

УДК 622.691

Жаріков В.М.*Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДгаз)*

СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОТУРБІННИХ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ

Проведено огляд та аналіз відомих на даний час методів оптимізації режимів роботи компресорних цехів і станцій із різноманітними схемами включення газоперекачувальних агрегатів. Виявлено загальні недоліки та сформульовано напрямки досліджень з розробки нових та удосконалення існуючих методів оптимізації режимів роботи газотурбінних газоперекачувальних агрегатів.

Компресорний цех, компресорна станція, газоперекачувальний агрегат, газотурбінна установка, відцентровий нагнітач, зведені характеристики, оптимізація режимів, розподіл навантаження між агрегатами

Вступ

У поточний час в загальному обсязі виробництва первинних енергоресурсів природний газ складає більше 50% і вважається основним енергетичним ресурсом України. Підвищення ринкової ціни природного газу обумовлює необхідність докорінного удосконалення виробництва, транспортування і споживання природного газу. Системи трубопровідного транспорту газу є досить великими споживачами газу за рахунок власних потреб, технологічних і випадкових витрат.

Газотранспортна система (ГТС) України є другою в Європі та однією з найбільших у світі, її загальна протяжність складає 37,6 тис. км. Вона налічує у своєму складі 81 компресорну станцію (КС) з 765 газоперекачувальними агрегатами (ГПА) загальною потужністю 5,6 млн. кВт. Газотурбінні ГПА налічують 455 одиниць, а це понад 82% від загального парку ГПА на компресорних станціях України [1].

Досвід експлуатації компресорних станцій показує, що витрати газу на власні потреби на компресорних станціях газотранспортної системи України за різними оцінками становлять до 3% від обсягу прокачаного газу. У зв'язку з тим, що сьогодні особлива увага приділяється ресурсозберігаючим технологіям на об'єктах газової промисловості, важливим питанням є дослідження оптимізації режимів роботи газотурбінних газоперекачувальних агрегатів (ГПА), що дозволить зменшити витрати газу на власні потреби і підвищити енергоефективність компресорних станцій. Зменшення цих витрат є важливим напрямом енергозбереження та має суттєвий економічний ефект. При цьому врахування фактичного технічного стану кожного окремого газоперекачувального агрегату є необхідною умовою оптимізації режиму роботи компресорної станції.

1. Схеми сполучення газоперекачувальних агрегатів

Зазвичай на КС використовують одноступеневі з повнонапірними компресорами і двохступеневі з неповнонапірними компресорами схеми компримування газу. На дожимних компресорних станціях (ДКС) можливі схеми з трьохступеневим стисненням.

За типами обв'язки КС розрізняють три схеми включення агрегатів [2]:

- паралельна, в якій компримування газу здійснюється в один ступінь;
- паралельно-последовна, в якій паралельні групи агрегатів здійснюють багатоступеневе компримування;
- колекторна, в якій одна група паралельно працюючих агрегатів нагнітає газ у вхідний колектор другої групи.

Особливістю колекторної обв'язки є використання трьох колекторів. Перший колектор – всмоктувальний, для групи компресорів першого ступеню, другий колектор – проміжний, який є нагнітальним для першої групи і одночасно всмоктувальним для другої групи, третій колектор – нагнітальний, для групи компресорів останнього ступеню. При цьому компримований газ може охолоджуватися між ступенями стиснення у апаратах повітряного охолодження (АПО) газу.

За оцінками фахівців, за рахунок вибору оптимальних режимів роботи обладнання з урахуванням його технічного стану можна в нормальних умовах роботи зменшити споживання паливного газу майже на 5%. Отже, задача вибору оптимального режиму роботи агрегатів компресорного цеху (КЦ) є надзвичайно актуальною. Це підтверджується публікаціями багатьох фахівців з різних країн, що займаються вирішенням цього питання.

Аналіз останніх досліджень і публікацій, присвячених методам оптимізації роботи КЦ, свідчить про різноманітність підходів до розв'язання цієї задачі.

