

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний авіаційний університет



КОМПРЕСОРНІ СТАНЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Методичні рекомендації до виконання курсового проекту
для студентів спеціальності 142 «Енергетичне машинобудування»
освітньо-професійної програми
«Газотурбінні установки і компресорні станції»

Київ - 2018

УДК 621.6.02:621.692(076-5)
ББК 076-082.02-4p+3762.9p
К 637

Укладачі:

М.П. Андрійшин – к.т.н., доц. – глава 2;

К.І. Капітанчук – к.т.н., доц. – глава 1;

В.В. Козлов – к.т.н., доц. – глава 3; література, додатки

Рецензент: *д.т.н., проф. Терещенко Ю.М.*

Затверджено методично-редакційною радою Національного авіаційного університету (протокол № від)

Компресорні станції магістральних газопроводів:
К 637 методичні рекомендації до виконання курсового проекту /
уклад.: М.П. Андрійшин, К.І. Капітанчук, В.В. Козлов – К:
НАУ, 2018. – 60 с.

Укладено відповідно до програми навчальної дисципліни «Компресорні станції магістральних газопроводів». Містять загальні методичні рекомендації, зміст і послідовність виконання курсового проекту, зміст та обсяг графічної частини, список літератури та додатки.

Призначено для студентів спеціальності 142 «Енергетичне машинобудування» освітньо-професійної програми «Газотурбінні установки і компресорні станції».

ЗМІСТ

ВСТУП	4
1. ЗАГАЛЬНІ МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ	5
1.1. Мета курсового проекту	5
1.2. Зміст та обсяг курсового проекту	6
1.3. Вимоги до оформлення пояснювальної записки	6
1.4. Зміст і обсяг графічної частини	8
2. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ СУМІСНОЇ РОБОТИ МАГІСТ— РАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ ТА КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ	9
2.1. Моделювання робочих характеристик нагнітача	13
2.2. Розрахунок фізичних властивостей природного газу	16
2.3. Розрахунок режиму роботи компресорної станції	21
2.4. Тепловий та гідравлічний розрахунки магістрального газопроводу	26
2.4.1. Розрахунок складних багатониткових газопроводів	27
2.4.2. Гідравлічний та тепловий розрахунки ділянки магі- стрального газопроводу після компресорної станції ..	28
2.5. Розрахунок часу переходу з одного режиму роботи газо- транспортної системи на інший режим	31
3. ПОСЛІДОВНІСТЬ ВИКОНАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ	34
Алгоритм виконання курсового проекту	34
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	36
Додаток А. Завдання на курсовий проект	37
Додаток Б. Технічні характеристики газоперекачувальних агрегатів	41
Додаток В. Зведені характеристики нагнітачів	43
Додаток Г. Властивості компонентів природного газу	56
Додаток Д. Приклад оформлення титульного листа	57

ВСТУП

Україна є однією з найбільших у світі країн-транзитерів природного газу. Через оператора газотранспортної системи вона транспортує природний газ до 18 країн Європи: Австрії, Болгарії, Боснії, Греції, Італії, Македонії, Молдови, Німеччини, Польщі, Румунії, Сербії, Словаччини, Словенії, Туреччини, Угорщини, Франції, Хорватії та Чехії.

Газотранспортна система України налічує майже 20 тис. км газопроводів діаметром від 700 до 1400 мм, 74 компресорні станції, на яких експлуатується понад 700 газоперекачувальних агрегатів (ГПА). Цей комплекс тільки за 2014 рік забезпечив об'єм транспортування природного газу близько 130 млрд м³/рік.

Відповідно до інформації Центрального диспетчерського департаменту в 2017 році обсяг транзиту газу територією України сягнув рекордного значення за останні 8 років, а саме: протранзитовано 93,5 млрд м³ природного газу для європейських споживачів, що на 13,7% перевищує аналогічний показник 2016 року; надходження природного газу в ГТС від газовидобувних підприємств України зросло до 20,8 млрд м³.

Крім транзиту природного газу, трубопровідний транспорт забезпечує внутрішні потреби України, а саме: з магістральних газопроводів природний газ надходить через газопроводи-відводи до розподільних мереж або до великих споживачів – промислових підприємств; постачає надходження власного природного газу від газових родовищ та підземних сховищ газу. Порівняно з 2016 роком вітчизняний видобуток у 2017 році збільшився на 620 млн м³ або на 3,1%. Усе це складає єдину нероздільну систему, яка злагоджено функціонує завдяки кваліфікованій роботі всіх підрозділів: диспетчерських, лінійно-експлуатаційних, ремонтних, охоронних та планово-виробничих служб управлінь магістральних газопроводів.

Для України в умовах зростаючого попиту на природний газ основним завданням є підвищення надійності та ефективності експлуатації газотранспортної системи. Отже, особливої уваги потребує підготовка кваліфікованих фахівців та детальний розгляд проблем, які наразі існують у газовій галузі.

1. ЗАГАЛЬНІ МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

1.1. Мета курсового проекту

Виконання курсового проекту (КП) з дисципліни «Компресорні станції магістральних газопроводів» є одним із методів закріплення та поглиблення теоретичних знань та вмінь, набутих студентом у процесі засвоєння навчального матеріалу, формування його як фахівця зі спеціалізації «Газотурбінні установки і компресорні станції».

Конкретна мета КП полягає у розробленні основних техніко-фізичних принципів сумісної роботи компресорних станцій (КС) і магістральних газопроводів та їх основних технологічних блоків.

Для успішного виконання КП студент повинен розуміти суть технологічних процесів на КС для логічної побудови розрахунків, мати навички роботи з інженерними комп'ютерними програмами, а також володіти знаннями з дисципліни та вміти їх застосовувати. Завдання на курсовий проект подано в дод. А.

У результаті вивчення навчальної дисципліни студент повинен набути таких компетентностей:

– здатність до систематичного вивчення та аналізу науково-технічної інформації, вітчизняного та закордонного досвіду з досягнень у галузі енергетичного обладнання КС;

– здатність аналізувати технічні дані, показники та принцип роботи теплотехнологічного обладнання КС, систематизувати його з метою покращення характеристик, створення нових технологій та модернізації виробництва з урахуванням експлуатаційних газодинамічних характеристик нагнітачів, конструктивних характеристик лінійної частини простих та складних газопроводів;

– здатність розробляти і впроваджувати енергозберігаючі технології та енергоощадні заходи під час проектування та експлуатації енергетичного і технологічного обладнання КС;

– здатність розробляти методики розрахунків і проведення досліджень під час проектування та експлуатації об'єктів і систем у галузі енергетичного обладнання КС з використанням сучасних CAD/CAM/ CAE (інформаційних) систем;

– здатність приймати оптимальні рішення в процесі виробництва енергетичного обладнання КС з урахуванням вимог якості, надійності й вартості, термінів виконання, охорони праці та екологічної чистоти виробництва.

1.2. Зміст та обсяг курсового проекту

Пояснювальна записка обсягом 30-40 сторінок формату А4 (без урахування додатків та списку використаних джерел) має містити такі розділи:

- вступну частину;
- розрахункову частину, що включає в себе математичне моделювання характеристик нагнітача, розрахунок мінімально допустимої продуктивності нагнітача ГПА (дод. Б) з метою запобігання його роботі в зоні помпажу ГПА (дод. В), розрахунок фізичних властивостей природного газу (дод. Г), розрахунок режимів роботи двох послідовно відімкнених на відповідній відстані (не більшій ніж 120 км) до лінійної частини магістрального газопроводу КС, а також усі необхідні пояснення, графіки та таблиці;
- графічну частину КП;
- висновки, що містять аналіз отриманих результатів розрахунку та найістотніші узагальнення КП;
- список використаних джерел.

1.3. Вимоги до оформлення пояснювальної записки

Курсовий проект має бути надрукований на аркушах паперу формату А4 (шрифт Times New Roman, розмір – 14, інтервал – 1,5). Дозволяється для подання таблиць та ілюстрацій використати папір формату А3, а для робочих креслень вузлів ГПА – папір форматів А3 або А2. Текст КП друкують, залишаючи поля таких розмірів: ліве – 30 мм, праве – 10 мм, верхнє та нижнє – 20 мм. Заголовки розділів, підрозділів, таблиць, а також деякі слова та речення у тексті можуть виділятися жирним шрифтом на розсуд студента.

Заголовки структурних частин роботи «ЗМІСТ», «ВСТУП», «ВИСНОВКИ», «СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ», «ДОДАТКИ» друкують великими літерами симетрично до тексту.

Кожну структурну частину КП починають з нової сторінки. Заголовки підрозділів виконують великими літерами з абзацним відступом, крапку в кінці заголовка не ставлять.

Заголовки пунктів друкують великими літерами з абзацним відступом у розрядці в підбір до тексту. У кінці надрукованого заголовка ставиться крапка. Нумерацію сторінок, розділів, підрозділів, пунктів, таблиць та формул подають арабськими цифрами без знака №.

Першою сторінкою КП є титульний аркуш (дод. Д), який включається до загальної нумерації сторінок. Титульний аркуш, зміст та першу сторінку вступу не нумерують, на наступних сторінках номер проставляють у правому нижньому куті сторінки без крапки в кінці, ураховуючи у загальній нумерації усі попередні аркуші.

Номер розділу ставлять після слова «РОЗДІЛ», після номера крапку не ставлять, з нового рядка пишуть заголовок розділу. Підрозділи нумерують у межах кожного розділу. Номер підрозділу складається з номера розділу і порядкового номера підрозділу, між якими ставлять крапку. У кінці номера підрозділу повинна стояти крапка, наприклад: «2.3.» (третій підрозділ другого розділу). У тому ж рядку поміщують заголовок підрозділу. Пункти нумерують так само, як і підрозділ, наприклад: «1.2.2.».

Ілюстрації (креслення, схеми, графіки) позначають словом «Рис.» і нумерують послідовно в межах розділу. Номер ілюстрації повинен складатись з номера розділу і порядкового номера ілюстрації, між якими ставиться крапка. Наприклад: Рис.1.2. (другий рисунок першого розділу). Номер ілюстрації, назву та пояснювальні записи розміщують послідовно під ілюстрацією.

Таблиці нумерують послідовно в межах розділу. У правому верхньому куті над відповідним заголовком таблиці розміщують напис «Таблиця» із зазначенням її номера. Номер таблиці має складатись із номера розділу і порядкового номера таблиці, між якими ставиться крапка. Кожна таблиця повинна мати назву, яку розміщують над нею і друкують симетрично до тексту. Назву і слово «Таблиця» починають з великої літери. При перенесенні частини таблиці на іншу сторінку, пишуть «Продовження табл.» і вказують номер таблиці, при цьому назву не наводять, наприклад: «Продовження табл.1.2.». Шрифт тексту в таблиці студент обирає самостійно з міркувань доцільності.

Формули в КП нумерують у межах розділу. Номер формули складається з номера розділу і порядкового номера формули в розділі, між якими ставлять крапку. Нумери пишуть біля правого поля сторінки в одному рядку з відповідною формулою у круглих дужках, наприклад: (3.1) (перша формула третього розділу).

Під формулою наводиться пояснення значень використаних у формулі символів у послідовності, у якій вони подані у формулі.

Приклад побудови таблиці:

Таблиця (номер)

Назва таблиці

Номери пишуть біля правого поля сторінки в одному рядку з відповідною формулою у круглих дужках, наприклад: (3.1) (перша формула третього розділу). Нижче, під формулою, дається пояснення значень використаних у формулі символів у послідовності, у якій вони подані у формулі. Значення кожного символу і числового коефіцієнта записують з нового рядка. Перший рядок пояснення починають зі слова «де» без двокрапки. Обов'язково після знаку « \Rightarrow » у формулі мають бути підставлені значення величин, у дужках вказується розмірність отриманого значення. Перелік використаних джерел інформації оформлюється відповідно до загальноприйнятих правил.

1.4. Зміст і обсяг графічної частини

Графічна частина КП повинна містити креслення вузла нагнітача ГПА на аркушах паперу формату А3 або А2 відповідно до варіанта у масштабі, що відповідає загальним вимогам, із зазначенням основних технологічних розмірів і специфікацією основних вузлів та елементів конструкції.

До графічної частини мають бути винесені:

– графіки газодинамічних характеристик нагнітачів з нанесеними точками для відповідної приведенної витрати, які отримані з математичної моделі;

– графіки зміни температури та тиску газу для різних режимів роботи ГПА вздовж лінійної ділянки магістрального газопроводу з кроком 20 км з нанесенням розрахункових точок;

– побудовані за математичною моделлю газодинамічні характеристики нагнітача з відображенням робочих точок ГПА КС за заданих та оптимальних витрат природного газу;

– технічне креслення вузла нагнітача.

2. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ СУМІСНОЇ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ТА КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ

Трубопровідний транспорт забезпечує потреби населення та промисловості в природному газі. Сучасний магістральний газопровід є складною інженерно-технічною спорудою, що охоплює технологічні процеси підготовки газу до транспортування, стискання та власне транспортування (переміщення) його газопроводом [1].

До споруд та установок, задіяних у газотранспортній галузі промисловості (рис.2.1), належать родовища газу з підвідними газопроводами від свердловин до головних установок підготовки газу для транспортування, головні компресорні станції (ГКС) та газотранспортна система (ГТС):

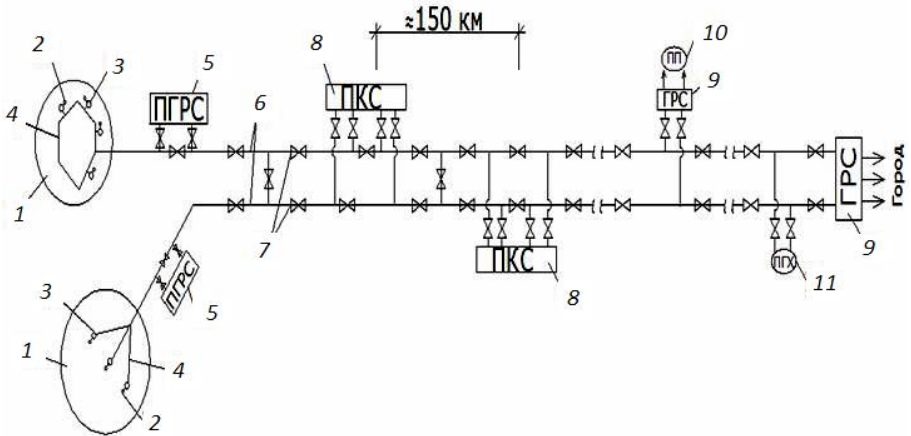


Рис. 2.1. Принципова схема газотранспортної системи:

1 – газові промисли; 2 – газові свердловини; 3 – сепаратори; 4 – промислові газопроводи; 5 – промислові газорозподільні станції (ПГРС); 6 – магістральний газопровід; 7 – лінійна запірні арматура; 8 – проміжні компресорні станції (ПКС); 9 – ГРС; 10 – проміжний споживач; 11 – підземне газосховище

До складу ГТС входять:

1. магістральні газопроводи та газопроводи-відводи, з лінійними запірними пристроями (крановими вузлами), станціями катодного, протекторного та дренажного захисту;

2. лінійні КС;

3. підземні сховища газу з обтискними КС, а також спорудами очищення та підготовки природного газу до транспортування магістральним газопроводом;

4. газорозподільні станції, що редукують тиск до необхідного значення, доочищують, одоризують та обліковують природний газ перед його подачею до газорозподільних мереж.

Газотранспортна система як сукупність лінійної частини і КС являє собою енергетично єдиний узгоджено працюючий комплекс, що ґрунтується на принципах законів збереження енергії та нерозривності потоку (закон збереження маси). Тому зміна роботи одного з елементів або параметрів режиму у будь-якій частині комплексу призводить до зміни режиму роботи всієї системи. Крім того, система дуже чутлива до зовнішніх та внутрішніх збурень як уздовж лінійних координат, так і в часі (неусталений режим руху).

Рівняння, які описують такі процеси, зводять до системи рівнянь другого порядку у часткових похідних і розв'язують чисельними методами, що потребує досить багато часу і є не завжди оправданим.

Для експрес-аналізу роботи ГТС використовують поняття усталеного режиму роботи, за якого параметри роботи ГТС змінюються тільки по лінійних координатах. Це дає змогу перейти від рівнянь у часткових похідних до повних диференціалів та знаходити їх розв'язок безпосередньо.

Результати розрахунку достатньо точно кореспондуються з реальними значеннями режимів роботи ГТС за умови незмінності її продуктивності.

Компресорні станції є керуючим елементом у комплексі споруд, що входять до ГТС. Саме параметри роботи КС визначають режим роботи газопроводу.

