Дж/кг} \cdot \text{К} \quad (3.6)$$

6. Ізохорна теплоємність суміші.

$$c_v = CH_4 \cdot c_{v_{CH_4}} + C_2H_6 \cdot c_{v_{C_2H_6}} + C_3H_8 \cdot c_{v_{C_3H_8}} + N_2 \cdot c_{v_{N_2}} + \\ + CO_2 \cdot c_{v_{CO_2}}, \text{ Дж/кг} \cdot \text{К} \quad (3.7)$$

7. Коефіцієнт адіабати суміші.

$$k = \frac{c_p}{c_v} \quad (3.8)$$

8. Газова стала метану.

$$R_{CH_4} = \frac{CH_4 \cdot 8314,46}{\mu_{CH_4}}, \text{ Дж/кг} \quad (3.9)$$

Аналогічним чином проводимо розрахунки для інших компонентів суміші та отримаємо газову сталу природного газу.

$$R = CH_4 \cdot R_{CH_4} + C_2H_6 \cdot R_{C_2H_6} + C_3H_8 \cdot R_{C_3H_8} + N_2 \cdot R_{N_2} + CO_2 \cdot R_{CO_2}, \text{ Дж/кг} \quad (3.10)$$

Для визначення вищої та нижчої теплоти згоряння суміші виконаємо наступні розрахунки.

Таблиця 3.2

Значення вищої та нижчої теплоти згоряння

Компонент газової суміші	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

9. Вища теплота згоряння газової суміші.

$$H_s = CH_4 \cdot H_{sCH_4} + C_2H_6 \cdot H_{sC_2H_6} + C_3H_8 \cdot H_{sC_3H_8} + N_2 \cdot H_{sN_2} + CO_2 \cdot H_{sCO_2}, \text{ МДж/м}^3 \quad (3.11)$$

10. Нижча теплота згоряння газової суміші.

$$H_i = CH_4 \cdot H_{iCH_4} + C_2H_6 \cdot H_{iC_2H_6} + C_3H_8 \cdot H_{iC_3H_8} + N_2 \cdot H_{iN_2} + CO_2 \cdot H_{iCO_2}, \text{ МДж/м}^3 \quad (3.12)$$

11. Число Воббе для природного газу.

$$W = \frac{H_s}{\sqrt{\Delta}} \quad (3.13)$$

Фізичні властивості природного газу

Назва параметру	Позначення	Величина	Одиниця виміру
Метан	CH_4	95	%
Етан	C_2H_6	0,8	
Пропан	C_3H_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 адіабати 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	-

Висновки до розділу 3

Для визначення компонентного складу суміші природного газу описано алгоритм розрахунку його фізичних параметрів. Отримані результати зведені у таблицю 3.3.

РОЗДІЛ 4. РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ СУМІСНОЇ РОБОТИ ЛІНІЙНИХ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ ТА ДІЛЬНИЦЬ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ «СОЮЗ»

Відповідно до рівнянь (2.4 – 2.6) побудовано залежності для відповідного типу нагнітачів:

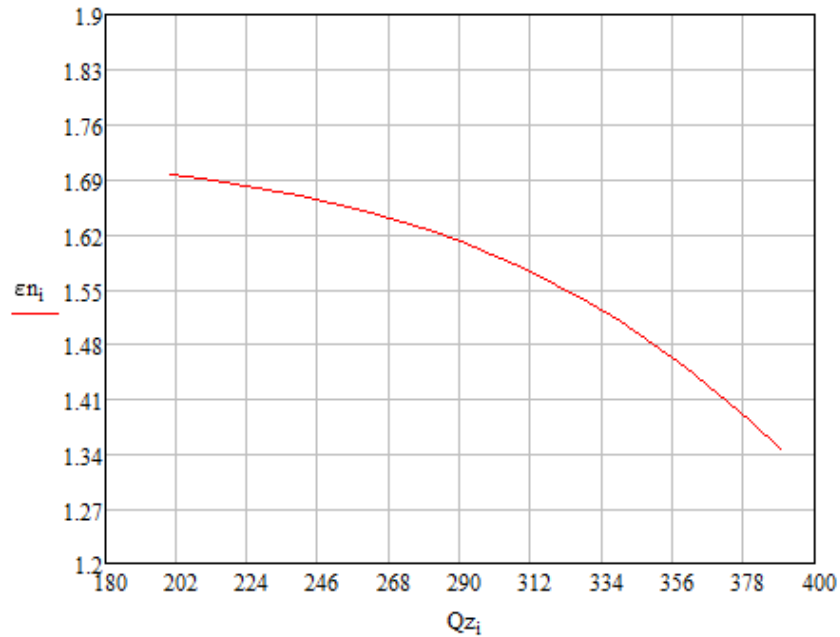


Рис.4.1. Залежність зведеної витрати від ступеня підвищення тиску при

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{ЗВ} = 1 \text{ нагнітача RF2-BB-30}$$

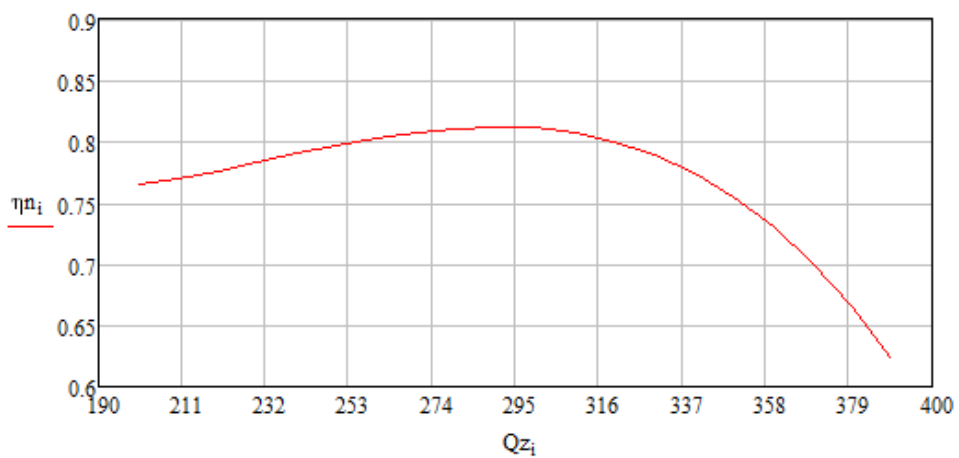


Рис. 4.2. Залежність зведеної витрати від політропного ККД нагнітача RF2-
BB-30

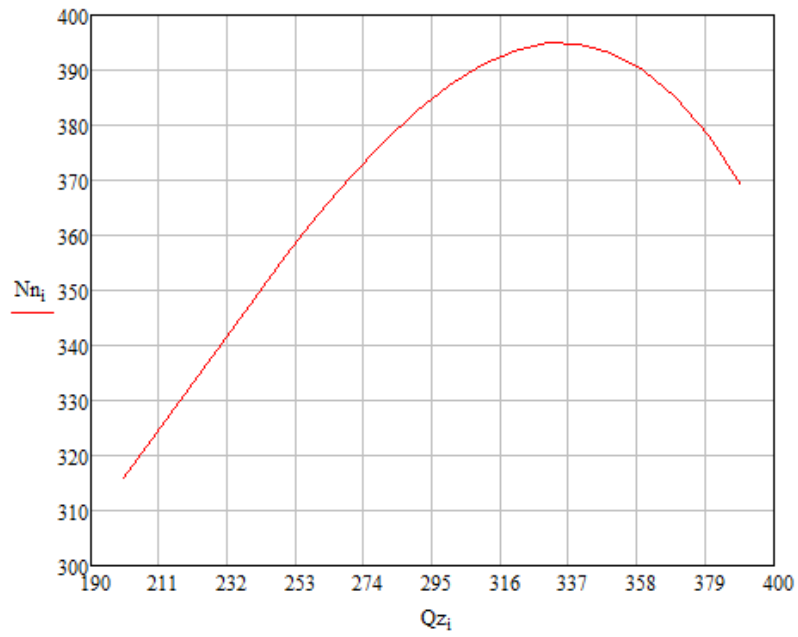


Рис. 4.3. Залежність зведеної витрати від зведеної відносної внутрішньої потужності нагнітача RF2-BB-30

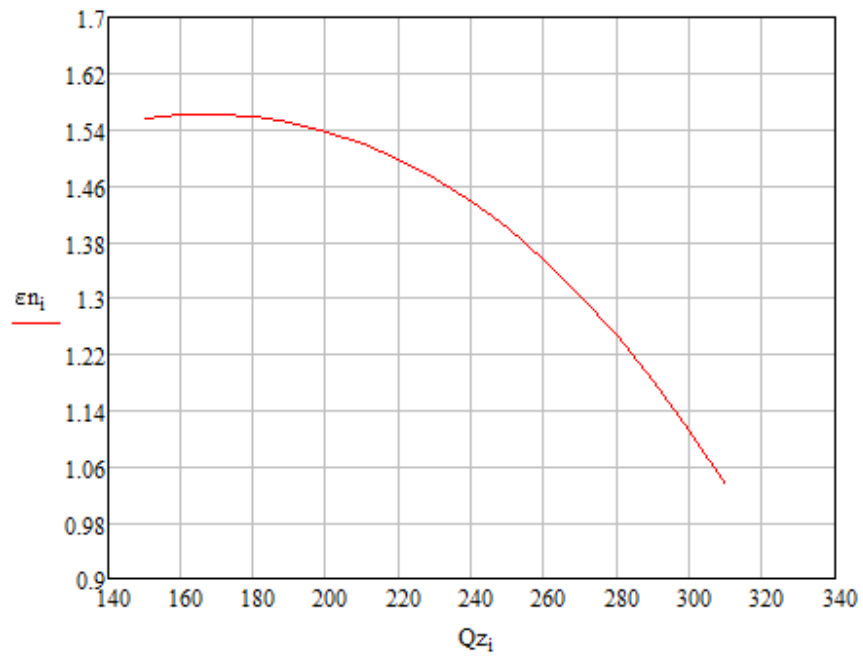


Рис. 4.4. Залежність зведеної витрати від ступеня підвищення тиску при $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв} = 1$ нагнітача КЛАРК-655 P2 фірми «ДЕМАГ»