2. Методи оптимізації розподіл навантаження між агрегатами

У роботі [3] задача оптимізації розглядається для лінійних компресорних станцій магістральних газопроводів з паралельно працюючим агрегатами. Вказується на важливість зв'язку задачі оптимізації з діагностуванням режимів роботи ГПА. Проведений аналіз впливу умов роботи паралельно працюючих ГПА на точність визначення параметрів нагнітача за його характеристиками. Встановлено, що в цехах з паралельною схемою роботи ГПА може спостерігатися неконтрольованій зсув параметрів роботи агрегатів, при цьому зниження політропного к.к.д. нагнітачів може досягати 10%.

Показано, що неузгодження характеристик нагнітача зумовлено відміною к.к.д. газотурбінної установки (ГТУ), тому для регулювання параметрів роботи ГПА потрібний постійний контроль енергетичного к.к.д. ГТУ всіх працюючих агрегатів. Для цього автор пропонує уніфіковану методику визначення к.к.д. ГТУ, що не використовує паспортних характеристик ГТУ, на основі вимірів параметрів робочого тіла за силовою турбіною. Але недоліком цієї методики є те, що вона не може бути застосована для оперативного контролю енергетичної ефективності ГТУ, тому що для цього необхідна установка стаціонарних засобів контролю вмісту кисню у вихлопних газах, а це досить великі фінансові затрати.

Для оптимізації компресорних цехів побудована залежність питомої витрати паливного газу від ступеня підвищення тиску на КС. Залежність побудована на основі статистичних досліджень з використанням алгоритму самоорганізації. Висновком є те, що оптимальні параметри роботи КЦ відповідають номінальним режимам експлуатації обладнання. Однак, цей результат отриманий без урахування фактичного поточного стану обладнання. Не розглянуті питання оптимізації режимів при багатоступеневій схемі компримування.

У роботі [4] задача оптимізації режиму роботи цеху розглядається як задача перерозподілу навантажень між агрегатами з метою мінімізації сумарної споживаної потужності на перекачування газу при виконанні планового завдання з перекачування газу на цех. Індивідуальні характеристики та обмеження на параметри роботи ГТУ в моделі не враховуються.

У роботі [5] розглянуто задачу оптимізації роботи системи транспорту газу за мінімумом

енерговитрат, до складу якої входять як електроприводні, так і газотурбінні КС. Модель системи транспорту газу представлена гідравлічною моделлю течії газу в трубопроводі (рівняннями стаціонарної неізотермічної течії газу) та моделлю компресорної станції (зведеними характеристиками відцентрових нагнітачів газу, апроксимованими сплайном п'ятого порядку). Технологічні та режимні обмеження задаються для максимального вихідного тиску та температури КС, зведеної продуктивності та максимальної потужності нагнітачів, об'єму поставок газу. Індивідуальні характеристики та обмеження на параметри роботи ГТУ в моделі не враховуються. Апроксимовані характеристики без проведення ідентифікації не відповідають фактичному технічному стану нагнітачів. Задача розглядається тільки для паралельної схеми включення ГПА.

У роботі [6] розглядається задача вибору оптимального режиму роботи компресорного цеху. Задача вирішується перерозподілом потоків газу через ГПА за умови, що ефективний сумарний к.к.д. групи паралельно включених агрегатів має максимально можливе значення. Визначення оптимальних режимів ГПА проводиться чисельним методом. Для цього використовуються зведені характеристики нагнітача у вигляді поліномів другого і третього ступенів.

Технологічні обмеження задаються мінімальними та максимальними значеннями сумарної продуктивності ГПА, ступеня стиснення нагнітача. З боку ГТУ враховуються обмеження максимальної температури за турбіною низького тиску. Технічний стан ГПА визначається за результатами діагностування та зняття напірно-витратних характеристик для нагнітача та витратно-потужностних характеристик для ГТУ. Авторами зазначається, що з огляду на те, що зміна характеристик ГПА відбувається досить повільно, тому повторна ідентифікація характеристик може проводитися з інтервалами в кілька місяців. Методика використовується для паралельної схеми включення ГПА. Можливість застосування наведеної методики для інших схем включення не розглядається.

