

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

На правах рукопису

РУДНІК Анатолій Андрійович

**МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ
ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ**

Спеціальність 05.15.13. – нафтопроводи, бази та сховища

Дисертація
на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук



Івано-Франківськ
2002

№ 203

З М І С Т

ВСТУП.....	4
1 МЕТОДОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ОЦІНЮВАННЯ ТА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ В УМОВАХ ФОРМУВАННЯ РИНКОВИХ ВІДНОСИН.....	16
1.1 Газотранспортна система України.....	17
1.2 Проблемні аспекти підвищення ефективності функціонування ГТС.....	28
1.3 Ринково-орієнтовані методи визначення газотранспортної роботи магістральних газопроводів	33
1.4 Методи та засоби аналізу ефективності використання виробничих ресурсів систем трубопровідного транспорту газу.....	39
Висновки і формулювання задач дослідження.....	45
2 ПРИНЦИПИ СТРУКТУРИЗАЦІЇ ПРИКЛАДНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦІНЮВАННЯ ТА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ВИРОБНИЧИХ РЕСУРСІВ СИСТЕМ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ	48
2.1 Моделювання залежності газотранспортної роботи від перепадів тиску в лінійних ділянках магістральних газопроводів.....	49
2.2 Залежність виробничої функції лінійної ділянки газопроводу від зовнішнього теплообміну.....	55
2.3 Обґрунтування вибору математичної моделі газового стану.....	57
2.4 Моделювання виробничої функції КС при непроєктних режимах роботи магістральних газопроводів.....	59
Висновки по розділу 2.....	66

3	ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ТА ЧИСЕЛЬНИЙ АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ.....	68
3.1	Енергоефективність лінійних ділянок магістральних газопроводів ...	69
3.2	Енергоефективність компресорних станцій.....	82
3.3	Енергоефективність системи транспорту газу.....	100
3.4	Оптимізація режимів роботи магістральних газопроводів.....	103
	Висновки по розділу 3.....	106
4	МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ОЦІНЮВАННЯ ТА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ.....	109
4.1	Методика узагальненої оцінки та підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу.....	111
4.2	Основні показники ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу.....	125
4.3	Побудова та математичне відтворення ринково-орієнтованого критерія ефективності (прибутковості) систем трубопровідного транспорту газу.....	141
	Висновки по розділу 4.....	145
	Загальні висновки	149
	Література.....	152
	Додатки.....	161

В с т у п

Проблема оцінювання та підвищення економічної ефективності трубопровідного транспорту газу в умовах формування ринкових відносин постала надзвичайно гостро. Для її розв'язання необхідна розробка та наукове обґрунтування принципово нової економічно рентабельної концепції використання фондового та енергоресурсного потенціалу систем газопостачання.

Це стосується, насамперед, науково-методичного обґрунтування та розв'язання ключових задач порівняльного аналізу ринкових стратегій управління функціонуванням і технічною реабілітацією систем магістральних газопроводів; підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів на трубопровідний транспорт газу; обґрунтування раціональних схем реконструкційного розвитку систем газопостачання відповідно до оперативних і довгострокових планів розподілу потоків газу; аналізу фактичних режимів, віднайдення "вузьких місць" і підвищення продуктивності газопроводів за рахунок заходів щодо реконструкції та технічного переобладнання компресорних станцій магістральних газопроводів; забезпечення функціональної надійності систем газопостачання та прогнозування зміни системних властивостей магістральних газопроводів при взаємодії факторів кон'юнктурного типу; оперативного планування режимів,

визначення експлуатаційно можливої зони надійного газопостачання, рівня технологічних запасів та обсягів їх реалізації; оптимізації розподілу потоків газу, поєднаного з мінімальним і достатнім обсягом використання виробничих ресурсів.

Розв'язок означених задач є досяжним тільки за умови створення спеціалізованої науково-методичної основи ринково-орієнтованого аналізу та прогнозування наслідків від вживаних і потенційно можливих схем управління трубопровідним транспортом газу. Головний напрямок відпрацювання наукових засад підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу має скласти методологія оцінювання впливу чинників виробничої (функціональної) спроможності трубопровідних систем на прибутковість газотранспортного виробництва, яка в ринкових умовах є базовим критерієм ефективності систем газопостачання. Розробка загальної методології та наукових засад експертного аналізу системних показників оптимальності магістральних газопроводів відіграє роль запобіжного заходу щодо зменшення незворотних втрат енергоресурсів, які через відсутність аналітично-розрахункового контролю можуть бути надмірними.

Ідея пріоритетності економічної ефективності трубопровідного транспорту газу спричиняє фундаментальні, безпрецедентні науково-методичні проблеми, які належить вирішувати з врахуванням успадкованих особливостей схемної структури систем газопостачання

України; фізичного зносу та наднормативної експлуатації технологічних об'єктів магістральних газопроводів; кон'юнктурних обмежень в структурах постачання і споживання газу; відсутності наукового обґрунтування альтернативних варіантів управління розвитком та функціонуванням систем трубопроводів в умовах внутрішньої та зовнішньої конкуренції з іншими енергоносіями та енергоресурсами загальнодержавної концепції енергоресурсозбереження в народному господарстві; нагальної потреби технічної реабілітації окремих газопроводів та реконструкції систем трубопровідного транспорту газу в цілому; необхідності оптимізації компромісу між економічними інтересами газовидобувників, газотранспортників та споживачів газової енергії; необхідності підвищенні функціональної надійності (належної якості) газопостачання.

Математичне відтворення окреслених проблем диктує необхідність переглянути та удосконалити вживану на часі концепцію моделювання режимно-технологічних показників магістрального транспорту газу. Це зумовлено тим, що через незбалансованість схемної структури систем газопостачання, безперервну їх адаптаційну реконструкцію та ситуаційно-залежні комутації потоків газу газопроводи можуть працювати в діапазоні непроекtnих режимів. А відтак, розробка методики моделювання непроекtnих режимів роботи магістральних газопроводів постає найневідкладнішою.

транспорт газу. Провідна ідея ринкової концепції витрат паливного газу зводиться до побудови якісно нової інтегрованої системи критеріальних показників ефективності витрат технологічного і економічного походження, в якій домінують економічні фактори.

Актуальність теми. Доринкова технологія розрахунків виробничої функції (пропускної спроможності) магістральних газопроводів в ринкових умовах не є самодостатньою. Це зумовлено тим, що через незбалансованість схемної структури систем газопостачання, безперервну їх адаптаційну реконструкцію та ситуаційно-залежні комутації потоків газу газопроводи працюють в діапазоні непроекtnих режимів.

А відтак розробка методів моделювання і розрахунків виробничої спроможності магістральних газопроводів за непроекtnих режимів роботи постає найневідкладнішою. Принципово новим аспектом проблеми моделювання виробничої функції магістральних газопроводів постає концепція оптимізації потоків транспортованого газу. Розробка методології визначення непроектно-оптимальних завантажень магістральних газопроводів є першопроходжуваною.

Провідна ідея підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу в ринковому середовищі спирається на принцип порівняння всіх надходжень з усіма витратами, а також концепцію умовного розподілу всіх витрат на постійні (обслуговування основних фондів) і керовано

змінні (витрати паливно-енергетичних ресурсів). Багаторічна практика експлуатації магістральних газопроводів свідчить, що енергетичні витрати зростають нелінійно і відносно більш інтенсивно, ніж обсяги транспортованого газу. Отже, виникає необхідність розробки методичних засад ідентифікації специфічності прояву змінюваних пропорцій між обсягом витрачених паливно-енергетичних ресурсів і обсягом транспортованого газу . Це наріжна основа ринково-орієнтованого аналізу, поточного і перспективного прогнозування та максимізації ефективності трубопровідного транспортування газу. Відтак, є гостро актуальною розробка методів реалізації газотранспортних моделей, адаптованих до реальних умов експлуатації магістральних газопроводів з врахуванням особливостей нашої газопровідної системи: фізичного старіння, незбалансованої структури, наднормової експлуатації енергонасичених об'єктів, обмежень на потоки газу кон'юнктурного типу та ін.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Тематика дисертаційної роботи пов'язана з виконанням ДНТП 4.12. “Економічні та технологічні засади енерго- та ресурсозбереження; стратегія розвитку енергетики” за конкурсними проектами 04.12.00/091Р–95 “Розробка науково-методичної основи формування стратегічних напрямів енерго- та ресурсозбереження в галузі трубопровідного транспорту газу”(комплексний проект

04.12.04/002К–95); 04.12.03/007–95 “Розробка науково-методичної основи забезпечення формування рішень з питань розвитку, реконструкції та функціонування системи газопроводів з врахуванням незбалансованості їх схемної структури, фізичного зносу та реальних умов їх експлуатації” (комплексний проект 04.12.03/008К–95). Підрозділи цієї роботи у відповідні періоди входили до тематичних планів науково дослідних робіт і планів впровадження АТ “Укргазпром”, Держкоменергозбереження України, Держнафтогазпрому України.

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є створення ринково-орієнтованої концепції оптимізації потоків газу при непроєктних режимах роботи магістральних газопроводів як вихідної основи оцінювання ефективності функціонування та реконструкційного розвитку систем магістральних газопроводів.

Основні положення концепції та її науково-методичні засади складають дослідження та розв’язок таких задач:

1. Розробка нової непроєктно-орієнтованої методології оцінювання та розрахункового аналізу ефективності функціонування магістральних газопроводів. Ідеологічну основу методології складають аналітичні методи моделювання залежності витрат виробничих потужностей газопроводів від обсягів транспортованого газу. Ця залежність відіграє ключову роль при формуванні оптимізаційної зони прибуткового

використання виробничих ресурсів.

2. Дослідження та аналіз методів моделювання непроектних режимів роботи магістральних газопроводів з врахуванням схемної структури газопроводів, фізичного зносу та реальних умов експлуатації.

3. Відпрацювання методично узгодженої системи газотермодинамічних моделей виробничих функцій лінійних ділянок і компресорних станцій для непроектних режимів роботи магістральних газопроводів;

4. Розробка структури системи інформаційного забезпечення розрахункових моделей компресорних станцій і лінійних ділянок магістральних газопроводів з врахуванням їх експлуатаційних характеристик та технічного стану ;

5. Розробка розрахункових методів визначення обсягів продукції газотранспортного виробництва з використанням вимірника виконуваної газотранспортної роботи. Обґрунтування доцільності використання функціонального вимірника газотранспортної роботи магістральних газопроводів в ринково орієнтованих прогнозах ефективності трубопровідного транспорту газу.

Об'єкт дослідження - система газопроводів України.

Предмет дослідження – непроектні режими роботи магістральних газопроводів і їх оптимізація в умовах ринково-орієнтованих відносин.

Метод дослідження - аналітичні методи моделювання процесів

трубопровідного транспортування газу при непроектних режимах роботи магістральних газопроводів з використанням сучасних технологій.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Розроблено методологічні засади аналітичного моделювання непроектних режимів роботи магістральних газопроводів, як засобу розрахункового аналізу та оцінювання ефективності функціонування систем трубопровідного транспортування газу.

2. Сформована якісно нова система розрахункових моделей для виробничих функцій лінійних ділянок і компресорних станцій магістральних газопроводів.

3. Вперше сформульована концепція оптимальної продуктивності магістральних газопроводів та оптимального розподілу потоків газу.

4. Вперше запропонований ринково-орієнтований підхід до визначення оптимальної продуктивності магістральних газопроводів і на цій основі побудована концепція оцінювання ефективності використання виробничих ресурсів, залежної від схемної структури газопроводів та експлуатаційної технології використання встановлених потужностей.

Особистий внесок здобувача в одержанні наукових результатів

Основні положення дисертаційної роботи відпрацьовані автором особібно. Вони опубліковані в роботах без співавторів: окреслено

головний напрямок максимізації ефективності використання виробничого потенціалу систем трубопровідного транспорту газу; запропонована концептуально нова ринково-орієнтована система розрахункових моделей для оцінювання, аналізу та підвищення ефективності магістральних газопроводів [1]; сформована система математичних моделей і адаптаційно нова технологія моделювання залежностей виконуваної газотранспортної роботи лінійних ділянок і компресорних станцій магістральних газопроводів від обсягів транспортованого газу; обрунтована доцільність використання вимірника виконуваної газотранспортної роботи для формування оптимального розподілу потоків газу [2,3] .

В роботах, опублікованих у співавторстві [4,5,6], автору належить аналіз основних напрямів енергоресурсозбереження та підвищення продуктивності газопроводів за рахунок заходів щодо реконструкції і технічного переобладнання компресорних станцій магістральних газопроводів.

Автор брав особисту участь у формуванні Комплексної державної програми енергозбереження України та впровадженні ринково-адаптованих методів підвищення ефективності магістральних газопроводів в управлінську сферу газотранспортного виробництва ДК “Укртрансгаз” .

Практичне значення одержаних результатів.

1. Розробка та удосконалення ринково-орієнтованої концепції розрахункового аналізу , оцінювання та підвищення ефективності систем трубопровідного транспорту газу;
2. Розробка ринково-адаптованої системи математичних моделей для наукового обґрунтування стратегічних напрямків підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу в умовах фізичного зносу та наднормової експлуатації технологічних об'єктів магістральних газопроводів;
3. Створення методичної основи аналітичного моделювання виробничих функцій лінійних ділянок і компресорних станцій за непроектних режимів роботи магістральних газопроводів з врахуванням обмежень на технологічні параметри газотранспортних структур;
4. Аналітично-розрахункова методологія оцінювання впливу на виробничу спроможність систем трубопровідного транспорту газу фондо- та ресурсонасиченості газотранспортного виробництва, схемної структури і технологічної збалансованості систем газопостачання ;
5. Методи математичного моделювання показників ефективного використання виробничих ресурсів систем трубопровідного транспорту газу.

Апробація результатів дисертації.

Основні положення і результати дисертації доповідалися на науково-

технічній конференції “Забезпечення економічної і безпечної експлуатації газотранспортної системи України” (м. Черкаси, 1992 р.), на науково-технічній конференції “Нафта і газ України ”(м. Сімферополь, 1994 р.), на міжнародній діловій зустрічі “Діагностика-99” (Сочі, 1999), на засіданнях Колегії Держкоменергозбереження України (1995-1997 рр.), Колегії Держнафтогазпрому України (1997-1998 рр.).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 6 друкованих робіт, (всі в фахових виданнях України), з них 3 одноосібні статті.

Структура і обсяг роботи.

Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів та загальних висновків. Загальний обсяг роботи складає 160 сторінок машинописного тексту, з них 17 ілюстрацій, 24 таблиці, список використаних джерел з 103 найменувань, додатків 3.

1 МЕТОДОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ОЦІНЮВАННЯ ТА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ В УМОВАХ ФОРМУВАННЯ РИНКОВИХ ВІДНОСИН

Сутність підвищення економічної ефективності трубопровідного транспорту газу полягає в тому, щоб забезпечити додаткові надходження за транспортування газу не збільшуючи витрати використовуваних у газотранспортному виробництві ресурсів. Це можна тлумачити, як зменшення питомих витрат використовуваних ресурсів на одиницю виробленої продукції. Звідси виникає питання: як в ринковому середовищі трансформуються поняття "вироблена продукція" і "використовувані ресурси" систем трубопровідного транспорту газу. Проблема ефективного використання ресурсів та кількісного вимірювання "продукції" газотранспортного виробництва в умовах переходу до ринкових відносин набула державної ваги. Одним із ускладнюючих чинників її вирішення є відсутність унормованої досі науково обгрунтованої концепції оптимізації потоків газу та методів обчислення ринково-орієнтованих показників ефективності використання ресурсного потенціалу газотранспортних систем. Нижче проведено аналіз стану провідних аспектів цієї проблеми та визначено структуру досліджень, виконаних в обсязі дисертаційної роботи.

1.1 Газотранспортна система України

Газова промисловість - провідна галузь паливно-енергетичного комплексу України. Від її надійної роботи значною мірою залежить стабільність і розвиток національної економіки, а також, зважаючи на географічне положення України, надійність поставок природного газу до країн Європи.

Сьогодні за споживанням природного газу (81,3 млрд м³) Україна знаходиться на 4-му місці в світі, поступаючись тільки США, Росії та Великобританії. Видобуток газу в країні стабілізувався на рівні 18,1 млрд м³, що задовольняє 22,3 % його потреб. Проте найбільш відмінною особливістю газової промисловості України є її газотранспортна система (ГТС).

Діюча система магістральних газопроводів України (рис. 1.1) сьогодні виконує такі функції:

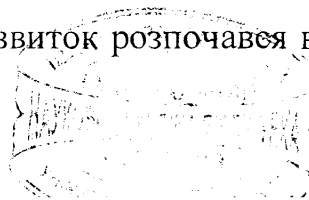
- транспорт газу від родовищ України та газу, що купується в Росії, територією України та його розподіл між споживачами;

- забезпечення транзиту російського газу до країн Центральної та Західної Європи, а також до Молдови, Білорусі та південних областей Росії. Нашою газотранспортною системою щорічно передається понад 100 млрд. м³ газу до 15 країн Центральної і Західної Європи;

- подачу газу в значних обсягах для його закачування в підземні сховища газу (ПСГ) і його відбір з ПСГ.

Газотранспортна система АТ "Укртрансгаз" одна з найбільших, але разом з тим і одна з найстаріших в Європі - її розвиток розпочався в 1924 р. Особливо

№ 203



Швидко система почала розвиватися з 1967 р., який вважається початком експорту українського, а потім і російського газу до країн Центральної і Західної Європи, початком функціонування найбільшого на сьогодні коридору транзиту російського газу. Необхідно зазначити, що на середину 60-х років припадає і початок функціонування міжнародної системи транспорту газу в Західній Європі. Розвиток української системи відбувався відповідно до розвитку загальноєвропейської сітки і на теперішній час ГТС України є невід'ємною частиною міжнародного транспорту газу.

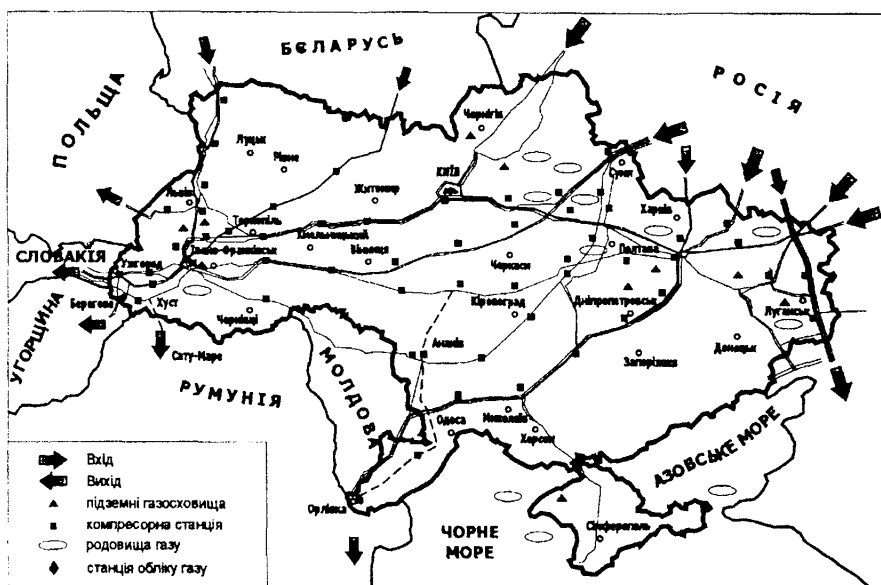


Рис. 1.1 - Газотранспортна система ДК "Укртрансгаз"

Вигідне географічне розташування України на основних шляхах транспортування природного газу від найбільших у світі газовидобувних регіонів Росії, Центральної Азії та Близького Сходу до основних споживачів цього газу - країн Західної, Центральної і Східної Європи, визначає надзвичайно важливу

роль ГТС як транзитної системи. За об'ємом транзиту газу Україна впевнено займає перше місце в світі.

На території держави створена найбільша система транзитних магістральних газопроводів, яка забезпечує близько 93 % експортних поставок російського газу, що складає більш ніж чверть загального об'єму споживання газу в Європі. Газотранспортна система "Укртрансгазу" технологічно з'єднана з системами магістральних газопроводів Росії, Білорусі, Молдови, Румунії, Угорщини, Словаччини, Польщі, а через них з газопроводами всього європейського континенту.

Об'єм транзиту російського газу до Європи територією України (без урахування транзитних поставок до країн СНД) протягом останніх років щорічно зростає і в 1996 р. досяг максимального рівня 116,5 млрд. м³. У 1997 р. об'єм транзиту зменшився до 108,4 млрд. м³ у зв'язку зі зниженням споживання газу країнами імпортерами, викликаним відносно теплою зимою, проте в поточному році планується збільшення об'єму транзиту газу.

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що в поєднанні зі зростанням потреб у газі країн Західної, Центральної і Східної Європи викликає необхідність збільшення об'ємів його поставок. За прогнозами очікується, що частка газу у використанні первинних енергоресурсів в Західній Європі збільшиться в 2010 р. до 24 %, а в 2025 р. до 27%, і споживання газу відповідно складе 550-575 млрд. м³ і 580-600 млрд. м³. Це зумовлює збільшення потоків газу з Росії і Середньої Азії.