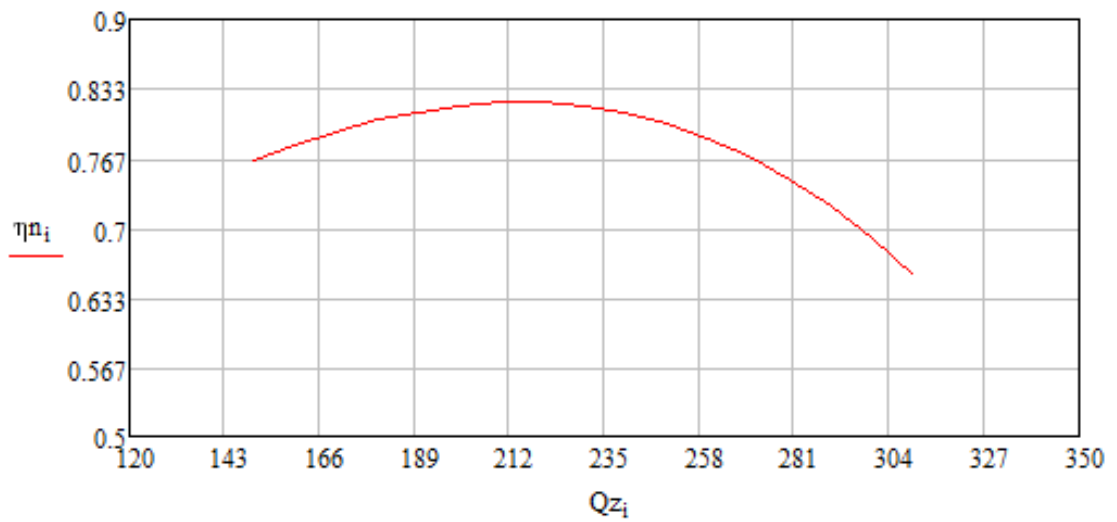


Рис. 4.4. Залежність зведеної витрати від політропного ККД нагнітача КЛАРК-655 P2 фірми «ДЕМАГ»

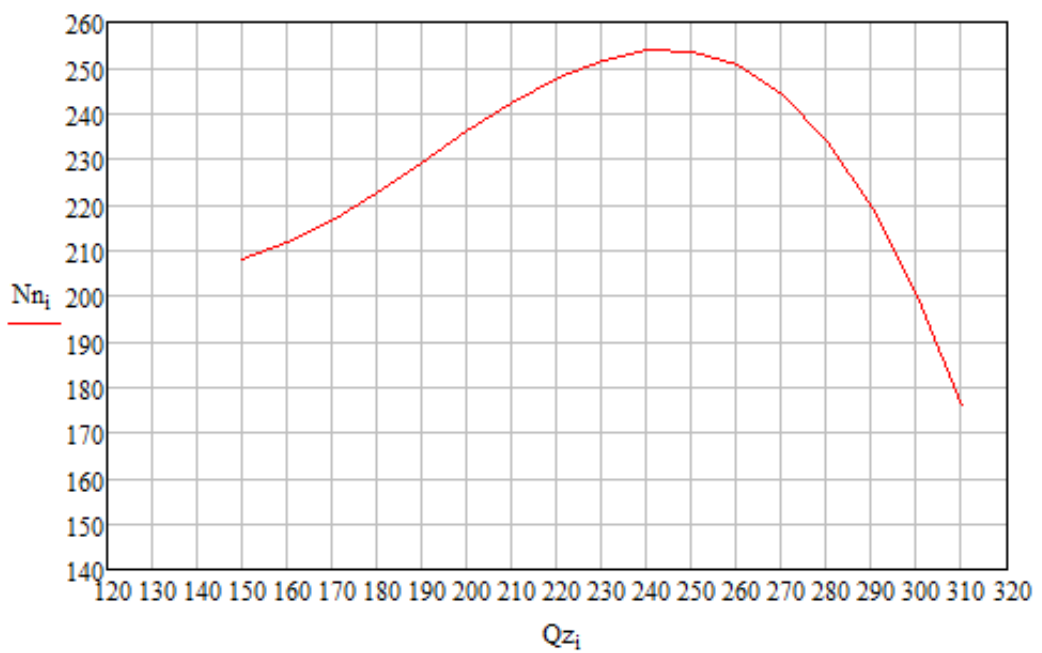


Рис. 4.5. Залежність зведеної витрати від зведеної відносної внутрішньої потужності нагнітача КЛАРК-655 P2 фірми «ДЕМАГ»

У відповідності до рівнянь математичної моделі нагнітача (2.8, 2.10), визначено оптимальну продуктивність та оптимальну зведеної відносної потужність при максимальних значеннях політропного ККД для відповідних типів нагнітачів, що зображено у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Результати розрахунків математичних моделей нагнітачів

Тип нагнітача	Максимальне значення зведеної відносної потужності Q_{\max} , $\text{м}^3/\text{хв}$	Мінімальне значення зведеної відносної потужності Q_{\min} , $\text{м}^3/\text{хв}$	Оптимальна зведена продуктивність при максимальному ККД, Q_{opt} , $\text{м}^3/\text{хв}$	Оптимальна зведена продуктивність при максимальній відносній потужності $Q_{\text{opt } N}$, $\text{м}^3/\text{хв}$
RF-2BB/30	360	215	290,653	334,518
КЛАРК-655 P2 фірми «ДЕМАГ»	300	150	214,832	244,163

По запропонованій методиці (розділ 2) проведено розрахунки режимів сумісної роботи лінійних компресорних станцій та ділянок магістрального газопроводу для різних значень продуктивності на вході в КС Новопсков, що зображено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2

Продуктивність магістрального газопроводу «Союз» на вході в компресорну станцію Новопсков.

№ п.п	Добова продуктивність на початку газопроводу Q , млн $\text{м}^3/\text{добу}$	Добова продуктивність на початку газопроводу $E_{g_{vh}}$, ГВт
1	75	32,198
2	80	34,345
3	85	36,492
4	91,228	39,165
5	95	40,785
6	98	42,073

Основні показники даних розрахунків проведено в таблицях 4.3–4.6.

Результати розрахунків при продуктивності на початку МГ

$$Q = 75 \text{ млн м}^3/\text{добу}$$

Параметр	Чисельне значення
1. Компресорна станція Новопсков	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	75
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,913
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,15
Степінь підвищення тиску ε	1,223
Індикаторний ККД η	0,808
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,408
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	304,786
Потужність приводу N , кВт	6,6
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,274
Дільниця магістрального газопроводу Новопсков-Борова	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	67,868
Початкова абсолютна температура T_n , К	304,786
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,447
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,439
Маса газу M , т	9560
2. Компресорна станція Борова	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	74,742
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,907
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,439
Степінь підвищення тиску ε	1,209
Індикаторний ККД η	0,81
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	66,365
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	304,03
Потужність приводу N , кВт	6210,04
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,258
Дільниця магістрального газопроводу Борова-Первомайськ	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	65,825
Початкова абсолютна температура T_n , К	304,03
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,374

Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,282
Маса газу M , т	7883
3. Компресорна станція Первомайськ	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	74,449
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,834
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,282
Степінь підвищення тиску ε	1,246
Індикаторний ККД η	0,81
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,334
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	304,03
Потужність приводу N , кВт	7071,477
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,294
Дільниця магістрального газопроводу Первомайськ-Машівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	67,794
Початкова абсолютна температура T_n , К	307,52
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,042
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,562
Маса газу M , т	9789
4. Компресорна станція Машівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	74,742
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,502
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,562
Степінь підвищення тиску ε	1,262
Індикаторний ККД η	0,81
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,801
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	307,852
Потужність приводу N , кВт	7460,726
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,31
Дільниця магістрального газопроводу Машівка-Кременчуг	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,261
Початкова абсолютна температура T_n , К	307,852
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,306
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,414
Маса газу M , т	10173

5. Компресорна станція Кременчуг	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	73,81
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,766
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,414
Степінь підвищення тиску ε	1,233
Індикаторний ККД η	0,819
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	67,533
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	305,494
Потужність приводу N , кВт	5942,873
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,329
Дільниця магістрального газопроводу Кременчуг-Олександрівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	66,993
Початкова абсолютна температура T_n , К	305,494
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	56,185
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,033
Маса газу M , т	8472
6. Компресорна станція Олександрівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	73,499
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,645
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,033
Степінь підвищення тиску ε	1,22
Індикаторний ККД η	0,818
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	67,875
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	305,262
Потужність приводу N , кВт	5605,335
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,31
Дільниця магістрального газопроводу Олександрівка-Тальне	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	67,335
Початкова абсолютна температура T_n , К	305,262
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,328
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,399
Маса газу M , т	9496
7. Компресорна станція Тальне	

Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	73,175
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	54,788
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	288,399
Степінь підвищення тиску ε	1,234
Індикаторний ККД η	0,819
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	67,623
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	305,568
Потужність приводу N , кВт	5858,347
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,324
Дільниця магістрального газопроводу Тальне-Гайсин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	67,083
Початкова абсолютна температура T_n , К	305,262
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,454
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,499
Маса газу M , т	9245
8. Компресорна станція Гайсин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	72,857
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	54,914
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	288,499
Степінь підвищення тиску ε	1,231
Індикаторний ККД η	0,818
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	67,607
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	305,469
Потужність приводу N , кВт	5750,38
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,318
Дільниця магістрального газопроводу Гайсин-Бар	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	67,067
Початкова абсолютна температура T_n , К	305,262
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,444
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,437
Маса газу M , т	9323
9. Компресорна станція Бар	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	72,538
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	54,904

Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,437
Степінь підвищення тиску ε	1,235
Індикаторний ККД η	0,818
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	67,799
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	305,665
Потужність приводу N , кВт	5758,221
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,319
Дільниця магістрального газопроводу Бар-Гусятин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	67,259
Початкова абсолютна температура T_n , К	305,262
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,38
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,26
Маса газу M , т	9657
10. Компресорна станція Гусятин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	72,263
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,84
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,26
Степінь підвищення тиску ε	1,237
Індикаторний ККД η	0,806
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	67,85
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	305,894
Потужність приводу N , кВт	6613,579
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,275
Дільниця магістрального газопроводу Гусятин- Богородчани	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	67,31
Початкова абсолютна температура T_n , К	305,894
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,632
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,351
Маса газу M , т	9591
11. Компресорна станція Богородчани	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	71,964
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,092
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,351
Степінь підвищення тиску ε	1,263