У роботі [7] задача оптимізації режиму роботи компресорного цеху розглядається як задача перерозподілу потоків газу між агрегатами компресорного цеху з метою мінімізації витрат паливного газу, який споживається агрегатами з газотурбінним приводом. При цьому забезпечуються умови виконання планового завдання на перекачування певної кількості газу при заданих тисках на вході та виході компресорного цеху та заданій вхідній температурі. При вирішенні задачі оптимізації використовуються фактичні характеристики ВЦН, що одержані шляхом проведення ідентифікації фактичного стану. Недо-

ліком методу є те, що обмеження задаються тільки на параметри нагнітача та не задаються на параметри ГТУ. Також не аналізується можливість застосування методики для колекторної схеми включення агрегатів.

У роботі [8] розглянуто задачу оптимального керування роботою багатоцехових КС з різними типами приводів ГПА (газотурбінні установки і електроприводи) для забезпечення економії енергоресурсів (паливного газу та електроенергії), які витрачаються на компримування природного газу. Для вирішення цієї задачі автором розроблений метод, який складається з двох етапів – на першому з них визначається кількість працюючих агрегатів (структурна оптимізація), а на другому – режим роботи агрегату (частота обертання ротора нагнітача) з урахуванням обмежень на технологічні параметри (параметрична оптимізація). Оптимальний розподіл потоків газу між групами паралельно працюючих агрегатів (цехів) здійснюється виходячи із мінімальних витрат на компримування природного газу і обмежень на технологічні параметри, які витікають із режиму роботи багатоцехової КС. Основою алгоритмів розрахунку техніко - економічних показників роботи ГПА є апроксимаційні залежності зведених характеристик ГПА, що отримані на основі нейромережевого підходу. Ідентифікація моделей ГПА проводилася на базі даних, отриманих в процесі їх експлуатації. Недоліком методу є те, що модель ГПА базується тільки на характеристиках нагнітача і не враховує технічний стан приводу. Також, оскільки на КС немає індивідуальних вимірів компримованого та паливного газу, то при створенні математичних моделей нагнітачів робилося припущення, що статичні характеристики однотипних нагнітачів є ідентичні, тобто для групи нагнітачів визначалися усереднені значення як вхідних так і вихідних величин. Задача розглядається тільки для паралельної схеми включення ГПА.

У роботі [9] розроблено метод розподілу навантаження між паралельно працюючими ГПА компресорного цеху, в якому застосована модель ідентифікації припустимих меж роботи устаткування, що у режимі реального часу враховує поточні параметри приводу і нагнітача ГПА та взаємний вплив нагнітачів, включених у єдиний гідравлічний режим цеху. На основі моделі розраховується поле припустимих рішень розподілу навантаження, у якому допускається перебування рішення з використанням множини технологічно можливих стратегій керування КЦ.

Автором пропонується математична модель енергетичної взаємодії привод – навантаження ГПА, що сама налаштовується і працює в режимі реального часу, в якій враховувався енергетичний баланс у турбіні, а розрахунок енергій

спирається на вимірювані і розраховані в системі автоматичного керування (САК) параметри. Алгоритм оптимізації застосовує методи нелінійного програмування при пошуку оптимальних рішень для рішення задачі розподілу навантаження між ГПА компресорного цеху з використанням моделі енергетичного балансу та контролю допустимих меж різності навантаження ГПА.

Параметри нагнітача розраховуються згідно методики розрахунку нагнітача, що прийнята у ТОВ “Мострансгаз” [10].

Для розрахунку моделі енергетичного балансу ГПА автор використовує метод автоматичного розрахунку нелінійних залежностей статичних режимів обертів ТВТ, температури за ТНТ, тиску на виході нагнітача, витрати нагнітача та сумарної енергії механічних втрат в ТНТ та нагнітачі від зміни обертів ТНТ. Аналогічно по експлуатаційним даним розраховуються залежності газодинамічних параметрів ТВТ від зміни обертів ТНТ. Пропоновані залежності дозволяють забезпечувати відповідність моделі ГПА його фактичному стану в кожен момент часу, на відміну від методів, що потребують відновлення зведених робочих характеристик.