Українська ГТС вже сьогодні має резерви збільшення транзитних поставок газу до країн Західної, Центральної і Східної Європи на 20-25 млрд. м³ на рік.

Важливою частиною ГТС і одним із основних елементів її надійності є 13 підземних сховищ газу загальною потужністю по активному газу більш ніж 30 млрд. м³ і максимальним об'ємом відбору 300 млн. м³ за добу за умови повного заповнення газом. Основні ПСГ розташовані в географічному центрі Європи й можуть ефективно використовуватися не тільки для внутрішніх споживачів, а й для споживачів Центральної і Західної Європи. Підземні сховища газу можуть бути розширені та реконструйовані на параметри, необхідні потенційним клієнтам.

Щоб зрозуміти величину та рівень проблем, які постали перед газотранспортною системою України, необхідно проаналізувати і хоча б у загальних рисах показати стан справ складових цієї системи, які самі по собі, по суті, також є великими складними і своєрідними галузями державної ваги.

Загальна протяжність ГТС ДК "Укртрансгаз" на сьогодні складає біля 35 тис. км, у тому числі магістральні газопроводи-відводи — 12,5 тис. км. Проектна пропускна спроможність ГТС на вході в Україну складає 292 млрд. м³ на рік (800 млн. м³ на добу). Загальна потужність компресорних станцій (КС) складає 5492 МВт. Число газорозподільних станцій (ГРС) складає 1307 одиниць, а газовимірювальних станцій (ГВС) - 100 одиниць.

На об'єктах ДК "Укртрансгаз" встановлено 4286 станцій катодного захисту, 104 установки дренажного захисту і 7100 установок протекторного захисту.

У структурі газопроводів суттєво переважають трубопроводи великого діаметру. Так, газопроводи діаметром 1420 мм складають 15,82 %, діаметром 1020-1220 мм - 23,34 %; 720-820 мм - 14,93 % (рис. 1.2).

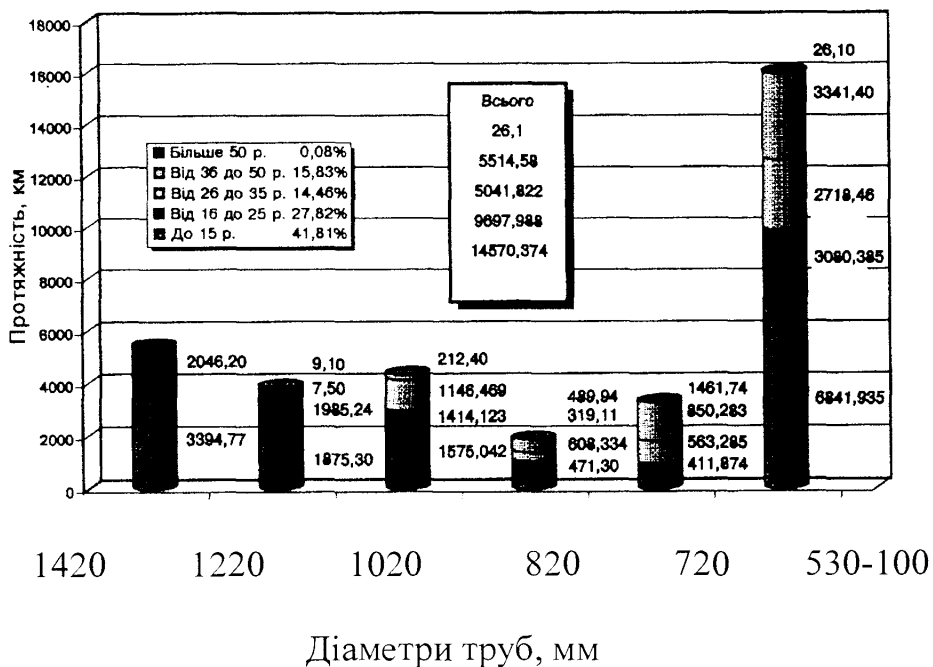


Рис. 1.2 - Термін експлуатації газопроводів відповідно по діаметрах і довжині

Водночас ГТС має у своєму складі 59,43 % газопроводів з терміном експлуатації від 15 до 50 років, 5,8 тис. км газопроводів відпрацювали свій амортизаційний строк - 33 роки, більш третини газопроводів мають антикорозійне покриття з полімерних плівок холодного нанесення. Це вимагає щорічного виконання значних обсягів капітального ремонту та реконструкції газопроводів.

Подальший розвиток газотранспортної системи залежить від обсягів і напрямків поставок газу. Згідно з існуючою домовленістю транзит російського газу через територію України в 2005 р. передбачається в обсязі 144 млрд. м³.

Тому разом з роботами з реконструкції діючих газопроводів проводяться роботи з їх розширення і будівництва нових.

Послідовне введення в експлуатацію ділянок газопроводів, компресорних станцій «Тарутинська» та «Ананьївська» дасть можливість підвищити транзитну потужність газотранспортної системи для подачі газу в Балканські країни і Туреччину з 23 млрд. м³ зараз до 30 млрд. м³ в 2001 р. З подальшим нарощуванням до 38 млрд. м³ на рік.

Введення в експлуатацію газопроводу «Хуст—Сату-Маре» забезпечило транспортування газу у північні райони Румунії у кількості до 4 млрд. м³ на рік, а в перспективі і в інші країни Центральної Європи в обсязі, що дорівнює продуктивності газопроводу. На газопроводі «Торжок—Долина» будується КС «Долинська».

Всі ці проекти дадуть можливість довести потужність газотранспортної системи України з транзиту газу в європейські країни до 160 млрд. м³ на рік.

Слід зазначити, що на відміну від проектів газопроводів «Ямал—Європа» і «Голубой поток» (Росія — Туреччина через Чорне море) розширення газотранспортної системи України із значним технічним потенціалом та розвинутою інфраструктурою є економічно вигідним і не потребує великих капіталовкладень.

Газопровід «Джанкой—Феодосія— Керч» дав можливість значно розширити газопостачання споживачів Автономної Республіки Крим.

Сьогодні в системі "Укртрансгазу" в експлуатації знаходиться 78 компресорних станцій (121 компресорний цех) з працюючими 779 газоперекачувальними агрегатами двадцяти типів, як вітчизняного, так і зарубіжного виробництва, в тому числі 449 агрегатів із газотурбінним приводом, що складає 80 % від загальної потужності, 175 - із електроприводом і 155 газомотокомпресорів. На магістральних газопроводах працює 60 компресорних станцій з газотурбінним приводом, 12 – на станціях підземного зберігання газу, 3 компресорні станції працюють як дожимні на виснажених газових родовищах, 3 - використовуються як спеціальні, що працюють у режимі "сайклінг-процесу" для більш глибокого видобутку газового конденсату.

Близько 20 % парку газоперекачувальних агрегатів відпрацювали встановлений моторесурс або близькі до того, і подальша їхня експлуатація не забезпечує надійної та ефективної роботи (рис. 1.2).

Експлуатація такого багаточисленного та різнотипного парку, у тому числі в ряді випадків з низьким ККД, різним моторесурсом, чималим числом морально та фізично застарілих агрегатів, вимагає належного сервісного обслуговування, а також змушує вирішувати проблеми розробки та впровадження високоекономічних і більш екологічно чистих газоперекачувальних агрегатів.

Сьогодні відповідно до програми реконструкції компресорних станцій України створено надійні та економічні ГТД світового рівня, розробка яких

триває. В них передбачено застосування сучасних систем керування, регулювання та контролю. Використання таких систем для ГТД підвищує надійність роботи ГПА і поліпшує їх динамічні характеристики. Закінчено розробку і почато експлуатацію таких газотурбінних двигунів:

ДН-80 потужністю 25 МВт, ККД – 36%; розробник НВП «Машпроект»; економія паливного газу в порівнянні з агрегатом ГПА-25/76 становить 2,5 тис.м³ на годину;

ДТ-71П потужністю 6,3 МВт, ККД — 32 %; виробник — ВО «Зоря»;

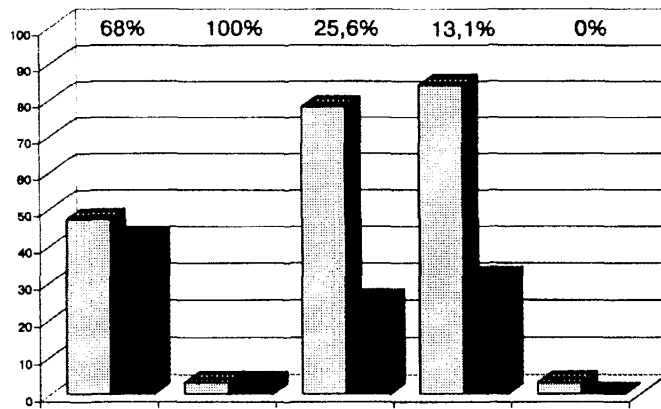
Д-336-2—потужністю 6,3 МВт, ККД — 32 %; виробник — АТ «Мотор Січ», економія паливного газу порівняно з російським двигуном НК-12-СТ становить 500 м³ на годину.

Передбачається ввести у дослідно-промислову експлуатацію двигуни: ДН-70 потужністю 10 МВт, ККД— 37 % (розробник — НВП «Машпроект») та Д-336-10 потужністю 10 МВт, ККД — 34 % (розробник — АТ «Мотор Січ»).

Для реконструкції низки існуючих і будівництва нових КС планується використання двигунів ДГ-90 потужністю 16 МВт, ККД — 34 % (виробник — ВО «Зоря»).

Газотурбінну установку «Водолій» потужністю 16 МВт, ККД — 43 %, яку розроблено в НВП «Машпроект» за схемою комбінованого парогазового циклу, можна використовувати як для перекачування газу, так і для виробництва електроенергії.

Після завершення програми реконструкції частка українських газотурбінних двигунів складе 70 % від загальної кількості ГТД, а середній ККД по усьому парку суттєво зросте. Економія паливного газу очікується на рівні 1 млрд. м³ на рік.



ЩДК ЩДК К-3-У.Д-У “Союз” Ком.-Дрозд
ГТ 750-6 ГТК-5 ГТК-10 ГТК-101 ГТ-6-750

Рис. 1.2 – Виробка ресурсу ГПА на основних газопроводах (у відсотках від встановленої кількості)

Отже, газотранспортна система України надзвичайно ускладнилася, в ній відбувся кількісний і якісний стрибок з точки зору лавинного зростання проблем надійної і ефективної експлуатації газотранспортного устаткування.

Неординарна ситуація, що склалася, зажадала й неординарних рішень, нової філософії у підходах до вирішення проблем газотранспортної системи.

Відповідні рішення були знайдені та сконцентровані в програмах реконструкції лінійної частини ГТС, газовимірювальних станцій і реконструкції

компресорних станцій які, незважаючи на фінансові труднощі та економічні негаразди, не так швидко, як бажалося б, але все ж таки виконуються.

ДК «Укртрансгаз» передбачає подальший розвиток робіт в усіх функціональних підсистемах створеної інтегрованої багаторівневої автоматизованої системи керування (ІАСК). Так, у межах підсистеми «Діагностичне обслуговування» намічено розробку і впровадження в 2002 р. відповідного обслуговування газотранспортного устаткування КС. В цій підсистемі будуть зібрані та враховані локально виконувані багатьма організаціями України роботи в галузі діагностики.

Підсистема «Діагностика ГПА» пройшла випробування на КС «Олександрівка» і показала високу ефективність під час визначення реальних характеристик нагнітача та оцінки його технічного стану.

У напрямку енергетичного обслуговування об'єктів передбачається подальший розвиток робіт зі створення інформаційного, математичного і програмного забезпечення технічного обслуговування і ремонту енергоустаткування підприємств, розроблення нормативних і методичних документів.

У напрямку газовимірювання, метрології та стандартизації у найближчі роки передбачається:

- створення супервізорної інформаційної системи моніторингу процесів постачання та реалізації газу;
- розвиток та метрологічна атестація програмних засобів витрати газу з використанням міжнародних стандартів;

- лабораторні дослідження на базі Науково-дослідного навчального центру (НДНЦ);

- автоматизація процесів аналізу та діагностики працездатності вимірювальних трубопроводів на пунктах газовимірювання.

Для розширення можливостей і сфери діяльності метрологічних служб підприємств ДК «Укртрансгаз» передбачається їх акредитація в органах Держстандарту України на право проведення робіт з випробувань, атестації, повірки і калібровки засобів вимірювань, інформаційних систем та АСК в транспорті газу, розроблення і впровадження комплексу галузевих стандартів, методичних документів та інструкцій з вимірювання витрат газу на комерційних пунктах.

Вертикальна декомпозиція ІАСК, орієнтована на структуру оперативно-диспетчерського керування газотранспортною системою України, що вже складалася, включає три рівні.

Виконано значний обсяг робіт зі створення і розвитку автоматизованих систем керування на всіх рівнях АСК ДК «Укртрансгаз». Ці системи діють, переважно, як локальні АСК технологічними процесами на об'єктах транспортування газу.

У той самий час помітна недостатня ефективність введених в дію АСК та окремих підсистем за рядом чинників.

Завдяки об'єднанню локальних АСК технологічними процесами в інтегровану систему повинно бути досягнуто:

створення ефективної системи керування потоками газу як у звичайних, так і в аварійних ситуаціях;

створення багаторівневої інформаційної системи, що забезпечує диспетчерський персонал усіх рівнів керування своєчасною та об'єктивною інформацією про стан технологічних режимів;

створення галузевої системи керування режимами, яка забезпечує скорочення енерговитрат на власні потреби,

Створення ІАСК ДК «Укртрансгаз» вимагає проведення єдиної технічної політики та чіткої координації дій розробників систем керування.

Виконання тільки зазначених напрямків робіт підвищить ефективність і надійність функціонування газотранспортної системи України.

1.2 Проблемні аспекти підвищення ефективності

функціонування ГТС

Газотранспортна система України розвивається і експлуатується більше 30 років. Природно, на сьогодні вона є морально застарілою і фізично зношеною. Морально – внаслідок невідповідності технічного рівня давно встановленого обладнання сучасним вимогам, а також змін розподілу потоків газу через успадковану технологічно незбалансовану структуру газопроводів та диспропорцію споживання газу у матеріальному виробництві і невиробничій сфері економічних регіонів. Фізично – внаслідок погіршення технічного стану

магістральних газопроводів через зниження їх гідравлічної ефективності та зменшення к.к.д. газостискувальних агрегатів на компресорних станціях.

Виробнича потужність газотранспортної системи на сьогодні визначається валовою за рік продуктивністю, яка досяжна не за проектом, а за технічними можливостями на розглядуваному етапі її розвитку. За рівнем абсолютного споживання Україна посідає четверте місце в світі. В 1990 році абсолютний показник споживання газу перевищив 100 млрд. м³. В подальшому, в зв'язку з скороченням обсягів суспільного виробництва, обсяги споживання газу зменшувались. Проте, частка природного газу в загальному балансі споживання природних ресурсів продовжувала зростати. В 1997 р. показник зростання перевищив 40%. Це свідчить про домінуючу роль природного газу в паливно-енергетичному балансі країни.

Стратегічним ресурсом газотранспортної системи є її транзитні коридори, через які транспортується газ в країни Центральної та Західної Європи. Для експортних поставок газу використовується більше половини встановленої потужності магістральних газопроводів. Сукупно газотранспортна система щорічно транспортує більше 200 млрд. м³ і є однією з найпотужніших у світі. Це зумовлює необхідність наукового обґрунтування критеріальних показників оптимальності режимів роботи магістральних газопроводів з врахуванням наднормативних умов їх експлуатації. Дослідження в цьому напрямку пов'язані з розробкою концепції формування математичних моделей, методів та

алгоритмічної схеми розрахунків, адаптованих до критичних зрушень в галузевій структурі систем газопостачання.

Зміна структури пріоритетів в постачанні паливно-енергетичних ресурсів концептуально змінює показники ефективності функціонування та реконструкційного розвитку системи газопроводів. Склад і зміст ключових проблем газової енергетики постають в тісному поєднанні з проблемами формування ринкових відносин, а отже виникає потреба у створенні нової, адаптованої до ринкових умов господарювання концепції науково-методичного забезпечення поточних та завчасних оцінок ефективності функціонування магістральних газопроводів. Виходячи з цього проблемні аспекти підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу в дисертаційній роботі окреслюються з врахуванням успадкованих особливостей схемної структури систем трубопроводів України; фізичного зносу та наднормативної експлуатації технологічних об'єктів магістральних газопроводів; кон'юнктурних обмежень в структурах постачання і споживання газу; відсутності наукового обґрунтування альтернативних варіантів управління розвитком та функціонуванням систем трубопроводів в умовах внутрішньої та зовнішньої конкуренції з іншими енергоносіями та енергоресурсами; загальнодержавної концепції енергоресурсозбереження в народному господарстві; загальної потреби технічної реабілітації окремих газопроводів та реконструкції систем трубопровідного транспорту газу в цілому; необхідності оптимізації компромісу між економічними інтересами постачальників та

споживачів енергоносіїв; потреби у підвищенні функціональної надійності (належної якості) енергопостачання.

Якісно нову технологію аналітичного моделювання систем трубопровідного транспорту газу та ринкових показників ефективності використання виробничих ресурсів в дисертації спрямовано на:

- порівняльний аналіз різних стратегій розвитку і технічної реабілітації систем трубопровідного транспорту газу в умовах формування ринкових відносин;
- обґрунтування раціональних схем реконструкційного розвитку системи магістральних газопроводів для різних варіантних схем використання газових ресурсів;
- корекцію технологічних схем за рахунок збільшення частки розподільчих газопроводів та належного вибору "вузлів" для з'єднання розподільчих і скелетних газопроводів;
- аналіз фактичних режимів, віднайдення "вузьких місць" і підвищення розрахункової продуктивності газопроводів за рахунок їх розвитку і реконструкції, а також технічного переозброєння компресорних станцій магістральних газопроводів;
- обґрунтування обсягів використання паливно-енергетичних ресурсів на технологічні потреби;
- нормування базового рівня використання встановлених на компресорних станціях потужностей з врахуванням газодинамічних характеристик

магістральних газопроводів і необхідного технологічного резерву для маневрування потоками газу;

- оцінювання функціональної надійності газотранспортних систем при ситуаційно вимушеному розподілі потоків газу;
- прогнозування зміни системних властивостей магістральних газопроводів при непередбачуваних збуреннях факторів кон'юнктурного типу;
- оцінювання економічної ефективності використання встановлених потужностей компресорних станцій магістральних газопроводів;
- упереджувальне прогнозування функціональної стійкості режимів роботи систем трубопровідного транспорту газу для різних схем розподілу потоків газу;
- оперативне планування режимів роботи магістральних газопроводів та визначення технологічних запасів і обсягів їх реалізації ;
- перспективне планування потоків газу за мінімально достатнього рівня запасів основних (некерованих) і ситуаційно керованих виробничих ресурсів.

Окремо розглядається проблема мінімізації обсягів інформації для живлення розрахункових моделей та підвищення прогностичних якостей моделей з метою підвищення ефективності їх практичного використання.

1.3 Ринково-орієнтовані методи визначення газотранспортної роботи магістральних газопроводів

Традиційно газотранспортна робота магістральних газопроводів оцінюється добутком кількості транспортованого газу Q на відстань L . Вимірник газотранспортної роботи $Q \cdot L$ ($\text{м}^3 \cdot \text{км}$) за певний період є аналогічним вимірнику звичайних вантажоперевезень ($\text{кг} \cdot \text{км}$). Проте, фізична природа звичайних вантажоперевезень і трубопровідного транспортування газу різна. Відмінність полягає в тому, що вантаж зазвичай є пасивним переміщуваним предметом, а газ є носієм енергії тиску, яка уможливорює сам процес транспортування газу.

Енергія тиску змінює фізичний стан транспортованого газу (густину, температуру і тиск) по довжині газопроводу. Через це енергетичні витрати на транспортування газу залежать від кількості транспортованого газу неоднозначно. Ця неоднозначність не дозволяє використати успадковану традиційну товаротранспортну роботу $Q \cdot L$ в якості універсального вимірника "продукції" газотранспортного виробництва. Товаротранспортна робота $Q \cdot L$ може використовуватись тільки у випадках співставних режимно-технологічних варіантів транспортування газу. Можна відзначити і таке: для фіксованої довжини газопроводу і фіксованих шляхових відборах і надходженнях газу вимірником "продукції" (в слові продукція позначки "...", далі не вживаються) може слугувати обсяг транспортованого газу за довільно визначений період, тобто продуктивність газопроводу. Продуктивність

газопроводу є інтегральним показником. Отже, при з'ясуванні причин відхилення експлуатаційних режимів газопроводів від проектних чи планових, або технічно можливих необхідно використовувати поняття пропускної здатності (спроможності) газопроводу, яке визначає максимальний обсяг транспортованого газу при максимальному використанні потужностей компресорних станцій і фактичних розрахункових параметрах транспортування газу.