Наявність КС дозволяє регулювати режим роботи газопроводу в разі коливань споживання газу, максимально використавши при цьому акумулювальну здатність газопроводу.

Оптимальний режим експлуатації магістральних газопроводів полягає, насамперед, у максимальному використанні їх пропускної здатності за мінімальних енергозатрат на компримування та транспортування газу газопроводами. Цей режим значною мірою визначається роботою КС, істотно залежить від типу та кількості ГПА, їх енергетичних показників і технологічних режимів роботи.

Основні комунікації технологічного газу, де вказані всі технологічні установки, запірні, регулювальні та інші елементи, крізь які проходить газ під час процесів очищення, обліку, компримування, охолодження на КС можна переглянути на принципових схемах КС (рис.2.2, 2.3).

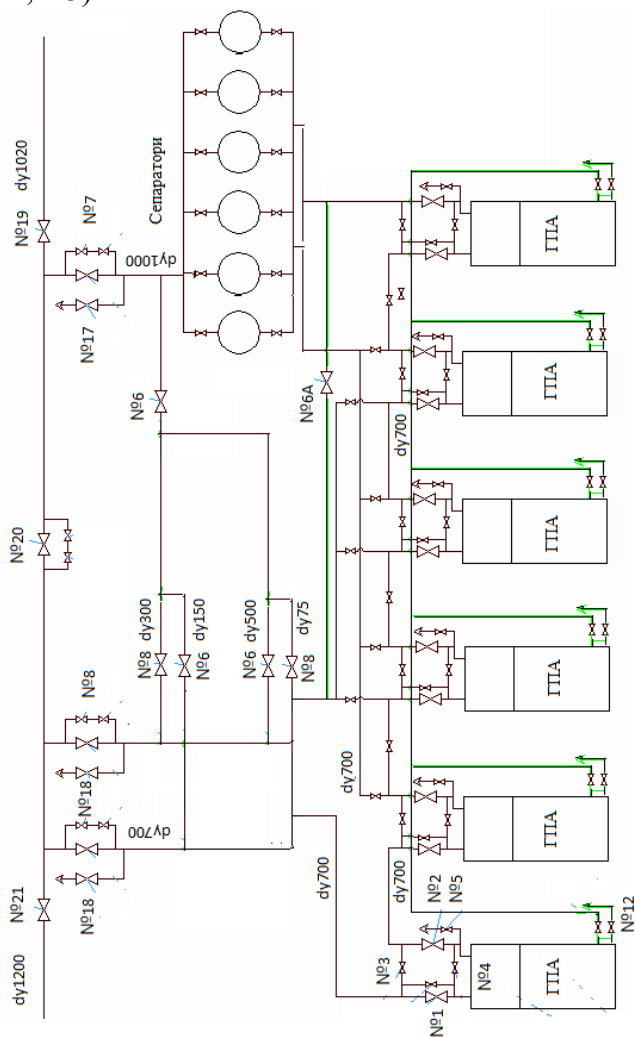


Рис. 2.2. Принципова технологічна схема КС з послідовною об'язкою ГПА

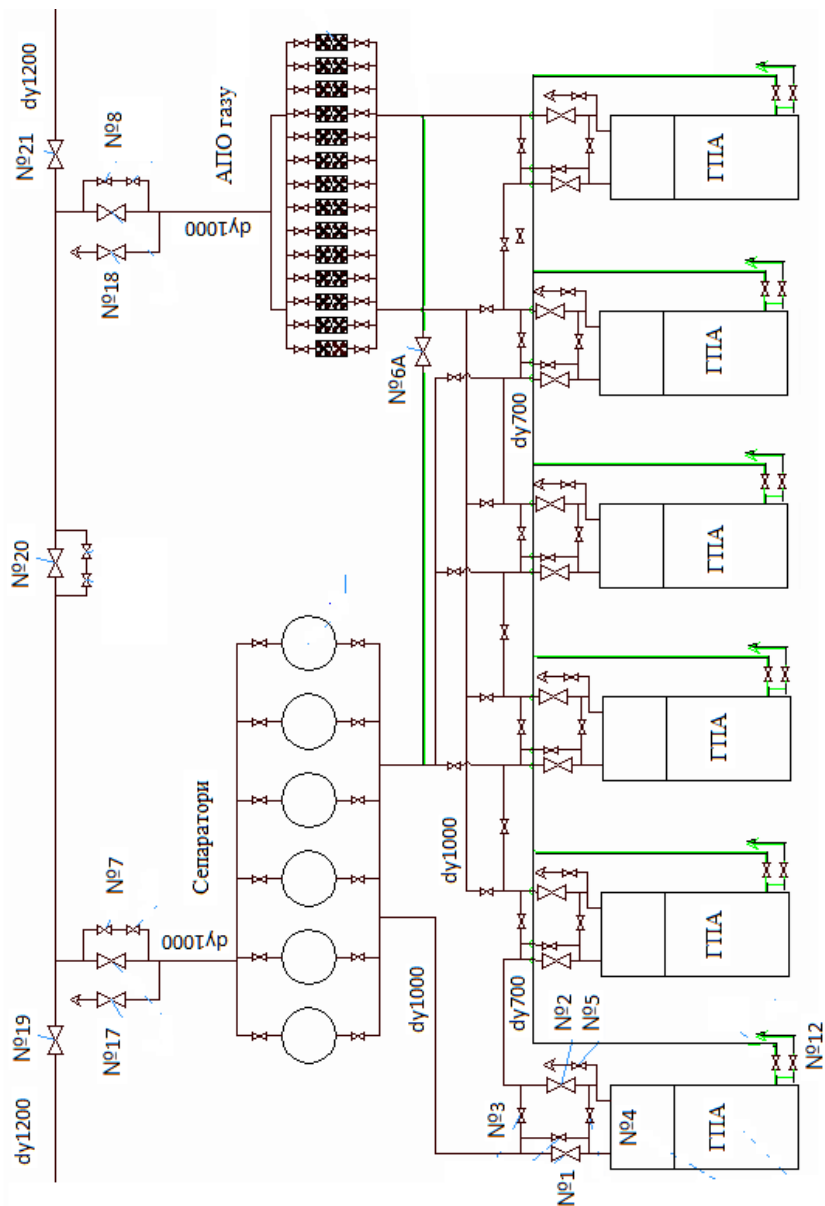


Рис. 2.3. Принципова технологічна схема КС з паралельною об'язкою ГПА

Режим роботи КС задається такими параметрами:

1. комерційною продуктивністю магістрального газопроводу (млн м³/добу).
2. температурою і тиском (абсолютним або надлишковим) на вході (виході) до КС (кран №7).
3. фізико-хімічними показниками газу, що транспортується.

Розрахунок режимів роботи КС проводиться за робочих умов, що відповідають параметрам природного газу на вході в нагнітач (кран №1) – за умов усмоктування.

Слід пам'ятати, що в проміжку між кранами підімкнення КС (кран №7, 8) до магістрального газопроводу та обв'язкою нагнітачів КС (кран №1, 2) підімкнено блоки очищення та охолодження газу, запірна арматура тощо. Унаслідок цього між кранами №7 і №1 та №8 і №2 виникають гідравлічні втрати тиску – близько 0,5...1,0 бар.

2.1. Моделювання робочих характеристик нагнітача

Головна та проміжні (лінійні) КС обладнані в основному відцентровими компресорами (нагнітачами) продуктивністю 10...50 млн м³ на добу і максимальним робочим тиском на виході 7,6 або 5,6 МПа.

Зазвичай повнонапірні нагнітачі, що мають два робочі колеса, працюють паралельно (рис. 2.3) зі ступенем підвищення тиску ε в межах 1,3...1,6. Продуктивність станції у цьому випадку пропорційна кількості працюючих ГПА [1].

Неповнонапірні нагнітачі мають одне робоче колесо, можуть працювати паралельно групами, які формуються з двох послідовно працюючих нагнітачів, замінюючи один повнонапірний нагнітач, або паралельно (рис. 2.3). Ступінь підвищення тиску для одноступінчастих нагнітачів зазвичай становить 1,1...1,35.

Кожний нагнітач має газодинамічну характеристику, яку отримують експериментально на випробувальних стендах у заводських умовах для певних номінальних обертів ротора n_n та фізико-хімічних параметрів природного газу за умов всмоктування, а саме: коефіцієнта стисливості $z_{вх}$, газової сталої $R_{вх}$ і температури $T_{вх}$ з подальшим зведенням їх до стандартних атмосферних умов ($z_{зв}$, $R_{зв}$, $T_{зв}$).

Під характеристикою розуміють залежність ступеня підвищення тиску ε , політропічного ККД $\eta_{пол}$ і питомої зведеної адіабатної

потужності $(N_i/\rho)_{зв}$ від продуктивності $Q_{зв}$ (зведеної витрати газу через нагнітач) у діапазоні зміни зведеної до номінальної зведеної відносної частоти обертання.

На рис. 2.4 показано зведену характеристику сучасного нагнітача 650-21-2 за таких умов зведення: $n_n = 3700$ об/хв, $T_{зв} = 288$ К, $R_{зв} = 451$ Дж/кг·К, $z_{зв} = 0,9$.

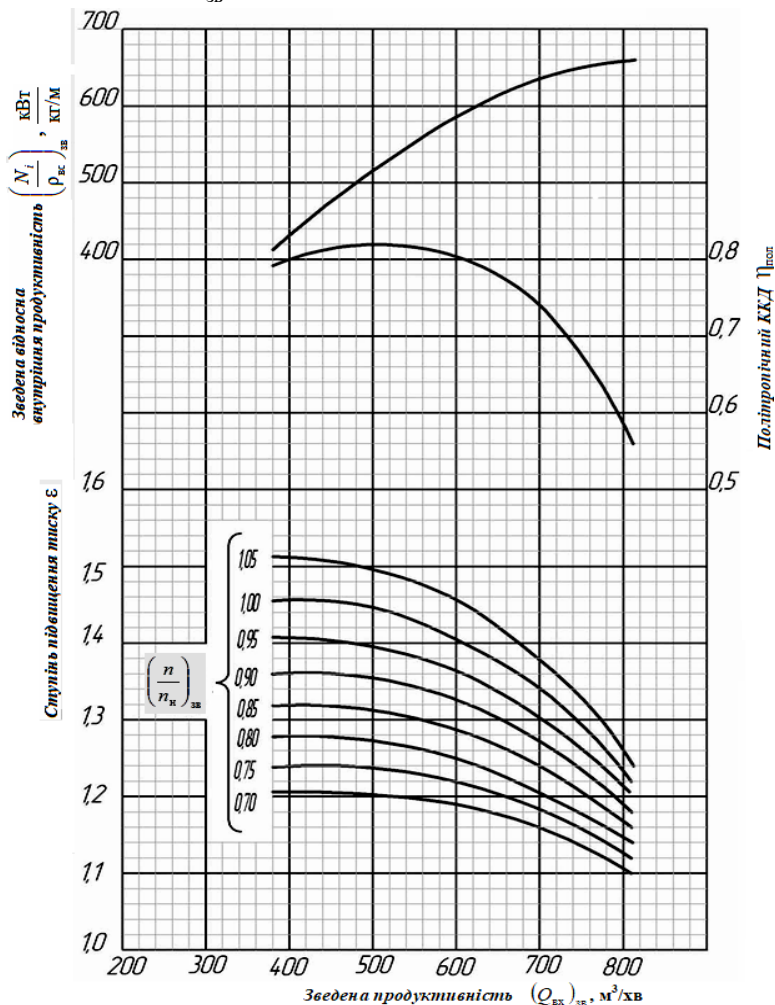


Рис. 2.4. Зведена характеристика нагнітача 650-21-2

Зв'язок між реальними та зведеними параметрами роботи нагнітача описується у вигляді залежностей:

- для частоти обертання

$$n_{зв} = n \sqrt{\frac{z_{зв} R_{зв} T_{зв}}{z_{вх} R_{вх} T_{вх}}}; \quad (2.1)$$

- для продуктивності

$$Q_{зв} = Q \frac{n_{зв}}{n}; \quad (2.2)$$

- для питомої адіабатичної потужності

$$\left(\frac{N_i}{\rho}\right)_{зв} = \frac{N_i}{\rho} \left(\frac{n_{зв}}{n}\right)^3. \quad (2.3)$$

Слід пам'ятати, що для запобігання можливному помпажу нагнітача ліва межа зведеної продуктивності повинна бути щонайменше на 10% більшою порівняно з мінімальним значенням на характеристиці.

Права межа продуктивності обмежується з міркувань можливого мінімального значення політропічного ККД $\eta_{пол}$ або максимально допустимого значення потужності приводу нагнітача.

Побудова математичної моделі газодинамічних процесів, що відбуваються в нагнітачі природного газу, дає можливість отримати поліноміальні рівняння, які, у свою чергу, дозволяють знаходити значення тієї чи іншої величини залежно від продуктивності природного газу через нагнітач, а також визначати продуктивність, за якої досягається оптимальна робота нагнітача з максимальним ККД.

В основу розрахунків покладено чотиричленну математичну модель нагнітача, побудовану на базі газодинамічних характеристик першого типу.

Модель містить такі рівняння:

$$\varepsilon = A_0 + A_1 Q_{зв} + A_2 Q_{зв}^2 + A_3 Q_{зв}^3; \quad (2/4)$$

$$\eta_{пол} = K_0 + K_1 Q_{зв} + K_2 Q_{зв}^2 + K_3 Q_{зв}^3; \quad (2/5)$$

$$\left(N_i/\rho\right)_{зв} = M_0 + M_1 Q_{зв} + M_2 Q_{зв}^2 + M_3 Q_{зв}^3. \quad (2/6)$$

Коефіцієнти A , K , M знаходять шляхом оброблення відповідних кривих залежностей газодинамічних характеристик першого типу.

Для цього потрібно скласти та розв'язати три системи рівнянь (по чотири рівняння у системі). Для знаходження $A_0, A_1, A_2, A_3; K_0, K_1, K_2, K_3; M_0, M_1, M_2, M_3$ необхідно задати чотири значення аргумента функції продуктивності $Q_{зв}$ у різних точках на осі абсцис і за допомогою заводських газодинамічних характеристик визначити значення функцій $\varepsilon, \eta_{пол}$ і $(N_i/\rho)_{зв}$ для кожного значення $Q_{зв}$.

У результаті розв'язання систем рівнянь залежностей $\varepsilon = f(Q_{зв}), \eta_{пол} = f(Q_{зв}), (N_i/\rho)_{зв} = f(Q_{зв})$ отримують значення коефіцієнтів $A_0, A_1, A_2, A_3; K_0, K_1, K_2, K_3; M_0, M_1, M_2, M_3$ відповідно, що дає змогу максимально близько описати криві газодинамічних характеристик першого типу.

Точність коефіцієнтів рівнянь (2.4) - (2.6) перевіряють шляхом порівняння результатів розрахунку і заводськими газодинамічними характеристиками (рис. 2.5). Остаточні значення коефіцієнтів рівнянь характеристик нагнітача записують у таблицю.

Для визначення оптимального значення ККД рівняння (2.5) диференціюють за зведеною продуктивністю та дорівнюють її до нуля (визначають екстремум функції). Тобто знаходять оптимальне значення продуктивності, що відповідає максимальному ККД.

$$\text{Отже, } \eta_{пол} = K_0 + K_1 Q_{зв} + K_2 Q_{зв}^2 + K_3 Q_{зв}^3$$

при $\frac{d\eta_{пол}}{dQ} = 0$ дає такий результат:

$$\eta_{пол} = K_1 Q_{зв} + 2K_2 Q_{зв} + 3K_3 Q_{зв}^2 = 0,$$

$$Q_{опт} = \frac{-2K_2 \pm \sqrt{(2K_2)^2 - 12K_1 K_3}}{6K_3} = 0. \quad (2.7)$$

Розрахунки доцільно виконувати за допомогою програмного забезпечення Mathcad.

2.2. Розрахунок фізико-хімічних властивостей природного газу

Природний газ є сумішшю реальних газів, яка в основному складається з метану, етану, пропану і бутану [2].

Гази, видобуті з чисто газових родовищ, характеризуються найвищим умістом метану – 92...98%, інші 2..8% припадають на гомологи метану та азоту.