Автором в достатній мірі не розкрито питання, яким чином враховується забезпечення відповідності моделі реальному технічному стану ГПА при зміні зовнішніх атмосферних умов.

Застосування методу для паралельно-последовного та колекторного включення агрегатів автором не аналізується.

У роботі [11] вирішується задача оптимізації оперативного керування роботою компресорної станції з газотурбінними ГПА, що працюють паралельно. При завданому плановому об'ємі газу, що потрібно перекачати, визначається, які агрегати та на яких режимах повинні працювати за умови мінімізації сумарної споживаної потужності. Авторами робиться припущення, що витрата паливного газу лінійно залежить від потужності нагнітачів і тому вирішення цієї задачі дозволить мінімізувати також і витрату паливного газу ГТУ. Не зрозуміло, яким чином автори отримують фактичні характеристики ГПА, що використовують у своїй моделі в якості табличних значень. В пропонованій оптимізаційній моделі компресорної станції обмеження задаються тільки для планової продуктивності КС, можливої кількості агрегатів та індивідуальної продуктивності ГПА і ніяк не враховуються обмеження на параметри ГТУ. Задача розглядається тільки для паралельної схеми включення ГПА.

У роботі [12] розроблено метод оптимізації режиму роботи КС з газотурбінними приводами. Автором запропоновано вирішення задачі оптимізації шляхом вибору таких параметрів режиму

роботи агрегатів, що забезпечують оптимальний ступінь стиснення для КС. Оптимальний режим роботи станції розглянутий за умови однакового завантаження агрегатів на різних ступенях підвищення тиску. При цьому автором не враховуються технологічні обмеження на роботу обладнання.

У роботі [13] розроблено метод пошуку оптимальних режимів магістральних газопроводів (МГ) та їх систем при нестационарній течії за критерієм мінімальних витрат на транспортування газу при виконанні умов технологічності. Технологічність досягається виконанням обмежень, зумовлених специфікою основного обладнання (трубопроводів та ГПА) та додаткових умов. Метод розглядався стосовно КС з ГПА з газотурбінним приводом. Для опису роботи ГПА у методі використані альбомні зведені характеристики нагнітача. Реальні характеристики ГПА були отримані шляхом розрахунку адаптаційних коефіцієнтів для компресорних цехів газотранспортної системи, які є показниками технічного стану силового обладнання. В якості формального критерію була прийнята робота, що використовується для стиснення газу за певний період часу, або відповідні вартісні витрати. Дана методика враховує загальноцеховий технічний стан ГПА, не розглядаються питання оптимізації режимів ГПА в межах цеху.

У роботі [14] розглянуто підходи до оптимізації енергозатрат на компресорних станціях МГ з огляду оптимізації управління геоекологічними ризиками в зонах дії цих КС. Задачею оптимізації є формування оптимального керування режимами всіх КС з метою сумарної мінімізації енергозатрат на перекачування газу як газотурбінними так і електроприводними установками. В якості характеристик ГПА використовуються апроксимовані характеристики нагнітачів. Для газопроводу будується адитивна функція цілі. Граничними умовами є тиск і витрата газу на вході та тиск газу на виході газопроводу. Завдання зводиться до пошуку такого розподілу тисків на вході кожної КС, який забезпечує сумарне мінімальне споживання енергії на перекачування газу. Автором не розглядаються питання оптимізації режимів ГПА в межах цеху, не враховуються індивідуальні технологічні обмеження на роботу обладнання.

У роботі [15] розроблено систему формування оптимальних режимів роботи КС. Модель технологічної схеми КС включає характеристики двигунів та нагнітачів, залежність між завантаженням нагнітача і частотою обертання силової турбіни (СТ), тобто залежність зміни номінальної продуктивності при зміні частоти обертів СТ для різних значень частоти обертання ротора газогенератора, враховує гідродинамічні характе-

ристики технологічного обладнання та стан зап'яної арматури. Оптимальним режимом роботи КС вважається режим, що при завданому обсягу газу та фіксованих граничних умовах (тиску на вході/виході, температури на вході та газової сталості) та завданих технологічних обмеженнях, забезпечує мінімум енергетичних витрат по КС.