В доринковій літературі [45] відомий підхід до формування вимірника продукції газопроводу на основі поняття "еквівалентної товаротransпортної роботи". Суть підходу зводиться до того, щоб методично узгодити розрахункові моделі товаротransпортної роботи для компресорних станцій і лінійних ділянок магістральних газопроводів. В рамках доринкової концепції підходу введено поняття "еталонного лінійного участка", для якого розрахункові параметри: діаметр труби, гідравлічна ефективність, продуктивність та інші вибираються довільно. Не визначеною залишається тільки довжина еталонної ділянки, яка потім підбирається таким чином, щоб товаротransпортна робота на еталонній і реальній ділянці газопроводу була однаковою. За цієї умови еквівалентна товаротransпортна робота реальної ділянки газопроводу розраховується за формулою

$$A = c (P_1^2 - P_2^2) \cdot Q, \quad (1.1)$$

в якій c – константа, яка розраховується за параметрами еталонної лінійної ділянки;

P_1, P_2 - тиски на початку і в кінці ділянки;

Q – продуктивність газопроводу.

Еквівалентна товаротransпортна робота для всього газопроводу обчислюється як сума еквівалентних товаротransпортних робіт для окремих лінійних ділянок, а саме:

$$A_{\text{МГ}} = \sum_{i=1}^i A_i = C \cdot \sum_{i=1}^i Q \left(P_{1i}^2 - P_{2i}^2 \right), \quad (1.2)$$

де c – константа для узгодження одиниць виміру, P_{1i} і P_{2i} відповідно тиск на початку і в кінці лінійних ділянок, Q – продуктивність газопроводу. Величина під знаком суми (1.2) відбиває різницю потенціальної енергії потоку газу лінійних ділянок газопроводу.

Для компресорної станції в межах концепції еквівалентної товаротransпортної роботи політропна робота стискування газу визначається за формулою

$$R = c_0 z_H T_H Q \left(\varepsilon - \frac{1}{\varepsilon} \right), \quad (1.3)$$

де c_0 – константа, ε - ступінь стискування газу, z_H і T_H - коефіцієнт стискуваності і температура газу на вході компресорної станції, Q – продуктивність КС. Після деяких модифікацій формули (1.3), остаточно еквівалентну товаротransпортну роботу компресорної станції моделюють формулою

$$A = c_2 z_H T_H Q (P_k^2 - P_H^2) \cdot v,$$

де $v = 1 - (\Delta P_v + \Delta P_n) / (P_k - P_n)$ - коефіцієнт втрат тиску газу в комунікаціях компресорної станції.

Показник еквівалентної газотранспортної роботи (ЕГР) дещо досконаліший за вимірник звичайної товаротранспортної роботи, однак він не набув подальшого поширення через відсутність, зокрема, науково-обґрунтованих методів нормування перепадів тиску на вході (ΔP_n) і виході (ΔP_v) компресорних станцій та обчислення режимно-технологічних характеристик магістральних газопроводів в непроектних умовах їх функціонування.

Оскільки непроектні режими експлуатації магістральних газопроводів в ринкових умовах не є винятковими і їх ефективність має оцінюватись за економічними критеріями прибутковості, то проблема формування ринково-орієнтованого вимірника продукції газотранспортного виробництва є надзвичайно загостреною. Ринково-орієнтований підхід до її розв'язку пролягає через удосконалення і унормування методичної бази розрахунків непроектних режимів роботи магістральних газопроводів. Непроєктно орієнтовані методи розрахунків виконуваної газотранспортної роботи (виробничої функції) в системах трубопровідного транспорту газу мають спиратися на адекватні моделі законів газової термодинаміки щодо основних технологічних процесів, які відбуваються в газопроводі: розширення газу в лінійних ділянках і стискування газу на компресорних станціях.

Існує термодинамічна залежність між тиском, густиною і температурою транспортованого газу. Така залежність моделюється рівнянням стану

$$F (P, v, T) = 0, \quad (1.4)$$

яке, проте, для реальних газів не має однозначного розв'язку. Для прикладних задач використовуються здебільшого розв'язки для ідеальних газів, або наближені багаточленні моделі, відтворені спеціалізованими організаціями у вигляді табульованих таблиць чи відповідних діаграм стану [9,57]. Хоч діаграмні моделі (1.4) для реальних газів і є наближеними, проте їх використання в докомп'ютерний період було єдиним можливим засобом моделювання режимів роботи магістральних газопроводів. На сьогодні обчислення режимно-технологічних параметрів магістральних газопроводів виконуються з допомогою потужної комп'ютерної техніки. Це дозволяє ідеологічно переорієнтувати та оновити методичну основу розрахунків систем магістральних газопроводів, зокрема концепцію моделювання режимів роботи лінійних ділянок і компресорних станцій.

При формуванні проектів потужних газових магістралей традиційно використовувались графо-аналітичні паспортні характеристики газостискувачих агрегатів в поєднанні з діаграмними різновидами закону про відповідність газових станів (1.4). В непроєктних умовах роботи магістральних газопроводів графо-аналітичні ("альбомні") характеристики втрачають свою самодостатність, оскільки можуть бути використані тільки в діапазоні технологічних обмежень $Q \geq Q_{\min}$ та $N \leq N_{\min}$. Обмеженням є також і політропічний к.к.д. газостискувальних процесів та рівень технічного стану газоперекачувальних агрегатів.

Ускладнень у використанні графо-аналітичних характеристик можна уникнути, якщо розрахунки енерготехнологічних характеристик КС виконувати на основі базових термодинамічних моделей газостискувальних процесів, які первісно використовуються для побудови "альбомних" характеристик ГПА. Методи побудови паспортних характеристик газоперекачувальних агрегатів через наближеність рівняння газового стану також є наближеними [47].

Існує також проблема удосконалення технології моделювання термодинамічних характеристик потоків транспортованого газу. Точного рівняння стану для реальних газів немає. Можливі тільки диференційні співвідношення між термодинамічними характеристиками газу. Тут продуктивною може бути ідея використання напівемпіричних рівнянь стану, адаптованих до реальних умов експлуатації лінійних ділянок [59]. В літературі ця ідея плідно використана для побудови спрощених характеристик газостискувальних агрегатів з метою прогнозування їх фактичного стану та підвищення ефективності експлуатації компресорних станцій [81].

Означені аспекти моделювання режимно-технологічних характеристик лінійних ділянок і компресорних станцій магістральних газопроводів – це стрижень проблеми обчислення виконуваної газотранспортної роботи, за якою має оцінюватись економічна ефективність систем трубопровідного транспорту газу. Обґрунтування методів аналізу та розробка єдиних методичних стандартів щодо прибутковості магістральних газопроводів потребує

спеціального концептуально нового підходу. Прибутковість (ефективність) належить оцінювати не інтуїтивно, а розраховувати виключно на формульній основі. Це відправна позиція досліджень та висновків роботи, обговорюваних в наступних розділах.

1.4 Методи та засоби аналізу ефективності використання виробничих ресурсів систем трубопровідного транспорту газу

Поняття «використовувані ресурси» є комплексним. Умовно використовувані ресурси можна поділити на дві частини: 1) основні фонди (ОФ) – виробничі приміщення, енергоустаткування компресорних станцій, технологічна структура газопроводів та ін.; 2) поточно змінні ресурси (ЗР), залежні від обсягів транспортування газу та можливості впливати на загальну кількість всіх зайнятих у газотранспортному виробництві ресурсів.

Основні фонди практично є фіксованими: вони можуть бути змінені лише протягом значного відрізка часу. У газотранспортній галузі така зміна може тривати декілька років. Оскільки зміна кількості ресурсів, використовуваних при транспортуванні газу, є різнотривалою в часі, то необхідно розрізнити короткостроковий і довгостроковий періоди.

Короткостроковий період – це період, за який газотранспортна галузь не може змінити якісний і кількісний склад основних (фіксованих) ресурсів, але

достатньо тривалий, щоб вплинути на інтенсивність використання фіксованих ресурсів. В межах короткострокового періоду основні виробничі фонди залишаються незмінюваними, але обсяг газотранспортних послуг, а отже і ефективність використання основних виробничих фондів може змінюватись в залежності від управлінських рішень щодо поточно-експлуатаційних енергоресурсних витрат та оптимального розподілу потоків газу. Існуючі виробничі ресурси у короткостроковому періоді можуть використовуватися з різною інтенсивністю.

Довгостроковий період з точки зору газотранспортних структур – це період такої тривалості, за який можна змінити кількість всіх зайнятих у виробництві ресурсів, включаючи і виробничі потужності. З точки зору галузі, довгостроковий період є достатнім, щоб в ній відбулися процеси реструктуризації: існуючі структури могли покинути галузь, а нові сформуватися і вступити в галузь. Очевидно, що довгостроковий і короткостроковий періоди відрізняються один від одного концептуально, а не за відрізком часу.

Витрати на транспортування газу протягом короткострокового періоду можна мінімізувати за рахунок економічно обгрунтованого поєднання змінюваної кількості ресурсів з фіксованими потужностями. Постає питання: як буде змінюватись обсяг транспортованого газу і відповідно обсяг виконуваної газотранспортної роботи в залежності від керованих витрат паливно-енергетичних ресурсів при некерованих фіксованих ресурсах виробничої

структури. Якраз це питання, тобто короткостроковий технологічний аспект проблеми максимізації ефективності (прибутковості) трубопровідного транспорту газу обговорюється в наступних розділах дисертаційної роботи..

Основна мета досліджень полягає у створенні методичного поля для забезпечення ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів та обґрунтованого аналізу зрушень в економіці газотранспортної галузі. Практично це зводиться до побудови концепції газотермодинамічних розрахунків газотранспортних систем з використанням співвідносних економічних моделей.

Концепція модельного аналізу ринкового спрямування має стати формуючим ядром для відпрацювання управлінських рішень щодо використання внутрішніх резервів економічного зростання. Це стосується, зокрема, методично обґрунтованого аналізу результатів інтенсифікації магістрального транспорту газу за рахунок зменшення питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів (кубометрів газу чи кВт·час енергії, віднесених до продуктивності чи газотранспортної роботи) на транспортування газу та збільшення прибутку від його реалізації.

Укрупнений аналіз методів інтенсифікації транспорту газу за показниками питомої енергомісткості газопроводів можна виконати за моделями пропускної спроможності лінійних ділянок та енергетичних витрат на компресорних станціях

$$q = \zeta \cdot \sqrt{1 - \frac{1}{\varepsilon^2}}$$

$$N = \vartheta \cdot (\varepsilon^\chi - 1)$$

де $\zeta = \zeta (D, L, T, P, \nu)$, $\vartheta = \vartheta (T, P, \nu, \kappa, \eta_{\text{пол}})$, $\chi = \chi (\kappa, \eta_{\text{пол}})$. В наведених вище формулах позначення загальноприйняті.

В зв'язку зі зміною кон'юнктури ринку енергоносіїв постає питання про доцільність низьконапірної технології транспортування газу. Фізичною передумовою для цього є зменшення втрат тиску в газопроводі за рахунок підвищення середнього тиску транспортованого газу. Від ступеня стискування газу залежить ефективність використання потужності КС. Ефективність використання потужності КС можна оцінити коефіцієнтом $\eta_{\text{КС}} = \lim_{\varepsilon \rightarrow 1} \Sigma H_{\text{КС}}$, де $\Sigma H_{\text{КС}} = \Sigma H / (\Sigma H)_0$ – відносний сумарний політропний напір КС; ΣH , $(\Sigma H)_0$, сумарний напір КС при фактичному і традиційному ($\varepsilon_0 = 1,45$) ступені стискування газу. Дослідженнями ВНДІгазу встановлено [83], що залежність $\eta_{\text{КС}} = f (\varepsilon)$ є нелінійною, причому такою, що ефективність використання корисного напору при $\varepsilon = 1,45 \div 1,5$ складає $\eta_{\text{КС}} = 0,68 \div 0,7$, а при зменшенні ступеня стискування газу до $\varepsilon = 1,1$ ефективність використання корисного напору збільшується до $\eta_{\text{КС}} = 0,92$. Зменшення ε від 1,45 до 1,35 дозволяє орієнтовно зменшити питомі енерговитрати КС на 7% при збереженні продуктивності газопроводу на постійному рівні.

Низьконапірна технологія транспортування газу за доринкових часів повсюдно не впроваджувалась через відносно низькі ціни на паливно-енергетичні ресурси. На часі з'являється необхідність додаткового поглибленого техніко-економічного аналізу можливостей енергоощадної технології транспортування газу на основі зниженонапірної технології.

Однією з гостро актуальних проблем транспортування газу є визначення оптимальної продуктивності магістрального газопроводу. При традиційній технології транспортування газу оптимальна продуктивність газопроводу формувалась за економічним критерієм мінімальних приведених витрат [82]

$$\left(\frac{\Pi_{\text{КС}} + \Pi_{\text{ОХ}}}{L} + \Pi_{\text{Тр}} \right) : q = \min,$$

в якому приведені витрати на стискування газу $\Pi_{\text{КС}} = \Pi_{\text{КС}}^3 + \Pi_{\text{КС}}^{\text{H}}$, де $\Pi_{\text{КС}}^3$ – витрати, залежні від потужності КС і $\Pi_{\text{КС}}^{\text{H}}$ – витрати, які не залежать від потужності КС. Незалежні витрати $\Pi_{\text{КС}}^{\text{H}}$ – це витрати на об'єкти допоміжного призначення: під'їзні автодороги, огорожа КС, будівництво житлових будинків (пропорційно кількісному складу персоналу КС) та інших об'єктів інфраструктури.

Доринкова порівняльна оцінка експлуатаційних варіантів транспортування газу зводилась до визначення найменшого значення питомих приведених витрат для різних обсягів транспортованого газу.

$$\frac{\Pi_1}{Q_1} < \frac{\Pi_2}{Q_2}$$

Через це в доринкових розрахунках оптимальний обсяг транспортованого газу не призначався апріорі як складова частина паливного балансу регіону, а становив шукану максимально досягну величину. Визначення оптимальної продуктивності газопроводу – задача економічна і залежить не стільки від абсолютної величини вказаних вище елементів, скільки від їх співвідношення.

Щоб повернути механізм підходу до формування методичної бази підвищення ефективності магістральних газопроводів у ринкову площину, належить керуватися методичними стандартами ринкової економіки, як ідеологічним інструментом аналізу та оцінювання економічної ефективності використання основних фондів та керовано змінних паливно-енергетичних ресурсів.

Одним з ключових понять ринкової економіки є прибутковість. Це поняття в ринковому середовищі виконує роль синтетичного критеріального показника ефективності трубопровідного транспорту газу. Кількісна оцінка рівня прибутковості ідеологічно і методично спирається на закон змінюваних пропорцій між витрачуваними ресурсами на транспортування газу та обсягом вироблюваної продукції - виконуваної газотранспортної роботи. На основі закону змінюваних пропорцій (зменшуваної віддачі) розрахунково ідентифікуються постійні, змінні і загальні витрати, середні та граничні витрати, пов'язані з експлуатацією магістральних газопроводів, а також інші складники формули економічного прибутку.

Ринково орієнтована методика розрахунків критеріальних показників економічної ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу узагальнено викладена в наступних розділах.

Висновки і формулювання задач дослідження

На основі аналізу існуючого стану газотранспортної системи України та виходячи з необхідності ринкової адаптації науково-методичних засад підвищення економічної ефективності трубопровідного транспорту газу можна зробити такі висновки.

1. Система трубопровідного транспорту газу є стратегічним чинником енергозабезпечення країни, оскільки вона забезпечує надходження більше третини усіх споживаних енергоресурсів.

2. Стратегічне значення систем трубопровідного транспорту газу посилюється тим, що через магістральні газопроводи країни експортується газ в Західну Європу. Обсяги транзитного газу майже в шість разів перевищують власний видобуток газу і майже в два рази перевищують загальні обсяги споживання газу в країні.

3. Газотранспортна система забезпечує транспортування газу в обсягах біля 200 млрд. м³ щорічно. Вона є однією з найпотужніших у світі.

4. Газотранспортна система відзначається незбалансованою структурою потоків газу і морально застарілим та фізично зношеним устаткуванням.

Підвищення енергоефективності устаткування - один з дієвих засобів інтенсифікації систем трубопровідного транспорту газу.

5. Важливим напрямком підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу є створення науково-методичної бази обґрунтування та модельного відпрацювання управлінських рішень в умовах формування ринкових відносин.

Загальним висновком з проведеного аналізу є те, що в галузі трубопровідного транспорту газу існує проблема підвищення ефективності функціонування магістральних газопроводів та ринкової переорієнтації у формуванні критеріїв ефективності використання виробничих ресурсів. Ця проблема може бути вирішена системно орієнтованим та комплексним розв'язанням сукупності наведених нижче науково-технічних задач:

1) розробка нової ринково-орієнтованої методології розрахункового аналізу та підвищення економічної ефективності функціонування магістральних газопроводів. Ідеологічну основу методології складає система економічно орієнтованих критеріїв ефективності газотранспортного виробництва, які відіграють ключову роль і, відповідно, формують зону прибуткового використання виробничих ресурсів;

2) розробка основних принципів формування прибутково орієнтованої системи критеріїв ефективності трубопровідного транспорту газу, які є залежними від енерго- та ресурсонасиченості газотранспортного виробництва,

завантаження магістральних газопроводів, їх схемної структури, фізичного зносу та реальних умов експлуатації;

3) відпрацювання методично узгодженої системи газотермодинамічних моделей виробничих функцій лінійних ділянок і компресорних станцій для непроектних режимів роботи магістральних газопроводів;

4) створення спеціалізованої системи інформаційного забезпечення розрахункових моделей з врахуванням експлуатаційних характеристик та технічного стану магістральних газопроводів;

5) розробка та удосконалення розрахункових методів визначення обсягів продукції газотранспортного виробництва з використанням функціонального вимірника виконуваної газотранспортної роботи. Обґрунтування доцільності використання функціонального вимірника газотранспортної роботи магістральних газопроводів в мікро- і макроекономічних прогнозах ефективності трубопровідного транспорту газу;

6) відпрацювання обчислювальної схеми для розрахункового аналізу режимів роботи магістральних газопроводів, кількісної оцінки обсягів виконуваної газотранспортної роботи та ефективності використання виробничих ресурсів; відпрацювання технології порівняльного аналізу показників ефективності систем газопостачання для різних схем розподілу потоків газу.

2 ПРИНЦИПИ СТРУКТУРИЗАЦІЇ ПРИКЛАДНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦІНЮВАННЯ ТА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ВИРОБНИЧИХ РЕСУРСІВ СИСТЕМ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ

Оцінювання та підвищення ефективності газотранспортного виробництва пов'язане з необхідністю проведення оперативних та прогнозних розрахунків виробничої функції (спроможності) систем газопостачання в реально можливих діапазонах роботи магістральних газопроводів. При формуванні показників ефективності за приписами ринкової економіки виникає потреба прибутково-орієнтованої оптимізації потоків газу, які є залежними як від схемно-структурних характеристик газопроводів, так і від керовано змінюваної технології використання виробничої спроможності систем трубопровідного транспорту газу. Проблема оптимізації потоків газу за критерієм прибутковості майже не досліджена. Одним з провідних аспектів цієї проблеми є ринковоорієнтована структуризація прикладних моделей виробничих функцій основних технологічних об'єктів – лінійних ділянок і компресорних станцій магістральних газопроводів. Цей аспект проблеми, а саме концепція структуризації розрахункових моделей для обчислення виконуваної газотранспортної роботи і оцінювання ефективності використання виробничих ресурсів досліджується в цьому розділі.

Для моделювання процесів транспортування газу широко вживаними є аналітичні методи, які ґрунтуються на використанні нелінійних матрично-векторних залежностей між тиском, температурою та обсягом транспортованого газу [1]:

$$\begin{pmatrix} P(x,t) \\ T(x,t) \\ G(x,t) \end{pmatrix} = A \times \begin{pmatrix} P(x=0) \\ T(x=0) \\ G(x=0) \end{pmatrix}. \quad (2.1)$$

де A -тривимірна матриця коефіцієнтів, залежних як від конструкційних параметрів газопроводів так і від режимів транспортування газу. Розв'язок матричного рівняння (2.1) при довільних граничних умовах складає фундаментальну проблему математичної фізики.

2.1 Моделювання залежності газотранспортної роботи від перепадів тиску в лінійних ділянках магістральних газопроводів

Виконувана газотранспортна робота визначально залежить від перепадів тиску в лінійних ділянках магістральних газопроводів. Питання про моделювання перепадів тиску при неізотермічному русі реального газу в трубопроводі приналежне до числа складних теплофізичних задач. У виробничій практиці традиційно використовуються наближені рішення, ґрунтовані на використанні емпіричних рівнянь стану реальних газів. Зниження тиску газу в горизонтальній лінійній ділянці газопроводу моделюється рівнянням розподілу потенційної роботи [2] :

$$-P \frac{dP}{dx} = P_v \left[u^2 \left(\frac{2}{v} \cdot \frac{dv}{dx} + \frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right) \right] \quad (2.2)$$

та його різновидами

$$-P \frac{dP}{dx} = \frac{P_v}{1-M^2} \left[\frac{u^2}{2g_n} \left(\frac{2a_v}{T} \cdot \frac{dT}{dx} + \frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right) \right]$$

$$\begin{aligned} i \quad & - \left(1 - \frac{1}{n_t} \cdot \frac{v}{P} \cdot \frac{u^2}{g_n} \right) \cdot P \frac{dP}{dx} = - \left(1 - \frac{1}{n_t \cdot P_v} \cdot \frac{w^2}{g_n} \right) \cdot P \frac{dP}{dx} = \\ & = P_v \left[\frac{u^2}{2g_n} \left(\frac{2a_v}{T} \cdot \frac{dT}{dx} - \frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right) \right], \end{aligned} \quad (2.3)$$

де термодинамічні характеристики газу – коефіцієнт об'ємного розширення a_v і показник ізотерми n_t відповідно

$$a_v = \frac{T}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_P = 1 + \frac{D_i C_P}{A v}; \quad n_t = - \frac{v}{P} \left(\frac{\partial P}{\partial v} \right),$$

а D_i та C_P - коефіцієнт Джоуля -Томпсона і теплоємність газу при сталому тиску; w - лінійна швидкість руху газу, g_n – стандартне прискорення вільного падіння тіла: в системі кг – кГ - м - сек $g_n = 9,80665 \text{ (м} \cdot \text{кг)} / (\text{сек}^2 \cdot \text{кГ})$; λ - коефіцієнт опору тертя, а $d\zeta / dx$ - темп збільшення коефіцієнту локальних опорів (лінійні крани, підкладні кільця та ін.), віднесений до одиниці лінійного виміру довжини газопроводу.