Індикаторний ККД η	0,805
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	69,586
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	307,788
Потужність приводу N , кВт	7220,583
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,3
Дільниця магістрального газопроводу Богородчани-Хуст	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,046
Початкова абсолютна температура T_n , К	307,788
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,528
Кінцева абсолютна температура T_k , К	287,733
Маса газу M , т	11588
12. Компресорна станція Хуст	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	71,655
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,988
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,439
Степінь підвищення тиску ε	0,805
Індикаторний ККД η	1,273
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,013
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,578
Потужність приводу N , кВт	7442,613
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,309
Дільниця магістрального газопроводу Хуст- ГВС Ужгород	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,473
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,578
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	60,427
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,73
Маса газу M , т	7923

Таблиця 4.4

Результати розрахунків при продуктивності на початку МГ

$$Q = 80 \text{ млн м}^3/\text{добу}$$

Параметр	Чисельне значення
1. Компресорна станція Новопсков	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	80

Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	55,913
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	288,15
Степінь підвищення тиску ε	1,2499
Індикаторний ККД η	0,812
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	69,884
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	306,513
Потужність приводу N , кВт	7631,201
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,317
Дільниця магістрального газопроводу Новопсков-Борова	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,344
Початкова абсолютна температура T_n , К	306,513
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,308
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,002
Маса газу M , т	9634
2. Компресорна станція Борова	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	79,693
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	54,768
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	289,002
Степінь підвищення тиску ε	1,237
Індикаторний ККД η	0,812
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	67,749
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	306,547
Потужність приводу N , кВт	7540,227
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,307
Дільниця магістрального газопроводу Борова-Первомайськ	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	67,209
Початкова абсолютна температура T_n , К	306,547
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,392
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,132
Маса газу M , т	7773
3. Компресорна станція Первомайськ	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	79,338
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	54,852
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	290,132

Степінь підвищення тиску ε	1,279
Індикаторний ККД η	0,812
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,163
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	310,612
Потужність приводу N , кВт	8539,442
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,355
Дільниця магістрального газопроводу Первомайськ-Машівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,623
Початкова абсолютна температура T_n , К	310,612
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,295
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,308
Маса газу M , т	9903
4. Компресорна станція Машівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	78,977
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,755
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,308
Степінь підвищення тиску ε	1,286
Індикаторний ККД η	0,812
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,440
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	310,216
Потужність приводу N , кВт	8697,766
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,361
Дільниця магістрального газопроводу Машівка-Кременчуг	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,900
Початкова абсолютна температура T_n , К	310,216
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,324
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,033
Маса газу M , т	10268
5. Компресорна станція Кременчуг	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	78,591
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,784
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,033
Степінь підвищення тиску ε	1,248
Індикаторний ККД η	0,820

Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,397
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	307,176
Потужність приводу N , кВт	6982,853
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,386
Дільниця магістрального газопроводу Кременчук-Олександрівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	67,857
Початкова абсолютна температура T_n , К	307,176
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,562
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,668
Маса газу M , т	8577
6. Компресорна станція Олександрівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	78,193
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,022
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,668
Степінь підвищення тиску ε	1,262
Індикаторний ККД η	0,820
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	69,437
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,756
Потужність приводу N , кВт	7087,658
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,399
Дільниця магістрального газопроводу Олександрівка-Гальне	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,897
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,756
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,388
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,175
Маса газу M , т	9560
7. Компресорна станція Гальне	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	77,813
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,848
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,175
Степінь підвищення тиску ε	1,256
Індикаторний ККД η	0,820
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,912
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	307,854

Потужність приводу N , кВт	6956,197
Витрата на паливний газ Q_{ne} , млн м ³ /добу	0,379
Дільниця магістрального газопроводу Тальне-Гайсин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,372
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,756
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,232
Кінцева абсолютна температура T_k , К	296,020
Маса газу M , т	9259
8. Компресорна станція Гайсин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	77,429
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	54,692
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	289,298
Степінь підвищення тиску ε	1,258
Індикаторний ККД η	0,820
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,779
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,062
Потужність приводу N , кВт	6926,909
Витрата на паливний газ Q_{ne} , млн м ³ /добу	0,384
Дільниця магістрального газопроводу Гайсин-Бар	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,239
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,756
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,092
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,216
Маса газу M , т	9317
9. Компресорна станція Бар	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	77,002
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	54,552
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	289,216
Степінь підвищення тиску ε	1,267
Індикаторний ККД η	0,820
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	69,120
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,610
Потужність приводу N , кВт	7017,113
Витрата на паливний газ Q_{ne} , млн м ³ /добу	0,427

Дільниця магістрального газопроводу Бар-Гусятин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,580
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,756
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,219
Кінцева абсолютна температура T_k , К	55,219
Маса газу M , т	9683
10. Компресорна станція Гусятин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	76,682
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,679
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,986
Степінь підвищення тиску ε	1,260
Індикаторний ККД η	0,812
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,910
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,116
Потужність приводу N , кВт	7710,848
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,320
Дільниця магістрального газопроводу Гусятин- Богородчани	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,370
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,116
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,216
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,928
Маса газу M , т	9596
11. Компресорна станція Богородчани	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	76,332
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,676
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,928
Степінь підвищення тиску ε	1,296
Індикаторний ККД η	0,811
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,842
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	310,433
Потужність приводу N , кВт	8590,917
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,350
Дільниця магістрального газопроводу Богородчани-Хуст	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	70,302

Початкова абсолютна температура T_n , К	310,433
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,109
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,213
Маса газу M , т	11612
12. Компресорна станція Хуст	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	76,052
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,569
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,002
Степінь підвищення тиску ε	1,256
Індикаторний ККД η	0,811
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	68,554
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	307,869
Потужність приводу N , кВт	7533,845
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,280
Дільниця магістрального газопроводу Хуст- ГВС Ужгород	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,014
Початкова абсолютна температура T_n , К	307,869
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	57,406
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,005
Маса газу M , т	7931

Таблиця 4.4

Результати розрахунків при продуктивності на початку МГ

$$Q = 85 \text{ млн м}^3/\text{добу}$$

Параметр	Чисельне значення
1. Компресорна станція Новопсков	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	85
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,913
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,15
Степінь підвищення тиску ε	1,281
Індикаторний ККД η	0,808
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	71,633
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	308,726
Потужність приводу N , кВт	8973,862

Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,373
Дільниця магістрального газопроводу Новопсков-Борова	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,093
Початкова абсолютна температура T_n , К	308,726
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,407
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,699
Маса газу M , т	9740
2. Компресорна станція Борова	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	84,625
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,867
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,699
Степінь підвищення тиску ε	1,266
Індикаторний ККД η	0,804
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	69,454
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	309,441
Потужність приводу N , кВт	9029,103
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,375
Дільниця магістрального газопроводу Борова-Первомайськ	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	68,914
Початкова абсолютна температура T_n , К	309,441
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,718
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,15
Маса газу M , т	7855
3. Компресорна станція Первомайськ	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	84,209
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,178
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,15
Степінь підвищення тиску ε	1,307
Індикаторний ККД η	0,806
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,111
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	313,732
Потужність приводу N , кВт	10015,607
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,416
Дільниця магістрального газопроводу Первомайськ-Машівка	

Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,571
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,642
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,074
Маса газу M , т	10043
4. Компресорна станція Машівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	83,791
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,102
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,074
Степінь підвищення тиску ε	1,311
Індикаторний ККД η	0,807
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,223
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	312,795
Потужність приводу N , кВт	10071,597
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,418
Дільниця магістрального газопроводу Машівка-Кременчук	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,683
Початкова абсолютна температура T_n , К	312,795
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,434
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,756
Маса газу M , т	10378
5. Компресорна станція Кременчук	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	83,336
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,894
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,756
Степінь підвищення тиску ε	1,271
Індикаторний ККД η	0,815
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	69,787
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	73,429
Потужність приводу N , кВт	8222,395
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,455
Дільниця магістрального газопроводу Кременчук-Олександрівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,247
Початкова абсолютна температура T_n , К	309,601

Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,487
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,494
Маса газу M , т	8690
6. Компресорна станція Олександрівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	82,871
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,947
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,494
Степінь підвищення тиску ε	1,287
Індикаторний ККД η	0,816
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,717
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	311,426
Потужність приводу N , кВт	8377,947
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,465
Дільниця магістрального газопроводу Олександрівка-Тальне	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	70,177
Початкова абсолютна температура T_n , К	311,426
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,013
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,939
Маса газу M , т	9575
7. Компресорна станція Тальне	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	82,398
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,473
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,939
Степінь підвищення тиску ε	1,298
Індикаторний ККД η	0,815
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,715
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	311,578
Потужність приводу N , кВт	8539,341
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,473
Дільниця магістрального газопроводу Тальне-Гайсин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	70,175
Початкова абсолютна температура T_n , К	311,426
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,621
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,078

Маса газу M , т	9380
8. Компресорна станція Гайсин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	81,951
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,081
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,078
Степінь підвищення тиску ε	1,28
Індикаторний ККД η	0,817
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,518
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	310,485
Потужність приводу N , кВт	8068,802
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,447
Дільниця магістрального газопроводу Гайсин-Бар	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,978
Початкова абсолютна температура T_n , К	311,426
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,414
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,978
Маса газу M , т	9429
9. Компресорна станція Бар	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	81,497
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,874
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,978
Степінь підвищення тиску ε	1,291
Індикаторний ККД η	0,818
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,858
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	311,107
Потужність приводу N , кВт	8191,474
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,454
Дільниця магістрального газопроводу Бар-Гусятин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	70,318
Початкова абсолютна температура T_n , К	311,426
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,516
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,705
Маса газу M , т	9797

10. Компресорна станція Гусятин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	81,119
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,976
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,705
Степінь підвищення тиску ε	1,285
Індикаторний ККД η	0,811
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,627
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	310,556
Потужність приводу N , кВт	8945,592
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,378
Дільниця магістрального газопроводу Гусятин- Богородчани	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	70,087
Початкова абсолютна температура T_n , К	310,556
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,538
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,606
Маса газу M , т	9715
11. Компресорна станція Богородчани	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	80,708
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,998
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,606
Степінь підвищення тиску ε	1,323
Індикаторний ККД η	0,811
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,763
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	312,978
Потужність приводу N , кВт	9935,73
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,411
Дільниця магістрального газопроводу Богородчани-Хуст	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	72,223
Початкова абсолютна температура T_n , К	312,978
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,473
Кінцева абсолютна температура T_k , К	288,755
Маса газу M , т	11784
12. Компресорна станція Хуст	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	80,363

Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,933
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	289,699
Степінь підвищення тиску ε	1,276
Індикаторний ККД η	0,811
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,082
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	309,935
Потужність приводу N , кВт	8598,897
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,345
Дільниця магістрального газопроводу Хуст- ГВС Ужгород	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	69,542
Початкова абсолютна температура T_n , К	309,935
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	57,826
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,782
Маса газу M , т	8031