У роботі [16] розроблено метод оперативного планування режимів роботи автоматизованої газотранспортної системи в умовах невизначеності газоспоживання. В рамках цього методу розглянуті питання оптимізації режимів роботи газоперекачувальних агрегатів, компресорного цеху і багатониткових лінійних ділянок магістрального газопроводу. Модель КЦ розроблена для N паралельно включених повнонапірних ГПА, яка також враховує зміну напору і тиску газу на допоміжному обладнанні та трубопровідній об'язці цеху. Розроблено методику побудови області гарантовано допустимих режимів роботи ГПА з урахуванням апріорної невизначеності параметрів потоків на вході та виході нагнітача. В якості критерію ефективності режиму роботи КС обрано сумарну витрату паливного газу у грошовому еквіваленті. В рамках проведених досліджень автором робиться висновок, що для КЦ, які містять однотипні ГПА, що мають розбіжності енергетичних характеристик не більше ніж 10%, достатньо використати рівномірне розподілення навантаження між ГПА замість оптимального вирішення задачі розподілення навантаження.

У роботі [17] розроблено комплекс алгоритмічного забезпечення оптимального завантаження ГПА для реалізації оптимальної роботи КЦ. В якості критерію оптимізації використовується мінімум енергетичних витрат, тобто мінімум витрат паливного газу. Модель компримування враховує паралельну та послідовно-паралельну схеми включення нагнітачів.

Вирішення завдання оптимізації завантаження ГПА КЦ описується у вигляді послідовності операцій керування, математичних дій, логічних та технологічних умов. Рішення за мінімумом витрат паливного газу агрегатами КЦ отримується в результаті екстремального вибору з варіантів послідовного перебору для завданого режиму компримування, що реалізовані на ЕОМ. Розрахунок режиму компримування за варіантами реалізацій виконується послідовно для кожного працюючого ГПА з перевірками на індивідуальні обмеження за наявною потужністю ГТУ, максимальною та мінімальною об'ємною витратою та частотою обертання ротора нагнітача.

Авторами підкреслюється важливість врахування при вирішенні задачі оптимізації фактичного технічного стану ГТУ та відцентрового нагнітача. Для цього використовуються відповідні

методи визначення фактичного технічного стану обладнання в умовах експлуатації.

У роботах [18, 19] авторами пропонується концепція технічної реалізації логістичної інформаційної системи (ЛІС) в умовах газотранспортного підприємства. Для цього пропонується використання математичного методу визначення екстремуму функції для вирішення логістичних завдань газових компаній. На основі запропонованого методу обробки інформації створена Система Екстремально Економного Регулювання (SEER&C). Використовуючи математичні залежності, система перерозподіляє навантаження між з'єднаними як послідовно, так і паралельно об'єктами регулювання (ділянками газопроводів, КС, КЦ, ГПА, АВО газу та іншими елементами системами газопостачання), з метою зменшення сумарних витрат на транспортування.

Особливістю методу пошуку екстремуму є перетворення сукупності параметрів, що збираються з кожного об'єкта регулювання, в один узагальнюючий параметр. Фізичним сенсом узагальнюючого параметру є об'єднання характеристик усього обладнання, що міститься в об'єкті регулювання, в одну характеристику. Кожна точка цієї характеристики відповідає мінімальним витратам в існуючих умовах експлуатації об'єкта. При розрахунку узагальнюючого параметру враховуються зміни ситуації на об'єкті регулювання: знос обладнання, кліматичні параметри тощо.

Недоліком методу є те, що розрахунок оптимальних режимів здійснюється тільки за параметрами лінійної частини та компресорів і не враховує індивідуальні характеристики та обмеження роботи приводів.