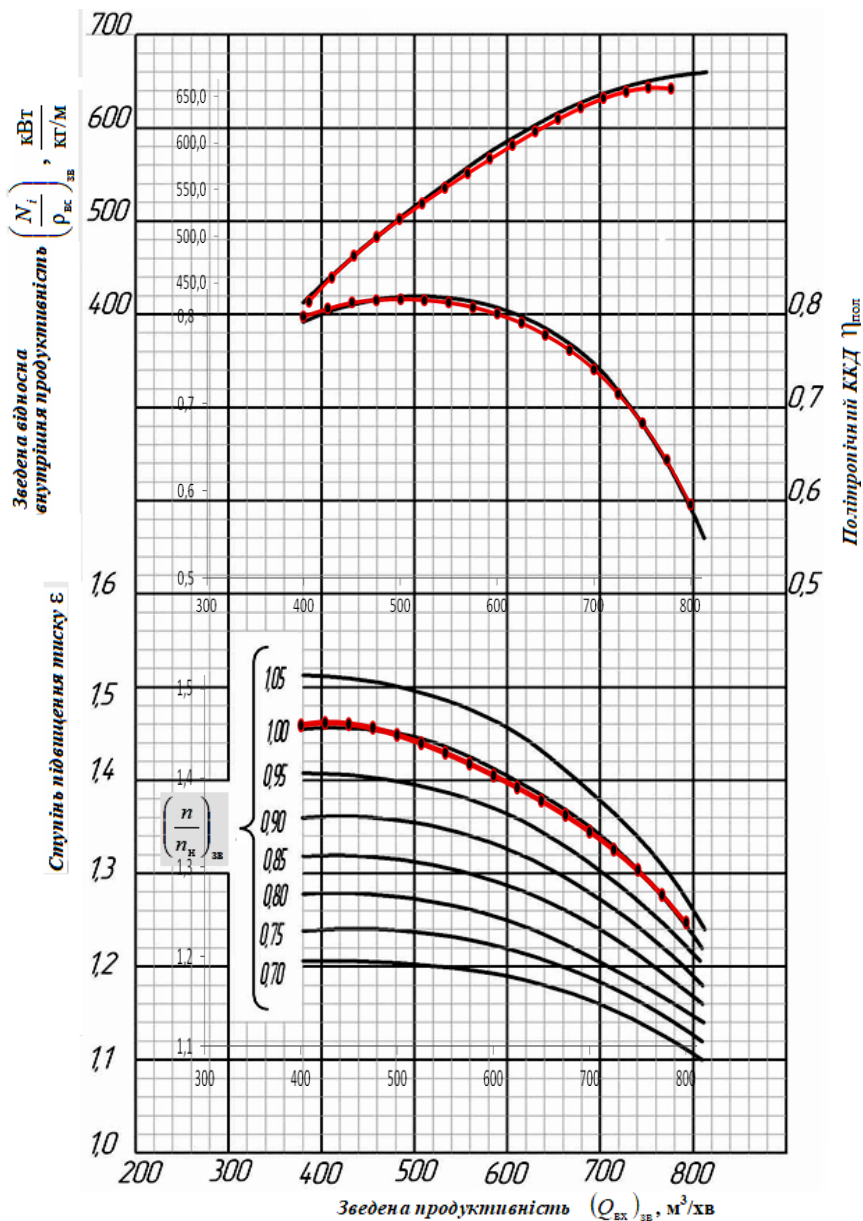


Рис. 2.5. Порівняння результатів розрахунку зі зведеною характеристикою нагнітача

Гази газоконденсатних родовищ складаються з широкої фракції важких вуглеводнів та легких бензинових фракцій, що легко сепаруються. У нафтових родовищах трапляються попутні гази з умістом метану 30...90%. Такий газ виділяється з нафти в спеціальних пастках-трапах під час видобування.

На головних спорудах промислів з видобутої сировини виділяють широку фракцію важких вуглеводнів. Отриманий після цього природний газ осушують, очищують від механічних частинок і сірчаних сполук. У результаті в складі газу залишаються метан, етан, пропан, ізобутан, бутан, вуглекислий газ, азот і невелика кількість вологи.

Характеристику основних компонентів газу наведено в дод. Г.

Виконуючи розрахунки фізико-хімічних властивостей природного газу, оперують термінами «стандартні», «нормальні» та «робочі умови».

Стандартні умови – це температура і тиск природного газу, до яких зводяться об'єми газу у комерційних взаєморозрахунках, а саме: $T_{\text{ст}} = 293,17 \text{ К}$ (у європейських країнах $T_{\text{ст}} = 273,15 \text{ К}$ або $288,15 \text{ К}$) та $P_{\text{ст}} = 101325 \text{ Па}$.

Нормальні умови – умови, за яких температура природного газу $T_{\text{н}} = 273,15 \text{ К}$, а тиск $P_{\text{ст}} = 101325 \text{ Па}$.

Під терміном «робочі умови» розуміють значення температури і тиску природного газу в реальних умовах експлуатації.

Розглянемо основні фізичні і термодинамічні властивості природного газу, які використовують під час проведення технологічних розрахунків газопроводів.

Молярна маса газу μ_z за нормальних умов визначається сумою добутку молярної маси кожного компонента газу μ_i на частку відповідного компонента в газі r_i :

$$\mu_z = \sum_{i=1}^m \mu_i r_i.$$

Густина газу за нормальних умов $\rho_{\text{н}}$ – маса одиниці об'єму газу, яка дорівнює відношенню молярної маси газу μ_z до об'єму моля за нормальних умов: $\rho_{\text{н}} = \mu_z / 22,4$.

Густина газу за стандартних умов:

$$\rho_{\text{ст}} = \rho_n \frac{T_n}{T_{\text{ст}}}.$$

У розрахунках використовують відносну густину природного газу відносно повітря за стандартних умов:

$$\Delta_{\text{ст}} = \frac{\rho_{\text{ст}}}{\rho_{\text{пов}}},$$

де $\rho_{\text{пов}} = 1,204 \text{ кг/м}^3$ – густина повітря за стандартних умов.

Газову сталу природного газу R_z визначають як відношення універсальної газової сталої до молярної маси:

$$R_z = \frac{R}{\mu_r} \quad \text{де } R = 8314,46 \text{ Дж/кгК}.$$

Питому ізобарну теплоємність природного газу C_p визначають сумою добутку питомої ізобарної теплоємності кожного з компонентів газу C_{pi} на частку відповідного компонента в газі r_i :

$$C_p = \sum_{i=1}^n C_{pi} r_i.$$

Питому ізохорну теплоємність природного газу C_v визначають сумою добутку питомої ізохорної теплоємності кожного компонента газу C_{vi} на частку відповідного компонента в газі r_i :

$$C_v = \sum_{i=1}^n C_{vi} r_i.$$

Відношення питомої ізобарної теплоємності природного газу C_p до питомої ізохорної C_v теплоємності називають коефіцієнтом адіабати

$$k = C_p / C_v.$$

Взаємозв'язок температури, тиску, густини, складу газу та коефіцієнта стисливості z установлює рівняння стану (рівняння Менделєєва – Клайперона):

$$\frac{p}{\rho} = zRT.$$

Коефіцієнт стисливості z характеризує ступінь відхилення властивостей природного газу від законів ідеального газу. Його значення отримують експериментально, з готових номограм або ж з наближених емпіричних формул.

Для виконання розрахунків можна використовувати формули Касперовича (за умови, що тиск не перевищує 7,5 МПа, а температура перебуває в межах 0...60 °С), а саме:

$$z = 1 - 5,39 \cdot 10^5 \frac{p\Delta_{\text{ст}}^{1,3}}{T^{3,3}}; \quad (2.8)$$

або

$$z = 1 - 5,59 \cdot 10^6 \frac{p\Delta_{\text{ст}}^{1,3}}{T^{3,3}}, \quad (2.9)$$

де p – абсолютний тиск за реальних (робочих) умов, атм;

T – температура за реальних (робочих) умов, К.

Ентальпія природного газу i визначається з першого закону термодинаміки у вигляді

$$i = u + APv, \quad (2.10)$$

де u – внутрішня енергія;

$$A = \frac{1 \text{ ккал}}{427 \text{ кгм}} = \frac{1}{4188,87} \frac{\text{ккал}}{\text{Нм}} - \text{термічний еквівалент роботи.}$$

Теплотворна здатність природного газу (вища) Hu^B – кількість теплоти, яка виділяється у разі повного згоряння певної кількості газу таким чином, що тиск і температура залишаються постійними, а всі продукти згоряння, крім води, яка конденсується за тієї ж температури, перебувають у газоподібному стані.

Теплотворна здатність природного газу визначається сумою добутку теплотворної здатності кожного компонента газу Hu_i^B на частку відповідного компонента в газі r_i :

$$Hu^B = \sum_{i=1}^n Hu_i^B r_i.$$

Число Воббе (вище) W^B – відношення вищої теплотворної здатності до квадратного кореня відносної густини природного газу:

$$W^B = \frac{Hu^B}{\sqrt{\Delta}}.$$

2.3. Розрахунок режиму роботи компресорної станції

Компресорні станції за призначенням поділяють на три основні типи: головні, лінійні та дотискувальні.

Технічні характеристики приводу КС та її потужність в основному визначаються пропускною здатністю газопроводу [3–7].

Для станцій підземного зберігання газу, де потрібні великий ступінь стиснення і мала продуктивність, використовують газомотокомпресори (ГМК) та газотурбінні установки (ГТУ) типу «Солар» або ГПА-Ц-6,3.

Для газопроводів з великою пропускною здатністю найбільш ефективними є відцентрові нагнітачі з приводом від ГТУ або електродвигунів. Обладнання та обв'язка КС пристосовані до змінного режиму роботи газопроводу.

Кількість газу, що перекачується через КС, можна регулювати вмиканням або зупиненням кількості працюючих ГПА, зміною частоти обертання силових турбіни ГПА з газотурбінним приводом та ін.

У всіх випадках прагнуть до того, щоб необхідну кількість газу транспортувати меншою кількістю агрегатів, що зменшує витрати паливного газу на потреби транспортування і, як наслідок, збільшує кількість доставки товарного газу газопроводом.

Регулювання пропускної здатності газопроводу вмиканням з роботи окремих КС за розрахункової продуктивності газопроводу зазвичай не практикується через перевищення енергозатрат на компримування газу за такою схемою роботи.

Тільки у тих випадках, коли подача газу по газопроводу помітно зменшується порівняно із запланованою (влітку), окремі КС можуть бути тимчасово зупинені.

Змінний режим роботи КС призводить до зниження завантаження ГПА і, як наслідок, до перевищення витрат паливного газу через відхилення ККД ГПА від оптимального. Тому вкрай важливим є розрахунок оптимальних режимів роботи КС.

Режим роботи нагнітача КС з використанням рівнянь математичної моделі розраховують у такій спосіб.

За величиною заданої добової комерційної продуктивності (за стандартних умов) ГТС визначається продуктивність КС за робочих умов всмоктування ($\text{м}^3/\text{хв}$):

$$Q_{\text{вх}} = 10^3 \frac{Q_{\text{кв}} \rho_{\text{ст}}}{1,44 \rho_{\text{вс}}}, \quad (2.11)$$

де $Q_{\text{кв}}$ – комерційна продуктивність ГТС, млн м³/добу; $\rho_{\text{вс}}$ – густина газу на вході в нагнітач (кран №1), кг/м³.

Густина газу на вході в нагнітач:

$$\rho_{\text{вс}} = \rho_{\text{ст}} \frac{p_{\text{вс}} T_{\text{ст}}}{z_{\text{вс}} p_{\text{ст}} T_{\text{вс}}},$$

де $z_{\text{вс}}$ – коефіцієнт стиснення реального газу за умов всмоктування, який визначається за формулами (2.8) або (2.9) за абсолютного тиску $p_{\text{вс}}$ і температури $T_{\text{вс}}$ на вході в нагнітач (кран №1).

Значення продуктивності КС за умов всмоктування відповідно до формул (2.1) і (2.2) зводять до зведених умов, а саме:

$$(Q_{\text{вх}})_{\text{зв}} = Q_{\text{вх}} \sqrt{\frac{z_{\text{зв}} R_{\text{зв}} T_{\text{зв}}}{z_{\text{вх}} R_{\text{вх}} T_{\text{вх}}}}.$$

Для вибору кількості нагнітачів m_1 за першого наближення для заданого режиму роботи КС за продуктивність на вході до нагнітача беруть оптимальне значення зведеної продуктивності $Q_{\text{опт}}$, визначене за рівнянням (2.7), що відповідає максимальному ККД нагнітача, а саме

$$m_1 = \frac{(Q_{\text{вх}})_{\text{зв}}}{Q_{\text{опт}}},$$

де $(Q_{\text{вх}})_{\text{зв}}$ – зведена продуктивність на вході до КС, м³/хв.

Визначену кількість нагнітачів m_1 округлюють до найближчого цілого значення m , що відповідає кількості нагнітачів, паралельно ввімкнених в роботу, та уточнюють об'єм природного газу на один нагнітач $q_{\text{зв}}$ за умов всмоктування без урахування витрати паливного газу:

$$q_{\text{зв}} = \frac{(Q_{\text{вх}})_{\text{зв}}}{m}.$$

У першому наближенні кількість паливного газу $Q_{\text{пг}}$, що споживається КС, розраховують з огляду на номінальну (паспортну) потужність двигуна $N_{\text{ГПА}}^{\text{ном}}$ (дод. Г):

$$Q_{\text{пг1}} = m q_{\text{пг}} N_{\text{ГПА}}^{\text{НОМ}},$$

де $q_{\text{пг}}$ – кількість паливного газу на одиницю потужності ГПА (дод. Г), $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{год}$.

За умов всмоктування витрату паливного газу визначають ($\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{год}$) за формулою

$$Q_{\text{пг1вс}} = \frac{Q_{\text{пг1}} P_{\text{ст}}}{P_{\text{вх}}}. \quad (2.12)$$

Об'єм паливного газу, визначеного за формулою (2.12), зводять до умов зведення – $(Q_{\text{пг1вс}})_{\text{зв}}$.

З урахуванням витрати паливного газу визначається номінальна зведена продуктивність, що припадає на один нагнітач $q_{\text{зв}}^{\text{НОМ}}$:

$$q_{\text{зв}}^{\text{НОМ}} = \frac{(Q_{\text{вх}})_{\text{зв}} - (Q_{\text{пг1вс}})_{\text{зв}}}{m},$$

Отримане значення продуктивності беруть за основу для визначення за допомогою рівнянь математичної моделі режимів роботи ГПА за таким алгоритмом.

1. Із рівняння (2.4) визначається ступінь стискування $\varepsilon_{\text{н}}$ за номінальної частоти обертання, тобто якщо $n = n_{\text{н}}$ і $q_{\text{зв}} = q_{\text{зв}}^{\text{НОМ}}$.

2. За знайденим номінальним ступенем стискування визначається величина абсолютного тиску газу на виході з нагнітача $P_{\text{вих}}$ за формулою.

$$P_{\text{вих}} = P_{\text{вх}} \varepsilon_{\text{н}}.$$

Отримане значення тиску порівнюється з максимально допустимим значенням абсолютного тиску на виході з нагнітача.

Якщо тиск перевищує величину 76 бар (або 56 бар відповідно до завдання), зменшують зведені до номінальних оберти, а саме $(n/n_{\text{н}})_{\text{зв}} < 1$, та розраховують зведену продуктивність $q_{\text{зв}}$ у вигляді

$$q_{\text{зв}} = (n/n_{\text{н}}) q_{\text{зв}}^{\text{НОМ}},$$

де n – реальна частота обертання, об/хв; $n_{\text{н}}$ – номінальна частота обертання, об/хв; $q_{\text{зв}}^{\text{НОМ}}$ – зведена об'ємна витрата за номінальної частоти обертання, $\text{м}^3/\text{хв}$; $q_{\text{зв}}$ – зведена витрата на вході до нагнітача за реальної частоти обертання, $\text{м}^3/\text{хв}$.

3. Із рівняння (2.5) для величини $q_{зв}$ визначають політропічний ККД нагнітача $\eta_{пол}$.

4. За зменшених обертів нагнітача знаходять ступінь стискування ε_n з рівняння:

$$\frac{\varepsilon^{\frac{\kappa-1}{\kappa\eta}} - 1}{\varepsilon_n^{\frac{\kappa-1}{\kappa\eta_{пол}}} - 1} = \left(\frac{n}{n_n} \right)_{зв}^2,$$

Пропонується зменшувати частоту обертання нагнітача з кроком $(n/n_n)_{зв} = 1 - 0,25i$, де $i = 1, 2, 3, \dots, n$ та виконувати розрахунки за наведеним вище алгоритмом доки не буде виконуватись умова $P_{вих} \leq P_{max}$. Якщо умова $P_{вих} \leq P_{max}$ виконується, визначається питома внутрішня потужність двигуна з рівняння (2.3).