Розрахункові формули (2.2) – (2.3) мають силу за умови , що масова швидкість газу u в будьякому перерізі трубопроводу є незмінною, тобто потік газу є суцільним:

$$u = (w / \nu) = G / f = \text{idem.} \quad (2.4)$$

Система рівнянь (2.2)-(2.4) не є замкнутою, а отже не є самодостатньою для оцінювання виконуваної газотранспортної роботи, а відтак і ефективності використання ресурсно-технологічного потенціалу лінійних ділянок магістральних газопроводів. Необхідно також розглянути моделі зовнішнього і внутрішнього теплообміну трубопроводу. Такими моделями можуть слугувати моделі теплового балансу, які згідно з першим законом термодинаміки формулюються у вигляді $\delta Q = \delta Q_1 + \delta Q_2$, де δQ_1 – кількість тепла зовнішнього теплообміну, δQ_2 - кількість тепла внутрішнього теплообміну.

$$\frac{1}{G} \cdot \frac{\delta Q_1}{dx} = \frac{k\pi}{G \cdot C_p} (T - T_{\text{гр}}) \quad \frac{1}{G} \cdot \frac{\delta Q_2}{dx} = \frac{Aw^2}{2g_n} \cdot \left(\frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right)$$

Вихідне рівняння зовнішнього і внутрішнього теплообміну реального газу в диференційній формі для прикладних розрахунків можна інтегрувати у такому вигляді [41]:

$$\frac{k \pi D}{G} (T - T_{\text{гр}}) + (C_p + \Delta C_p) \frac{dT}{dx} + \left(\frac{a_v}{1 - M^2} - 1 \right) \left(\frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right) \cdot \frac{Aw^2}{2g_n} = 0, \quad (2.5)$$

$$M = w / \sqrt{g_n n_t \cdot P \nu},$$

де $w = \nu \cdot u = \nu \cdot (G / f)$, M – безрозмірний параметр (аналогічний числу Маха)

поправка на теплоємність газу Δc_p

$$\Delta C_p = \frac{a^2 v}{1-M^2} \cdot \frac{A w^2}{g_n T} \cdot \frac{a_v}{1-M^2} - 1 = \left(M^2 - \frac{D_i c_p}{A \cdot v} \right) \frac{1}{1-M^2}$$

Розв'язок рівняння (2.5) призводить до розрахункової формули для розподілу температури газу в довільному перерізі горизонтального газопроводу

$$T - T_0 = (T_1 - T_0) \cdot \exp(-\chi),$$

в якій введена гранично можлива температура газу T_0

$$T_0 = \lim_{\chi \rightarrow \infty} T = T_{гр} - \frac{D}{\beta} \cdot \Delta T_m(x).$$

Безрозмірна незалежна змінна величина χ , яка характеризує зовнішній теплообмін трубопроводу

$$\chi = \frac{\beta x}{D} = \frac{4 \cdot k}{u} \cdot \frac{1}{c_p + \Delta c_p} \cdot \frac{x}{D}$$

за фізичним змістом є аналогом критерія Шухова $Шу = \kappa_m \cdot \pi D x / G \cdot C_p$.

Принципова відмінність χ від критерія Шу в тому, що критерій χ дає можливість віднайти відстань L_0 від початку лінійної ділянки до критичного її перерізу, за яким температура газу починає підвищуватися:

$$L_0 = \frac{D}{\beta} \ln \left[1 + \frac{\beta}{D} \cdot \frac{T_1 - T_{гр}}{\Delta T_m(x)} \right]$$

Наведене дає підставу дійти висновку, що перевагу має варіант формування системи розрахункових моделей для обчислення розподілу тиску, а отже і

оцінки газотранспортної роботи та ефективності використання неізотермічного режимно-технологічного ресурсу лінійних ділянок газопроводів у вигляді:

$$P_1^2 - P_2^2 = 2 (Pv)_m \left[\frac{u^2}{2g_n} \left(2 \cdot \ln \frac{v_2}{v_1} + \frac{\lambda L}{D} + \zeta \right) \right], \quad (2.6)$$

де масова швидкість руху газу u та продуктивність газопроводу G :

$$u = \sqrt{\frac{1}{2} \frac{P_1^2 - P_2^2}{(Pv)_m} \cdot \frac{2g_n}{2 \ln \frac{v_2}{v_1} + \frac{\lambda L}{D} + \zeta}}, \quad G = u \cdot f.$$

За припущення, що тиск в газопроводі розподілений лінійно і коефіцієнт Джоуля-Томпсона є сталою величиною ($D_i = \text{const}$), в літературі одержана [19] наближена розрахункова формула

$$T = T_{гр.} + (T_{1.} - T_{гр.}) e^{-\text{Шу}} - D_i \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-\text{Шу}}}{a}. \quad (2.7)$$

Наближені моделі теплообмінних процесів у доринковий період набули широкого практичного використання і були унормованими, однак на практиці випадало з поля зору те, що температура газу на лінійній ділянці може бути нижчою, ніж температура зовнішнього середовища (грунту), оскільки ефект Джоуля-Томпсона може змінювати знак зовнішнього теплообміну. Спостереження В.С. Бурних на газопроводі Шебелінка-Харків довели [22], що температура газу в кінці газопроводу виявляється нижчою за температуру ґрунта на 7-8 °С. Для трубопроводів великих діаметрів відносна тепловіддача в навколишнє середовище зменшується і газ не встигає охолонути до наступної компресорної станції. В розрахунково-експлуатаційній практиці вплив

температури газу на перепад тиску в газопроводі ($\Delta P = P_1 - P_2$) при заданій його продуктивності ($G = \text{idem}$) необхідно враховувати: зі збільшенням перепадів тиску на ділянках між компресорними станціями збільшуються питомі витрати енергії на транспорт газу. Відносні компенсаційні втрати енергії на компресорних станціях складають орієнтовно 1/3 % на 1^0 C [2]. Отже, висновок: при обчисленні виробничої спроможності лінійних ділянок з метою оцінювання та прогнозування економічної ефективності трубопровідного транспорту газу в реально можливих ситуаціях врахування особливостей неізотермічного руху газу має суттєве значення. Проте слід мати на увазі і таке: якщо завантаження газопроводу не є надмірним, то для оцінювальних розрахунків достатньо обмежитися формулою (2.7). При цьому з точністю до 3% можна використати апроксимацію [24]

$$D_i = A \frac{T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_P - v}{C_p} = a_1 + b_1 T ,$$

де коефіцієнти a_1 і b_1 залежать від тиску (через C_p) і складають: $a_1 = 15,5$ К/мПа, $b_1 = - 3,926 \cdot 10^{-2}$ 1/МПа при $240 \leq T \leq 320 \text{ K}$; $4,5 \text{ мПа} \leq P \leq 8 \text{ мПа}$.

Із аналізу формул (2.6) - (2.7) можна дійти висновку, що в газопроводах більшого діаметру температура газу на лінійних ділянках зменшується повільніше, а отже ефект Джоуля - Томпсона в трубопроводах більших діаметрів менш відчутний. В експлуатаційних умовах неізотермічність потоку газу зменшує пропускну спроможність газопроводу в порівнянні з ізотермічним режимом на 3 - 7% . Граничне зменшення пропускну спроможності газопроводу

(8 – 10 %) має місце, якщо критерій Шухова $Шу = k_m \cdot \pi D x / G \cdot C_p \rightarrow 0$. При $Шу > 4$ неізотермічність потоку незначна і вона майже не впливає на пропускну здатність газопроводу, оскільки температура транспортованого газу практично по всій довжині лінійної ділянки дорівнює температурі навколишнього ґрунту .

2.2 Залежність виробничої функції лінійної ділянки газопроводу від зовнішнього теплообміну

Зовнішній теплообмін суттєво впливає на температуру транспортованого газу і, отже, на енергетичну характеристику виробничої функції лінійних ділянок магістральних газопроводів. Вперше задача стаціонарного зовнішнього теплообміну підземного трубопроводу з навколишнім середовищем математично сформульована Форхгеймером в 1888-1889 р.р. як розв'язок

$$q = \frac{\lambda_{гр} (T - T_{пов.})}{R_0 \ln \left[h_0 / R_0 + \sqrt{(h_0 / R_0)^2 - 1} \right]},$$

в якому q - щільність теплового потоку; $\lambda_{гр}$ - коефіцієнт теплопроводності ґрунту; T – температура газу; h_0 - глибина закладання трубопроводу; R_0 – радіус трубопроводу. В подальшому формула Форхгеймера удосконалювалась за рахунок більш детального врахування умов теплообміну на поверхні ґрунту. На основі аналізу формули Форхгеймера можна дійти висновку, що теоретичний розрахунок зовнішнього теплообміну є суто наближеним, оскільки практично неможливо ідентифікувати теплофізичні властивості ґрунтів відповідно до

реальних умов експлуатації магістральних газопроводів. З цієї причини у 70-ті роки минулого століття поширення набули експериментальні дослідження процесів зовнішнього теплообміну. Найбільш ґрунтовні дослідження в цьому напрямку проведені під орудою І.Є. Ходановича Б.Л. Кривошеїним [87], який експериментально довів, що теплопровідність ґрунтів змінюється в широких межах. Зокрема встановлено [43], що коефіцієнт теплопровідності ґрунтів на окремих ділянках газопроводу Бухара-Урал змінюється від 0,4 до 1,27 ккал/(м·год·°С). Співставивши узагальнену формулу теплопередачі

$$K_m \pi D (T_m - T_0) L = G \cdot di \quad (2.8.)$$

з першим законом термодинаміки по зовнішньому балансу

$$di = c_p \cdot dT + A \left[v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \right] dP,$$

можна одержати для визначення коефіцієнта теплопередачі K_m наближену розрахункову формулу [13]

$$K_m \cong \frac{G (i_1 - i_2)}{\pi D (T_m - T_{гр})} L,$$

в якій

$$i_1 - i_2 = \Delta i = (C_p)_{m,1} \cdot \Delta T - (C_p \cdot D_i)_{m,2} \cdot \Delta P.$$

В формулі для обчислення K_m позначення такі: m – індекс середнього значення; $(C_p)_{m,1}$ - середня теплоємність при ізобаричному процесі ($P_1 = idem$); $(C_p \cdot D_i)_{m,2}$ – середнє значення функції при середній температурі (при ізотермічному процесі) транспортованого газу.

В літературі розв'язок оберненої задачі (2.8) відомий також у вигляді [41]

$$k_m = \frac{G \cdot c_p}{\pi DL} \cdot \ln \left(\frac{T_1 - T_0}{T_2 - T_0 + \frac{D_i c_p (P_1 - P_2)}{c_p}} \right)$$

Для орієнтовних розрахунків середній коефіцієнт теплопередачі K_m приймають таким [58]: для сухого піску $k_m = 1,16 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°К}$; для дуже вологого піску $k_m = 3,5 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°К}$; для середньо вологої глини $k_m = 1,6 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°К}$.
Наближене середнє значення коефіцієнта теплопередачі $k_m = 1,75 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°К}$.

2.3 Обґрунтування вибору математичної моделі газового стану

Через наявність безпосередніх матеріальних зв'язків між окремими технологічними елементами магістральних газопроводів та розширенням параметричного простору їх функціонування принципово новою постає проблема обґрунтування вибору математичної моделі газового стану $f(P, \nu, T)$.
Нормована в доринковий період будівництва надпотужних магістралей [58] залежність $P\nu = zRT$ у графо-аналітичному варіанті через її наближений характер та неадекватність комп'ютерних технологій розрахунків не відповідає сучасним вимогам щодо стратегії моделювання режимів роботи магістральних газопроводів. Пропоновані в літературі [18] модифікації математичного відтворення функції газового стану $f(P, \nu, T)$ за допомогою напівемпіричних рівнянь Бенедикта-Вебба-Рубіна, Бертло

$$\frac{P\nu}{RT} = 1 + \frac{9}{128} \cdot \frac{P}{P_c} \cdot \frac{T_c}{T} \left(1 - 6 \frac{T_c^2}{T^2} \right), \quad (T_c, P_c - \text{критичні температура і тиск газу})$$

та інших через складність формульних залежностей і необхідність уточнення емпіричних констант також не знайшли подальшого повсюдного застосування.

При моделюванні режимів роботи магістральних газопроводів набуло широкого використання рівняння газового стану у вигляді [26]

$$v = \frac{RT}{P} - \Delta v, \quad (2.9)$$

для якого є відповідні напрацювання ідей щодо побудови структури термогазодинамічних характеристик газостискуючих агрегатів КС. Отже, є сенс і при моделюванні режимів роботи лінійних ділянок використовувати рівняння газового стану саме у вигляді (2.9). У різницевому співвідношенні (2.9) величина Δv складає

$$\Delta v = a_1 / T^n - a_0.$$

Сталі величини a_1 , a_0 і n визначаються експериментальним шляхом. На основі дослідних даних встановлено [26], що для метану $n = 2$, $a_0 = 0,00217 \text{ м}^3/\text{кг}$ і $a_1 = 340 \text{ м}^3 \cdot \text{К}^2/\text{кг}$. Для реального газу з вмістом метану 85-99 % сталі величини a_1, a_0 і n коригуються, а саме $n = 1,965, a_0 = 0,00133 \text{ м}^3/\text{кг}$ і $a_1 = 285,2 \text{ м}^3 \cdot \text{К}^2/\text{кг}$.

$$p \cdot v = RT - \frac{C \cdot p}{T^2},$$

В умовах роботи магістральних газопроводів при $T = 20 \div 100 \text{ }^\circ\text{C}$ і $P = 0,1 \div 10 \text{ МПа}$ прийнятні найпростіші рівняння стану, зокрема рівняння Джоуля-Томпсона у вигляді [66]:

$$D_i = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_i = \frac{1}{c_p} \left[v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \right],$$

де стала величина C визначається за відсотковим складом газової суміші $C = 360 - 66 \cdot r_{CH_4}$. При наявності в суміші $> 90\%$ метану $C \cong 300$.

З метою перевірки роботоздатності моделей, що наведені вище, в наступному розділі 3 проведені розрахунки залежності виконуваної газотранспортної роботи, а отже і витрачуваних енергоресурсів лінійних ділянок від кількості транспортованого газу Q . Наведена в цьому розділі аналітична модель (2.6) свідчить: залежність виконуваної газотранспортної роботи, а отже і витрачуваних ресурсів лінійної ділянки газопроводу ΔP від кількості транспортованого газу Q є нелінійною. Причому такою, що є діапазон продуктивності газопроводу, в якому темп зростання газотранспортної роботи перевищує темп зростання кількості транспортованого газу Q . Цей результат є ключем до висновку про наявність об'єктивного концептуально нового методологічного механізму оцінювання та підвищення ефективності використання ресурсного потенціалу лінійних ділянок магістральних газопроводів.

2.4 Моделювання виробничої функції КС при непроєктних режимах роботи магістральних газопроводів

Необхідність удосконалення розрахункових методів аналізу та підвищення ефективності непроєктних режимів виникає в зв'язку з відчутними на практиці відхиленнями від проєктних умов роботи газопроводів. Найбільші відхилення

спричиняє незбалансованість схемної структури газотранспортної системи, яка успадкована як складова частина колишньої ЄСГ. Породжують непроекtnі режими також безперервна (через прогресуюче старіння) реконструкція газопроводів та вимушені зміни регламентних режимів, залежні від конкретної енергетичної ситуації. Існування окремого різновиду непроекtnих режимів практично неможливе. Отже, виникає потреба створення такої методики аналізу та оцінювання виробничої спроможності непроекtnих режимів роботи КС, яка б визначала стратегію та конкретний механізм підвищення економічної ефективності функціонування газотранспортних систем для будь-яких непроекtnих режимів з врахуванням можливості їх комбінації.

Проблема створення методики є глибинною і об'єктивно ускладнена тим, що характеристики КС залежать від термодинамічного стану $f(p, T, v)$ транспортованого газу. Ця особливість газотранспортних процесів для КС в докомп'ютерний період відтворювалась адіабатичними еталонами графоаналітичних залежностей [86]: $[N/\gamma]_{\text{пр}} = f_N(Q_{\text{пр}})$, $\varepsilon_{\text{пр}} = f_\varepsilon(Q_{\text{пр}})$ та $\eta_{\text{пол}} = f_\eta(Q_{\text{пр}})$, де $[N/\gamma]_{\text{пр}}$, $\varepsilon_{\text{пр}}$, $\eta_{\text{пол}}$ та $Q_{\text{пр}}$ відповідно зведені відносна потужність, ступінь стискування газу, політропічний ккд та зведена об'ємна продуктивність відцентрових нагнітачів. Залежності $[N/\gamma]_{\text{пр}}$, $\varepsilon_{\text{пр}}$ та $\eta_{\text{пол}}$ побудовані з використанням постулату Ван-дер-Ваальса про відповідність газових станів, який стверджує, що $v = f(P/P_{\text{кр}}, T/T_{\text{кр}})$. Проте, точних рівнянь стану реальних газів не існує: термодинаміка не дозволяє безпосередньо встановити залежність $\zeta(P, v, T) = 0$. Для більшості газів критичний коефіцієнт стискуваності $0,26 < Z_{\text{кр}}$

$> 0,29$, а отже положення (закон) про відповідність газових станів припустимо узагальнювати лише наближено з точністю 5-8% [78]. Точність положення для різних газів різна, а відтак критичний коефіцієнт стискуваності $Z_{кр}$ не є реперною константою для всіх газів. Тому для обчислення енерготехнологічних характеристик ГПА і компресорних станцій в цілому в експлуатаційних умовах поширення набули напівемпіричні рівняння, зокрема [82]:

$$Pv = Z RT \quad (2.10)$$

Співставляючи рівняння (2.9) і (2.10), можна дійти висновку [54] про можливість наближених розрахунків коефіцієнта стискуваності газу за формулою

$$Z = 1 - P \cdot \Delta v / RT = 1 - (P/RT) \cdot (a_1 / T^n - a_0), \quad (2.11)$$

або за співвідношенням $Z = Pv/(RT) = 1 - (C \cdot P/RT^3)$, в якому стала величина C емпірично визначена різницею $C = 360 - 66 r_{CH_4}$, де $r_{CH_4} = 0,85 \div 1$ – молярна концентрація метану в природному газі.

Економічним змістом проблеми оцінювання і підвищення ефективності експлуатаційних режимів роботи магістральних газопроводів є визначення залежності витрат енергетичних ресурсів N від кількості транспортованого газу Q та економічної ефективності цих витрат за ринковим критерієм прибутковості

$$Pr = f(OF, N),$$

де OF – витрати, що є незалежними від завантаження газотранспортної системи (витрати на обслуговування основних виробничих фондів OF), а N – керовано змінні в короткостроковому періоді витрати (енергетичні та ін.), що залежать

від обсягів транспортованого газу, тобто $N = f(Q)$. Технологічному змісту проблеми відповідає її математичне формулювання, сутність якого можна умовно поділити на дві частини:

- 1) – побудова цільової, критеріально екстремальної функції $N = f(Q)$
- 2) – знаходження екстремуму функції $N = f(Q)$ при обмеженнях, які накладає формула прибутковості $Pr = f(OF, N)$.

Величина OF є ринково і ситуаційно визначеною, тому в дослідницькому варіанті її покладаємо сталою ($OF = const$) і, на першому етапі задачу зводимо до побудови та розв'язку системи моделей термодинамічних процесів, що супроводять зміну кінетичної і потенціальної енергії стискуваного газу.

Базові моделі процесів стискування газу ґрунтуються на постулатах першого закону термодинаміки [14]:

$$dq = d[u + A \cdot p \upsilon] + A \cdot d(w^2/2g), \quad (2.12)$$

в якому u - внутрішня енергія газу, w – швидкість потоку стискуваного газу.