У роботах [20, 21] наводяться результати досліджень фірми Compressor Control Corporation в галузі створення систем керування та регулювання ГПА КЦ. Автори дають опис структури систем автоматичного керування та алгоритмів, що реалізовані в цих системах. Зокрема розглядаються підходи до забезпечення розподілу навантаження між паралельно працюючими ГПА компресорного цеху при оптимальній економічності процесу компримування газу. Система керування та регулювання має рівень КЦ (САР КЦ) та рівень ГПА (САК і Р) до якого входить модуль протипомпажного регулювання. Модуль розподілу навантаження є невід'ємною частиною САР КЦ.

На рівні КЦ забезпечується стабілізація на завданому рівні одного з основних технологічних параметрів згідно з завданням диспетчерської служби: ступеня стиснення, тиску на виході або вході КЦ, витрати КЦ одночасно з розподілом цехового навантаження між ГПА в завданому співвідношенні з урахуванням індивідуальних характеристик ГПА. Для цього здійснюється

керівна дія на завдання САК і Р кожного ГПА по частоті обертання нагнітачів.

САК і Р ГПА забезпечує: підтримку обертів нагнітача згідно з завданням оператора, регулювання положення елементів змінної геометрії (у разі їх наявності), протипомпажне регулювання та захист нагнітачів, адаптацію параметрів системи в залежності від діючих зовнішніх збурень, протипомпажне регулювання та захист повітряного компресора, регулювання подачі палива в малоємісійні камери згоряння, граничне регулювання (обмеження) температури продуктів згоряння, частот обертання валів, що не регулюються, тиску повітря за компресором, швидкості зміни потужності, тисків газу на вході та виході нагнітача.

В якості критерію розподілу навантаження використовується критерій віддаленості від лінії помпажу або критерій еквівалентної потужності, що затрачується на привод нагнітача.

Однак не зрозуміло, яким чином враховуються індивідуальні фактичні характеристики ГПА, як робиться їх повторна ідентифікація і з якою періодичністю. Відсутня можливість розподілу навантаження за критерієм мінімуму енергоспоживання та можливість розрахунку прогнозних режимів роботи компресорного цеху.

Висновки

Отже, як показав проведений огляд літератури, питанню оптимального керування технологічним процесом перекачування газу в поточний час приділяється дуже велика увага, що свідчить про актуальність і важливість цієї проблеми. Особливо питання оптимізації стосуються режимів роботи основного обладнання на компресорних станціях, оскільки саме вони є енергоактивними ланками на газопроводі.

Аналіз методів оптимізації розподілу навантаження між ГПА компресорного цеху дозволяє визначити загальні недоліки методів:

- методи розроблялись переважно для оптимізації ГПА, що працюють за паралельною схемою в один ступінь стиснення або за паралельно-послідовною схемою без міжступеневого охолодження;

- методи розраховані на застосування в умовах лінійних компресорних станцій і не враховують особливостей технологічного режиму ДКС;

- більшість методів не враховує енергетичної взаємодії привод – навантаження ГПА;

- на рівні КС розрахунок режиму здійснюється здебільш за параметрами лінійної частини та нагнітачів, без урахування в повному обсязі параметрів приводу;

- не завжди враховується поточний технічний стан обладнання;

- не формалізовані умови, за яких необхідно

проведення обов'язкової повторної ідентифікації моделей обладнання;

- в багатьох випадках не враховуються індивідуальні технологічні обмеження параметрів роботи ГТУ, що використовує САК при регулюванні режимів роботи ГПА в умовах експлуатації;

- при виборі схеми та кількості працюючих агрегатів не враховуються терміни вичерпання їх ресурсу;

- методи використовують різні критерії оптимальності (ступінь стиснення в нагнітачі, еквівалентна потужність ГПА, віддаленість від лінії помпажу нагнітача, тиск на виході станції, тощо), хоча у більшості випадків пріоритетним було б використання вартісного критерію оптимальності, а саме витрати паливного газу або електроенергії, з урахуванням інших критеріїв;

Тому логічним продовженням подальшого напрямку досліджень з розробки нових та удосконалення існуючих методів оптимізації режимів газотурбінних ГПА компресорного цеху є саме врахування цих недоліків.