Таблиця 4.5

Результати розрахунків при продуктивності на початку МГ

$$Q = 91.228 \text{ млн м}^3/\text{добу}$$

Параметр	Чисельне значення
1. Компресорна станція Новописков	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	91,228
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,913
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,15
Степінь підвищення тиску ε	1,332
Індикаторний ККД η	0,795
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	73,929
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	311,831
Потужність приводу N , кВт	9124,221
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,51
Дільниця магістрального газопроводу Новописков-Борова	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,389
Початкова абсолютна температура T_n , К	311,831
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,541
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,731

Маса газу M , т	9873
2. Компресорна станція Борова	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	90,787
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,001
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,731
Степінь підвищення тиску ε	1,29
Індикаторний ККД η	0,798
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	70,944
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	312,342
Потужність приводу N , кВт	7421,958
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,441
Дільниця магістрального газопроводу Борова-Первомайськ	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	70,404
Початкова абсолютна температура T_n , К	312,342
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,206
Кінцева абсолютна температура T_k , К	292,392
Маса газу M , т	8086
3. Компресорна станція Первомайськ	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	90,299
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,666
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	292,392
Степінь підвищення тиску ε	1,349
Індикаторний ККД η	0,799
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	73,752
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	318,103
Потужність приводу N , кВт	8778,576
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,488
Дільниця магістрального газопроводу Первомайськ-Машівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,212
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,015
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,619
Маса газу M , т	10123
4. Компресорна станція Машівка	

Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	89,793
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,475
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,619
Степінь підвищення тиску ε	1,363
Індикаторний ККД η	0,798
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	74,265
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	317,134
Потужність приводу N , кВт	9100,511
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,506
Дільниця магістрального газопроводу Машівка-Кременчук	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,725
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,32
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,327
Маса газу M , т	10536
5. Компресорна станція Кременчук	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	89,413
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,32
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,327
Степінь підвищення тиску ε	1,314
Індикаторний ККД η	0,817
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	79,408
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	312,97
Потужність приводу N , кВт	6852,414
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,38
Дільниця магістрального газопроводу Кременчук-Олександрівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,43
Початкова абсолютна температура T_n , К	312,97
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,776
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,722
Маса газу M , т	8704
6. Компресорна станція Олександрівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	88,9
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,24

Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,72
Степінь підвищення тиску ε	1,32
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,9
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	314,89
Потужність приводу N , кВт	6851,528
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,51
Дільниця магістрального газопроводу Олександрівка-Тальне	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	72,36
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,16
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,75
Маса газу M , т	9727
7. Компресорна станція Тальне	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	88,4
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,62
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,75
Степінь підвищення тиску ε	1,33
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,74
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	314,62
Потужність приводу N , кВт	7040,965
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,5
Дільниця магістрального газопроводу Тальне-Гайсин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	72,2
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,65
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,91
Маса газу M , т	9503
8. Компресорна станція Гайсин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	87,93
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,11
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,91
Степінь підвищення тиску ε	1,32

Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,59
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	313,88
Потужність приводу N , кВт	6711,621
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,47
Дільниця магістрального газопроводу Гайсин-Бар	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	72,05
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,49
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,8
Маса газу M , т	9562
9. Компресорна станція Бар	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	87,46
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,95
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,8
Степінь підвищення тиску ε	1,32
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,81
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	314,27
Потужність приводу N , кВт	6796,62
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,47
Дільниця магістрального газопроводу Бар-Гусятин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	72,27
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,39
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,49
Маса газу M , т	9908
10. Компресорна станція Гусятин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	87,01
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,85
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,49
Степінь підвищення тиску ε	1,32
Індикаторний ККД η	0,79
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,38

Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	314,3
Потужність приводу N , кВт	7807,759
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,45
Дільниця магістрального газопроводу Гусятин- Богородчани	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,84
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,17
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,51
Маса газу M , т	9770
11. Компресорна станція Богородчани	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	86,5
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,63
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,51
Степінь підвищення тиску ε	1,37
Індикаторний ККД η	0,79
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	74,88
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	317,74
Потужність приводу N , кВт	8944,75
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,51
Дільниця магістрального газопроводу Богородчани-Хуст	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	74,34
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,39
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,22
Маса газу M , т	11981
12. Компресорна станція Хуст	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	86,11
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,85
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,73
Степінь підвищення тиску ε	1,23
Індикаторний ККД η	0,8
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	67,22
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	307,86
Потужність приводу N , кВт	8384,654

Витрата на паливний газ Q_{ne} , млн м ³ /добу	0,39
Дільниця магістрального газопроводу Хуст- ГВС Ужгород	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	74,34
Початкова абсолютна температура T_n , К	307,86
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	74,34
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,86
Маса газу M , т	8232

Таблиця 4.6

Результати розрахунків при продуктивності на початку МГ

$$Q = 95 \text{ млн м}^3/\text{добу}$$

Параметр	Чисельне значення
1. Компресорна станція Новопсков	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	95
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	55,913
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	288,15
Степінь підвищення тиску ε	1,346
Індикаторний ККД η	0,802
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	75,264
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	313,207
Потужність приводу N , кВт	9990,729
Витрата на паливний газ Q_{ne} , млн м ³ /добу	0,553
Дільниця магістрального газопроводу Новопсков-Борова	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	74,724
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,501
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,307
Маса газу M , т	9949
2. Компресорна станція Борова	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	94,563
Абсолютний тиск на вході P_{ex} , бар	54,961
Абсолютна температура на вході T_{ex} , К	291,307
Степінь підвищення тиску ε	1,317

Індикаторний ККД η	0,805
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,402
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	314,635
Потужність приводу N , кВт	8421,682
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,437
Дільниця магістрального газопроводу Борова-Первомайськ	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,862
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,585
Кінцева абсолютна температура T_k , К	292,964
Маса газу M , т	8184
3. Компресорна станція Первомайськ	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	94,056
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,045
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	292,964
Степінь підвищення тиску ε	1,375
Індикаторний ККД η	0,804
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	75,692
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	320,258
Потужність приводу N , кВт	9781,292
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,507
Дільниця магістрального газопроводу Первомайськ-Машівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	75,152
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,855
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,952
Маса газу M , т	10363
4. Компресорна станція Машівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	93,554
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,315
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,952
Степінь підвищення тиску ε	1,372
Індикаторний ККД η	0,802
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	75,868

Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	317,905
Потужність приводу N , кВт	9682,255
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,502
Дільниця магістрального газопроводу Машівка-Кременчуг	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	75,328
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,656
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,652
Маса газу M , т	10708
5. Компресорна станція Кременчуг	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	93,073
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,116
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,652
Степінь підвищення тиску ε	1,323
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,913
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	313,852
Потужність приводу N , кВт	7429,236
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,482
Дільниця магістрального газопроводу Кременчуг-Олександрівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	72,373
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,476
Кінцева абсолютна температура T_k , К	292,116
Маса газу M , т	8887
6. Компресорна станція Олександрівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	92,594
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,936
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	292,116
Степінь підвищення тиску ε	1,355
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	74,437
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	317,511
Потужність приводу N , кВт	7922,44

Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,479
Дільниця магістрального газопроводу Олександрівка-Тальне	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,897
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,524
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,09
Маса газу M , т	9883
7. Компресорна станція Тальне	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	92,096
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,984
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,09
Степінь підвищення тиску ε	1,345
Індикаторний ККД η	0,819
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	73,938
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	315,751
Потужність приводу N , кВт	7684,205
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,498
Дільниця магістрального газопроводу Тальне-Гайсин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,398
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,587
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,255
Маса газу M , т	9592
8. Компресорна станція Гайсин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	91,607
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,047
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,255
Степінь підвищення тиску ε	1,34
Індикаторний ККД η	0,819
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	73,788
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	315,664
Потужність приводу N , кВт	7542,635
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,489
Дільниця магістрального газопроводу Гайсин-Бар	

Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,248
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,439
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,139
Маса газу M , т	9653
9. Компресорна станція Бар	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	91,107
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,899
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,139
Степінь підвищення тиску ε	1,353
Індикаторний ККД η	0,819
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	74,282
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	316,357
Потужність приводу N , кВт	7708,499
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,5
Дільниця магістрального газопроводу Бар-Гусятин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,742
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,686
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,821
Маса газу M , т	10056
10. Компресорна станція Гусятин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	90,663
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	55,146
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,821
Степінь підвищення тиску ε	1,338
Індикаторний ККД η	0,798
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	73,792
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	315,709
Потужність приводу N , кВт	8576,778
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,445
Дільниця магістрального газопроводу Гусятин- Богородчани	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,252
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15

Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,39
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,847
Маса газу M , т	9904
11. Компресорна станція Богородчани	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	90,162
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,85
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,847
Степінь підвищення тиску ε	1,385
Індикаторний ККД η	0,798
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	75,981
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	318,831
Потужність приводу N , кВт	9661,336
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,501
Дільниця магістрального газопроводу Богородчани-Хуст	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	75,441
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	54,939
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,498
Маса газу M , т	12045
12. Компресорна станція Хуст	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	89,838
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,399
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,307
Степінь підвищення тиску ε	1,157
Індикаторний ККД η	0,777
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	62,932
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	303,852
Потужність приводу N , кВт	8314,513
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,323
Дільниця магістрального газопроводу Хуст- ГВС Ужгород	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	75,441
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	61,834

Кінцева абсолютна температура T_k , К	292,398
Маса газу M , т	8227

Таблиця 4.6

Результати розрахунків при продуктивності на початку МГ

$$Q = 98 \text{ млн м}^3/\text{добу}$$

Параметр	Чисельне значення
1. Компресорна станція Новопсков	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	98
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	56,013
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	288,15
Степінь підвищення тиску ε	0,806
Індикаторний ККД η	1,34
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	75,078
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	312,706
Потужність приводу N , кВт	10044,077
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,556
Дільниця магістрального газопроводу Новопсков-Борова	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	74,538
Початкова абсолютна температура T_n , К	312,706
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	53,728
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,486
Маса газу M , т	9795
2. Компресорна станція Борова	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	97,445
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	53,188
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,486
Степінь підвищення тиску ε	1,37
Індикаторний ККД η	0,811
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,854
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	318,059
Потужність приводу N , кВт	10061,402
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,555
Дільниця магістрального газопроводу Борова-Первомайськ	