Адіабатична потужність нагнітача, МВт

$$N_{ад} = \rho_{вх} \left(\frac{N_{ад}}{\rho_{вс}} \right)_{зв} \left(\frac{n}{n_n} \right)_{зв}^3. \quad (2.12)$$

Потужність на валу приводу $N_{ГПА}$ визначається як сума внутрішньої потужності $N_{ад}$ і потужності, що необхідна на подолання механічних втрат N_m нагнітача, тобто $N_{ГПА} = N_a + N_m$.

Потужність, що необхідна на подолання механічних втрат N_m приводу, залежить від типу нагнітача і становить $N_m = 100 \dots 600$ кВт.

Отримане значення потужності ГПА не повинно перевищувати паспортного значення максимальної потужності ГПА (дод. Г).

Якщо ця умова не виконується, необхідно зменшувати оберти нагнітача і повністю повторювати за наведеним вище алгоритмом розрахунок параметрів роботи нагнітача доти, доки розрахункове значення потужності ГПА стане меншим або дорівнюватиме паспортному значенню потужності.

Після визначення необхідної потужності ГПА з рівнянь (2.11) та (2.12) уточнюють величину витрати паливного газу та остаточно, згідно наведеним вище алгоритмом, розраховують газодинамічні параметри роботи нагнітача.

Такий розрахунок дозволяє достатньо точно встановити витрату паливного газу $Q_{\text{гпа}}$ і реальну продуктивність $N_{\text{гпа}}$ на виході з КС-1, а саме:

$$Q_{\text{гпа}} = m q_{\text{гп}} N_{\text{гпа}}.$$

Таким чином, за уточненим розрахунком коригують значення потужності (а отже, і кількість паливного газу, що витрачається) з новим значенням продуктивності через нагнітач, отриманим з розрахунку витрати паливного газу.

Виконуючи розрахунки необхідно стежити за умовою виразу (2.11), а також, щоб значення продуктивності нагнітача не потрапило до помпажної зони в разі зменшення частоти обертання. Якщо цього не вдається уникнути, потрібно зменшити кількість нагнітачів та повторити розрахунки.

Після того, як встановлено значення абсолютного тиску на виході з нагнітача, ККД та необхідну потужність ГПА, визначають реальні значення продуктивності ГПА та КС, частоту обертання нагнітача та температуру газу на виході з нагнітача (кран №2).

Реальна продуктивність нагнітача ($\text{м}^3/\text{хв}$)

$$q = q_{\text{зв}} \sqrt{\frac{z_{\text{вс}} R_T T_{\text{вс}}}{z_{\text{зв}} R_{\text{зв}} T_{\text{зв}}}}.$$

Реальна комерційна продуктивність КС (млн $\text{м}^3/\text{добу}$)

$$Q = 1,44 \cdot 10^{-3} q m.$$

Частота обертання нагнітача (силової турбіни) (**об/хв**)

$$n = n_{\text{н}} \left(\frac{n}{n_{\text{н}}} \right)_{\text{зв}} \sqrt{\frac{z_{\text{вс}} R_T T_{\text{вс}}}{z_{\text{зв}} R_{\text{зв}} T_{\text{зв}}}}.$$

Температура газу на виході з нагнітача

$$T_{\text{вих}} = T_{\text{вх}} \varepsilon_{\text{н}}^{\frac{\kappa-1}{\kappa_{\text{пол}}}}.$$

При цьому повинна виконуватись умова $T_{\text{вих}} \leq 313 \text{ К}$ ($40 \text{ }^\circ\text{C}$). Якщо умова не виконується, припускається $T_{\text{вих}} = 313 \text{ К}$, оскільки з перевищенням допустимого значення температури газу після компримування, автоматично вмикаються апарати повітряного охолодження для запобігання розм'якшенню ізоляції газопроводу та порушенню її цілісності.

2.4. Тепловий та гідравлічний розрахунок магістрального газопроводу після першої компресорної станції

Після КС природний газ з відповідними параметрами тиску та температури через технологічну обв'язку (кран №8) надходить до лінійної частини магістрального газопроводу [3–7].

Залежно від призначення у системі газопостачання магістральні газопроводи розподіляють на такі:

- базові (магістральні) для транспортування газу з місць видобування в райони споживання або для передачі в інші газопроводи;
- розподільні для подачі газу у газопроводи-відводи або великим споживачам;
- газопроводи-перемички для передавання газу з однієї системи в іншу;
- газопроводи-відводи для подачі газу окремим містам, селищам, промисловим підприємствам тощо.

За конструкцією лінійної частини розрізняють такі магістральні газопроводи:

1) прості, з постійним діаметром труб від головних КС до кінцевої газорозподільної станції (ГРС), без відводів до попутних споживачів (без відборів газу) та без проміжного приймання газу (без підкачування). Прості газопроводи, як правило, мають невелику довжину і працюють на енергії пластового тиску або однієї КС;

2) телескопічні, що мають різні діаметри окремих ділянок. Для перекачування газу в таких газопроводах використовують енергію пластового тиску або КС;

3) багатониткові, коли паралельно до основної магістралі прокладені додатково одна або більше ниток газопроводу такого ж або іншого діаметра. Паралельні нитки зазвичай з'єднуються через визначені інтервали перемичками. Паралельні нитки, що споруджуються на окремих ділянках газопроводу, називають лупінгами (або обводами);

4) кільцеві, що споруджуються навколо великих міст для збільшення надійності газопостачання. Кільцеві газопроводи об'єднують також лінійні магістральні газопроводи в єдину газотранспортну систему.

Складні газопроводи можуть бути зведені до простого виду шляхом умовної заміни їх на одностовковий газопровід з відповідним еквівалентним діаметром.

2.4.1. Розрахунок складних багатониткових газопроводів

Для гідравлічного і теплового розрахунку ділянки газопроводу, яка побудована з декількох ділянок паралельно або послідовно прокладених різного діаметра трубопроводів використовують поняття еквівалентного діаметра системи [3–7].

Газопровід з еквівалентним діаметром – це одностовковий газопровід постійного умовного діаметра, рівноцінний за пропускною здатністю системи складних (паралельних, послідовних, паралельно-послідовних) газопроводів.

Еквівалентний діаметр n паралельних ниток визначається рівністю

$$d_e^{2,6} = \sum_{i=1}^n d_i^{2,6},$$

де n – кількість паралельних ділянок газопроводу з відповідними діаметрами d_i ;

Якщо заданий газопровід містить вставку, встановлену послідовно, то еквівалентний діаметр визначається як

$$\frac{1}{d_e^{5,2}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{d_i^{5,2}},$$

де n – кількість послідовно вставлених ділянок газопроводу з відповідними діаметрами d_i та відповідними довжинами l_i .

2.4.2. Гідравлічний і тепловий розрахунок ділянки магістрального газопроводу після компресорної станції

Розрахунок лінійної частини магістрального газопроводу починають з визначення внутрішнього діаметра трубопроводу d та початкового тиску $P_{\text{п}}$ і температури газу $T_{\text{п}}$ в трубопроводі (кран №8), а саме:

$$d = D - 2\delta_{\text{тп}},$$

де D – зовнішній діаметр трубопроводу, мм; $\delta_{\text{тп}}$ – товщина стінки труби, мм,

$$P_{\Pi} = P_{\text{вих}} - \Delta P_{\text{вих}}$$

де $\Delta P_{\text{вих}} = 0,5 \dots 1$ бар – перепад тиску на напірних комунікаціях КС між кранами №2 та №8 залежно від роботи повітряного охолодження газу після ГПА.

Початкова температура природного газу $T_{\Pi} = T_{\text{вих}}$, або $T_{\Pi} = 313,15$ К, якщо $T_{\text{вих}} > 313,15$ К.

Комерційну продуктивність ділянки магістрального газопроводу припускають такою, що дорівнює комерційній продуктивності КС і визначається з рівняння (2.12). У випадку, якщо магістральний газопровід містить паралельні або послідовні ділянки різних довжин та діаметрів, визначається його еквівалентний діаметр.

У процесі транспортування газу магістральними газопроводами його температура істотно змінюється. У трубопроводі газ віддає теплоту в навколишнє середовище (грунт, повітря) і, таким чином, охолоджується [3–7].

Уміння визначити температуру газу в будь-якій точці магістрального трубопроводу має велике практичне значення, оскільки температура (поряд з тиском) визначає умови конденсації вологи, умови утворення гідратів у газопроводі. Від температури газу залежать втрати енергії на перекачування, цілісність і термін експлуатації ізоляції, міцність та стійкість трубопроводу.

За визначеними параметрами тиску та температури газу на крані №8 комерційної продуктивності, заданими значеннями температури ґрунту $T_{\text{гр}}$ і коефіцієнта теплопередачі від трубопроводу до ґрунту, визначається температура газу в кінці ділянки газопроводу (кран №7) перед наступною КС у вигляді

$$T_{\text{к}} = T_{\text{гр}} + (T_{\Pi} - T_{\text{гр}}) e^{-\alpha l}, \quad (2.13)$$

де l – довжина ділянки, км; α – параметр Шухова

$$\alpha = \frac{0,225 K_{\text{сеп}} D}{c_p \Delta Q},$$

де $K_{\text{сеп}} = 1,35 \dots 1,7$ – середній на ділянці загальний коефіцієнт теплопередачі від газу в навколишнє середовище; Q – реальна продуктив-

ність КС (з урахуванням витрати паливного газу), млн м³/добу;
 c_p – ізобарна теплоємність газу, Дж/кг·К.

За значенням середньоінтегральної температури газу $T_{\text{сер}}$ по довжині ділянки газопроводу у вигляді

$$T_{\text{сер}} = T_{\text{гр}} + \frac{T_{\text{п}} - T_{\text{к}}}{\alpha l} \quad (2.14)$$

визначається комерційна продуктивність магістрального газопроводу у вигляді

$$Q = 0,326 \cdot 10^{-6} d^{2,5} \sqrt{\frac{P_{\text{к}}^2 - P_{\text{п}}^2}{\lambda \Delta z_{\text{сер}} T_{\text{сер}} l}}, \quad (2.15)$$

де $P_{\text{п}}$ – початковий тиск на ділянці магістрального газопроводу (кран №8), бар; $P_{\text{к}}$ – кінцевий тиск на ділянці магістрального газопроводу (кран №7), бар; λ – коефіцієнт гідравлічного опору газопроводів великих діаметрів; $z_{\text{сер}}$ – середній по трубопроводу коефіцієнт стиснення.

Коефіцієнт гідравлічного опору λ визначається за формулою ВНДІгазу за умови їх повного завантаження:

$$\alpha = \frac{0,03817}{d^{0,2}},$$

де d – внутрішній діаметр газопроводу, мм.

Коефіцієнт стиснення

$$z_{\text{сер}} = 1 - 5,39 \cdot 10^5 \frac{P_{\text{сер}} \Delta_{\text{ст}}^{1,3}}{T_{\text{сер}}^{3,3}}, \quad (2.16)$$

де $P_{\text{сер}}$ – середньо інтегральне значення тиску по довжині на ділянці газопроводу, бар.

Середньо інтегральне значення тиску $P_{\text{сер}}$ по довжині на ділянці газопроводу становить

$$P_{\text{сер}} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_{\text{п}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{п}} + P_{\text{к}}} \right). \quad (2.17)$$

Кінцевий тиск P_k на виході з ділянки магістрального газопроводу визначається за формулою

$$P_k = \sqrt{P_{\Pi}^2 + \left(\frac{Q}{3,26 \cdot 10^{-7} d^{2,5}} \right)^2 \lambda \Delta_{ct} T_{сер} z_{сер} l}. \quad (2.18)$$

Рівність (2.18), що має дві невідомі величини (P_k і $z_{сер}$), розв'язується методом покрокових наближень.

У першому наближенні $P_{сер} = P_{\Pi}$, визначається коефіцієнт стиснення $z_{сер}$ за формулою (2.16) та величина тиску газу на виході з ділянки магістрального газопроводу P_k за формулою (2.18).

Наступна ітерація передбачає розрахунок середнього тиску на ділянці газопроводу $P_{сер}$ за формулою (2.17) та повторення розрахунку.

Через три-чотири ітерації різниця між значеннями кінцевого тиску не буде перевищувати 2%, що свідчить про правильність ходу розв'язання.

Далі визначається динаміка градієнта тиску P_x та температури T_x по довжині магістрального газопроводу x від початку лінійної частини з кроком $\Delta x = 10$ км за формулами:

$$P_x = \sqrt{P_{\Pi}^2 - \frac{P_{\Pi}^2 - P_k^2}{l} x}; \quad T_x = T_{гр} + (T_{\Pi} - T_{гр}) e^{-\alpha x}.$$

2.5. Розрахунок часу переходу з одного режиму роботи газотранспортної системи на інший режим

У процесі сумісної роботи магістрального газопроводу та лінійних КС виникає необхідність змінити продуктивність ГТС. Це досягається змінням режиму роботи ГПА на КС, кількості працюючих ГПА або кількості працюючих КС [3–7].

Процес переходу ГТС на новий режим описується законами неусталеного режиму руху природного газу та зводиться до визначення часу переходу від одного усталеного режиму на інший.

Розглянемо ділянку газопроводу, обмежену двома КС, що працюють в усталеному режимі роботи, тобто $P_{\text{вих}}^n = \text{const}$ та $P_{\text{вих}}^{n+1} = \text{const}$.

Продуктивність ділянки Q є функцією перепаду тиску між КС (2.15), а кількість газу V у цій ділянці регламентується середньо-інтегральним значенням тиску $P_{\text{сер}}$ (2.16) і температури $T_{\text{сер}}$ по довжині газопроводу (2.14).

Уявімо, що ділянка магістрального газопроводу обмежена двома КС, миттєво перейшли на іншу продуктивність Q_1 у новому усталеному режимі. Це призведе до перерозподілу перепаду тиску $P_{\text{вих}}^n = \text{const}$ та $P_{\text{вих}}^{n+1} = \text{const}$, зміни об'єму газу в ділянці газопроводу V_1 , зміни середньо інтегральних значень тиску по довжині газопроводу $P_{\text{сер}1}$ та зміни частоти обертання силової турбіни ГПА КС.

Залежність розподілу тиску при цьому повинна змінитися відповідно до залежності продуктивності Q (рис 2.6).

Час переходу від одного усталеного режиму до іншого залежить від часу перерозподілу залежності $P_{(Q=\text{const})} = f(x)$. Такий процес переходу є неусталеним і описується диференціальними рівняннями другого порядку в частинних похідних.

Для оцінювання часу переходу системи від однієї продуктивності до іншої, що цілком допустимо в інженерних розрахунках, використовують метод «квазіусталених» проміжних режимів роботи системи від Q до Q_1 з кроком ΔQ відповідно наступному алгоритму:

1. Для режиму продуктивності Q визначається середньоінтегральне значення тиску $P_{\text{сер}}$ та температури $T_{\text{сер}}$ по довжині ділянки газопроводу.

2. Визначається середнє значення коефіцієнта стиснення $Z_{\text{сер}}$.

3. За формулою (2.18) визначається довжина газопроводу $l_{\text{сер}}$ за значенням тиску газу $P = P_{\text{сер}}$.