Перелік посилань

1. Патон Б. Концепція (проект) державної науково-технічної програми «створення промислових газотурбінних двигунів нового покоління для газової промисловості та енергетики» [Текст] / Б. Патон, А. Халатов, Д. Костенко, Б. Білека, О. Письменний, А. Боцула, В. Парафійник, В. Коняхін // Вісн. НАН України. - 2008. - № 4. - С. 3-9.

2. Ставровський Е.Р. Методи расчета надежности магистральных газопроводов [Текст] / Е.Р. Ставровський, М.Г. Сухарев, А.М. Карасевич. - Новосибирск: Наука, 1982. - 125 с.

3. Юкин Г.А. Диагностирование, оперативный контроль и оптимизация режимов работы ГПА: автореф. дис. на соискание научн. степени канд. техн. наук : спец. 25.00.19 / Г.А. Юкин. - Уфа, 2003. - 23 с.

4. Прищепо О.О. Удосконалення режимів роботи ГПА на основі їх фактичних характеристик: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.14.06 / О.О. Прищепо. - Х., 2001. - 18 с.

5. Лесковец В.В. Планирование режимов работы региональной газотранспортной системы с учетом оптимизации по минимуму энергопотребления [Текст] / В.В. Лесковец, В.Л. Ганжа, М.А. Брич // Теплообмен - ММФ - 2000. - Теплообмен в энергетических устройствах. - Минск, 2000. - Т. 10. - С. 260-265.

6. Беккер М.В. Визначення оптимального режиму роботи компресорного цеху при паралельному включенні ГПА [Текст] / М.В. Беккер, В.В. Гулічев, В.І. Мелешко, А.О. Стрілець, Д.В. Артеменко // Нафтова і газова промисловість. - 2005. - № 2. - С. 45-48.

7. Лещенко І.Ч. Оптимізація режимів роботи компресорних цехів як засіб підвищення енергетичної ефективності магістрального транспортування газу [Текст] / І.Ч. Лещенко // Проблеми загальної енергетики. - 2007. - №15. - С. 82-88.

8. Ковалів Є.О. Оптиміальне керування роботою багатоцехових компресорних станцій з різними типами приводів: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.13.07 / Є.О. Ковалів. - Івано-Франківськ, 2005. - 20 с.

9. Слободчиков К.Ю. Методи та моделі розподілу навантаження між газоперекачувальними агрегатами компресорного цеху [Електронний ресурс] / К.Ю. Слободчиков // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - 2008. - №2. - Режим доступу: [www.URL: http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/Nvif/2008_2/08skyakc.pdf](http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/Nvif/2008_2/08skyakc.pdf)

10. Слободчиков К.Ю. Решение оптимизационной задачи в системе управления режимом компресорного цеха газоперекачивающих агрегатов [Электронный ресурс] - Режим доступа: [www.URL:http://model.exponenta.ru/slob_02.html](http://model.exponenta.ru/slob_02.html) - 16.01.2005

11. Прилуцкий М.Х. Оптимизационные задачи оперативного управления работой компресорной станцией [Электронный ресурс] / М.Х. Прилуцкий, И.Р. Бухвалова, Л.Г. Афраймович, Н.В. Старостин, А.В. Филимонов // Электронный журнал «Исследовано в России», 2008. - Режим доступа: [www.URL: http://zhurnal.ape.relarn.ru/articles/2008/032.pdf](http://zhurnal.ape.relarn.ru/articles/2008/032.pdf) - 26.03.2008 г.

12. Сулейманов А.М. Энергосбережение в технологических процессах трубопроводного транспорта газа: автореф. дис. на соискание научн. степени канд. техн. наук : спец. 25.00.19 / А.М. Сулейманов. - Уфа, 2005. - 22 с.

13. Сухарев М.Г. Эффективные алгоритмы поиска оптимальных режимов магистральных газопроводов и их систем [Электронный ресурс] / М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов // Материалы 1-й Международной научно-технической конференции DISCOM 2002. - Режим доступа: [www.URL: http://discom2002.gubkin.ru/zip/22_Suharev.zip](http://discom2002.gubkin.ru/zip/22_Suharev.zip) - 24.11.2002г.