В залежності від вибраних параметрів $p \upsilon$, υT чи $p T$ перший закон термодинаміки приймає різні математичні форми. Стосовно ГПА на КС при незалежних p і υ та $w = const$ перший закон термодинаміки математично відтворюється рівнянням [9]:

$$d[u + A \cdot P \upsilon] = di = C_p \cdot dT = A \cdot \upsilon dP - dq_{зovн.} + dq_{тертя}.$$

де C_p , i – відповідно теплоємність та ентальпія стискуваного газу, $dq_{зovн.}$ - тепло, що відводиться від газу в процесі його стискування, $dq_{тертя}$ – тепло, яке надходить за рахунок механічної енергії внутрішнього тертя потоку газу. Зв'язок

між тиском P , питомим об'ємом v і температурою T стискуваного газу відслідковується рівняннями політропи $P \cdot v^m = \text{const}$ і $T \cdot v^{m-1} = \text{const}$. Отже, процес стискування газу можна досліджувати як термодинамічний процес із змінюваним показником політропи m , який визначають на основі співвідношення [65]

$$m = \left(1 - \frac{\lg(T_2 / T_1)}{\lg(P_2 / P_1)} \right) \quad (2.13)$$

Головною виробничою характеристикою компресорної станції є залежність між напором H , (кГ·м)/кг та обсягом стискуваного газу Q . Відносна величина напору H для політропічного процесу за умови, що в рівнянні (2.12) $w = \text{const}$, обчислюється за розв'язком термодинамічного співвідношення [97]

$$H_{\text{пол}} = \int_1^2 v \cdot dp = \frac{m}{m-1} \cdot p v \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right],$$

яке є різновидом розрахункової формули потужності компресорної станції [20]

$$N_{\text{кс}} = \Delta h \cdot M = \xi \cdot \frac{\kappa}{\kappa-1} \cdot p v \cdot \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa} \eta_{\text{пол}}} - 1 \right] \cdot M. \quad (2.14)$$

В (2.14) інтегральна величина ξ враховує кількість та рівень завантаження газостискувальних агрегатів, технічний стан газових турбін, вплив температури навколишнього повітря на потужність компресорних агрегатів та ін.

Для розрахунку ентальпійної характеристики стискуваного газу Δi використовується формула [15]

$$\Delta i = c_{pm,1} (T_2 - T_1) - (c_p \cdot D_i)_{m,2} (P_2 - P_1),$$

в якій коефіцієнт Джоуля –Томпсона D_i обчислюється з врахуванням термодинамічного стану стискуваного газу

$$D_i = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_i = \frac{1}{c_p} \left[v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \right],$$

а теплоємність газу $C_p = C_p^{(0)} + \Delta C_p$. Якщо калоричні властивості транспортованого газу з вмістом метану $> 85\%$ визначати з використанням рівняння Джоуля –Томпсона у варіанті (2.9), то [82]

$$C_p^{(0)} = (1,4 + 2,79 \cdot r_{ch4}) \cdot C_p^{(0)}_{ch4},$$

де $C_p^{(0)}_{ch4} = 2,175 + 0,00244 \cdot T$, кДж/ (кг·°С), а $\Delta C_p = P \cdot (5,826 \cdot a_1 / T^3)$.

При проведенні енерготехнологічних розрахунків за моделями (2.12) - (2.14) необхідно визначати показники для політропічного, зовнішньоадіабатичного, ізотермічного та ін. процесів, за якими формується підсумковий критерій економічності роботи газоперекачувальних агрегатів. У загальному випадку

$$\eta_{пол} = \frac{w_{1,2}}{i_{1,2}},$$

відношення корисної роботи до споживаної енергії визначається політропічним ккд $\eta_{пол}$ за формулою [17], в якій

$$w_{1,2} = \int_1^2 v \cdot dp - \text{потенціальна робота,}$$

$$\text{а } i_{1,2} = \int_1^2 p \cdot dv - \text{питома термодинамічна робота.}$$

Для розрахунку $\eta_{\text{пол}}$ в межах теорії "ідеального пару" прийнятне співвідношення [16]

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{m}{m-1} \cdot \frac{\kappa-1}{\kappa}.$$

За рахунок теплоти тертя в неохолоджуваному ГПА показник політропи m завжди більше показника адіабати κ . Осереднення показників m, κ і їх комплексів проводяться для процесів, що лінійно відхиляються від адіабатного за потенціальною функцією $(p \cdot v)$. Для природних газів з вмістом метану 94–100 % за даними В.А. Загорученко для потенціальної функції $(p \cdot v)$ одержана така наближена розрахункова формула [82]:

$$p \cdot v = (p \cdot v)_{\text{ch}_4} (1.49 - 0.49 r_{\text{ch}_4}), \quad (2.15)$$

де r_{ch_4} – мольний вміст метану в газі в долях одиниці. При вмісті метану в газі $> 98 \%$ для експрес-розрахунків можна скористатися емпіричним співвідношенням [82] $p \cdot v = -0,1 + 0,5081 T - 9,88 p + 0,0252 p \cdot T$.

При використанні розрахункової формули (2.14) робочі параметри газоперекачувальних агрегатів мають задовольняти обмеженням:

$$P_{\text{вих}} \leq P_{\text{вих max}}, Q \geq Q_{\text{min}}, n_{\text{min}} \leq n \leq n_{\text{max}}, N_{\text{ед}} \leq N_{\text{ед max}}.$$

В число обмежень експлуатованих агрегатів входить також і рівень їх технічного стану.

Формули (2.12) - (2.15) використовуються, також, в практиці розрахункової діагностики функціонального стану газоперекачувальних агрегатів [19]. При цьому температура стиснутого газу (на виході КС) визначається за розв'язком

термодинамічної моделі енергії газового потоку у вигляді [50]:

$$T_2 = T_1 \cdot \varepsilon^{\kappa \cdot \eta_{\text{пол}}} \quad (2.16)$$

В першому наближенні припустимо [10] прийняти $\kappa = 1,34$ та $\eta_{\text{пол}} = 0,8$.

Обчислювальна ефективність та самодостатність (замкненість) системи розрахункових моделей (2.2) – (2.16), що наведені в цьому розділі, доведена шляхом модельних розрахунків виробничих функцій лінійних ділянок, компресорних станцій магістрального газопроводу з робочим тиском 7,5 МПа і зміною завантаження газопроводу в діапазоні $Q = 20 \div 95 \%$.

Висновки по розділу

1. Енергетична характеристика виробничої функції лінійної ділянки магістрального газопроводу є залежною як від перепаду тисків транспортованого газу так і від зовнішнього та внутрішнього теплообміну. Це зумовлює необхідність взаємозалежного вирішення проблеми моделювання гідродинамічних і масообмінних характеристик систем трубопровідного транспорту газу.

2. Зважаючи на виняткову складність врахування усіх факторів, що впливають на зовнішній теплообмін транспортованого газу, доцільно у практичних розрахунках спиратися на одномірну модель еквівалентної теплопровідності. За цієї умови еквівалентний коефіцієнт теплопередачі припустимо визначати на основі експлуатаційних даних як обернену задачу теплопровідності згідно наведених вище розрахункових моделей.

3. Аналітична структура залежності витрачених енергетичних ресурсів в лінійних ділянках магістральних газопроводів від кількості транспортованого газу є нелінійною. Причому такою, що існує діапазон продуктивності газопроводу, в якому темп зростання витрат перевищує темп зростання кількості транспортованого газу. Інверсна точка, в якій темп зростання витрат енергоресурсів змінює знак, може бути використана для формування ринковоорієнтованого показника ефективності використання технологічного ресурсу лінійних ділянок магістральних газопроводів.

4. Обґрунтований підхід до формування ринковоорієнтованої системи розрахункових моделей витрат енергоресурсів для непроекtnих режимів роботи компресорних станцій магістральних газопроводів. Підхід ґрунтований на базових законах газової термодинаміки з використанням адаптивно модифікованої аналітичної форми рівняння газового стану. Нелінійна залежність витрат енергетичних ресурсів $N_{КС}$ магістральних газопроводів від обсягів транспортованого газу Q дає можливість оптимізувати непроекtnий режим роботи газопроводу за економічними показниками. Це дозволяє окреслити головний напрямок оптимізації енергетичних витрат на КС i , отже, підвищення економічної ефективності використання виробничих ресурсів магістральних газопроводів.

3 ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ТА ЧИСЕЛЬНИЙ АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ

У другому розділі цієї роботи доведено, що для обґрунтування напрямків та об'єктивної оцінки можливостей підвищення ефективності систем магістральних газопроводів необхідні наскрізні кількісні розрахунки технологічних процесів транспортування газу, які забезпечують використання принципу порівняння (в одновимірній системі координат) фактичних надходжень за газотранспортні послуги з обсягом витрачених ресурсів. Викладена вище методологія формування та аналіз аналітично-розрахункових моделей транспортування газу можуть бути використані для оптимізаційних розрахунків продуктивності магістральних газопроводів, як формуючої основи для визначення інтегрального показника енергоекономічної ефективності використання виробничих ресурсів.

Запропоновані методи вибору оптимальних рішень та визначення основних напрямів підвищення ефективності газотранспортних систем в цьому розділі обґрунтовуються конкретними розрахунками залежності витрачених ресурсів від кількості транспортованого газу в лінійних ділянках, компресорних станціях та протяжній газотранспортній системі "Союз".

3.1 Енергоефективність лінійних ділянок магістральних газопроводів

Процеси трубопровідного транспортування газу в лінійних ділянках газопроводів характеризуються розширенням газу, який змінюючи свій стан, виконує роботу проти зовнішніх сил. Згідно з першим законом газової термодинаміки [14] виконувана роботу в системі координат: тиск P – питомий об'єм v можна віднайти за формулою

$$\mathcal{Q} = \int_{v_1}^{v_2} P dv \quad (3.1)$$

Формула (3.1) показує, що робота розширення газу в лінійній ділянці газопроводу залежить від характеру процесу, тобто її можна віднайти якщо буде відомий розв'язок рівняння стану $f (P, v) = 0$. Для ізотермічних процесів

$P v = P_1 v_1 = \dots = \text{const}$ і, отже, $P = (P_1 v_1) / v$. Звідси виконувана ізотермічна робота газу \mathcal{Q} в лінійних ділянках теплоізолюваного газопроводу становить [2]

$$\mathcal{Q} = (P_1 v_1) \times \ln (v_2 / v_1) .$$

Реальні процеси розширення газу в лінійній ділянці газопроводу є неізотермічними: газ змінює свій стан під впливом зовнішнього середовища (грунту), яке змінює температуру транспортованого газу. Зміна температури газу впливає на його внутрішню енергію u і виконувану зовнішню роботу

$$L = A (P \cdot dV).$$

Термодинамічно це відтворюється формулою

$$dq = du + A \cdot (P \cdot dV), \quad (3.2)$$

в якій тепловий еквівалент роботи $A = 1/ 426, 45$ ккал / кг м.

Рівняння (3. 2) придатне для моделювання як реальних, так й ідеальних газів.

За однакової швидкості руху газу, коли

$$M = \frac{F \cdot \omega}{v} = \frac{F_1 \cdot \omega_1}{v_1} = \frac{F_2 \cdot \omega_2}{v_2} = \dots = \text{const},$$

формула (3. 2) в прикладному аспекті для довільного обсягу

транспортованого газу набуває вигляду

$$dq = du + A d \vartheta + \frac{d \omega^2}{2g} \quad (3.3)$$

В рівнянні (3.3):

$$M = F \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{P_0 \cdot \lambda L}} \quad (3.4)$$

$$\text{та } T = (T_H - T_0) e^{-aL} - D_i \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-aL}}{a} \quad (3.5)$$

$$\text{де критерій Шухова } a = \frac{\kappa \pi D}{M C_p}$$

dq - зовнішнє тепло, яке сприймає газ на лінійній ділянці;

du - зміна внутрішньої енергії газу;

$d\vartheta = d(P \cdot v)$ - робота проти зовнішніх сил (робота проштовхування);

$(d\omega^2 / 2g)$ - приріст кінетичної енергії газу при його переміщенні на лінійній ділянці.

Наближений розв'язок рівняння (3.3) за умови, що $M = (F \cdot \omega) / v = \text{idem}$, для непересічених трубопроводів середнього і високого тиску припустимо [35] еквівалентувати розрахунковими формулами

Формули (3.4) і (3.5) покладені в основу проведених в цьому підрозділі розрахунків ефективності експлуатаційних витрат енергетичних ресурсів лінійних ділянок (енергії тиску газу) ΔP від обсягів транспортованого газу Q . Вхідні дані для розрахунків енерговитратних характеристик лінійних ділянок наведені в табл. 3.1, а вхідні дані для відводів в табл. 3.2.

Таблиця 3.1- Вхідні дані для розрахунків
енерговитратних характеристик лінійних ділянок

Назва ділянки	L , км	T _{гр} , °C	D , мм	E
Новопсков-Борова	124,0	8,0		1,00
Борова-Першотравнева	102,0	8,0	1420	0,97
Першотравнева-Машевка	124,5	8,0		1,00
Машевка-Кременчук	131,5	8,0	1420	1,00
Кременчук-Олександрівка	109,0	8,0		1,00
Олександрівка-Тальне	121,5	8,0	1420	0,99
Тальне-Гайсин	119,6	8,0		0,98
Гайсин-Бар	120,9	8,0	1420	0,98
Бар-Гусятин	123,0	8,0		0,97
Гусятин-Богородчани	137,0	8,0	1420	0,98
Богородчани-Хуст	146,8	8,0		0,97
Хуст-Ужгород	101,0	8,0	1420	0,97

Таблиця 3.2 -Вхідні параметри для відводів

Назва ділянки з відводом	Відвод на	Q відбору, млн. м ³ /добу
Новопсков-Борова	Борову	0,06
Борова-Першотравнева	Олексіївку	0,037
Першотравнева-Машевка	Ковалівку	0,001
Машевка-Кременчук	—	—
Кременчук-Олександрівка	Іванківці	0,000467
Олександрівка-Тальне	Чигирин	0,368
Тальне-Гайсин	Умань	0,547
Гайсин-Бар	Гайсин	0,938
Бар-Гусятин	Бар	0,61
Гусятин-Богородчани	Горжків	0,94
Богородчани-Хуст	Богородчани	0,0006
Хуст-Ужгород	Ясин	0,813

Результати розрахунків енерговитратних показників лінійних ділянок газопроводу "Союз" табульовані в таблицях 3.3 – 3.6.

Таблиця 3.3 -Залежність витрат енергії тиску газу $\Delta P = P_{\text{поч}} - P_{\text{к}}$ від

продуктивності Q лінійної ділянки Борова-Першотравнева;

$$L = 102 \text{ км.}$$

Q / Q_{max}	$P_{\text{поч}}, \text{ кг/см}^2$	$P_{\text{к}}, \text{ кг/см}^2$	$T_{\text{поч}}, ^\circ\text{C}$	$T_{\text{к}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta P / \Delta P_{\text{max}}$
1,000	72,07	52,97	35,03	17,23	1,000
0,989	73,43	55,37	35,16	17,60	0,946
0,966	75,00	58,44	35,11	17,92	0,868
0,944	75,00	59,39	34,57	17,71	0,818
0,908	75,00	60,73	33,85	17,42	0,748
0,849	75,00	62,81	32,51	16,86	0,639
0,789	75,00	64,68	31,04	16,17	0,541
0,730	75,00	66,37	29,33	15,28	0,452
0,609	75,00	69,19	25,85	13,39	0,305
0,487	75,00	71,38	22,09	11,43	0,190
0,364	75,00	73,01	18,12	9,67	0,104
0,119	75,00	74,78	11,77	8,02	0,012

Таблиця 3.4 - Залежність витрат енергії тиску газу $\Delta P = P_{\text{поч}} - P_{\text{к}}$ від продуктивності Q лінійної ділянки Машевка – Кременчук;
 $L = 131,5$ км .

Q / Q_{max}	$P_{\text{поч}},$ кг/см ²	$P_{\text{к}},$ кг/см ²	$T_{\text{поч}},$ °C	$T_{\text{к}},$ °C	$\Delta P / \Delta P_{\text{max}}$
1,000	75,00	53,63	34,80	14,43	1,000
0,990	75,00	54,23	33,88	14,11	0,972
0,969	75,00	55,37	33,15	13,97	0,918
0,947	75,00	56,50	32,47	13,82	0,866
0,913	75,00	58,10	31,36	13,56	0,791
0,855	75,00	60,61	29,17	12,89	0,673
0,796	75,00	62,86	26,75	12,10	0,568
0,736	75,00	64,87	24,14	11,24	0,474
0,614	75,00	68,23	18,67	9,59	0,321
0,491	75,00	70,82	13,45	8,37	0,196
0,367	75,00	72,71	9,28	7,81	0,107
0,117	75,00	74,75	5,56	7,98	0,012

Таблиця 3.5 - Залежність витрат енергії тиску газу $\Delta P = P_{\text{поч}} - P_{\text{к}}$ від

продуктивності Q лінійної ділянки Гайсин – Бар ;

$L = 120,9$ км.

Q / Q_{max}	$P_{\text{поч}},$ кг/см ²	$P_{\text{к}},$ кг/см ²	$T_{\text{поч}},$ °C	$T_{\text{к}},$ °C	$\Delta P /$ ΔP_{max}
1,000	75,00	56,35	33,63	15,10	1,000
0,991	75,00	56,76	33,38	15,04	0,978
0,971	75,00	57,67	32,80	14,87	0,929
0,950	75,00	58,57	32,18	14,67	0,881
0,918	75,00	59,89	31,15	14,37	0,810
0,863	75,00	62,01	28,89	13,54	0,696
0,805	75,00	63,97	26,44	12,63	0,591
0,745	75,00	65,76	23,74	11,64	0,495
0,623	75,00	68,80	18,13	9,76	0,332
0,497	75,00	71,17	13,23	8,48	0,205
0,369	75,00	72,92	9,80	7,93	0,111
0,112	75,00	74,80	6,82	7,99	0,011

Таблиця 3.6 - Залежність витрат енергії тиску газу $\Delta P = P_{\text{поч}} - P_{\text{к}}$ від продуктивності Q лінійної ділянки Гусятин-Богородчани;
 $L = 137$ км.

Q / Q_{max}	$P_{\text{поч}},$ кГ/см ²	$P_{\text{к}},$ кГ/см ²	$T_{\text{поч}},$ °C	$T_{\text{к}},$ °C	$\Delta P /$ ΔP_{max}
1,000	75,00	54,34	33,67	13,44	1,000
0,992	75,00	54,79	33,44	13,40	0,978
0,972	75,00	55,79	32,88	13,30	0,930
0,952	75,00	56,77	32,27	13,15	0,882
0,921	75,00	58,21	31,27	12,95	0,813
0,867	75,00	60,53	29,08	12,31	0,700
0,809	75,00	62,71	26,66	11,59	0,595
0,750	75,00	64,69	24,00	10,79	0,499
0,627	75,00	68,10	18,43	9,28	0,334
0,501	75,00	70,74	13,54	8,28	0,206
0,372	75,00	72,70	10,05	7,89	0,111
0,109	75,00	74,78	6,98	7,99	0,011

Таблиця 3.7 - Залежність витрат енергії тиску газу $\Delta P = P_{\text{поч}} - P_{\text{к}}$ від продуктивності Q лінійної ділянки Богородчани – Хуст;
 $L = 146,8$ км

Q / Q_{max}	$P_{\text{поч}},$ кГ/см ²	$P_{\text{к}},$ кГ/см ²	$T_{\text{поч}},$ °С	$T_{\text{к}},$ °С	$\Delta P /$ ΔP_{max}
1,000	75,00	52,54	33,97	12,45	1,000
0,992	75,00	53,02	33,73	12,42	0,979
0,973	75,00	54,09	33,16	12,35	0,883
0,954	75,00	55,16	32,54	12,25	0,882
0,923	75,00	56,73	31,52	12,10	0,813
0,869	75,00	59,25	29,29	11,57	0,701
0,813	75,00	61,63	26,82	10,94	0,595
0,754	75,00	63,79	24,11	10,25	0,499
0,630	75,00	67,51	18,48	8,96	0,333
0,503	75,00	70,38	13,56	8,13	0,206
0,373	75,00	72,51	10,03	7,84	0,111
0,108	75,00	74,77	6,83	7,99	0,010

За результатами розрахунків нижче наведена графічна модель залежності $\Delta P = f(Q)$ для лінійної ділянки Борова – Першотравнева.