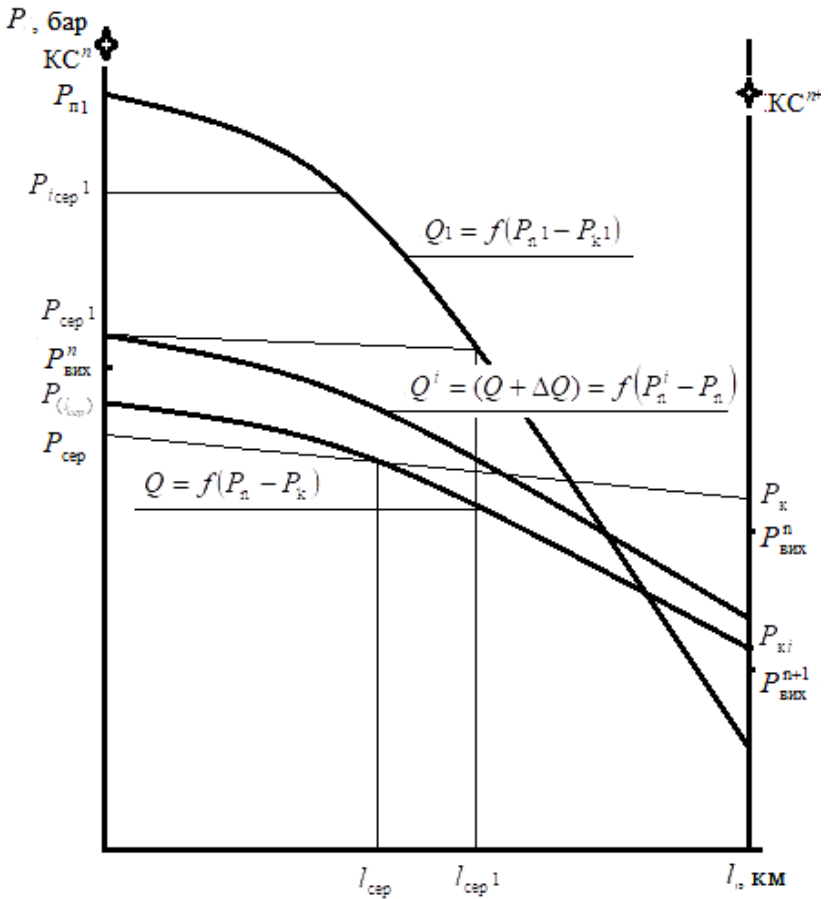


Рис. 2.6. Змінення продуктивності магістрального газопроводу від перепаду тиску між компресорними станціями

4. Для режиму продуктивності Q визначається середньоінтегральне значення тиску $P_{\text{сеп}}$ та температури $T_{\text{сеп}}$ по довжині ділянки газопроводу.
5. Визначається середнє значення коефіцієнта стиснення $Z_{\text{сеп}}$.
6. За формулою (2.18) визначається довжина газопроводу $l_{\text{сеп}}$ за значенням тиску газу $P = P_{\text{сеп}}$.

7. Визначається середнє значення тиску $P_{(l_{\text{сеп}})}$, температури $T_{(l_{\text{сеп}})}$ та коефіцієнта стиснення $Z_{(l_{\text{сеп}})}$ на відрізку ділянки газопроводу $l_{\text{сеп}}$.

8. Визначається середнє значення густини газу на ділянці $l_{\text{сеп}}$:

$$\rho_{(l_{\text{сеп}})} = \rho_{\text{ст}} \frac{P_{(l_{\text{сеп}})} T_{\text{ст}}}{Z_{(l_{\text{сеп}})} P_{\text{ст}} T_{(l_{\text{сеп}})}}.$$

9. Визначається об'єм газу за стандартних умов на ділянці трубопроводу довжиною $l_{\text{сеп}}$ за продуктивності Q (маса газу на ділянці незалежно від умов у разі усталеного руху не змінюється):

$$V = V_{\text{тр}(l_{\text{сеп}})} \frac{P_{(l_{\text{сеп}})}}{P_{\text{ст}}},$$

де $V_{\text{тр}(l_{\text{сеп}})} = \frac{\pi l^2}{4} l_{\text{сеп}}$ – внутрішній об'єм ділянки трубопроводу.

10. Різниця продуктивності $Q - Q_1$ та різниця тиску $P_{\text{п}} - P_{\text{п1}}$ на вході в ділянку магістрального газопроводу (кран №8) розподіляється на m рівних значень:

$$(Q - Q_1) / m = \Delta Q \quad \text{і} \quad (P_{\text{п}} - P_{\text{п1}}) / m = \Delta P.$$

11. Для проміжного значення продуктивності $Q^i = Q + \Delta Q$ та початкового тиску $P_{\text{п}}^i = P_{\text{п}} + \Delta P$ при $i = 1$ з виразів (2.15) та (2.18) визначається проміжне значення тиску $P_{\text{к}}^i$ і температури газу $T_{\text{к}}^i$ у кінці ділянки газопроводу.

12. Для проміжного значення продуктивності Q^i за наведеним алгоритмом (п.п. 1– 6) визначається об'єм газу V^i за стандартних умов на ділянці трубопроводу довжиною $l_{\text{сеп}}^i$.

13. Визначається час переходу з режиму Q на режим Q^i :

$$\tau^i = \frac{V^i - V}{(Q^i - Q) / 2}.$$

Для другого проміжного значення продуктивності, якщо $i = 2$, $Q^{i+1} = Q^i + \Delta Q$ та початкового тиску $P_{\Pi}^{i+1} = P_{\Pi}^i + \Delta P$ виконуються розрахунки за п.п. 1– 6 і визначається час переходу τ^{i+1} з режиму Q^i на режим Q^{i+1} . Розрахунок виконується до значення продуктивності Q_1 , при цьому $i = m$.

14. Визначається час переходу з режиму Q до режиму Q_1 , тобто

$$\tau = \tau^1 + \tau^2 + \dots + \tau^m.$$

3. ПОСЛІДОВНІСТЬ ВИКОНАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

Для виконання КП студент використовує такі вихідні дані:

- компонентний склад природного газу;
- тип ГПА, тип двигуна, тип нагнітача;
- зовнішній діаметр та довжина магістрального газопроводу, вставки або лупінгу після першої КС;
- зовнішній діаметр та довжина магістрального газопроводу після другої КС;
- тиск і температуру на вході до першої КС (кран №7);
- комерційну добову продуктивність магістрального газопроводу;
- температуру ґрунту.

Варіант завдання для розрахункової та графічної частин КП видає викладач.

Алгоритм виконання курсового проекту

1. Побудова математичної моделі робочих характеристик нагнітача КС та визначення оптимальної продуктивності ГПА на основі заводських газодинамічних характеристик нагнітача першого типу.
2. Визначення фізико-хімічних показників природного газу за його компонентним складом.
3. Визначення кількості ГПА та їх продуктивності з урахуванням витрати паливного газу, виходячи з номінальної потужності двигуна.
4. Розрахунок режимів роботи першої КС за допомогою математичної моделі.

5. Гідравлічний та тепловий розрахунки першої ділянки магістрального газопроводу.

6. Розрахунок режимів роботи другої КС. Режим роботи другої КС повинен бути збалансований з режимом першої КС.

7. Гідравлічний та тепловий розрахунки другої ділянки магістрального газопроводу.

8. За максимальним значенням ККД ГПА визначення оптимального значення продуктивності ГТС. Виконання розрахунку сумісних режимів роботи КС та магістрального газопроводу за оптимальної продуктивності та часу переходу із заданого режиму роботи на оптимальний режим.

9. Побудова заводської зведеної характеристики нагнітача та накладення на неї характеристики кривих, отриманих розрахунково за математичною моделлю.

10. Відображення газодинамічних параметрів роботи нагнітача ГПА КС на його зведеній характеристиці за робочого та оптимального режимів роботи.

11. Побудова графіків залежності зміни тиску та температури газу від довжини ділянки газопроводу для першої та другої ниток. Відображення середніх значень тиску та температури на ділянках газопроводу.

12. У форматі А1 виконання робочого креслення деталі нагнітача згідно із завданням.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Андрійшин М.П.*, Касперович В.К., Гімер П.Р. Моделювання режимів роботи компресорної станції // *Нафтова і газова промисловість*. 1996, №1. – С.43-48.
2. *Газ природний, палива та оливи: монографія.* / уклад.: М.П. Андрійшин, Я.С. Марчук, С.В. Бойченко, Л.А. Рябокочнь – Одеса: Астропринт, 2010. – 232 с.
3. *Артемова Т.Г.* Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов: учеб.пособие. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2000. – 176 с.
4. *Волков М.М.*, Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989. – 286 с.: илл.
5. *Касперович В.К.* Трубопровідний транспорт газу – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 198 с.
6. *Козаченко А.Н.* Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов – М.: Нефть и газ, 1999. – 459 с.
7. *Шабаров А.Б.*, Дудин С.М., Левитин Р.Е., Трясцин Р.А. Газоперекачивающий агрегат ГТН: метод. указания к выполнению лабораторных и практических работ – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2003. – 31 с.

ДОДАТОК А

№ з/п	Тип ГПА, тип двигуна	Тип нагнітача	Зовнішній діаметр МГ після першої КС, мм	Довжина МГ після першої КС, км	Зовнішній діаметр вставки або лулінгу після першої КС, мм	Довжина вставки або лулінгу після першої КС, км	Зовнішній діаметр МГ після другої КС, мм	Довжина МГ після другої КС, км	Тиск на вході до КС, атм	Тем на вході до КС, °С	Добова продуктивність МГ до 1-ї КС Q млн м ³ /добу	Компонентний склад природного газу, %					Температура газу, °С
												CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	N ₂	CO ₂	
1	ГТК-251, стацион.	PCL-1002/40	1220	112	Lu-1420	52	1420	126	54	18	83	93	2	2	1	2	7
2	ГПА 20С ДН-80	650-22-2	1420	116	Lu-1220	24	1420	115	54,5	17	102	95	2.5	1.2	0,8	0,5	9
3	ГТК-10І, стацион.	PCL-802/24	1420	123	Lu- 1020	16	1420	120	54,7	19	96	95	1.5	1	1,5	1	10
4	ГТУ-16, ДР-59Л	H-16-76-1,37	1220	119	V-1420	79	1420	155	55,3	16	79.5	96	2	1	0,5	0,5	8
5	ГТК-10І, стацион	CDP-224	1220	113	V-1420	86	1420	134	54	15	84.5	95	1.7	0,9	0,4	2	11
6	ГПА 10-01, ДР-59Л	235-21-1	1220	117	Lu-1020	18	1420	113	54,7	18	96,7	94	3	1	1	1	17

Подовження дод. А

№ з/п	Тип ГПА, тип двигуна	Тип нагнітача	Зовнішній діаметр МГ після першої КС, мм	Довжина МГ після першої КС, мм	Зовнішній діаметр вставки або луїпінгу після першої КС, мм	Довжина вставки або луїпінгу після першої КС, мм	Зовнішній діаметр МГ після другої КС, мм	Довжина МГ після другої КС, мм	Тиск на вході до КС, атм	Тем на вході до КС, оС	Добова продуктивність МГ до 1-ї КС Q млн м3/добу	Компонентний склад природного газу, %					Температура газу, оС
												CH4	C2H6	C3H8	N2	CO2	
7	ГТК-251, стаціон.	PCL804-2	1420	129	Lu-1020	67	1420	107	55,7	17	97,6	95	1,2	0,8	1	2,0	7
8	ГПА 20С, ДН-80	650-21-2	1420	133	Lu-720	61	1420	111	56	15	95,3	94	2	2	1	1	8
9	ГПА 10-01, ДР-59Л	235-21-1	1220	117	Lu-1020	83	1420	134	54,1	13	85,5	95	2	1	0,6	1,4	7
10	ГПУ-16, ДР-59Л	H-16-76-1,44	1420	114	V-1220	27	1420	127	54,6	14	85,4	96	2,0	0,4	1	0,6	9
11	ГПА 10-01, ДР-59Л	235-21-1	1020	116	V-1420	87	1220	117	53,5	16	64,2	96	1	0,7	0,3	2	12
12	ГТК-101, стаціон.	RF2BB-30	1220	117	V-1420	77	1420	137	54,9	15	79,5	95	0,8	1,2	1	2	13

Подовження дод. А

№ з/п	Тип ГПА, тип двигуна	Тип нагнітача	Зовнішній діаметр МГ після першої КС, мм	Довжина МГ після першої КС, мм	Зовнішній діаметр вставки або лупінгу після першої КС, мм	Довжина вставки або лупінгу після першої КС, мм	Зовнішній діаметр МГ після другої КС, мм	Довжина МГ після другої КС, мм	Тиск на вході до КС, атм	Тем на вході до КС, °С	Добова продуктивність МГ до 1-ї КС Q млн м ³ /добу	Компонентний склад природного газу, %					Температура газу, °С
												CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	N ₂	CO ₂	
13	ГПА Ц6,3С ДТ-71	ГПА-Ц-6,3/56М-1.45	1420	116	V-1220	37	1420	139	54,3	16	81,8	96	1	1,5	0,5	1	12
14	ГПА 10-01, ДР-59Л	235-21-1	1420	125	Lu-720	57	1420	135	56,4	18	93,4	94	2,3	1	1	1,7	13
15	ГТК-25І, стаціон.	7P2 ГТК-25І	1420	129	Lu-720	28	1420	121	54.1	17	93.4	95	1.4	1.6	1	1	11
16	ГТК-10І, стаціон.	KLARK 655 P2	1220	126	Lu -1220	84	1420	131	54,2	15	86,5	94	1	1.2	1.8	2	9
17	ГТК-10І, стаціон.	RF2BB-30	1420	122	V-1220	17	1420	133	55.7	18	85.7	96	1	1	1	1	13
18	ГТК-10І, стаціон.	PCL-802/24	1420	134	Lu -1020	26	1420	123	54.4	16	93.6	93	3	2	1	1	10

Подовження дод. А

№ з/п	Тип ГПА, тип двигуна	Тип нагнітача	Зовнішній діаметр МГ після першої КС, мм	Довжина МГ після першої КС, мм	Зовнішній діаметр вставки або лупінгу після першої КС, мм	Довжина вставки або лупінгу після першої КС, мм	Зовнішній діаметр МГ після другої КС, мм	Довжина МГ після другої КС, мм	Тиск на вході до КС, атм	Тем на вході до КС, °С	Добова продуктивність МГ до 1-ї КС Q млн м ³ /добу	Компонентний склад природного газу, %					Температура газу, °С
												CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	N ₂	CO ₂	
19	ГПА 20С ДН-80	650-22-2	1420	132	Lu -1020	46	1420	119	54.1	14	98.5	94	2	1.6	1.4	1	11
20	ГПУ-16, ДР-59Л	H-16-76-1,44	1420	116	V-1220	15	1420	129	54.7	15	89.2	95	2	1.1	0.9	1	12
21	ГТК-10І, стаціон.	KLARK 655 P2	1220	125	Lu -1220	74	1420	138	54,6	13	82,5	96	1.5	1.2	0.8	0,5	8
22	ГТК-25І, стаціон.	PCL 804-2	1420	121	V-1220	15	1420	139	54.1	16	87.6	95	1.7	1.3	0.7	1,3	9
23	ГПА 20С, ДН-80	650-21-2	1420	112	V-1220	23	1420	128	54.3	17	87,5	95	2	1.2	0.8	1	10
24	ГТК-10І, стаціон.	CDP-224	1220	113	Lu -1420	73	1420	134	54	19	94,7	96	2	1	0.5	0,5	11

Подовження дод. А

№ з/п	Тип ГПА, тип двигуна	Тип нагнітача	Зовнішній діаметр МГ після першої КС, мм	Довжина МГ після першої КС, мм	Зовнішній діаметр вставки або лупінгу після першої КС, мм	Довжина вставки або лупінгу після першої КС, мм	Зовнішній діаметр МГ після другої КС, мм	Довжина МГ після другої КС, мм	Тиск на вході до КС, атм	Тем на вході до КС, °С	Добова продуктивність МГ до 1-ї КС Q млн м ³ /добу	Компонентний склад природного газу, %					Температура газу, °С
												CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	N ₂	CO ₂	
25	ГТК-25І, стаціон.	PCL-1002/40	1220	122	Lu-1420	82	1420	126	54.3	18	93.6	95	2.2	0.8	1	1	13
26	ГПА Ц6,3С ДТ-71	ГПА-Ц-6,3/56М-1.45	1420	116	V-1220	27	1420	139	53.7	14	85,2	95	2.8	1.2	0.6	0,4	7
27	ГТК-25І, стаціон.	7P2 ГТК-25І	1420	135	Lu-720	18	1420	125	54.1	15	90,4	96	1.3	1.7	0.6	0,4	9
28	ГПУ-16, ДР-59Л	H-16-76-1,37	1220	120	Lu-1420	72	1420	135	53.7	17	89,1	94	2.3	1.0	1.0	0,7	10
29	ГТК-10І, стаціон.	CDP-224	1220	113	Lu-1420	63	1420	134	54.1	19	88,7	95	2.4	1.6	0.4	0,6	12
30	ГПА Ц6,3С ДТ-71	ГПА-Ц-6,3/56М-1.45	1220	116	V-1420	17	1420	121	53.4	21	67,2	96	1.5	1.2	0.8	0.5	11