Початковий абсолютний тиск P_n , бар	72,314
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	54,99
Кінцева абсолютна температура T_k , К	293,247
Маса газу M , т	8123
3. Компресорна станція Первомайськ	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	96,891
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,45
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	293,247
Степінь підвищення тиску ε	1,372
Індикаторний ККД η	0,809
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	74,727
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	320,222
Потужність приводу N , кВт	10015,621
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,554
Дільниця магістрального газопроводу Первомайськ-Машівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	74,187
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	52,989
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,2
Маса газу M , т	10030
4. Компресорна станція Машівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	96,335
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	52,449
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,2
Степінь підвищення тиску ε	1,373
Індикаторний ККД η	0,811
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,013
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	317,953
Потужність приводу N , кВт	10037,795
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,556
Дільниця магістрального газопроводу Машівка-Кременчуг	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	71,473
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15

Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	48,399
Кінцева абсолютна температура T_k , К	290,891
Маса газу M , т	9727
5. Компресорна станція Кременчуг	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	95,542
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	47,859
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	290,891
Степінь підвищення тиску ε	1,527
Індикаторний ККД η	0,819
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	73,058
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	326,71
Потужність приводу N , кВт	9542,075
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,793
Дільниця магістрального газопроводу Кременчуг-Олександрівка	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	72,518
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	54,578
Кінцева абсолютна температура T_k , К	292,354
Маса газу M , т	8630
6. Компресорна станція Олександрівка	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	94,924
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,038
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	292,354
Степінь підвищення тиску ε	1,389
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	75,082
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	319,946
Потужність приводу N , кВт	8926,643
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,618
Дільниця магістрального газопроводу Олександрівка-Тальне	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	74,542
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,283

Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,3
Маса газу M , т	9916
7. Компресорна станція Тальне	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	94,348
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,743
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,3
Степінь підвищення тиску ε	1,364
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	74,656
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	317,167
Потужність приводу N , кВт	8333,938
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,577
Дільниця магістрального газопроводу Тальне-Гайсин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	74,116
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,511
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,462
Маса газу M , т	9643
8. Компресорна станція Гайсин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	93,791
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,971
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,462
Степінь підвищення тиску ε	1,353
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	74,358
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	316,64
Потужність приводу N , кВт	8042,845
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,556
Дільниця магістрального газопроводу Гайсин-Бар	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,818
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,187
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,339
Маса газу M , т	9677

9. Компресорна станція Бар	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	93,217
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,647
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,339
Степінь підвищення тиску ε	1,37
Індикаторний ККД η	0,82
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	74,886
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	317,637
Потужність приводу N , кВт	8303,306
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,575
Дільниця магістрального газопроводу Бар-Гусятин	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	74,346
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,497
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,01
Маса газу M , т	10089
10. Компресорна станція Гусятин	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	92,71
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,957
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,01
Степінь підвищення тиску ε	1,354
Індикаторний ККД η	0,802
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	74,389
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	316,804
Потужність приводу N , кВт	9150,298
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,506
Дільниця магістрального газопроводу Гусятин- Богородчани	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	73,849
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	55,227
Кінцева абсолютна температура T_k , К	291,032
Маса газу M , т	9939
11. Компресорна станція Богородчани	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	92,163

Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	54,687
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,032
Степінь підвищення тиску ε	1,386
Індикаторний ККД η	0,802
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	75,776
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	318,918
Потужність приводу N , кВт	9880,037
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,547
Дільниця магістрального газопроводу Богородчани-Хуст	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	75,236
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	53,483
Кінцева абсолютна температура T_k , К	289,653
Маса газу M , т	11877
12. Компресорна станція Хуст	
Продуктивність на вході Q , млн м ³ /добу	91,652
Абсолютний тиск на вході $P_{вх}$, бар	52,943
Абсолютна температура на вході $T_{вх}$, К	291,486
Степінь підвищення тиску ε	1,362
Індикаторний ККД η	0,806
Абсолютний тиск на виході $P_{вих}$, бар	72,107
Абсолютна температура на виході $T_{вих}$, К	317,736
Потужність приводу N , кВт	9245,494
Витрата на паливний газ $Q_{пг}$, млн м ³ /добу	0,512
Дільниця магістрального газопроводу Хуст- ГВС Ужгород	
Початковий абсолютний тиск P_n , бар	75,236
Початкова абсолютна температура T_n , К	313,15
Кінцевий абсолютний тиск P_k , бар	60,933
Кінцева абсолютна температура T_k , К	292,581
Маса газу M , т	8244

Висновки до розділу 4

Представлені залежності зведеної потужності від ступеня підвищення тиску, зведеної потужності від політропного ККД, зведеної потужності від зведеної відносної внутрішньої потужності нагнітачів RF2-BB-30 та КЛАРК-655 Р2 фірми «ДЕМАГ» на рис. 4.1-4.4. Результати розрахунків математичних моделей нагнітачів, КС та лінійних частин МГ при 6 різних режимах зазначені у таблицях 4.1-4.6.

РОЗДІЛ 5. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ.

Для кожного заданого значення продуктивності на основі визначених параметрів режиму роботи МГ, визначаємо зведені показники роботи всіх 12 КС та 13 ДМГ магістрального газопроводу «Союз», а саме:

- Добова продуктивність в кінці газопроводу;
- Енергію паливного газу по вищій та нищій теплоті згорання для забезпечення необхідної продуктивності;
- Питому енергію паливного газу;
- Ефективність роботи газопроводу;
- ККД по вищій та нижчій теплоті згорання;
- Масу газу;
- Об'єм газу за стандартних умов.

Зведені показники залежності роботи МГ від його продуктивності приведені в таблиці 4.7, 4.8 та рис.

Таблиця 5.1

Залежність ефективності роботи МГ від його продуктивності [16].

№ п.п	Добова продуктивність на початку газопроводу $E_{g_{vh}}$, ГВт	Добова продуктивність в кінці газопроводу $E_{g_{vu}}$, ГВт	Енергія паливного газу, $E_{pg_s}^{**}$, $E_{pg_i}^{***}$, МВт	Питома енергія паливного газу ΔE_{pg}	Ефективність роботи газопроводу. η_d %	ККД приводу ГПА η_{gra} %
1	32,198	30,762	1553,99** 1401,6***	0,051*	95,191	16,83** 18,659***
2	34,345	32,650	1831** 1651***	0,0561*	94,69	16,86** 18,69***
3	36,492	34,501	2150,86** 1939,95***	0,06*	94,13	16,84** 18,68***
4	39,165	36,968	2413,94** 2177,23***	0,07*	93,87	16,62** 18,42***
5	40,785	38,375	2647,173** 2388***	0,069*	93,547	16,656** 18,467***
6	42,073	39,347	2964,26** 2674***	0,075*	92,994	16,835** 18,665***

* питома енергія паливного газу це відношення енергії паливного газу до енергії протранспортованого газу на виході із магістрального газопроводу

$$\Delta E_{pg} = \frac{E_{pg}^{**}}{E_{g_{vh}}}$$

** енергія паливного газу та коефіцієнт корисної дії приводу ГПА по вищій теплоті згоряння.

*** енергія паливного газу та коефіцієнт корисної дії ГПА по нижчій теплоті згоряння.

Таблиця 5.2

Значення маси та об'єму газу в магістральному газопроводі при різній добовій продуктивності на початку газопроводу

№ п.п	Добова продуктивність на початку газопроводу Q , млн м ³ /добу	Добова продуктивність на початку газопроводу $E_{g_{vh}}$, ГВт	Маса газу в магістральному газопроводі M , т	Об'єм газу в магістральному газопроводі за стандартних умов V , млн.м ³
1	75	32,198	112700	158,7324
2	80	34,345	113113	159,3141
3	85	36,492	114417	161,1507
4	91,228	39,165	116005	163,3873
5	95	40,785	117451	165,4239
6	98	42,073	115690	162,9437

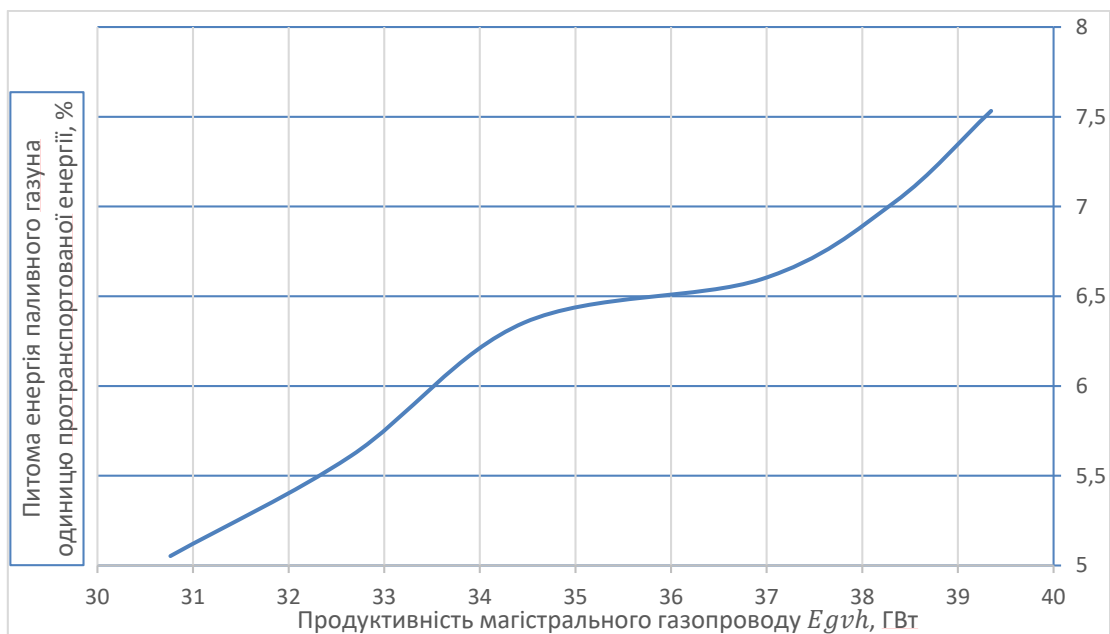


Рис. 5.1. Залежність питомої енергії паливного газу від продуктивності магістрального газопроводу