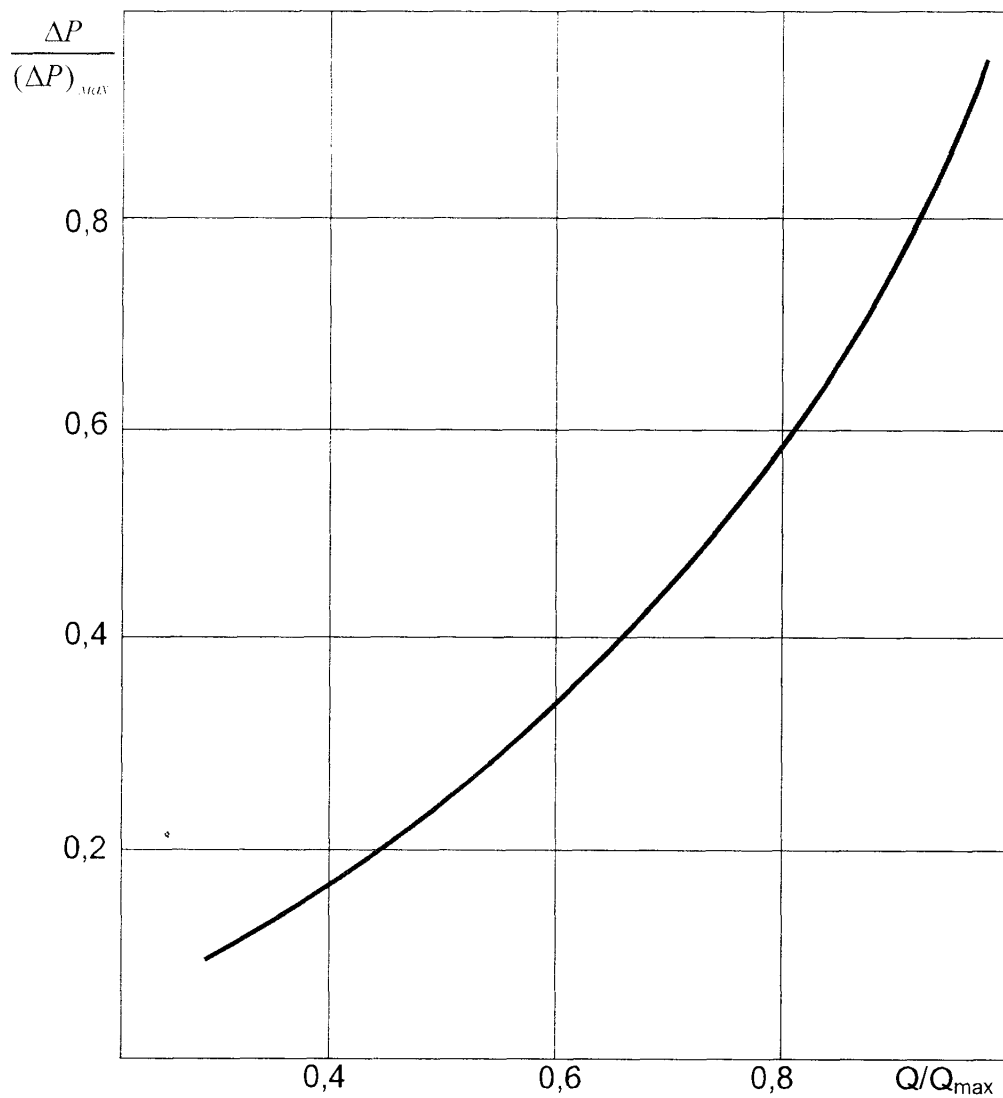


Рисунок 3.1 – Графічна модель залежності витрат енергії тиску газу $\Delta P = P_{поч} - P_{к}$ від продуктивності Q лінійної ділянки Борова – Першотравнева

Аналіз одержаних результатів, що наведені в табл. 3.3 – 3.7 та на рис. 3.1, дозволяє стверджувати наступне: залежність витрат в лінійних ділянках енергії тиску газу ΔP від обсягів транспортованого газу Q є нелінійною. Ця її особливість дає можливість віднайти шляхом порівняння результатів розрахунків за формулою $\text{Над} = c \times Q$ надходжень за кількістю транспортованого газу Q з результатами розрахунків енергетичних витрат $\Delta P = f(Q)$ оптимальний за показником енергоефективності режим роботи лінійної ділянки газопроводу. За оптимального режиму роботи лінійної ділянки надходження будуть більші, ніж витрати енергоресурсів ΔP , тобто

$$\text{Над} = c \times Q > \Delta P = f(Q).$$

Графічно цей висновок ілюструється рис. 3.2.

Концепція оптимізації режимів роботи лінійних ділянок відіграє ключову роль у формуванні енергоефективних технологій трубопровідного транспортування газу. Проте, слід мати на увазі, що для магістральних газопроводів високого тиску витрати ΔP залежать не тільки від завантаження газопроводу, а й від безпосередньо керованих режимів роботи (робочого тиску) компресорних станцій. Енерговитрати в лінійних ділянках взаємопов'язані з енерговитратами на КС і є важливою, проте похідною складовою показника ефективності магістральних газопроводів.

Необхідною передумовою для оцінювання, аналізу та підвищення ефективності функціонування як лінійних ділянок та компресорних станцій,

так і газопроводів в цілому постають розрахунки енерговитрат на компресорних станціях. Кількісному аналізу цієї проблеми присвячено наступний підрозділ.

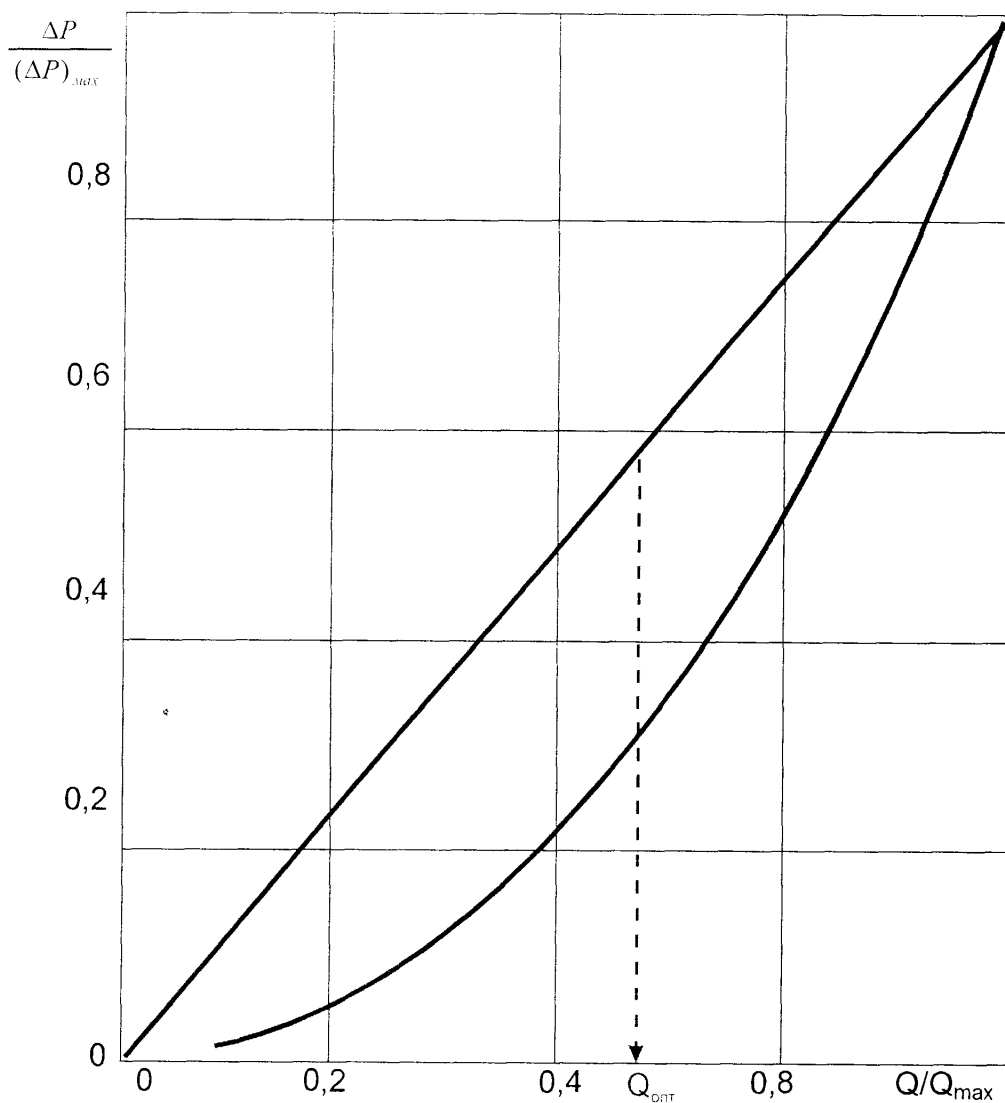


Рисунок 3.2 – Оптимальний режим роботи лінійної ділянки

Борова – Першотравнева за показником $(\text{Над} - \Delta P) \rightarrow \text{макс.}$

3.2 Енергоефективність компресорних станцій

Технологічні розрахунки трубопровідного транспорту газу ґрунтуються на використанні приведених термогазодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів. В той же час стандартне відтворення цих характеристик не задовольняє потреби в розрахунках непроектних режимів роботи магістральних газопроводів, які супроводжують зміну продуктивності газопроводу в діапазоні $0 - Q_{\max}$. В зв'язку з цим у практику розрахунків режимів роботи газопроводів введені термогазодинамічні моделі газостискуючих агрегатів, які дозволяють визначати технологічні параметри роботи КС, не вимірювані в експлуатаційних умовах.

Технологічні розрахунки непроектних режимів роботи КС за паспортними характеристиками можуть суттєво відрізнятися від реальних, оскільки паспортні характеристики дуже чутливі до технічного стану КС, який погіршується, зокрема, через ерозійний знос проточної частини нагнітачів. Паспортні характеристики в експлуатаційних умовах належить періодично контролювати. Мінімальна вхідна інформація для визначення основних технологічних параметрів, у тому числі витраченої потужності за непроектного завантаження газопроводу Q , містить такі дані: вимір температур T_1 , T_2 і тисків P_1 , P_2 газу на вході і виході КС. Якщо за зміною температур і тиску газу побудувати термогазодинамічну модель, то вона матиме такий вигляд :

різниця ентальпій стискуваного газу

$$\Delta i = f (P_1 , P_2 , T_1 , T_2) = f (P_1 , T_1 , \Delta P , \Delta T);$$

потенціальна робота стискування газу (напір)

$$w_{1,2} = f (P_1 , P_2 , T_1 , T_2);$$

політропний к.к.д.

$$\eta_{\text{пол}} = w_{1,2} / \Delta i .$$

Процес стискування газу у відцентровому нагнітачі протікає при невеликих зовнішніх теплових втратах, якими в технологічних розрахунках припустимо нехтувати. У цьому випадку індикаторна внутрішня потужність нагнітача N еквівалентна різниці ентальпій газу Δi , тобто

$$N = G \times \Delta i , \quad (3.1)$$

де G – масова продуктивність нагнітача.

Побудова виробничої функції КС за формулою (3.1) у координатах: витрачені енергетичні ресурси N - обсяг стискуваного газу G узгоджується з діагностичними моделями (3.1) та зміни ентальпії газу

$$\Delta i = C_{p\ m,1} (T_2 - T_1) - (C_p D_i)_{m,2} \times (P_2 - P_1) , \text{ в якому}$$

D_i – коефіцієнт Джоуля-Томпсона;

$C_{p\ m,1}$ - середня ізобарна теплоємність газу при $P_1 = \text{idem}$ в інтервалі температур від T_1 до T_2 ;

$(C_p D_i)_{m,2}$ - середня величина при $T_2 = \text{idem}$ в інтервалі тисків від P_1 до P_2 .

Саме ці моделі еквівалентовані формулою (2.14) покладені в основу розрахунків виробничої функції компресорних станцій.

Вхідні дані для розрахунків КС газопроводу "Союз" наведені в табл. 3.8

Таблиця 3.8 - Вхідні дані для розрахунків виробничих функцій компресорних станцій газопроводу "Союз"

Назва КС	P_{\max} , атм.	T_{\max} , $^{\circ}C$	$T_{\text{пов}}$, $^{\circ}C$	$\Delta P_{\text{вх}}$, атм.	$\Delta P_{\text{вих}}$, атм.
1	2	3	4	5	6
Борова	75,0	50,0	20,0	0,6	0,7
Першотравнева	75,0	50,0	20,0	0,6	1,1
Машевка	75,0	50,0	20,0	0,2	0,3
Кременчук	75,0	50,0	20,0	0,2	0,2
Олександрівка	75,0	50,0	20,0	0,6	0,5
Тальне	75,0	50,0	20,0	0,7	0,9
Гайсин	75,0	50,0	20,0	0,5	0,8
Бар	75,0	50,0	20,0	0,8	0,8
Гусятин	75,0	50,0	20,0	0,7	0,7
Богородчани	75,0	50,0	20,0	0,6	0,7
Хуст	75,0	50,0	20,0	0,7	0,8

З метою порівняльного аналізу індивідуальних властивостей виробничих функцій КС проведені кількісні розрахунки залежності $N = f(Q)$ як для кожної компресорної станції газопроводу окремо, так і (в наступному підрозділі) для всієї газотранспортної системи "Союз" як єдиної неподільної виробничої одиниці.

Деталізовані розрахунки залежності $N = f(Q)$ для кожної КС окремо ілюстровані таблицями 3.9 – 3.19.

При побудові вказаних залежностей враховувались особливості обладнання і експлуатації кожної з КС. У відповідності до проекту на КС Борова, Першотравнева, Машевка, а також Гусятин, Богородчани і Хуст в якості основного обладнання встановлено агрегати ГТК-10 I з нагнітачем RF-2BB-3 фірми "Купер-Бессемер". На КС Кременчук, Олександрівка, Тальне, Гайсин, Бар встановлено газоперекачувальні агрегати німецької фірми Демаг типу 655P2. Відмінності в характеристиках нагнітачів, а також суттєво різні умови входу в КС призводять до різноманітності в виробничих функціях кожної станції.

Відмітимо також, що на вигляд виробничої функції компресорної станції має вплив склад перекачуваного газу. В розрахунках з побудови виробничих функцій КС склад транспортованого газу був прийнятий середньостатистичним за 2001 рік.

Таблиця 3.9 - Залежність витрат потужностей N від продуктивності

Q КС Борова

$Q_{\text{тр}} /$ $(Q_{\text{тр}})_{\text{max}}$	$N /$ N_{max}	$P_{\text{вх}},$ кг/см ²	$P_{\text{вих}},$ кг/см ²	$T_{\text{вх}},$ °C	$T_{\text{вих}},$ °C
1,00	1,00	49,55	72,07	12,37	35,03
0,988	0,995	50,21	73,43	12,49	35,16
0,964	0,955	51,48	75,00	12,72	35,11
0,941	0,851	52,69	75,00	12,91	34,57
0,905	0,745	54,40	75,00	13,15	33,85
0,846	0,597	56,99	75,00	13,41	32,51
0,786	0,474	59,30	75,00	13,53	31,04
0,726	0,365	61,36	75,00	13,51	29,33
0,605	0,227	64,82	75,00	13,05	25,85
0,484	0,135	67,50	75,00	12,06	22,09
0,363	0,077	69,51	75,00	10,62	16,12
0,119	0,016	71,72	75,00	8,05	11,77

Таблиця 3.10 - Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q КС Першотравнева

$Q_{гр} /$ $(Q_{гр})_{max}$	$N /$ N_{max}	$P_{вх},$ кг/ см ²	$P_{вих},$ кг/ см ²	$T_{вх},$ °C	$T_{вих},$ °C
1,00	1,00	52,97	73,94	17,23	35,40
0,989	0,872	55,37	75,00	17,60	34,80
0,967	0,705	58,44	75,00	17,92	33,55
0,944	0,645	59,39	75,00	17,71	32,99
0,908	0,563	60,73	75,00	17,42	32,11
0,849	0,446	62,81	75,00	16,86	30,47
0,790	0,348	64,68	75,00	16,17	28,51
0,730	0,274	66,37	75,00	15,28	26,39
0,609	0,163	69,19	75,00	13,39	21,84
0,487	0,091	71,38	75,00	11,43	17,09
0,364	0,046	73,01	75,00	9,67	12,63
0,119	0,009	74,78	75,00	8,02	7,52

Таблиця. 3.11 - Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q КС Машевка

$Q_{\text{тр}} /$ $(Q_{\text{тр}})_{\text{max}}$	$N /$ N_{max}	$P_{\text{вх}},$ кг/см ²	$P_{\text{вих}},$ кг/см ²	$T_{\text{вх}},$ °C	$T_{\text{вих}},$ °C
1,00	1,00	52,91	75,00	15,26	34,80
0,990	0,875	55,00	75,00	15,26	33,88
0,968	0,794	56,17	75,00	14,87	33,15
0,946	0,723	57,24	75,00	14,73	32,47
0,911	0,619	58,80	75,00	14,48	31,36
0,853	0,466	61,19	75,00	13,99	29,17
0,793	0,358	63,33	75,00	13,27	26,75
0,733	0,271	65,25	75,00	12,47	24,14
0,612	0,147	68,47	75,00	10,79	18,67
0,489	0,066	70,95	75,00	9,30	13,45
0,366	0,030	72,78	75,00	8,31	9,28
0,118	0,0035	74,76	75,00	7,98	5,56

Таблиця. 3.12 - Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q КС Кременчук

$Q_{тр} / (Q_{тр})_{max}$	N / N_{max}	$P_{вх},$ кг/см ²	$P_{вих},$ кг/см ²	$T_{вх},$ °C	$T_{вих},$ °C
1,00	1,00	53,63	75,00	14,43	34,24
0,990	0,954	54,23	75,00	14,11	33,66
0,969	0,869	55,37	75,00	13,97	33,22
0,947	0,791	56,50	75,00	13,82	32,51
0,913	0,677	58,10	75,00	13,56	31,35
0,855	0,507	60,61	75,00	12,89	28,90
0,796	0,388	62,86	75,00	12,10	26,25
0,736	0,290	64,87	75,00	11,24	23,39
0,614	0,156	66,23	75,00	9,59	17,51
0,491	0,069	70,82	75,00	8,37	12,27
0,367	0,031	72,71	75,00	7,81	8,49
0,117	0,003	74,75	75,00	7,98	5,39

Таблиця. 3.13 - Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q
КС Олександрівка

$Q_{тр} /$ $(Q_{тр})_{max}$	$N /$ N_{max}	$P_{вх},$ кГ/ см ²	$P_{вих},$ кГ/ см ²	$T_{вх},$ °C	$T_{вих},$ °C
1,00	1,00	58,17	75,00	16,90	33,10
0,991	0,965	58,28	75,00	16,79	32,85
0,969	0,891	59,40	75,00	16,54	32,25
0,948	0,792	60,26	75,00	16,25	31,59
0,914	0,697	61,48	75,00	15,81	30,53
0,857	0,544	63,43	75,00	14,74	26,22
0,798	0,427	65,20	75,00	13,58	25,72
0,738	0,328	66,60	75,00	12,36	22,98
0,616	0,188	69,50	75,00	10,07	17,26
0,492	0,093	71,60	75,00	8,48	12,26
0,367	0,048	73,14	75,00	7,77	8,85
0,116	0,008	74,80	75,00	7,97	6,46

Таблиця. 3.14 - Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q
КС Тальне

$Q_{\text{тр}} /$ $(Q_{\text{тр}})_{\text{max}}$	$N /$ N_{max}	$P_{\text{вх}},$ кГ/ см ²	$P_{\text{вих}},$ кГ/ см ²	$T_{\text{вх}},$ °С	$T_{\text{вих}},$ °С
1,00	1,00	55,95	75,00	14,84	33,74
0,991	0,965	56,39	75,00	14,77	33,49
0,970	0,889	57,37	75,00	14,61	32,91
0,949	0,820	58,31	75,00	14,45	32,29
0,916	0,712	59,71	75,00	14,11	31,22
0,859	0,549	61,90	75,00	13,28	28,95
0,800	0,432	63,91	75,00	12,36	26,48
0,741	0,334	65,72	75,00	11,37	23,78
0,618	0,194	68,79	75,00	9,50	18,18
0,494	0,100	71,16	75,00	8,26	13,33
0,368	0,054	72,90	75,00	7,79	10,02
0,115	0,010	74,78	75,00	7,98	7,31

Таблиця. 3.15 - Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q КС Гайсин

$Q_{гр} /$ $(Q_{гр})_{max}$	$N /$ N_{max}	$P_{вх},$ кг/ см ²	$P_{вих},$ кг/ см ²	$T_{вх},$ °C	$T_{вих},$ °C
1,00	1,00	56,19	75,00	15,26	33,63
0,991	0,965	56,61	75,00	15,19	33,38
0,971	0,891	57,53	75,00	15,02	32,80
0,949	0,821	58,48	75,00	14,83	32,18
0,917	0,715	59,62	75,00	14,51	31,15
0,861	0,550	61,98	75,00	13,67	28,89
0,802	0,432	63,96	75,00	12,74	26,44
0,743	0,332	65,76	75,00	11,73	23,74
0,602	0,191	68,80	75,00	9,82	18,13
0,496	0,095	71,17	75,00	8,52	13,23
0,369	0,049	72,91	75,00	7,97	9,90
0,113	0,009	74,79	75,00	7,99	6,82

Таблиця. 3.16 - Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q
КС Бар

$Q_{\text{тр}} /$ $(Q_{\text{тр}})_{\text{max}}$	$N /$ N_{max}	$P_{\text{вх}},$ кг/ см ²	$P_{\text{вих}},$ кг/ см ²	$T_{\text{вх}},$ °C	$T_{\text{вих}},$ °C
1,00	1,00	56,35	75,00	15,10	33,65
0,991	0,966	56,76	75,00	15,04	33,41
0,971	0,895	57,67	75,00	14,87	32,85
0,950	0,826	58,57	75,00	14,67	32,23
0,918	0,723	59,89	75,00	14,37	31,24
0,863	0,550	62,06	75,00	13,54	29,04
0,805	0,442	63,97	75,00	12,63	26,64
0,745	0,344	65,76	75,00	11,64	23,99
0,623	0,200	68,80	75,00	9,76	18,46
0,497	0,103	71,17	75,00	8,48	13,62
0,370	0,055	72,92	75,00	10,21	10,05
0,112	0,010	74,80	75,00	7,99	7,30

Таблиця. 3.17 - Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q
КС Гусятин

$Q_{тр} /$ $(Q_{тр})_{max}$	$N /$ N_{max}	$P_{вх} ,$ кг/ см ²	$P_{вих},$ кг/ см ²	$T_{вх},$ °C	$T_{вих},$ °C
1,00	1,00	55,91	75,00	14,78	33,67
0,991	0,967	56,32	75,00	14,73	33,44
0,972	0,895	57,24	75,00	14,57	32,88
0,951	0,826	58,16	75,00	14,39	32,27
0,920	0,723	59,49	75,00	14,12	31,27
0,865	0,560	61,65	75,00	13,35	29,08
0,807	0,441	63,65	75,00	12,49	26,66
0,748	0,341	65,49	75,00	11,54	24,00
0,625	0,196	68,62	75,00	9,74	18,43
0,499	0,099	71,06	75,00	8,51	13,54
0,344	0,051	72,86	75,00	7,97	10,05
0,111	0,009	74,80	75,00	7,99	6,98

Таблиця 3.18 - Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q
КС Богородчани

$Q_{тр} /$ $(Q_{тр})_{max}$	$N /$ N_{max}	$P_{вх},$ кг/см ²	$P_{вих},$ кг/см ²	$T_{вх},$ °C	$T_{вих},$ °C
1,00	1,00	54,34	75,00	13,44	33,97
0,992	0,966	54,79	75,00	13,40	33,73
0,972	0,892	55,79	75,00	13,30	33,16
0,952	0,823	56,77	75,00	13,15	32,54
0,921	0,718	58,21	75,00	12,95	31,52
0,867	0,557	60,53	75,00	12,31	29,29
0,810	0,436	62,71	75,00	11,59	26,82
0,750	0,335	64,69	75,00	10,79	24,11
0,627	0,190	68,10	75,00	9,28	18,48
0,490	0,094	70,74	75,00	8,28	13,56
0,372	0,047	72,70	75,00	7,89	10,03
0,110	0,008	74,78	75,00	7,99	6,83

Таблиця 3.19 - Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q КС Хуст.