Закінчення дод. А

№ з/п	Тип ГПА, тип двигуна	Тип нагнітача	Зовнішній діаметр МГ після першої КС, мм	Довжина МГ після першої КС, км	Зовнішній діаметр вставки або лупінгу після першої КС, мм	Довжина вставки або лупінгу після першої КС, км	Зовнішній діаметр МГ після другої КС, мм	Довжина МГ після другої КС, км	Тиск на вході до КС, атм	Тем на вході до КС, °С	Добова продуктивність МГ до 1-ї КС Q млн м ³ /добу	Компонентний склад природного газу, %					Температура газу, °С
												CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	N ₂	CO ₂	
31	ГТК-10І, стаціон.	PCL-802/24	1220	124	Lu -1220	83	1420	133	54,1	18	87,2	97	0.6	0.7	1.3	0,4	13
32	ГПА 10-01, ДР-59Л	235-21-1	1420	125	Lu-720	57	1420	135	56.4	18	93.4	93	2.8	1.2	1.8	1,2	9
33	ГТК-10І, стаціон.	KLARK 655 P2	1220	125	Lu -1220	74	1420	138	54,6	13	82,5	94	1.7	1.4	1.6	1,3	8
34	ГТК-25І, стаціон.	7P2 ГТК-25І	1420	129	Lu-720	28	1420	121	54.1	17	93.4	96	1.5	0.8	1.2	0,5	12
35	ГПА 20С ДН-80	650-22-2	1420	132	Lu -1020	46	1420	119	54.1	14	98.5	94	2.8	0.9	1.1	1,2	7
36	ГТК-10І, стаціон.	RF2BB-30	1220	117	V-1420	77	1420	137	54.9	15	79,5	95	1.6	1.4	1.0	1	9

ДОДАТОК Б

Технічні характеристики ГПА

№	Тип ГПА	Тип двигуна	Тип нагнітача	Назва КС, газопровід	Кількість ступенів нагнітача	Макси- мальний тиск, ат.	Номінальна потужність двигуна, МВт	Питома витрата палива, м ³ /кВт*ГОД
1	ГТК-25І	MS-5002	PCL-804-21-36	КС «Роменська», МГ «Уренгой – По- мари - Ужгород»	2	76	25,0	0,52
2	ГПА-25С	ДН-80Л	650-22-2	КС «Ромни», МГ «Прогрес»	2	76	25,0	0,275
3	ЕГПА-25PR	Електродвигун	650-22-2	КС «Бар», МГ «Прогрес»	2	76	25,0	-
4	ГТУ-16	ДЖ-59Л	НЦ-16-75	КС «Гребінківська» МГ «Прогрес»	2	76	16,0	0,314
5	ГТУ-16	ДЖ-59Л	НЦ-16С	КС «Ставище», МГ «Прогрес»	2	76	16,0	0,314
6	ГПА-16Ц	НК-16СТ	НЦ-16-56	КС «Луганська», «Північний Кавказ – Центр Росії» (у межах України)	1	56	16,0	0,379
7	СТД-12500	Електродвигун	235-21-1	КС «Іллінці», МГ «Прогрес»	2	76	12,5	-
8	ГТК-10І	МС-3002	RF2BB-30	КС «Богородчани», МГ «Союз»	2	76	10,0	0,54
9	ГТК-10Ц	ДН-70Л	235-21-1	КС «Ромни», МГ «Прогрес»	2	76	10,0	0,279

Закінчення дод. Б

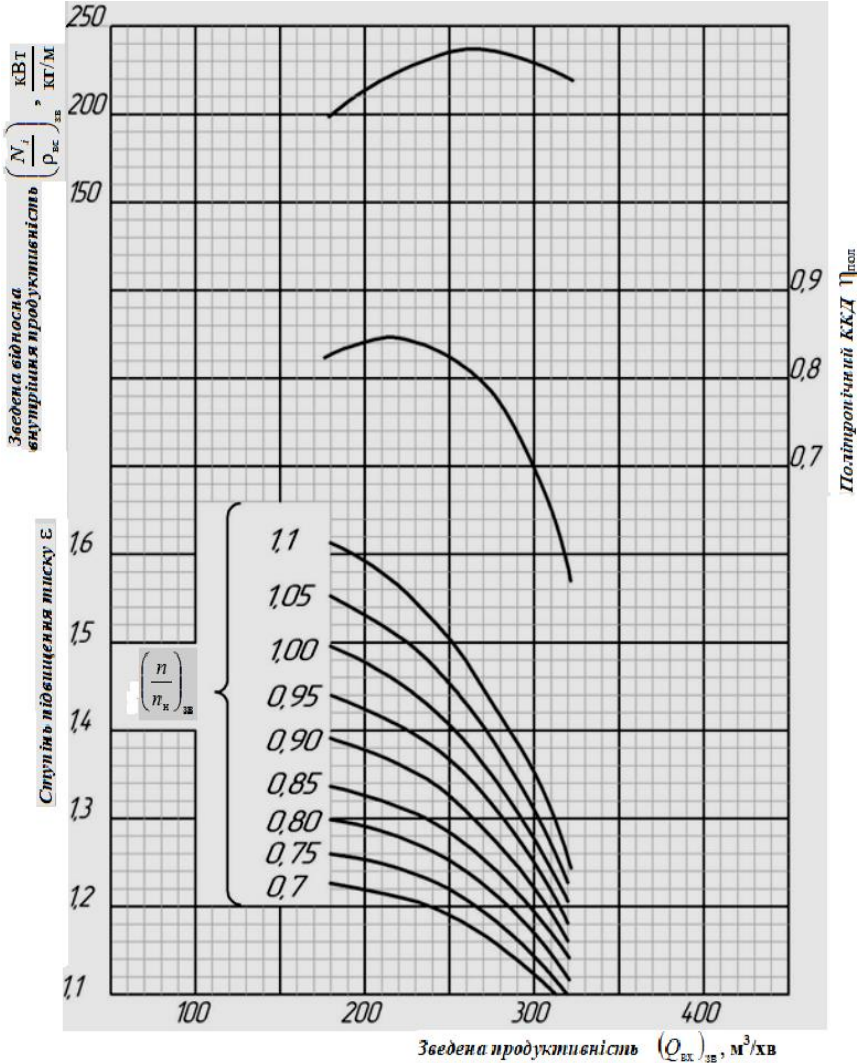
№	Тип ГПА	Тип двигуна	Тип нагнітача	Назва КС, газопровід	Кількість ступенів нагнітача	Макси- мальний тиск, ат.	Номінальна потужність двигуна, МВт	Питома витрата палива, м ³ /кВт*год
10	ГПА-10А	ДР-59Л	235-21-1	КС «Ромни», МГ «Прогрес»	2	76	10,0	0,314
11	ГТК-10-2	Стаціонарний двигун	520-R-1	КС «Красилів», МГ «Київ – Захід»	1	56	10,0	0,372
12	ГПА-10	ДР-59Л	570-12-1	Новопсков, ПК-Центр	1	56	10,0	0,54
13	ГТК-10АІ	АІ-336-2-10	RF2BB-30	КС «Новопсков», МГ «Союз»	2	76	10,0	0,54
14	ГПА-Ц-6,3	Д336-2	НЦ 6,3-41-45	КС «Дашава», МГ «Дашава»	2		6,3	0,66
15	ГПА-Ц-6,3	ДТ-71П-3	6,3 ГУ 204-38	КС «Диканька», "Шебелинка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг»	2	56	6,3	0,66
16	ГТП-750-6	Стаціонарний двигун	370-17-1	КС «Лубни», "Шебелинка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг»	1	56	6,0	0,63
17	ГТН-6	Стаціонарний двигун	Н-6-56-2	МГ «Єфремівка – Диканька – Київ»,	1	56	6,0	0,63
18	СТД-4000	Електродвигун	280-11-6	КС «Боярка», МГ «Київ – Захід»	1	56	4,0	-