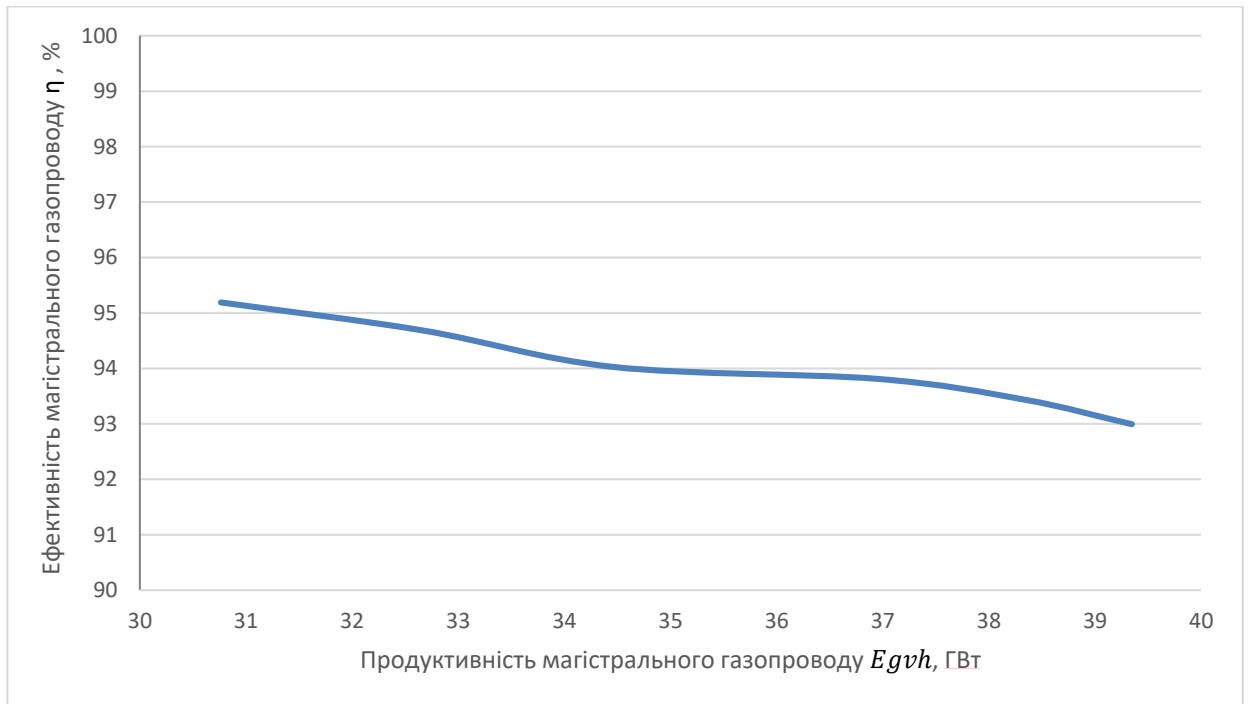


Рис. 5.2. Залежність ефективності роботи магістрального газопроводу від продуктивності

Висновки до розділу 5

Визначено зведені показники роботи всіх 12 КС та 13 ДМГ магістрального газопроводу «Союз». Залежність ефективності роботи МГ від його продуктивності представлено у таблиці 5.1. Значення маси та об'єму газу в МГ при різній добовій продуктивності на початку газопроводу описано у таблиці 5.2. Залежність ефективності роботи МГ від його продуктивності описано у таблиці 5.3. Зображені залежності питомої енергії паливного газу від продуктивності МГ, ефективності роботи МГ від продуктивності на рис. 5.1-5.2.

РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Законодавством України встановлено, що для визначення екологічної безпеки під час розміщення, будівництва нових і реконструкції діючих об'єктів трубопровідного транспорту, а також під час їх експлуатації проводиться обов'язкова державна екологічна експертиза у порядку, встановленому законодавством України (ст. 15 Закону України «Про трубопровідний транспорт»). Через процес фізичного старіння трубопроводів виникає потреба у заміні магістральних трубопроводів щороку. Причинами порушення працездатності трубопроводу також можуть бути наступні фактори: дефекти зварювання через порушення технології зварювання, неякісні матеріали, дефекти конструкції та втрати пластичності. Для визначення місць розташування даних дефектів проводиться комплекс діагностичних робіт, в тому числі внутрішньо трубна діагностика. Це дозволяє проводити ліквідацію виявлених пошкоджень при мінімальних затратах на ремонт трубопроводів з метою запобігання аваріям. Тільки щорічні витрати на підтримку газопровідної інфраструктури в робочому стані мають становити 50–60 млн ум. од., а загальна фінансова потреба на реконструкцію газопроводів дорівнює 500 млн ум. од. за умови темпів ремонту 500 км на рік.

Магістральний трубопровід – це система послідовно з'єднаних елементів, до його складу входять: труби, трубні деталі, арматури. Їх відмова приводить до аварійних ситуацій. Найчастіше відмови припадають на труби й зварені з'єднання, що виконані під час будівництва. Факторами, що призводять до порушення працездатного стану магістрального трубопроводу при експлуатації є корозія та стрес-корозія, механічні пошкодження матеріалу трубопроводу, виробничий брак та пошкодження монтажною технікою, дефекти зварних з'єднань та безвогневого врізання, навмисні пошкодження.

Екологічна безпека МГ залежить від ґрунтово-кліматичних умов експлуатації, напружено-деформованого стану матеріалу трубопроводу та його стійкості до стрес-корозійного руйнування. Стрес-корозійне руйнування МГ

руйнує метал труби, шляхом проникнення молекул гідрогену в кристалічну решітку металу труби. В місцях порушення ізоляції, причиною виникнення такого явища є агресивне середовище простору навколо труб проходить корозія поверхні металу. Це багатостадійний процес, який протікає при слабо кислому або кислому значенні рН. Реакція відновлення водню на катодних ділянках поверхні труби є визначальною при стрес-корозійному розтріскуванні. Водень інтенсифікує процеси структурно-фізичної деградації металу, спрощує протікання мікропластичної деформації і зменшує енергію руйнування.

При будівництві магістральних трубопроводів спостерігається явище деструкції ґрунтового масиву та порушення сформованих рівноважних взаємозв'язків між компонентами ландшафту [17-20].

МГ є надзвичайно вибухонебезпечними об'єктами. У разі аварії маси викидів природного газу на МГ можуть перевищувати 1100 т. Аварійний викид газу однієї ділянки МГ може викликати пошкодження сусідніх газопроводів внаслідок вибуху газоповітряної хмари.

Викиди природного газу при експлуатації об'єктів ГТС можна поділити на:

- організовані – через джерела визначеної геометричної форми;
- неорганізовані (технічні втрати) – ненаправлені потоки, наприклад, внаслідок порушень герметичності обладнання;
- викиди під час аварійних ситуацій.

Для забезпечення охорони довкілля запроваджують наступні заходи:

- зменшення обсягів забруднюючих викидів в атмосферу;
- забезпечення раціонального використання природних ресурсів;
- забезпечення раціонального поводження з утвореними відходами, впровадження заходів із зменшення обсягів їх утворення;
- проведення періодичного контролю екологічних показників технологічного обладнання у відповідності до вимог чинного законодавства та стандартів [21].

ТОВ «Оператор ГТС України» (ОГТСУ) реалізує державну стратегію у сфері доцільного використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) та забезпечення енергоефективного транспортування природного газу по МГ.

Запровадження ОГТСУ енергозберігаючих технологій, обладнання та заходів, що спрямовані на підвищення економічного використання ПЕР, є однією з найважливіших задач їх діяльності.

ОГТСУ ведуть моніторинг обсягів використання ПЕР для виробничих і технологічних потреб за широким спектром операцій. Це дає змогу визначити ті області, які потребують значні обсяги енергоспоживання, можливі способи для зниження витрат, пріоритети при впровадженні енергоефективних заходів.

Для збільшення енергоефективності процесу транспортування природного газу, ОГТСУ розробляють організаційно-технічні заходи, спрямованих на зменшення споживання ПЕР. Для раціонального використання ПЕР та підвищення енергозбереження, була розроблена відповідна нормативна база.

Відповідно до «Паризької кліматичної угоди» 2015 р., рівень викидів парникових газів в Україні має зменшитися на 40% до 2030 р. та на 70 % до 2050 р., порівнюючи з рівнем викидів в 1990 р. В рамках реалізації даної цілі, ОГТСУ визначила наступні цілі:

- заміна неефективного, неекологічного та морально застарілого обладнання на сучасне, що відповідає світовим стандартам;
- впровадження нетрадиційних джерел енергії для енергопостачання інфраструктурних об'єктів ГТС;
- проведення енергоаудиту та енергоменеджменту на об'єктах ГТС.

За три квартали 2020 року ОГТСУ скоротив викиди діоксиду вуглецю (CO₂) в атмосферу на 61%, забруднюючих речовин (NO_x та СО) – на 13%, знизив споживання води на 17%, утворення відходів – на 55% у порівнянні з аналогічним періодом 2019 року.

Значні екологічні результати стали можливими завдяки комплексу реалізованих заходів, спрямованих на зменшення впливу компанії на навколишнє середовище, та скороченню обсягів транзиту газу.

ОГТСУ скоротив викиди вуглецю в атмосферу на 61% до 1015 тис. тон завдяки технічній модернізації інфраструктури та через скорочення транзитних обсягів. За цей же період компанія знизила загальний обсяг викидів забруднюючих речовин (NO_x та CO) в атмосферу на понад 13% – до 24 тис. т.

Також за 9 місяців ОГТСУ заощадив 1,8 млн m^3 метану (CH_4) за рахунок виявлення і усунення джерел витоків на інфраструктурних об'єктах. Спеціалізовані мобільні лабораторії обстежили 147 тис. потенційних джерел витоків. В результаті їх інтенсивність була зменшена майже в два рази. Для підвищення ефективності роботи мобільних лабораторій та персоналу структурних підрозділів щодо зменшення джерел витоків ОГТСУ закупив ще 17 комплектів сучасного обладнання.

ОГТСУ зменшив споживання води своїми структурними підрозділами на 17% – до 196 тис. куб. З них 59% використано для господарсько-побутових потреб та 41% – для виробничих потреб, таких як гідравлічні випробовування, поливи території, мийні заходи [22].

Підсумовуючи вищесказане, підвищення надійності, екологічної безпеки та зниження аварійності МГ забезпечуються наступними заходами:

- своєчасна діагностика й капітальний ремонт лінійної частини МГ та обладнання КС;
- технічне переоснащення і реконструкція технологічного устаткування;
- модернізація існуючих і впровадження нових систем автоматизованого контролю та пожежогасіння при експлуатації МГ.

Висновки до розділу 6

Визначені фактори, що призводять до порушення працездатності трубопроводу та негативні наслідки для навколишнього середовища у випадку аварії. Перераховані види викидів природного газу під час експлуатації ГТС та заходи з охорони довкілля. Представлена стратегія ТОВ «Оператор ГТС України» для збереження ПЕР, підвищення енергоефективності процесу транспортування природного газу та зазначені результати діяльності організації.