$Q_{тр} /$ $(Q_{тр})_{max}$	$N /$ N_{max}	$P_{вх},$ кг/см ²	$P_{вих},$ кг/см ²	$T_{вх},$ °C	$T_{вих},$ °C
1,00	1,00	52,54	75,00	12,45	34,58
0,992	0,966	53,02	75,00	12,42	34,36
0,970	0,892	54,09	75,00	12,35	33,83
0,954	0,821	55,16	75,00	12,25	33,23
0,923	0,723	56,73	75,00	12,10	30,19
0,870	0,572	59,26	75,00	11,57	29,29
0,813	0,435	61,63	75,00	10,94	27,56
0,754	0,335	63,79	75,00	10,25	24,83
0,630	0,189	67,51	75,00	9,96	19,14
0,503	0,095	70,36	75,00	8,13	14,17
0,373	0,048	72,51	75,00	7,84	10,56
0,108	0,007	74,77	75,00	7,99	7,18

З метою порівняння одержаних результатів розрахунків виробничих функцій КС з літературними даними на рис. 3.3 співставлені графіки виробничої функції КС Машевка і виробничої функції за Леонтьєвим [47].

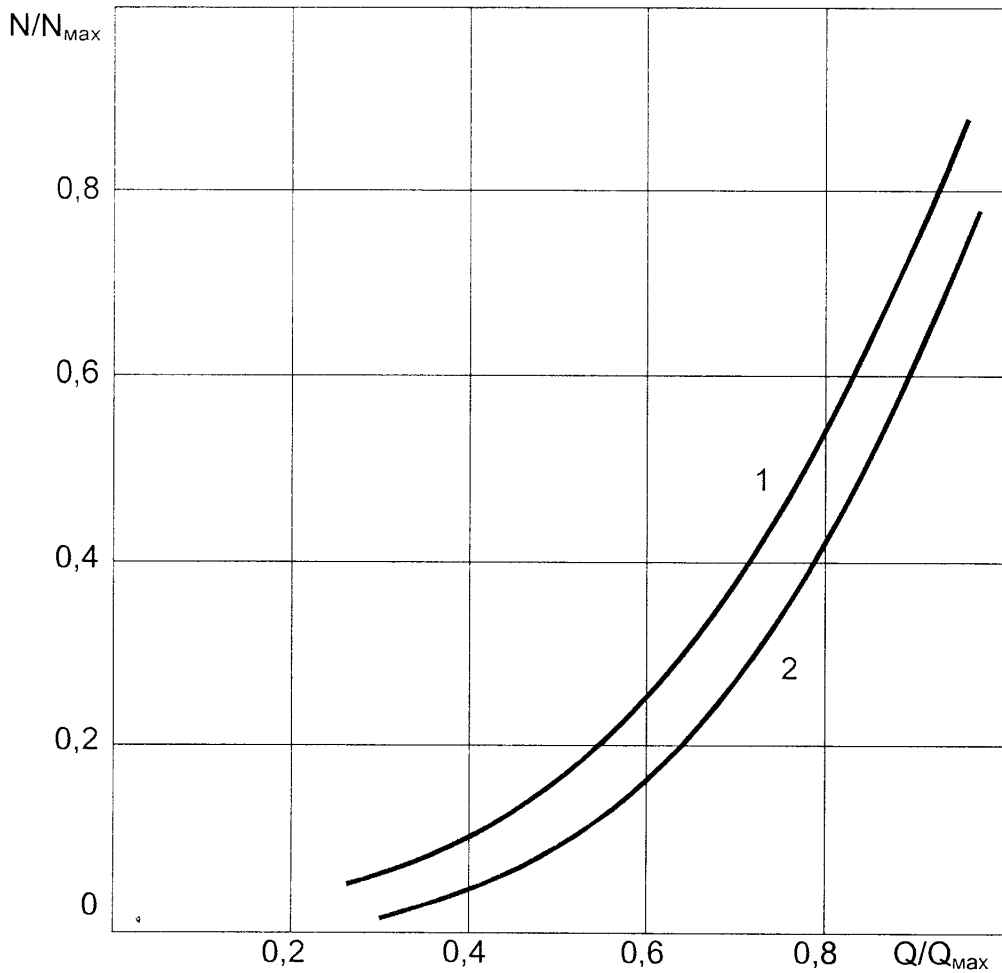


Рисунок 3.3 – Порівняльні графіки виробничих функцій КС газопроводів з параметрами:

1. $D = 1020$, $P_{роб} = 55$ ата [];
2. $D = 1420$, $P_{роб} = 75$ ата (КС Машівка)

Порівняння графіків на рис. 3.3 дає підставу стверджувати прийнятну вірогідність та обґрунтованість проведених в цьому розділі розрахунків виробничих функцій КС.

Побіжно слід зауважити, що структура виробничої функції КС суттєво залежить від режиму роботи КС. Про це свідчать літературні дані [78, 88], які наведено на рис. 3.4. та рис. 3.5.

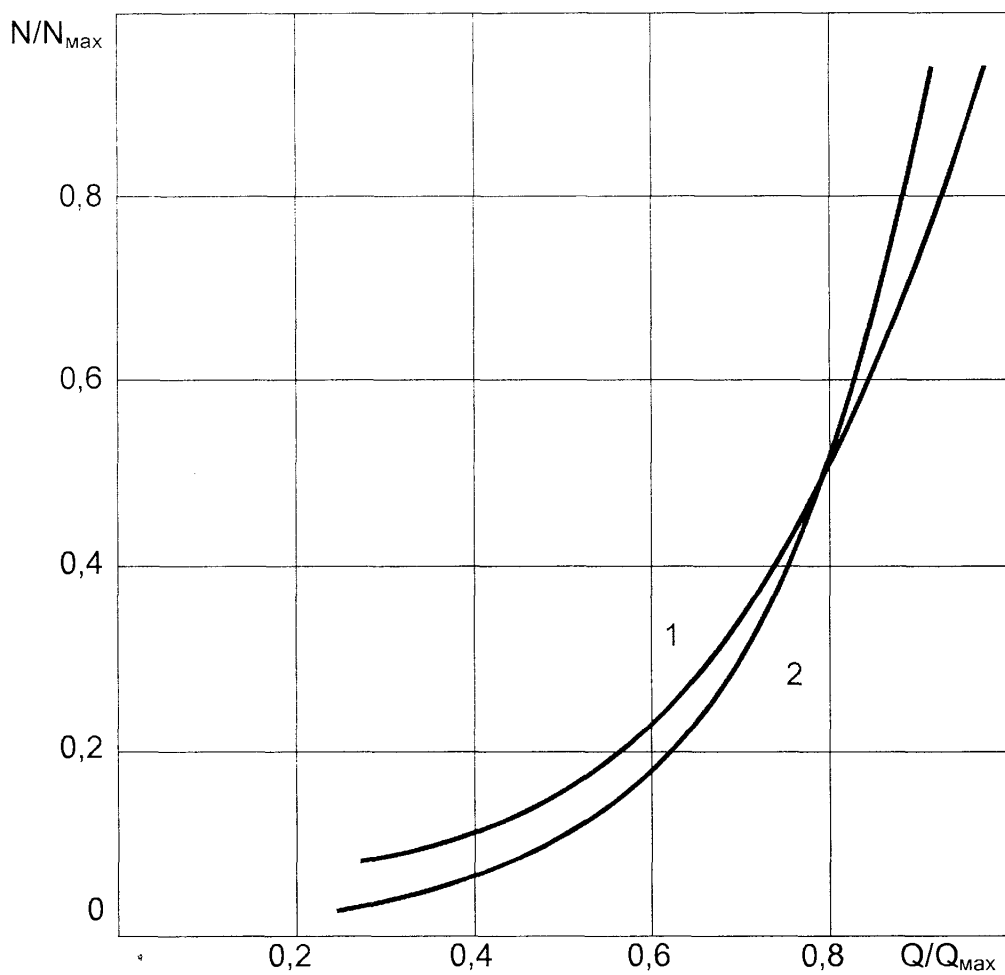


Рисунок 3.4 – Залежність продуктивності КС від витрат енергетичних ресурсів [] при режимах роботи КС :

1. $\epsilon = 1,5$;
2. $\epsilon = 1,3$.

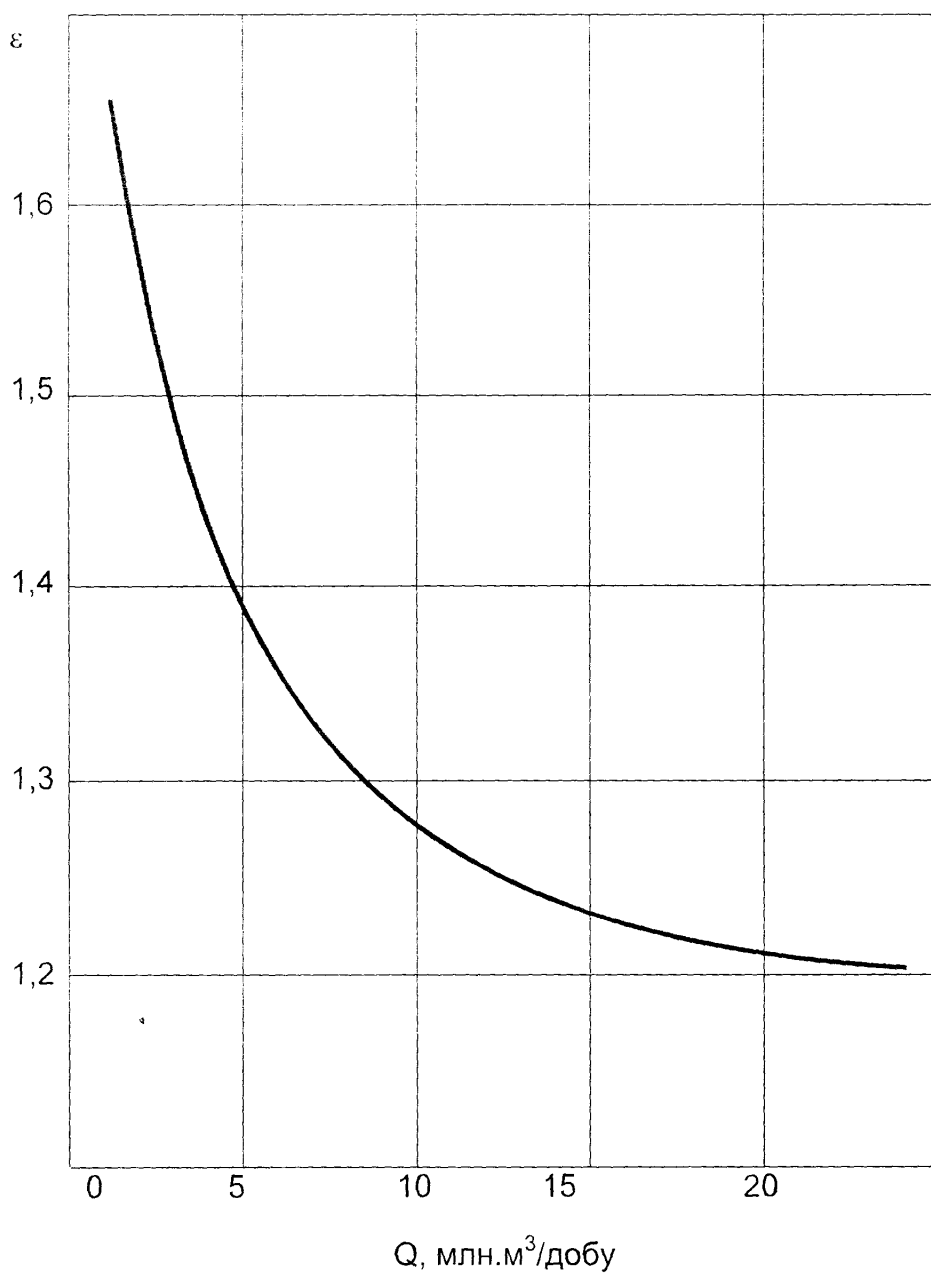


Рисунок 3.5 – Оптимальні ступені стискування газу ε в залежності від пропускної спроможності газопроводу з параметрами : $D = 1020$ мм, $P_{\text{роб}} = 55$ ата [].

3.3 Енергоефективність системи транспорту газу

З метою порівняльного аналізу енергоефективності компресорних станцій і газопровідної системи в цілому в цьому підрозділі проведені тестові розрахунки залежності сумарних витрат потужностей КС від комерційної продуктивності газопроводу "Союз". Система базових аналітичних формул для розрахунків сформована в розділі 2 цієї роботи. Основу системи складає сукупність газотермодинамічних моделей (2.8) - (2.16). З використанням вказаних моделей одержані числові результати, які співставлені з розрахунковими результатами для однієї з типових КС газопроводу - КС Машевка.

Результати розрахунків інтегральної виробничої функції $N = f(Q)$ газопроводу "Союз" як ключової характеристики енергоефективності функціонування газопроводу наведені в табл. 3.20.

Результати розрахунків залежності $N = f(Q)$, що наведені в табл. 3.20, використані для побудови порівняльних графіків для КС – Машевка і газопроводу "Союз". Порівняльні графіки ілюстровані на рис. 3.6.

Числові дані (табл. 3.11 - табл. 3.20) та порівняльні графіки, що на рис. 3.6, свідчать про однотипність у відносному вимірі виробничих функцій $N = f(Q)$ компресорних станцій і газопроводу "Союз" в цілому. Тобто, можливий уніфікований підхід до вироблення галузевої концепції максимізації економічної ефективності функціонування магістральних газопроводів за

Таблиця 3.20 - Залежність $N = f(Q)$ для газопроводу "Союз"

$Q_{\text{ком}} /$ $Q_{\text{ком. макс}}$	$N_{\text{спож.}} /$ $N_{\text{спож. макс}}$	$Q_{\text{ком}} /$ $Q_{\text{ком. макс}}$	$N_{\text{спож.}} /$ $N_{\text{спож. макс}}$
1,0	1,0	0,813	0,418
0,992	0,950	0,754	0,322
0,973	0,868	0,630	0,186
0,954	0,792	0,503	0,0953
0,923	0,690	0,373	0,049
0,870	0,536	0,109	0,0086

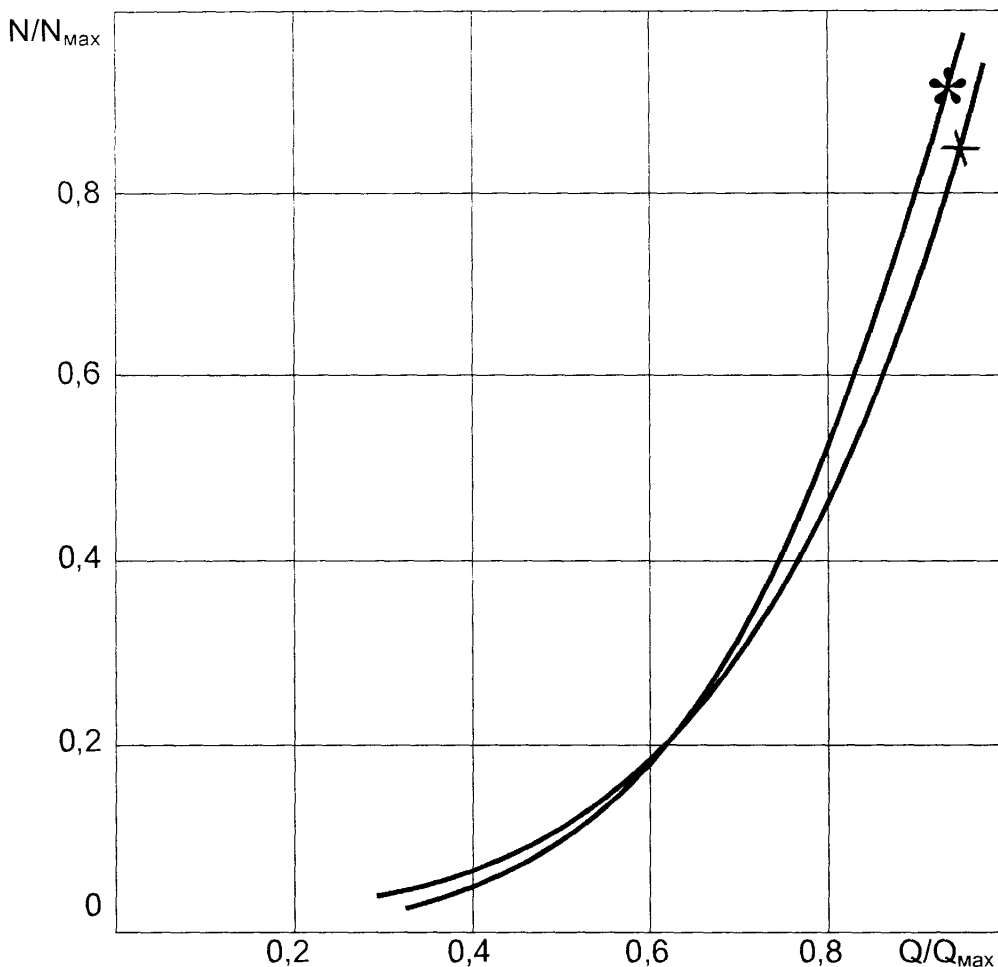


Рисунок 3.6 – Залежність витрат потужностей від обсягів транспортованого газу для КС Машівка і газопроводу "Союз"

:

* - КС Машівка (табл. 3.11)

× - газопровід "Союз" (табл. 3.20)

інтегральним показником енергоефективності компресорних станцій, чи енергоефективності систем газопроводів як цілісних виробничих одиниць. Тут наявні (дещо завуальовані) підстави для висновку про те, що головний внесок в структурі критерія енергоефективності газотранспортної системи у відносних координатах приналежний не лінійним ділянкам (через

некерований вплив теплообмінних процесів), а компресорним станціям газопроводів. Висновок майже очевидний, проте має контролюватись для кожної конкретної виробничої ситуації за результатами розрахунків витрат енергоресурсів (ΔP для лінійних ділянок і потужностей N для КС) у абсолютному вимірі.

3.4 Оптимізація режимів роботи магістральних газопроводів

По аналогії, як це зроблено для лінійних ділянок в підрозділі 3.1, можна співставити надходження за виконання газотранспортної роботи з витратами енергоресурсів на компресорних станціях газопроводу. Математично це зводиться до розв'язку системи рівнянь:

$$\text{Над} = c \times Q \quad \text{та}$$

$$N = f(Q) , \quad (3.6)$$

які разом складають математичну основу ідеології порівняльного аналізу та оцінювання ефективності використання енергетичних ресурсів в системах магістральних газопроводів. Система рівнянь (3.6) має розв'язки (точки перетину) в точках $Q = 0$ і $Q = Q_{\max}$. Для кращого сприйняття суті проблеми розв'язок системи рівнянь (3.6) для КС – Борова графічно відтворений на рис. 3.7.