ДОДАТОК В

Зведена характеристика нагнітача 235-21-2

за умов зведення: $n_H = 3700 \text{ об/хв}$, $T_{3B} = 288 \text{ К}$,

$R_{3B} = 451 \text{ Дж/кг К}$, $z_{3B} = 0,9$

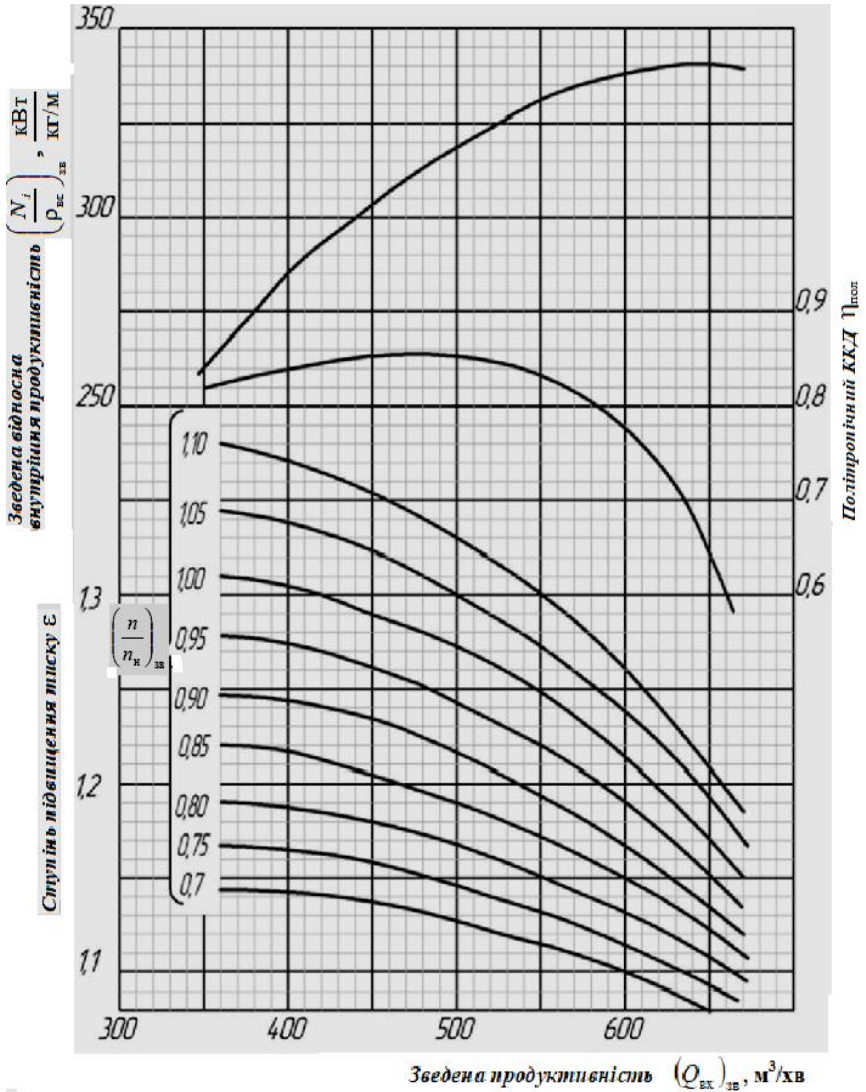


Подовження дод. В

Зведена характеристика нагнітача 520-12-1

за умов зведення: $n_n = 4800 \text{ об/хв}$, $T_{зв} = 293 \text{ К}$,

$R_{зв} = 490 \text{ Дж/кг К}$, $z_{зв} = 0,91$

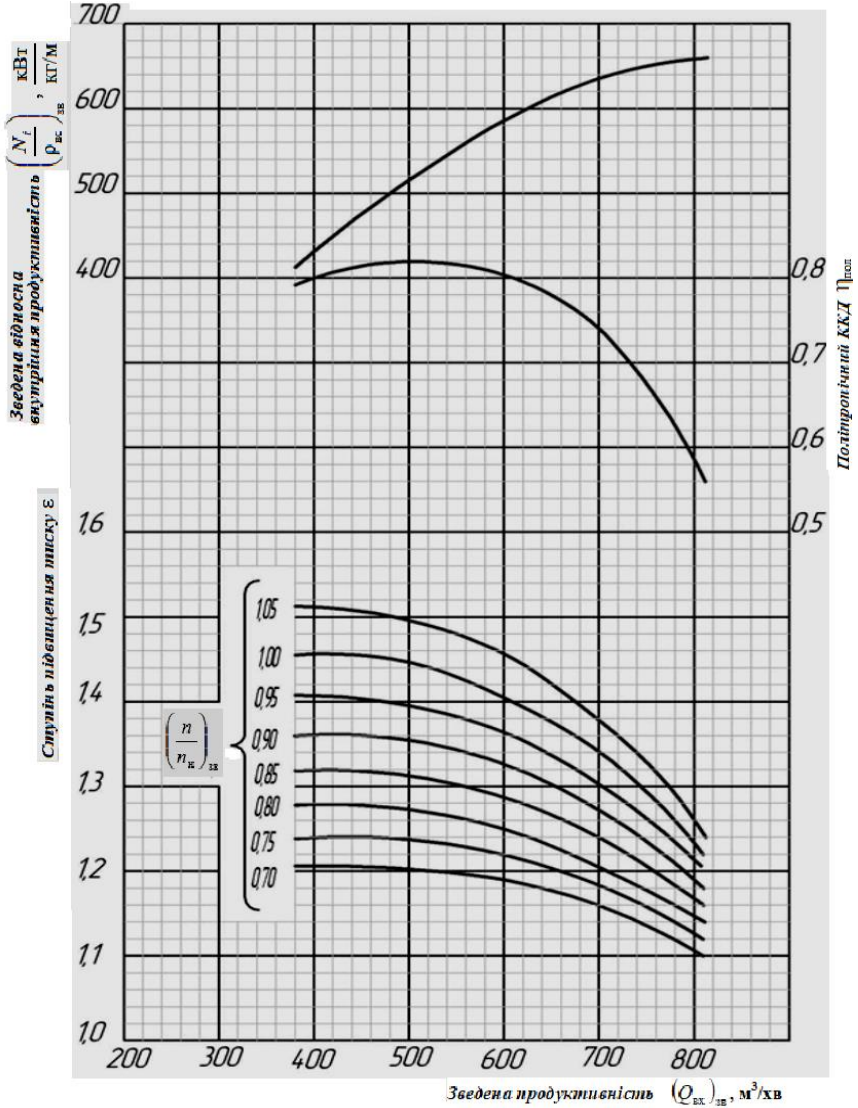


Подовження дод. В

Зведена характеристика нагнітача 650-21-1

за умов зведення: $n_H = 3700 \text{ об/хв}$, $T_{ЗВ} = 288\text{К}$,

$R_{ЗВ} = 451 \text{ Дж/кг К}$, $z_{ЗВ} = 0,9$

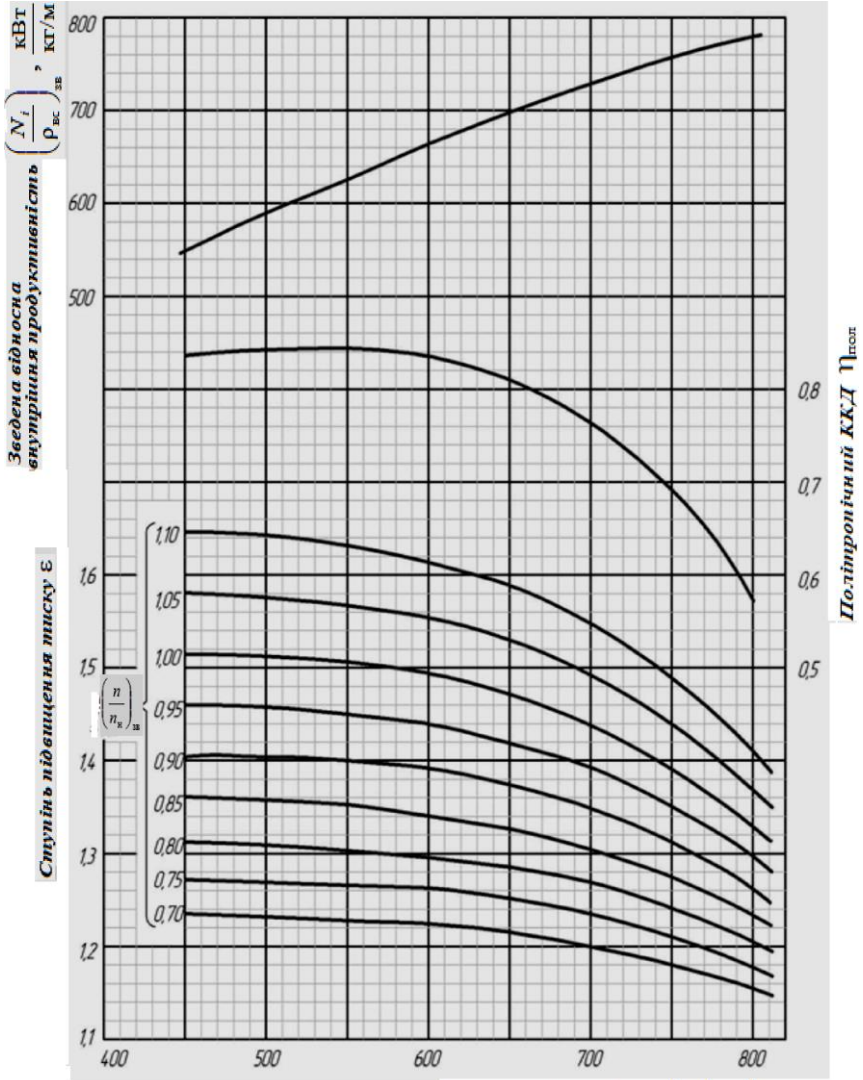


Подовження дод. В

Зведена характеристика нагнітача 650-22-2

за умов зведення: $n_H = 3700 \text{ об/хв}$, $T_{ЗБ} = 288\text{К}$,

$R_{ЗБ} = 451 \text{ Дж/кг К}$, $z_{ЗБ} = 0,9$



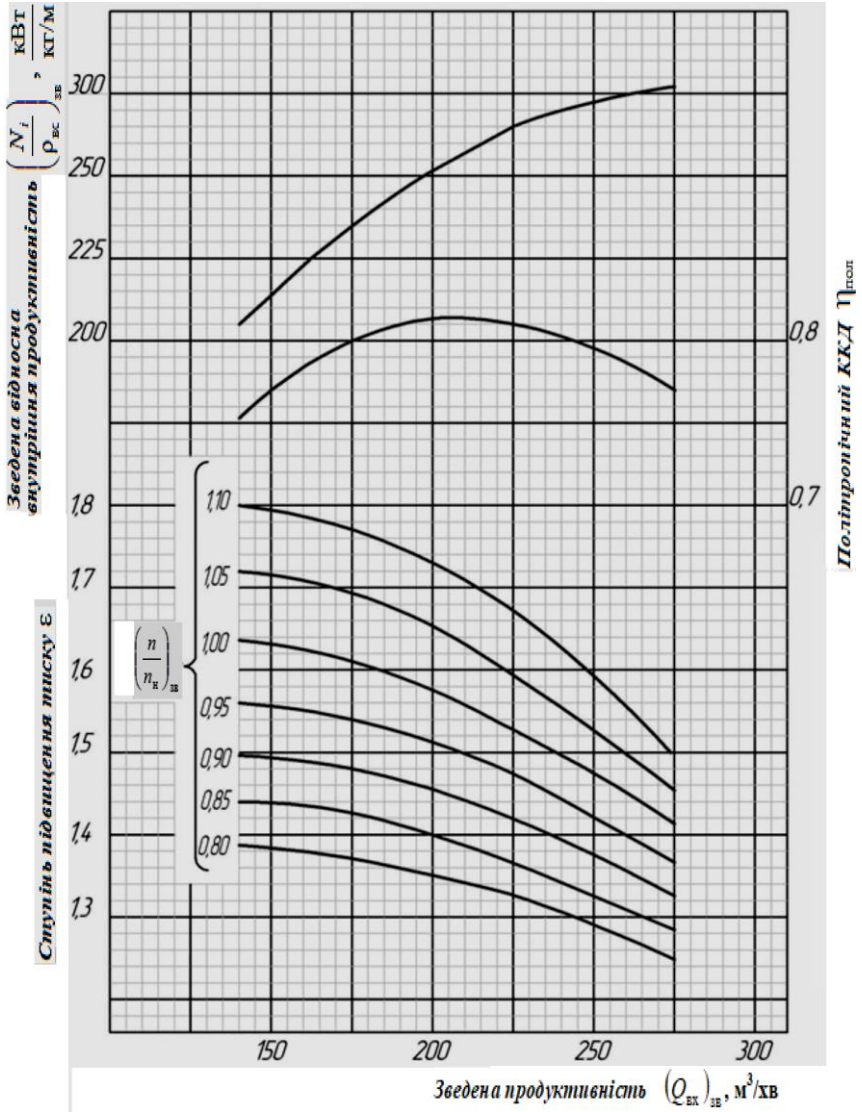
Зведена продуктивність $(Q_{EX})_{ЗБ}$, $\text{м}^3/\text{хв}$

Подовження дод. В

Зведена характеристика нагнітача CDP-224

за умов зведення: $n_H = 6200 \text{ об/хв}$, $T_{ЗВ} = 288\text{К}$,

$R_{ЗВ} = 490 \text{ Дж/кг К}$, $z_{ЗВ} = 0,9$

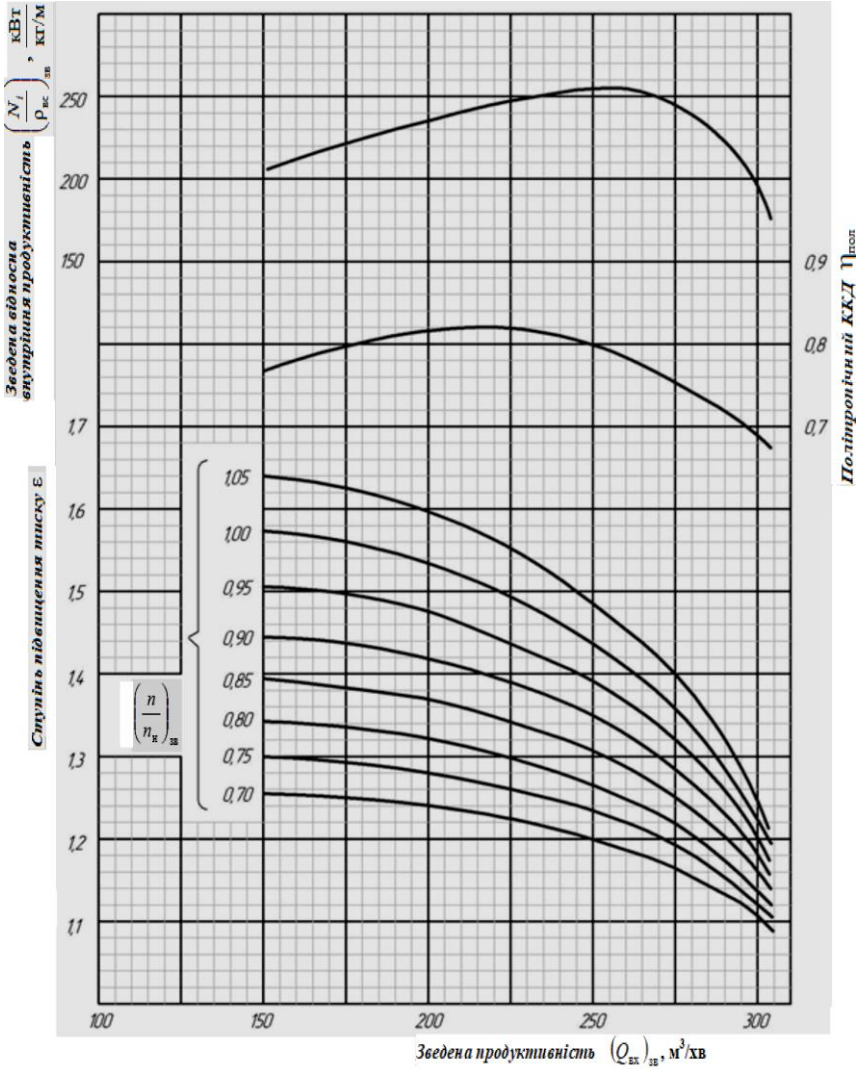


Подовження дод. В

Зведена характеристика нагнітача КЛАРК-655 Р2 фірми «ДЕМАГ»

за умов зведення: $n_H = 6500 \text{ об/хв}$, $T_{3B} = 298\text{К}$,

$R_{3B} = 478 \text{ Дж /кг К}$, $z_{3B} = 0,9$

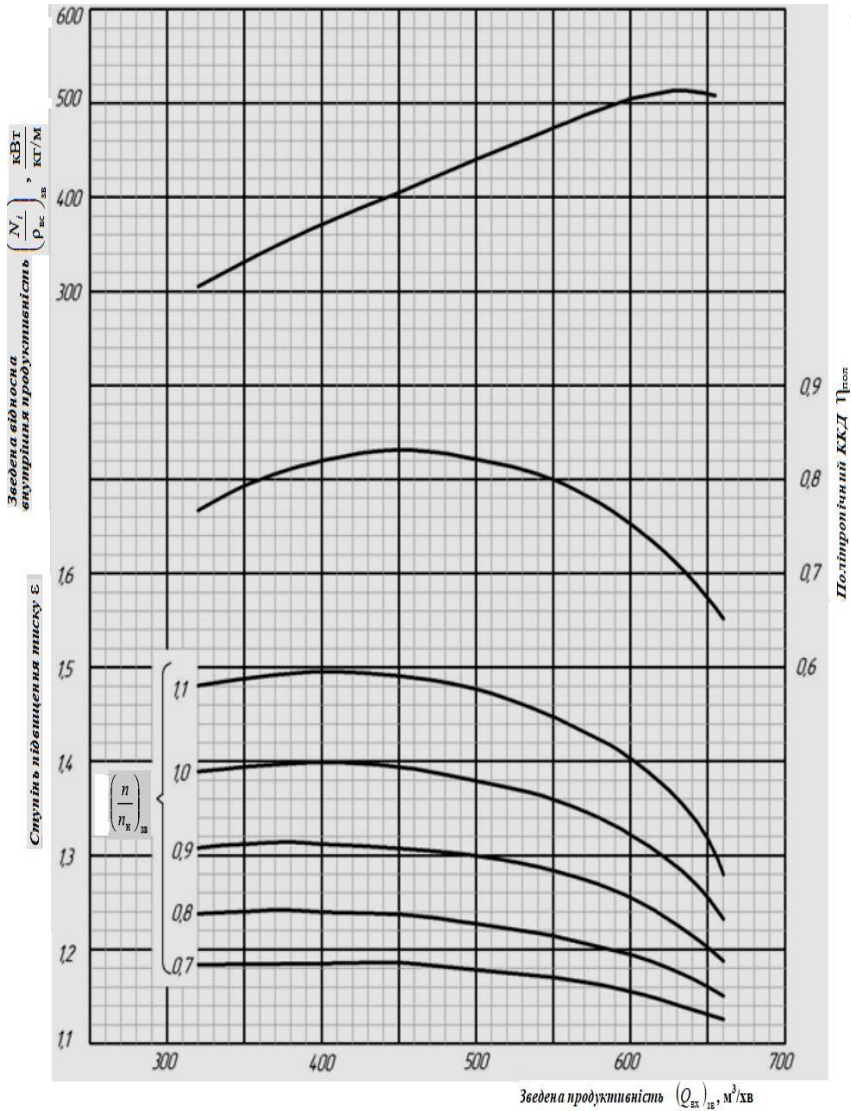


Подовження дод. В

Зведена характеристика нагнітача типу Н-16-76-1,37

за умов зведення: $n_H = 6500 \text{ об/хв}$, $T_{3B} = 288\text{K}$,

$R_{3B} = 508 \text{ Дж/кг К}$, $z_{3B} = 0,895$

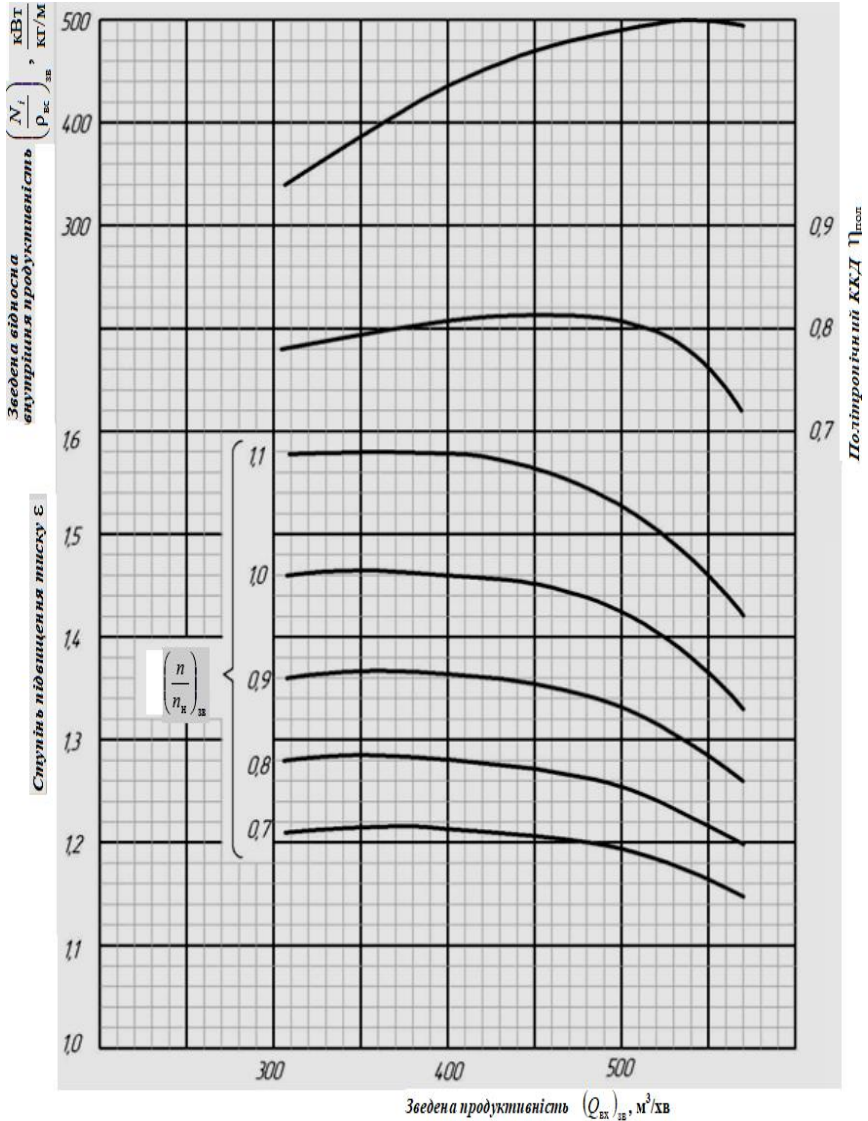


Подовження дод. В

Зведена характеристика нагнітача типу Н-16-76-1,44

за умов зведення: $n_H = 6500 \text{ об/хв}$, $T_{3B} = 288\text{К}$,

$R_{3B} = 508 \text{ Дж/кг К}$, $z_{3B} = 0,898$

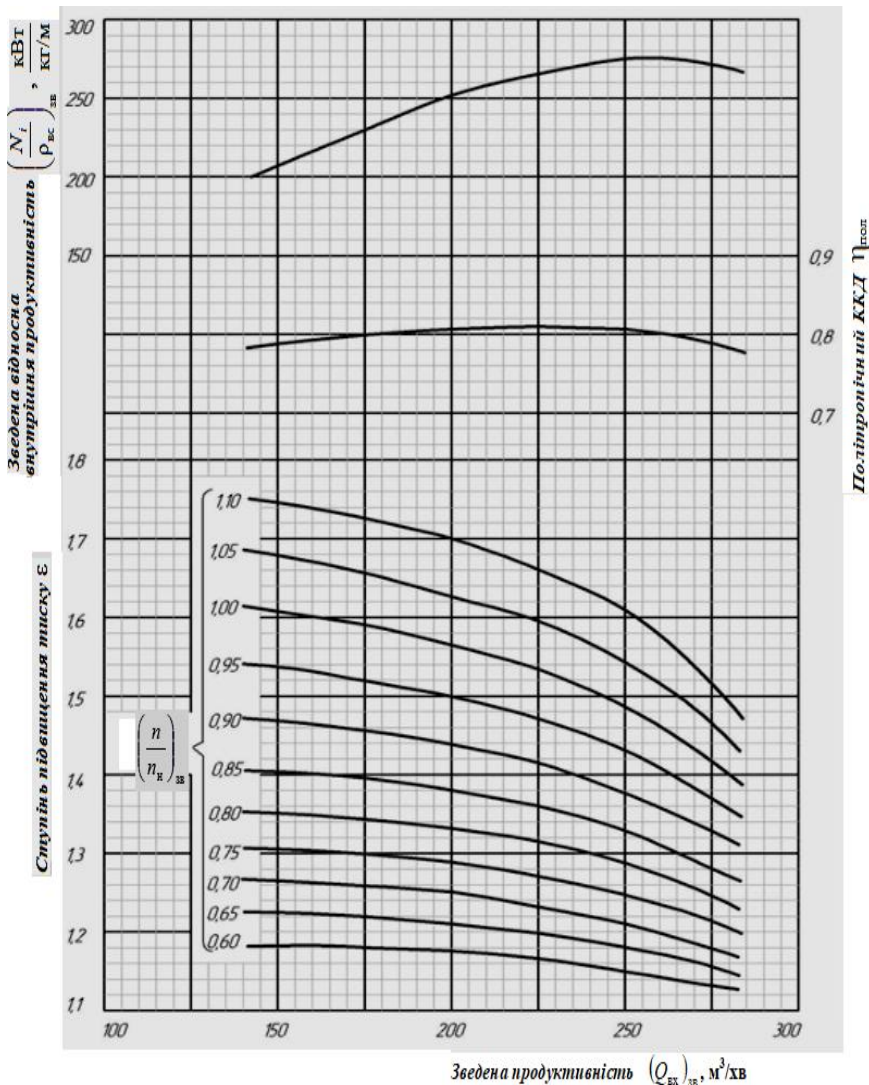


Подовження дод. В

Зведена характеристика нагнітача типу PCL-802/24 фірми «NUOVO PIGNONE»