14. Самсонов Р.О. Управление геоэкологическими рисками: оптимизация работы КС на магистральных газопроводах [Электронный ресурс] / Р.О. Самсонов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2007. - Режим доступа: [www.URL: http://www.ogbus.ru/authors/SamsonovRO/SamsonovRO_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/SamsonovRO/SamsonovRO_2.pdf) - 13.03.2007 г.

15. Прутула М.Г. Моделирование и оптимизация режимов работы компресорных станций. Разработка, внедрение и эксплуатация [Электронный ресурс] / М.Г. Сухарев, Р.В. Самойлов // Материалы 1-й Международной научно-тех-

нической конференции DISCOM 2002. – Режим доступа: [www. URL: http://discom2002.gubkin.ru/zip/22_Suharev.zip](http://discom2002.gubkin.ru/zip/22_Suharev.zip) - 24.11.2002 г.

16. Тевяшева О.А. Оперативне планування режимів роботи автоматизованої газотранспортної системи в умовах невизначеності газоспоживання: Автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.13.07 / О.А. Тевяшева. – Х., 2004. – 20 с.

17. Вертепов А.Г. Алгоритмическое обеспечение оптимальной загрузки ГПА [Текст] / А.Г. Вертепов, С.П. Зарицкий, И.Ч. Лещенко, И.К. Линецкий // Газовая промышленность. - 2009. - №4. - С. 57-60.

18. Матвеев В.В. Реализация логистических принципов управления газовой компанией в Системе Экстремально Экономного Регулирования и Управления крупномасштабными сетями газопроводов (SEER&C). [Электронный ресурс] / В.В. Матвеев // Материалы 1-й Международной научно-технической конференции DISCOM 2002. – Режим доступа: [www. URL: http://discom2002.gubkin.ru/zip/13_Matv.zip](http://discom2002.gubkin.ru/zip/13_Matv.zip) - 24.11.2002 г.

19. Воробьев А.В. Программное обеспечение Системы Экстремально Экономного Регулирования и Управления крупномасштабными сетями газопроводов (SEER&C) [Электронный ресурс] / А.В. Воробьев // Материалы 1-й Международной научно-технической конференции DISCOM 2002. – Режим доступа: [www. URL: http://discom2002.gubkin.ru/zip/37_Vorobiev.zip](http://discom2002.gubkin.ru/zip/37_Vorobiev.zip) - 24.11.2002 г.

20. Будзуляк Б.В. Системы автоматического управления и регулирования фирмы Compressor Controls Corporation [Текст] / Б.В. Будзуляк, А.М. Бойко, А.З. Шайхутдинов, А.Д. Продовиков, Н. Старосельский, Л. Шаранский, Л. Минц, А. Рубинович // Газовая промышленность. - 2002. - №3. - С. 31-35.

21. Рубинович А. О распределении нагрузки между параллельно работающими ГПА компрессорного цеха магистрального газопровода [Текст] / А.Рубинович, В.Свечинский // Газотурбинные технологии. - 2008. - №4. - С. 22-26.

Надійшла до редакції 14.07.2010 р.

V.N. Zharikov

CURRENT STATE A QUESTION TO OPTIMIZATION OF MODES OF GAS-TURBINE GASCOMPRESSOR UNITS

Проведен обзор и анализ известных в настоящее время методов оптимизации режимов работы компрессорных цехов и станций с разнообразными схемами включения газоперекачивающих агрегатов. Выявлены общие недостатки и сформулированы направления исследований по разработке новых и усовершенствования существующих методов оптимизации режимов работы газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.

Компрессорный цех, компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, газотурбинная установка, центробежный нагнетатель, приведенные характеристики, оптимизация режимов, распределение нагрузки между агрегатами

A review and analysis of the currently known methods of optimization modes of compressor stations and plants with a variety of schemes connections gas pumping units. Found general weaknesses and formulate directions of research to develop new and improve existing methods for optimization of modes of gas-turbine gas pumping units.

Compressor plant, compressor station, gas compressor unit, gas turbine unit, centrifugal supercharger, adapted the characteristics, optimization of modes, load sharing between units