РОЗДІЛ 7. ОХОРОНА ПРАЦІ

7.1. Вступ

До складу МГ входить велика кількість систем і споруд обслуговування, такі як головні та проміжні КС з вузлом підключення до МГ. При експлуатації газопроводи зазнають постійних динамічних навантажень, що виникають під час роботи нагнітальних установок, запірної арматури, аварійних відключень електричного живлення, помилкових спрацювань системи захисту. Як вказує джерело [23], за 2005-2015 рр. зафіксували 14 аварій на МГ. Пошкодження труб (розриви, пробоїни, тріщини, свищі), лінійної арматури та трубопровідних вузлів трапляються найчастіше.

На території КС використовуються різні види обладнання та відбувається зберігання, транспортування й застосування небезпечних хімічних речовин, що можуть призвести до вибуху й пожежі. Аварія на КС може виникнути через розрив зовнішнього трубопроводу або руйнування трубопровідної обв'язки установок, це супроводжується викидом газу з його подальшим можливим займанням. Питання охорони праці на МГ є вирішальним для безпеки обслуговуючого персоналу.

7.2. Організація робочого місця

У приміщеннях КС заборонено розміщувати технологічну апаратуру та обладнання, які за конструкцією не пов'язані з компресорними установками. Забороняється розміщувати компресори у приміщеннях, які суміжні з вибухонебезпечними та хімічними предметами, що викликають корозію та шкідливі для організму людини. Не допускається встановлювати компресорні установки під побутовими, конструкторськими та подібними до них приміщеннями.

Загальні розміри машинного залу повинні гарантувати безпечне технічне обслуговування та ремонт обладнання. Ширина проходів має бути не менше 1,5 м, для забезпечення можливості монтажу та обслуговування компресора та іншого

обладнання. Відстань між обладнанням та стінами будівель (до їх виступаючих частин) не менше 1 м. Підлоги приміщення компресорної установки повинні бути рівними з нековзною поверхнею, маслостійкими і виконуватися з зносостійкого матеріалу, що не згорає. Двері та вікна приміщення компресорної установки повинні відкриватися назовні.

Канали і отвори в компресорному приміщенні повинні закриватися врівень з підлогою знімними плитами. Отвори, поглиблення та переходи, які не закриваються, повинні обгороджуватися поруччями заввишки не менше 1 м з розташованою внизу суцільною металевною зашивкою заввишки 15 см. Підлоги майданчиків та сходи повинні виготовлятися з рифленої сталі. Усі трубопроводи компресорної установки повинні відповідати вимогам СНіП (Будівельні норми і правила) та ГОСТ (Державний стандарт). Машинний зал компресорної установки має бути обладнаний телефоном, встановленим у шумоізолюваній будці. У машинному залі має бути аптечка першої допомоги та питна вода.

У приміщенні, де знаходиться компресорна установка, повинен знаходитися ремонтний майданчик. Для виконання ремонтних робіт компресора приміщення повинні обладнуватись відповідними вантажопідіймними пристроями та засобами механізації.

У приміщенні компресорної установки повинні бути передбачені спеціальні місця для зберігання в закритому вигляді обтиральних матеріалів, інструментів, прокладок тощо, а також для зберігання тижневого запасу олії. Приміщення компресорної установки має бути обладнане вентиляцією відповідно до чинних санітарних норм проектування промислових підприємств.

Компресорні установки мають бути забезпечені надійною системою повітряного і водяного охолодження. Необхідно встановлювати режим роботи системи охолодження згідно з вимогам інструкції заводу-виготовлювача компресора.

Забороняється зберігання бензину, газу та інших легкозаймистих речовин в приміщенні КС. Змащення компресорних установок має проводитись спеціальними компресорними мастилами, що відповідають вимогам ГОСТ і

інструкціям заводу-виготовлювача. Для застосування змащувального мастила необхідна наявність письмового дозволу особи, відповідальної за безпечну роботу компресорної станції, для застосування масла. Кожна партія компресорного мастила зобов'язана мати заводський сертифікат, де зазначені його фізико-хімічні властивості. Перед застосуванням кожна ємність з мастилом повинна бути перевіреною лабораторним аналізом на відповідність до ГОСТ і заводської інструкції. Мастило має доставлятися та зберігатися в спеціальних оцинкованих судинах відповідно до вимог ГОСТ 1510-70. Допускається зберігати мастило у компресорному приміщенні в кількості, яка не перевищує тижневої витрати. Відпрацьоване мастило не дозволяється повторно використовувати [24].

7.3. Перелік шкідливих та небезпечних виробничих чинників

Специфікою безпеки КС є такі особливості:

- у разі аварії, великі значення продуктивності та постійний технологічний зв'язок об'єктів з підвідними газопроводами призводять до викиду у навколишнє середовище значні об'єми природного газу;
- висока щільність розміщення технологічного обладнання;
- насиченість майданчиків електроустановками, лініями електропостачання, що обумовлює підвищену ймовірність займання газу у випадку аварії.

Основні небезпеки, властиві КС, обумовлюються вибухопожежонебезпечністю природного газу, а також високим тиском у трубопроводах. На території КС зберігаються, застосовуються і транспортуються вибухопожежонебезпечні та небезпечні хімічні речовини, використовуються різноманітні види обладнання. Це може потенційно призвести до формування зон загазованості, утворення пожеж, отруєння атмосфери та інших аварійних ситуацій.

7.4. Аналіз шкідливих та небезпечних виробничих чинників

При експлуатації КС можливий розрив підземного газопроводу на повному перетині з викидом природного газу з або без займання. В разі його розриву без займання газу, який витікає у вигляді шлейфа із ґрунтового котловану, факторами небезпеки можуть бути розліт осколків, повітряна хвиля стискання, швидкісний напір струменя газу, загазованість. Розрив газопроводу із займанням газу та утворенням пожежі в ґрунтовому котловані спричиняє розліт осколків, повітряну хвилю стискання, напір струменя газу, теплове випромінювання.

На території КС можливий розрив зовнішнього трубопроводу або руйнування трубопровідної об'язки установок, це призводить до викиду газу з або без займання. Внаслідок займання газу можливе утворення струменя полум'я або пожежі з поширенням наступних факторів ураження: осколки, повітряна хвиля стискання, швидкісний напір струменя газу, прямий вплив полум'я, теплового випромінювання від полум'я. Також є вірогідність розриву газопроводу з витіканням та розсіюванням природного газу в атмосфері. Витікання газу всередині виробничого приміщення призводить до утворення, займання та вибуху газоповітряної суміші, виникають хвилі стискання та пожежа.

Зазначені фізичні прояви аварій можуть мати різні варіації, це залежить від наступних факторів: діаметр газопроводу, наявність наземного обладнання, споруд поблизу місця аварії, відстань від місця розриву до найближчих запірних пристроїв, час перекриття аварійних ділянки трубопроводу, швидкість і напрямок вітру, спрацювання протипожежних засобів.

7.5. Мікроклімат робочої зони

У службовому приміщенні дотримуються оптимальні метеорологічні умови (мікроклімат) виробничого середовища. У поняття метеорологічних умов виробничого середовища входять: температура повітря, його вологість і швидкість руху.

Оптимальні норми в холодний і перехідний період року:

- температура повітря - 20-23 °С;

- вологість повітря - 60-40 %;
- швидкість руху повітря - 0,2 м/с.

Оптимальні норми в теплий період року:

- температура повітря - 22-25 °С;
- вологість повітря - 60-40 %;
- швидкість руху повітря - 0,2 м/с.

Допустимі норми:

- температура повітря - 19-25 °С;
- вологість повітря - 75%;
- швидкість руху повітря - 0,2 м/с.
- температура поза постійними робочими місцями - 15-25 °С.

Щоб уникнути перегріву і забезпечення надійності роботи, технічні засоби охолоджують за допомогою вбудованих вентиляторів повітрям приміщення (автономна вентиляція) або повітрям, яке спеціально подають у технічні засоби (централізована вентиляція) повітропроводами, або шляхом піддування охолодженого повітря в підпільний простір приміщення.

Одним з основних джерел порушення комфортного стану персоналу, що знаходиться безпосередньо поряд з працюючим компресорним обладнанням, є шум. Причиною появи шумів є звукові хвилі, що виникають при стисненні і розширенні в повітрі та інших середовищах. КС є джерелом інтенсивного шуму, що поширюється як у приміщеннях і на території газотранспортної організації, так і на території найближчої до КС житлової забудови. Шумове поле КС визначається суперпозицією шумових полів основних джерел шуму. До таких джерел на території газотранспортної організації та найближчої селитебної забудови слід віднести джерела, що мають високий рівень звукової потужності, а також джерела, що розташовуються високо над рівнем землі і не затінені деревами та будівлями. Домінуючими джерелами КС, що створюють шумові умови на території організації та навколишніх територіях, є ГПА та АПО газу [25].

Основним шумним обладнанням КС з газотурбінним приводом газоперекачувальних агрегатів є: повітрязабірна камера, всмоктувальний патрубок осьового компресора, корпус газотурбінного агрегату, шахта вихлопу газотурбінного агрегату, нагнітач, технологічне обв'язування трубопроводів.

7.6. Захист від виробничого шуму

Для того, щоб визначити рівень інтенсивності шуму на КС, якщо відомо, що звуковий тиск $p = 18$ Па, а гранична величина звукового тиску $p_0 = 2 \cdot 10^{-5}$ Па. Рівень інтенсивності шуму визначається по формулі інтенсивності шуму:

$$L = 20 \lg \frac{p}{p_0} = 20 \lg \frac{18}{2 \cdot 10^{-5}} \approx 120 \text{ Дб} \quad (6.1)$$

За санітарними нормами допустимого рівня шуму, який не завдає шкоди слуху навіть за тривалого впливу на слуховий апарат, прийнято вважати: 55 дБ вдень і 40 дБ вночі [26]. Отримане значення майже у 3 рази перевищує нормативне значення. Тривала дія шуму рівнем понад 100 дБ може призводити до негативних наслідків для здоров'я людини, тому необхідно збільшити звукоізоляцію КС. Для зниження рівня шуму стелі та стіни приміщень обладнують звукопоглинальними конструкціями. Звукопоглинальні конструкції являють собою сукупність декоративного покриття і звукопоглинального наповнювача. В залежності від типу матеріалу, такі конструкції зменшують шум приблизно на 15%. Таким чином, використання звукопоглинальних матеріалів знизить шум на території КС до 100 дБ.