за умов зведення: $n_H = 6200 \text{ об/хв}$, $T_{ЗБ} = 288\text{К}$,

$R_{ЗБ} = 490,5 \text{ Дж/кг К}$, $z_{ЗБ} = 0,9$

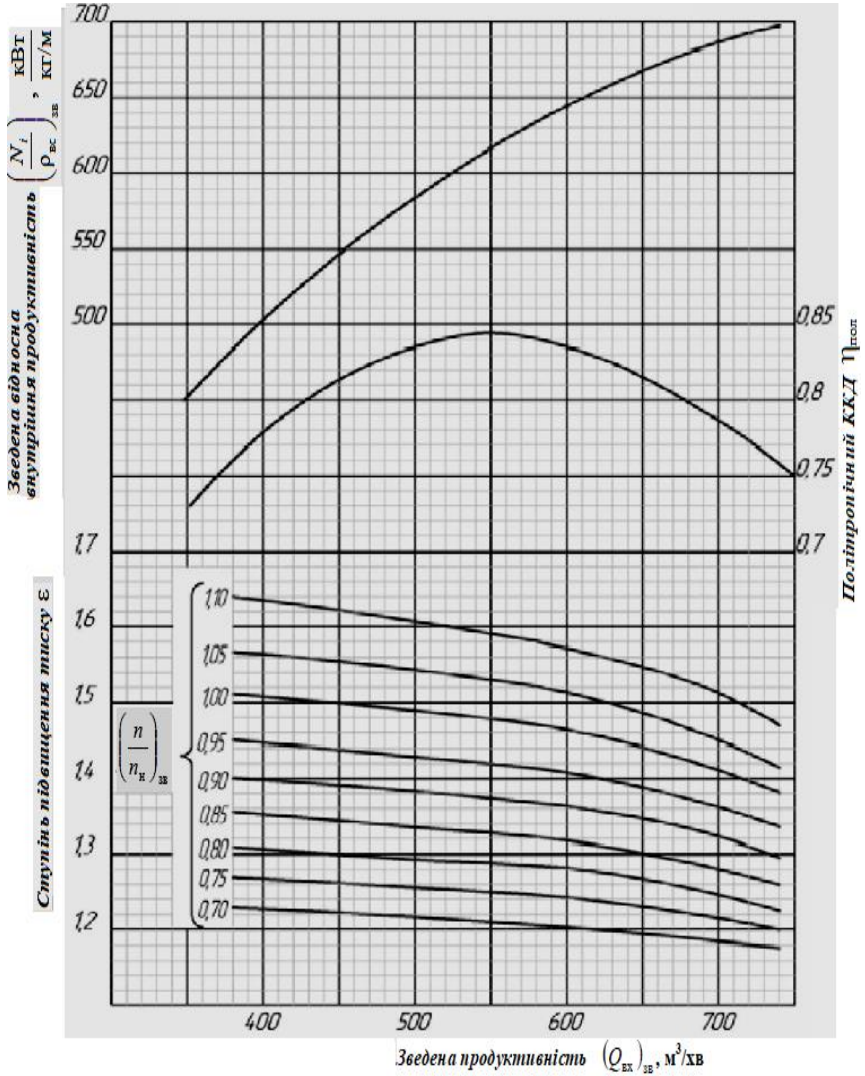


Подовження дод. В

Зведена характеристика нагнітача типу PCL-804-2 фірми «NUOVO PIGNONE»

за умов зведення: $n_H = 4460 \text{ об/хв}$, $T_{3B} = 288 \text{ К}$,

$R_{3B} = 510 \text{ Дж/кг К}$, $z_{3B} = 0,9$

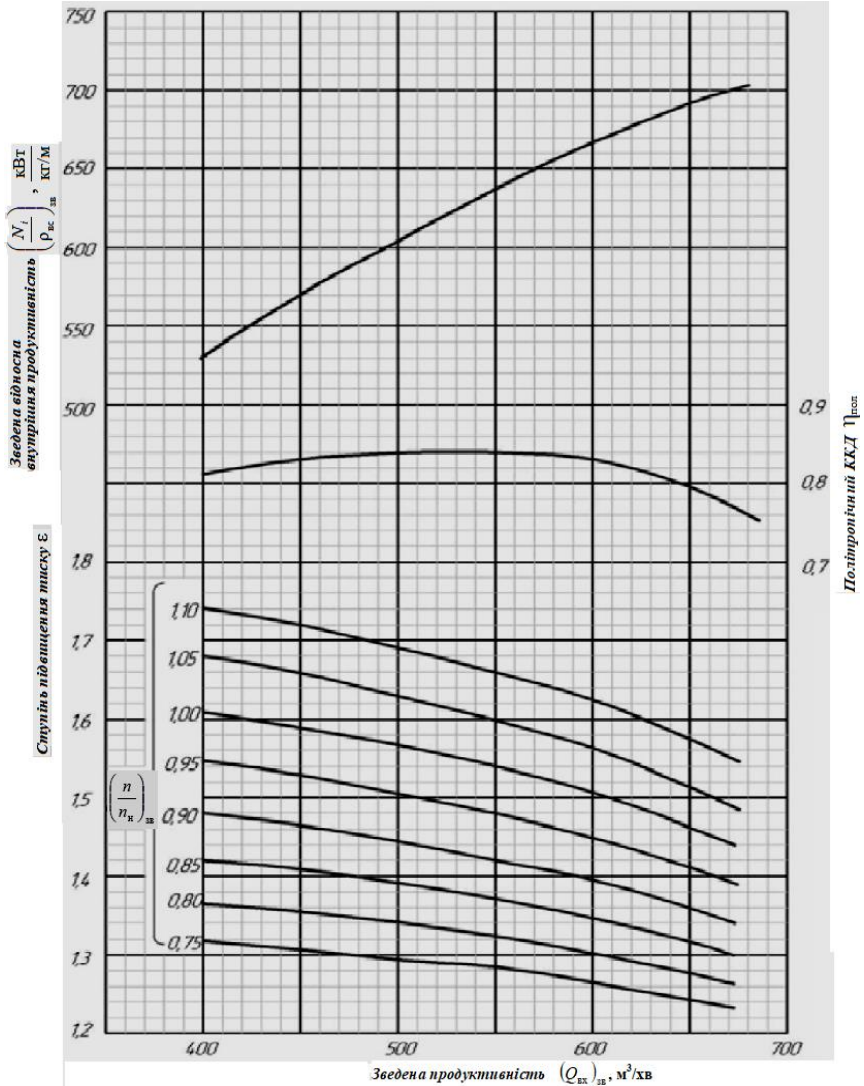


Подовження дод. В

**Зведена характеристика нагнітача типу PCL-1002/40
фірми «NUOVO PIGNONE»**

за умов зведення: $n_H = 4670 \text{ об/хв}$, $T_{3B} = 288 \text{ К}$,

$R_{3B} = 490,5 \text{ Дж/кг К}$, $z_{3B} = 0,9$

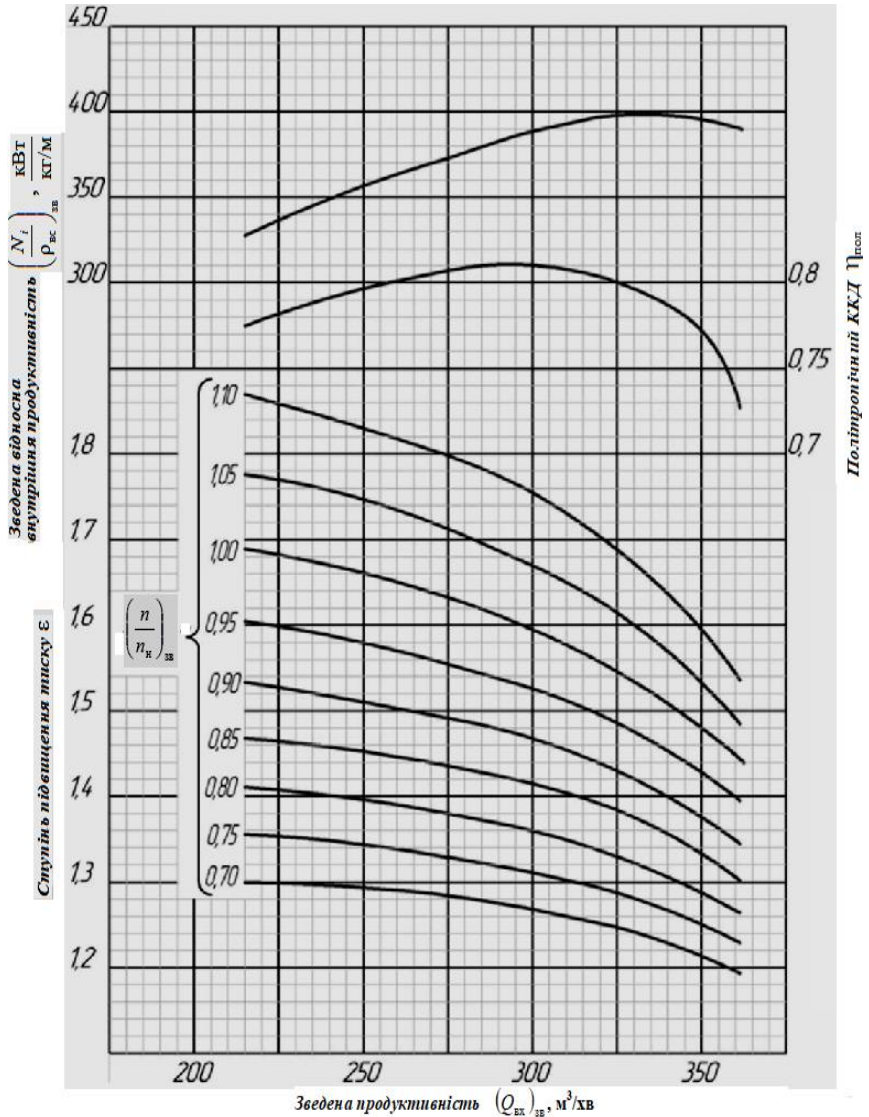


Подовження дод. В

Зведена характеристика нагнітача типу RF-288/30

за умов зведення: $n_H = 6200 \text{ об/хв}$, $T_{ЗВ} = 288 \text{ К}$,

$R_{ЗВ} = 490 \text{ ДЖ/кг К}$, $z_{ЗВ} = 0,9$

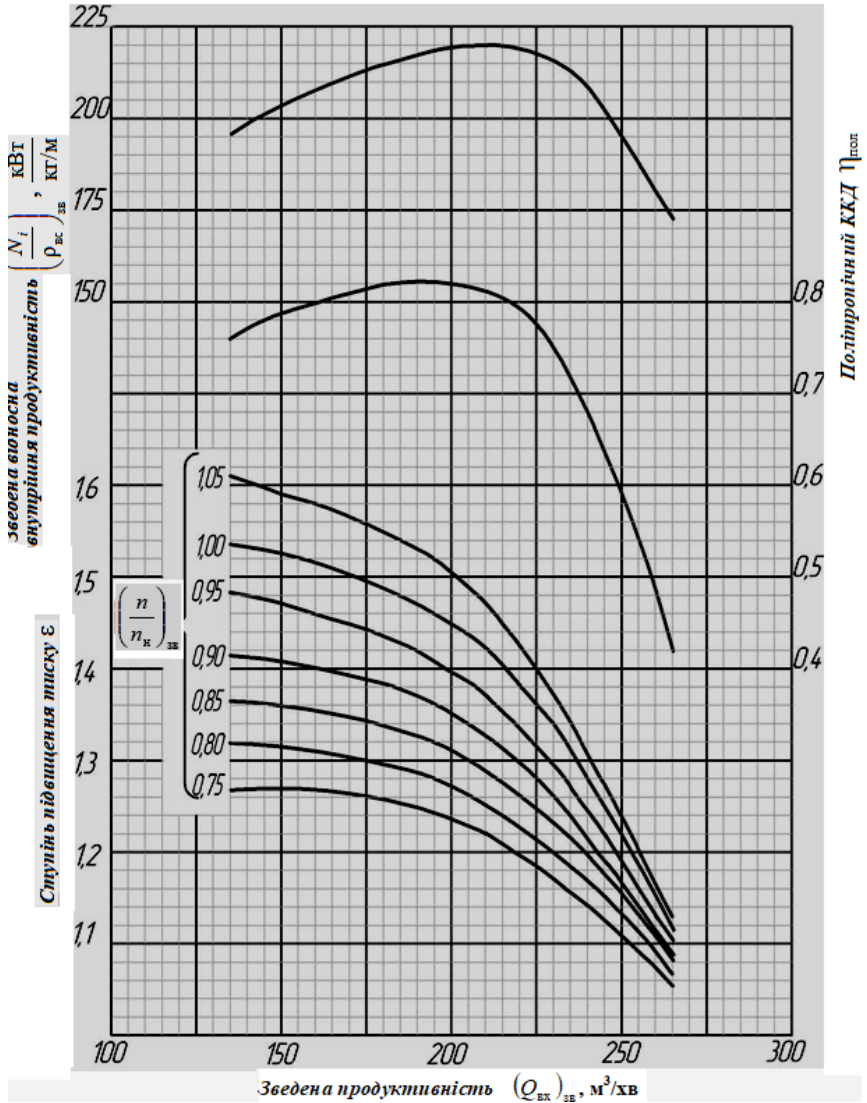


Закінчення дод. В

Зведена характеристика нагнітача ГПА Ц-6,3/56М-1,45

за умов зведення: $n_H = 8200 \text{ об/хв}$, $T_{ЗВ} = 293 \text{ К}$,

$R_{ЗВ} = 508 \text{ Дж/кг К}$, $z_{ЗВ} = 0,9$



ДОДАТОК Г

Властивості компонентів природного газу

Газова компонента	Хімічна формула	Молярна маса, кг/кмоль	Газова стала, Дж/(кг·К)	Теплоємність, кДж.К/кг		Коефіцієнт адиабати	Вища теплота згоряння кВт.год/м ³
				μ	R		
Метан	CH ₄	16,043	518,57	2,22	1,72	1,29	11,06
Етан	C ₂ H ₆	30,070	276,64	1,76	1,44	1,22	19,55
Пропан	C ₃ H ₈	44,097	188,68	1,57	1,38	1,14	28,03
Бутан	C ₄ H ₁₀	58,123	143,08	1,49	1,35	1,1	37,23
Азот	N ₂	28,014	296,75	1,05	0,75	1,4	-
Діоксид вуглецю	CO ₂	44,010	188,97	1,05	0,75	1,4	-
Оксиген	O ₂	32	259,98	0,92	0,75	1,4	-

ДОДАТОК Д

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

**КУРСОВИЙ ПРОЕКТ
з дисципліни
«Компресорні станції магістральних газопроводів»**

Виконав: _____

Прийняв: _____

Київ 2018

Навчальне видання

КОМПРЕСОРНІ СТАНЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Методичні рекомендації
до виконання курсового проекту
для студентів спеціальності
142 «Енергетичне машинобудування»
освітньо-професійної програми
«Газотурбінні установки і компресорні станції»

Укладачі:

АНДРІЙШИН Михайло Петрович
КАПТАНЧУК Костянтин Іванович
КОЗЛОВ Володимир Вікторович

Редактор

Технічний редактор *А.І. Лавринович*
Коректори *В.С. Слива, Д.Д. Здірук*
Комп'ютерна верстка *Л.А. Шевченко*

Підп. до друку __.__.20__. Формат 60×84/16. Папір офс.
Офс. друк. Ум. друк арк. 1,86. Обл.-вид. арк. 2,0.
Тираж 100 пр. Замовлення № ____.

Видавець і виготівник
Національний авіаційний університет
03068, Київ-58, просп. Космонавта Комарова, 1.