7.7. Пожежна безпека

Загальна характеристика законодавчої і нормативно-правової бази України про пожежну безпеку. Правовою основою пожежної безпеки є Конституція, Закон України «Про пожежну безпеку» та ін., постанови Верховної Ради України, укази і розпорядження Президента України, декрети, постанови та розпорядження

Кабінету Міністрів України, рішення органів державної виконавчої влади, місцевого та регіонального самоврядування, прийняті в межах їх компетенції.

Згідно до Державної програми забезпечення пожежної безпеки на 1995-2000 рр., затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 03.04.95 №238 та Положенням про порядок розроблення, затвердження, перегляду, скасування та реєстрації нормативних актів з питань пожежної безпеки, затвердженим наказом МВС України 04.12.96 №833, біло сформовано Державний реєстр нормативних актів з питань пожежної безпеки. До нього включено близько 360 найменувань документів різних за рівнями та видами.

Основними даними для розробки комплексу технічних і організаційних рішень щодо забезпечення необхідного рівня пожежної безпеки в кожному випадку є чинна законодавча і нормативно-технічна база з питань пожежної безпеки, вибухопожежонебезпечних властивостей матеріалів і речовин, що застосовуються у виробничому циклі, їхня кількість, особливості виробництва.

На цієї основі визначаються такі критерії об'єкта: категорія приміщень і будівель за вибухопожежною небезпекою, класи вибухонебезпечних зон в приміщеннях і поза ними. В залежності від цих критеріїв розробляються технічні та організаційні заходи і засоби забезпечення вибухопожежної безпеки об'єкта у відповідності з вимогами чинних нормативів.

Згідно з НАПБ Б.07.005-86 (ОНТП24-86), приміщення за вибухопожежною та пожежною небезпекою ділять на п'ять категорій (А, Б, В, Г, Д). Якісним критерієм вибухопожежної небезпеки приміщень (будівель) є наявність в них речовин з певними показниками вибухопожежної небезпеки. Критерієм визначення є надлишковий тиск, що може розвинутиися при вибуховому загорянні максимально можливого завантаження вибухонебезпечних речовин у приміщенні. До категорії А (вибухопожежонебезпечна) відносяться ті приміщення, де застосовуються горючі гази, легкозаймисті рідини з температурою спалаху до 28°C у кількості, що призводять до утворення вибухонебезпечних парогазоповітряних сумішей. При їх спалахуванні розрахунковий надлишковий тиск вибуху в приміщенні буде перевищувати 5 кПа. Речовини та матеріали, що

здатні вибухати та горіти при взаємодії з водою, киснем або одне з одним у такій кількості, при якій розрахунковий надлишковий тиск вибуху в приміщенні перевищує 5кПа. Приміщення КС відноситься до категорії А.

За наявності джерела запалення (наприклад, нагріті поверхні обладнання), витoki газу і масла призводять до швидкого заповнення приміщення КС газом і його вибуху. Системи швидкого припинення надходження газу в приміщення і включення аварійної вентиляції запобігають вибуху.

Найбільшу пожежну небезпеку представляють собою машинні зали з газотурбінними установками. Машинні зали КС з газомоторним і електричним приводом менш пожежонебезпечний. Для ліквідації пожежі мастил в приміщеннях КС можна рекомендувати системи автоматичного гасіння пожежі повітряномеханічною піною. У випадку невеликих загорянь газу і мастил доцільно використовувати переносні засоби гасіння порошком, паром, інертними газами. Першорядне значення в пожежному захисті КС повинні мати розробка та удосконалення автоматичних систем попередження утворення вибухонебезпечних газових сумішей, а також системи блокування для запобігання аваріям устаткування [27].

Висновки до розділу 7

Визначені чинники, що призводять до аварій на ділянках газопроводу та у приміщеннях КС. Описані умови праці та вимоги до приміщень КС. Перераховані та проаналізовані шкідливі та небезпечні виробничі чинники. Дано описання оптимальних норм мікроклімату у різні періоди року. Вказані джерела шуму на КС, розраховано рівень інтенсивності шуму, надані практичні рекомендації щодо його зменшення. Охарактеризовано законодавчої та нормативно-правової бази України про пожежну безпеку, систему пожежного захисту на КС.

ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

Для вирішення поставленої задачі, а саме дослідження ефективності роботи магістрального газопроводу в залежності від його продуктивності в роботі проведено:

1. Аналіз роботи газотранспортної системи, вивчено можливі режими її роботи, особливо при переході обліку газу в одиницях енергії. Приведено характеристику та технічні параметри роботи основних складових елементів магістрального газопроводу «Союз», в тому числі лінійних компресорних станцій та дільниць газопроводу.

2. Побудовано математичну модель нагнітачів RF-2BB-30 та КЛАРК-655 P2 фірми «Demag» номінальної потужності 10 МВт. Розроблено математичну модель визначення режимів сумісної роботи компресорних станцій та дільниць магістрального газопроводу в залежності від його продуктивності. Створена математична модель в середовищі Mathcad.

3. За допомогою створеного програмного забезпечення з застосуванням обчислювальної техніки проведено аналітичне дослідження залежності параметрів роботи компресорних станцій та дільниць магістрального газопроводу при зміні його продуктивності.

4. На основі проведених розрахунків встановлено добову продуктивність в кінці магістрального газопроводу, енергію паливного газу по вищій та нижчій теплоті згоряння для забезпечення необхідної продуктивності, необхідну питому енергію паливного газу для перекачування одиниці енергії по магістральному газопроводі та ефективність його роботи і необхідну кількість природного газу в газопроводі для забезпечення заданої його продуктивності. Також визначено коефіцієнт корисної дії газоперекачуючих агрегатів по вищій та нижчій теплоті згоряння.

5. Побудовано графіки залежності питомої енергії паливного газу та ефективності роботи магістрального газопроводу від його продуктивності, що

дало можливість визначити оптимальний обсяг перекачування природного газу по даному МГ, який рівний $E_{g_{vu}} = 35$ ГВт/доб.

6. В розділі охорона навколишнього середовища визначені фактори, які призводять до порушень на трубопроводі, негативні наслідки для навколишнього середовища у випадку аварії. Перераховані види викидів природного газу під час експлуатації ГТС та заходи з охорони довкілля. Представлена стратегія ТОВ «Оператор ГТС України» раціонального використання ПЕР та підвищення енергоефективності транспортування природного газу.

7. В розділі охорона праці визначені чинники, що призводять до аварій на ділянках газопроводу та у приміщеннях КС. Описані умови праці та вимоги до приміщень КС. Приведені оптимальні норми мікроклімату у різні періоди року. Вказані джерела шуму на КС, розраховано рівень інтенсивності шуму, надані практичні рекомендації щодо його зменшення. Охарактеризовано систему пожежного захисту на КС.

Результати дослідження представлені на X Всесвітньому конгресі "Авіація у XXI столітті" та опубліковані [16].

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кулик М. С., Капітанчук К. І., Андріішин М. П. Нагнітачі природного газу. – 2022.
2. Про ринок природного газу : Закон України від 09.04.2015 р. № 329-VIII : станом на 19 серп. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/329-19#Text> (дата звернення: 07.10.2022).
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> (дата звернення: 07.10.2022).
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. Грудз Я. В. Оптимізація режимів роботи газопроводу з урахуванням енерговитратності транспорту газу //Нафтогазова енергетика. – 2012. – №. 2.
6. Грудз В. Я. и др. Раціональні режими роботи складних газотранспортних систем //Prospecting and Development of Oil and Gas Fields. – 2021. – №. 2 (79). – С. 73-79.
7. Грудз Я. В. Принципи оптимізації режимів роботи газопроводу // Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2013. – №. 1 (21). – С. 191-212.
8. 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.
9. 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.

10. 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.
11. Stepanov O. A. et al. The possibility of increasing the operating efficiency of gas turbines at compressor stations of main gas pipelines //International Journal of Civil Engineering and Technology. – 2019. – Т. 10. – №. 2. – С. 2130-2137.
12. 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.
13. 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.
14. Горбійчук М. І., Когутяк М. І., Ковалів Є. О. Аналітичні моделі газодинамічних приведених характеристик відцентрових нагнітачів природного газу. – 2003.
15. Сусак О. М., Касперович В. К., Андріішин М. П. Трубопровідний транспорт газу. – 2013.
16. 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.
17. О. І. Запорожець, С. В. Бойченко, О. Л. Матвєєва, С. Й. Шаманський, Т. І. Дмитруха, С. М. Маджд; за заг. редакцією С. В. Бойченка. Транспортна екологія: навчальний посібник – К.: НАУ, 2017. – 507 с.
18. Михайлюк Ю. Д. Екологічний стан території компресорних станцій //Науковий вісник НЛТУ України. – 2014. – Т. 24. – №. 2. – С. 119-124.

19. Сарапіна М. В., Куліш В. М., Товкайло О. С. Підвищення паливно-економічних та екологічних показників газової компресорної станції : дис. – НУЦЗУ, 2019.
20. Михайлюк Ю. Д. Підвищення рівня екологічної безпеки атмосферного повітря в районах розташування компресорних станцій : дис. – ІФНТУНГ, 2016.
21. Мандрик О. М. Екологічна безпека транспортування природного газу. – 2014.
22. Офіційний сайт Оператора ГТС України (<https://tsoua.com/pro-nas/upravlinnya-kompanieiu/ekologia-i-dovkillya/>).
23. Вовк О. О. и др. Аналіз аварій на магістральних трубопроводах за період 2005-2015 рр //Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2017. – №. 4. – С. 113-118.Бабаджанова О. Ф., Щиборовська М. Ю. Небезпека компресорних станцій магістральних газопроводів // XVI Міжнародної науковопрактичної конференції молодих вчених, курсантів та студентів. – 2021.
24. Мацук З. М., Бунько Т. В., Сафонов В. В. Вдосконалення нормативно-правових актів з охорони праці у нафтогазовій промисловості //Геотехнічна механіка. – 2016.
25. Грибанова О. С. Дослідження та шляхи нормалізації шумового режиму в машинних залах компресорних станцій //Коммунальное хозяйство городов. – 2009. – №. 86. – С. 373-377.
26. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку ДСН 3.3.6.037-99, 1999 (Україна). <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/va037282-99#Text> (дата звернення: 07.10.2022).
27. НАПБ Б.07.005-86 (ОНТП 24-86) Визначення категорії приміщень і будівель по вибухопожежній і пожежній небезпеці (загальносоюзні норми технологічного проектування).