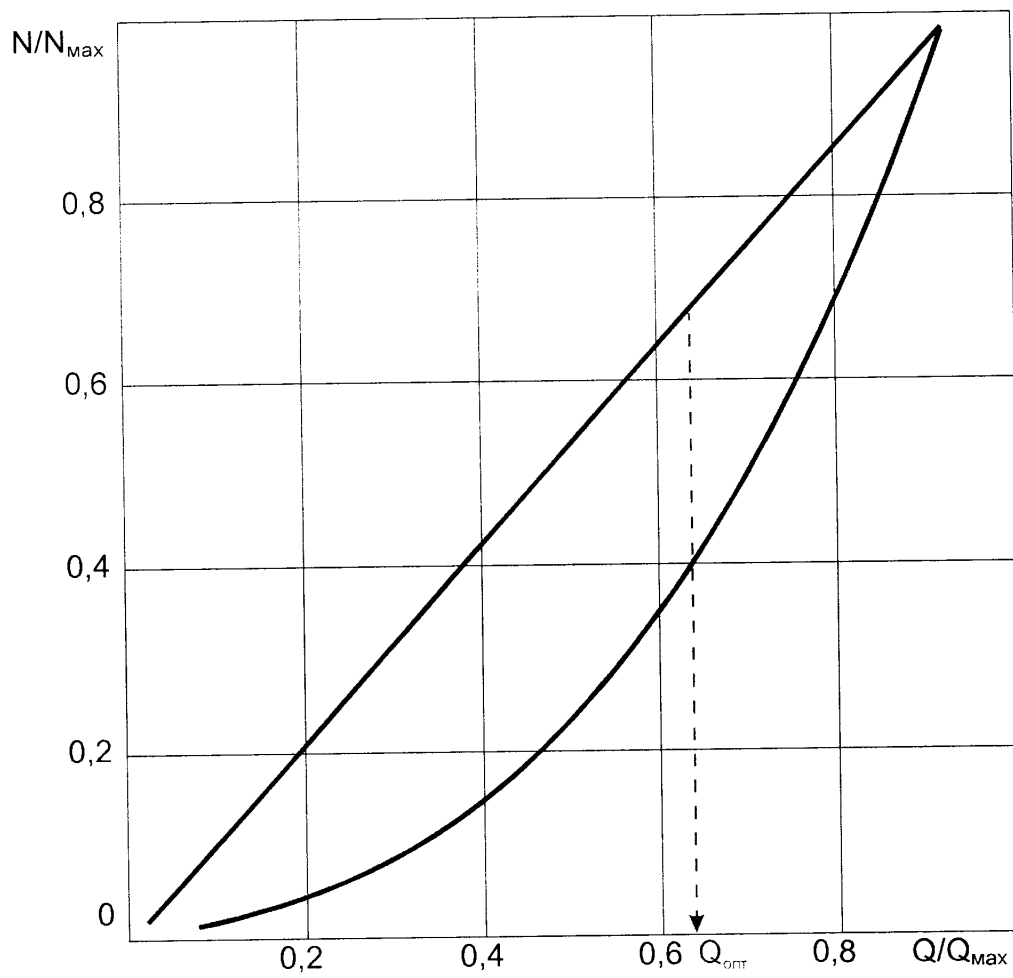


Рисунок 3.7 – Оптимальный режим работы КС – Борова.

На рис. 3.8 наведено графічний розв'язок системи рівнянь (3.6) для газопроводу "Союз".

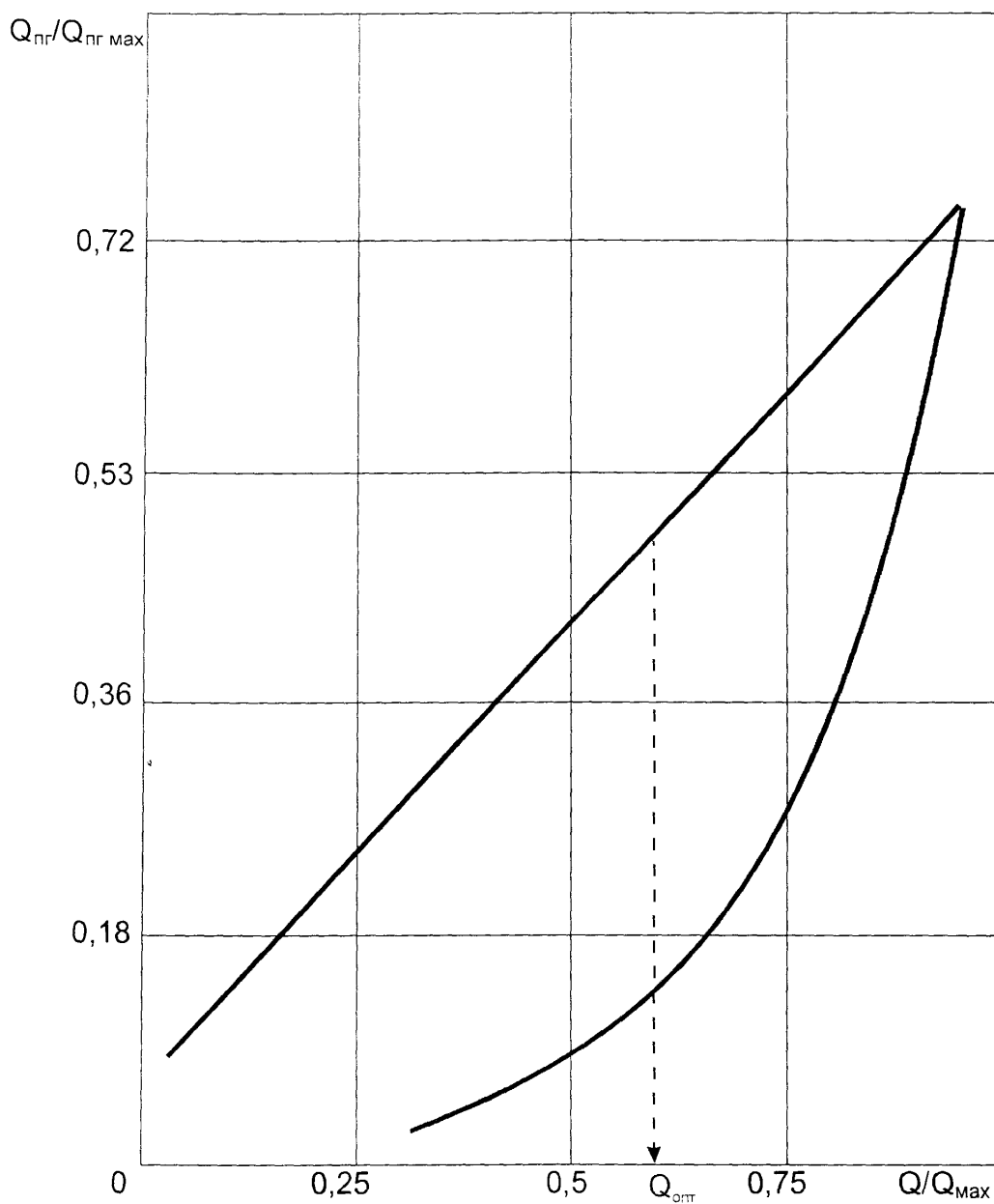


Рисунок 3.8 - Оптимальний режим роботи газопроводу "Союз" (експлуатаційні дані) за обсягом витрат паливного газу..

Графічно ілюстрована на рис. 3.7 та рис.3.8 концепція оптимізації режимів роботи магістральних газопроводів є стрижнем ринкового підходу до формування нової ринково орієнтованої методології аналізу, оцінювання та підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу. Ідеологічні засади методології та системно-розрахункові моделі її реалізації конкретизовані в наступному розділі.

Висновки по розділу 3

На основі газотермодинамічних моделей, що досліджені в розділі 2, реалізована методологія побудови виробничих функцій лінійних ділянок, компресорних станцій та систем магістральних газопроводів. Спосіб реалізації - чисельні розрахунки залежностей енергетичних витрат N від обсягів транспортованого газу Q . Одержані в розділі 3 результати розрахунків залежностей $N = f(Q)$ для лінійних ділянок і КС газопроводів дозволяють зробити такі висновки.

1. На прикладах розрахунків доведена самодостатність та функціональна спроможність сформованої в розділі 2 системи газотермодинамічних моделей для оцінки ефективності використання енергетичних ресурсів при непроектних режимах роботи магістральних газопроводів. Властивість сформованої системи моделей така, що дозволяє її використати у всьому технологічно можливому діапазоні зміни режимів роботи газопроводу. При

цьому задачу експлуатації газопроводу можна оптимізувати як за технологічним показником максимальної продуктивності газопроводу, так і за показником прибутковості газотранспортного виробництва. Концепція моделювання взаємозалежності технологічного й економічного показників ефективності трубопровідного транспорту газу для непроєктних технологій сформульована і чисельно відтворена вперше.

2. Виробничі функції лінійних ділянок $\Delta P = f(Q)$ і компресорних станцій $N = (Q)$ є нелінійними (див. рис. 3.1 та рис. 3.7 – 3.8) і такими, що містять в діапазоні $0 - Q_{\max}$ інверсну точку, за якою витрати енергії тиску газу та потужності КС зростають більш швидкими темпами, ніж обсяги транспортованого газу. Ця специфічність виробничих функцій головних технологічних об'єктів газопроводів - лінійних ділянок і КС - є ключовим фактором підвищення ефективності використання витрачуваних енергоресурсів.

3. При заданій продуктивності газопроводу Q витрати енергії тиску газу в лінійних ділянках є меншими, ніж витрати потужностей КС на стискування газу. Це дає підставу стверджувати, що головний ефект енергоефективності магістральних газопроводів формується саме режимом роботи КС. Зважаючи, що режим роботи КС є незалежно керованим, можна дійти висновку, що реально можливим засобом підвищення ефективності використання енергоресурсів є оптимізація виробничої функції КС $N = (Q)$, яка є залежною від технічного стану та технологічних показників КС (ступеня стискування

газу, політропічного к.к.д. та ін.), штатні вимірювання яких в експлуатаційних умовах не завжди регламентовані.

4 МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ОЦІНЮВАННЯ ТА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ

Формування ринкових відносин в сфері трубопровідного транспорту газу пов'язане з необхідністю використання ринкових законів, на основі яких належить віднайти спонукальні мотиви для трансформаційних реформ, що мають забезпечити максимальну прибутковість газотранспортного виробництва. Ринкова переорієнтація газотранспортної галузі - найважливіша методологічна установка підвищення її економічної ефективності. Це прямо й безпосередньо виводить на економічний блок проблем. Йдеться, передусім, про необхідність відпрацювання методологічних засад і принципів, в яких за кінцеву мету слугує показник прибутковості функціонування систем трубопровідного транспорту газу. Головні протиріччя в економіці газотранспортної галузі полягають у невідповідності існуючої системи виробничих (у тому числі і управлінських) технологій тим умовам, в яких вони працюють. Ринкові механізми саморегулювання не спрацьовують, хоч і створюється небезпечна ілюзія поступу в інтересах галузі.

Ринкові знання на сьогодні постають стандартом. Нова реальність вимагає знаходити нові нетрадиційні рішення щодо максимізації прибутку за рахунок ефективного і повного використання виробничих ресурсів систем трубопровідного транспорту газу (ТТГ). Оперативне одержання відповідної

інформації про ситуацію; автоматизована обробка, систематизація та аналіз інформації, яка використовується для підготовки рішень, має бути матеріалізована у вигляді системи розрахункових моделей, яка спроможна визначити економічно доцільні варіанти функціонування та адаптаційного розвитку виробничих структур, а також спрогнозувати ефективність (чи неефективність) вживаних на часі стратегічних орієнтирів щодо покращення економічного стану газотранспортної галузі.

Використовуючи модельний експеримент можна вийти на аналіз причин і певних наслідків. Це один із найбільш реальних, відносно маловитратних та дієвих засобів доказової оцінки можливої вартості основних виробничих фондів структурних підрозділів галузі та базових показників ефективності їх використання. Зважаючи на актуальність, проблема модельного відтворення принципу прибутковості трубопровідного транспорту газу та загальна методика проведення аналізу засобами математичного експерименту покладена в основу дослідження, проведеного в цьому розділі.

Дослідження конкретизовані відповідно до стану газотранспортної галузі в короткостроковому та середньостроковому періоді. Для довгострокового періоду нереалістично виключати можливу зміну складу використовуваних ресурсів та зовнішніх чинників: ринку газоенергетичної продукції, законодавчих положень, загальної політичної ситуації, соціальних умов та ін. Врахування "неекономічних факторів" зовнішнього середовища на сьогодні практично неможливе: правильна сама по собі ідея максимально

розширити і поглибити розрахунковий аналіз нашоюхується на невизначеність відокремлених аспектів проблеми та відсутність модельного і інформаційного її забезпечення. З цієї та інших об'єктивних причин дослідження ефективності трубопровідного транспорту газу у довгостроковому періоді винесені за межі дисертаційної роботи.

4.1 Методика узагальненої оцінки та підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу

Складність дослідження проблеми ефективності трубопровідного транспорту газу зумовлена протилежно спрямованою взаємодією різних за своєю сутністю внутрішніх і зовнішніх чинників. Найбільш впливовими внутрішніми чинниками є:

- незбалансованість схемної структури систем трубопровідного транспорту газу України, яка формувалася у відповідності з колишньою ідеологією створення Єдиної системи газопостачання та централізованих обмежень на пріоритетність споживачів;
- фізичне старіння газопроводів, яке супроводжується погіршенням технічного стану технологічного устаткування компресорних станцій та

лінійних ділянок і, отже, диктує необхідність перманентної реконструкції та удосконалення технологічної структури систем трубопровідного транспорту газу;

- схема розподілу потоків газу, яка не відповідає проектній конфігурації систем трубопровідного транспорту газу (ТТГ), а, відтак, породжує непроекtnі режими роботи газопроводів, внаслідок чого зменшується ефективність використання встановлених потужностей компресорних станцій магістральних газопроводів (МГ) та знижується їх функціональна спроможність;

- відсутність впровадженої технології використання методичної бази оцінювання та аналізу ефективності функціонування систем ТТГ за стандартами ринкової економіки.

Головні зовнішні некеровані фактори – це ринково зумовлена вартість обслуговування основних та змінних в короткостроковому періоді фондів, кон'юнктурно-ситуаційна нестабільність обсягів газотранспортних послуг та інші.

Серед наведених чинників практичну значущість (внаслідок керованості та короткострокової дії) має методологічна та методична обґрунтованість розподілу потоків газу та вибору економічно доцільних варіантів використання енергетичних ресурсів, що є залежними від обсягів транспортованого газу. Фактор керованості відіграє ключову роль у формуванні виробничої функції магістральних газопроводів, а отже, створює

реальну можливість підвищення ефективності використання у короткостроковому періоді незмінюваних основних фондів та залежних від завантаження магістральних газопроводів енергетичних ресурсів. Результати дослідження газотермодинамічних аспектів цієї проблеми наведені в розділі 2.

За законами ринкової економіки газотранспортне виробництво (як і будь-яке інше) є економічно ефективним тільки тоді, коли витрати на обслуговування основних фондів (незалежних від обсягів транспортованого газу) та змінних ресурсів (залежних від обсягів транспортованого газу) є меншими, ніж надходження за газотранспортні послуги. А відтак, головними чинниками ефективності трубопровідного транспорту газу постають витрати і надходження. Ринкова природа цих чинників надзвичайно складна і є предметом спеціальних фундаментальних досліджень як теоретичного, так і прикладного спрямування [69]. Проте, складність аналізу взаємовпливу витрат і надходжень на економічну ефективність газотранспортного виробництва може бути дещо зменшена, якщо розглядати загальні витрати і всі надходження узагальнено, не вдаючись до деталізації доки неусталеної і дещо суперечливої (пов'язана з політичними і соціальними аспектами енергозабезпечення країни в цілому) структури витрат і надходжень. В дисертації розробка і дослідження реально можливих методів підвищення економічної ефективності систем трубопровідного транспорту газу виконані в межах саме такого узагальнення.

Інструментом дослідження і аналізу ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу слугують розрахунки залежності витрат енергетичних ресурсів від обсягів транспортованого газу. Специфічність і складність цих розрахунків полягає у тому, що загальноживані (приналежні до командних орієнтирів господарювання) методи моделювання режимів роботи магістральних газопроводів, замінені ринково-орієнтованими методами з принципово новими критеріями оптимальності функціонування газотранспортних систем. Загальновідомі зведені графічно-аналітичні характеристики компресорних станцій, які були домінуючими при формуванні проектних рішень в доринковий період, для неprojektних режимів є обмежено придатними, оскільки ґрунтуються на використанні моделі "ідеального пару" і критеріях подібності газотермодинамічних процесів, яка має місце тільки у вузькому діапазоні зміни режимно-технологічних параметрів [70]. Обмежено спроможними є і чисельні методи [62] аналізу режимів роботи магістральних газопроводів, ґрунтовані на модифікаціях ньютонівської технології побудови обчислювальних схем та факторизованих матрицями без врахування функціональної залежності режимно-технологічних параметрів магістральних газопроводів від витрат паливно-енергетичних ресурсів на стискування газу [] в діапазоні неprojektних режимів роботи газопроводів. Використання в розрахунках середньоарифметичних величин витрат паливного газу,

коефіцієнта стискуваності газу та ін. для побудови виробничих функцій магістральних газопроводів не є правомірним.

4.1.1 Нормування витрат паливно-енергетичних ресурсів

На сьогодні нормування витрат енергетичних ресурсів в системах трубопровідного транспорту газу відіграє провідну роль в сфері управлінської політики галузевого рівня. Традиційно нормовані обсяги витрат паливних ресурсів на КС магістрального газопроводу корелювались з його технологічно досяжною продуктивністю. В умовах ринкової економіки витрати енергетичних ресурсів і обсяг газотранспортного виробництва є підпорядкованими і визначаються за критерієм оптимальності економічного змісту, а саме – надходженнями коштів за виконувану газотранспортну роботу. Останні в значній мірі визначаються ринково-кон'юнктурно, і це диктує концептуально нову схему розв'язку проблеми нормування витрат паливно-енергетичних ресурсів на трубопровідний транспорт газу.

Зважаючи на методичну складність моделювання непроектних режимів роботи газотранспортних систем є доцільним використати для розрахунків витрат паливного газу на КС магістральних газопроводів формулу узагальненого типу, а саме [56]:

$$Q_{\text{пг}} = \frac{N}{Q_{\text{п}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{е}} \cdot \eta_{\text{пол}}} \cdot \frac{1}{K^{\text{в}}_{\text{гту}}} \cdot \sqrt{\frac{T_{\text{а}}}{T_{\text{а ном}}}} \cdot \frac{P_{\text{а}}}{P_{\text{а ном}}}, \quad (4.1)$$

де N – потенційна робота стискування газу, необхідна для забезпечення продуктивності та співвідношення тиску газу на вході і виході нагнітачів; Q_n^p – робоча теплота згоряння паливного газу; $\eta_e, \eta_{пол}$ – ефективний к.к.д. ГТУ і політропний к.к.д. відцентрових нагнітачів, що враховує як технічний стан, так і робочу зону КС; $\kappa_{ГТУ}^B$ – коефіцієнт, що враховує перевитрати паливного газу через погіршення технічного стану ГТУ ($\kappa_{ГТУ}^B < 1$).

Фактичним витратам паливного газу відповідає умова, за якою

$$k_z \cdot k_{т.с.} \cdot k_{агр.} \cdot N_{ном} = p \cdot v \cdot \frac{m}{(m-1) \eta_{ном}} \cdot \left(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right) \cdot M, \quad (4.2)$$

де $k_z, k_{т.с.}$ і $k_{агр.}$ – відповідно коефіцієнт завантаження ГПА, коефіцієнт технічного стану та кількість агрегатів, m – показник політропи стискування газу. Якщо для приводу нагнітачів використовуються електродвигуни, то $k_{т.с.} = 1$.

Параметри газопроводу також мають відповідати рівнянню продуктивності лінійних ділянок [9]:

$$M = F \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2)}{\lambda \cdot p \cdot v \cdot L}}. \quad (4.3)$$

В рівнянні (4.3.) позначення параметрів загальноживані.

При проведенні енерготехнологічних розрахунків за моделями (4.1.) - (4.2.) використовуються показники термодинамічних процесів – ізотермічних, ізоентальпійних, ізоенергетичних та інших, визначення яких пов'язане з вибором відповідної форми запису рівняння стану газів. Рівняння стану має бути сумісним як для компресорних станцій так і для лінійних ділянок. Ці аспекти термодинамічних розрахунків детальніше досліджені в розділі 2.

Аналізуючи структуру розрахункових формул (4.1.) - (4.2.) доходимо висновку, що витрати паливного газу на КС газопроводів безпосередньо залежать від ефективної потужності КС, а отже від обсягу транспортованого газу та технології транспортування. Така залежність у відносних величинах в літературі [53] наведена у вигляді, як це показано на рис. 4.1.

Одержана нами розрахункова залежність витрачених потужностей КС від обсягів транспортованого газу для газопроводу "Союз" ілюстрована в розділі 3 таблицями 3.9 –3.19. Конкретні розрахунки, що проведені в розділі 3, доводять таке: витрати паливного газу, а отже і потужностей КС найбільш відчутно залежать від потокових та режимно-технологічних характеристик систем трубопровідного транспорту газу.

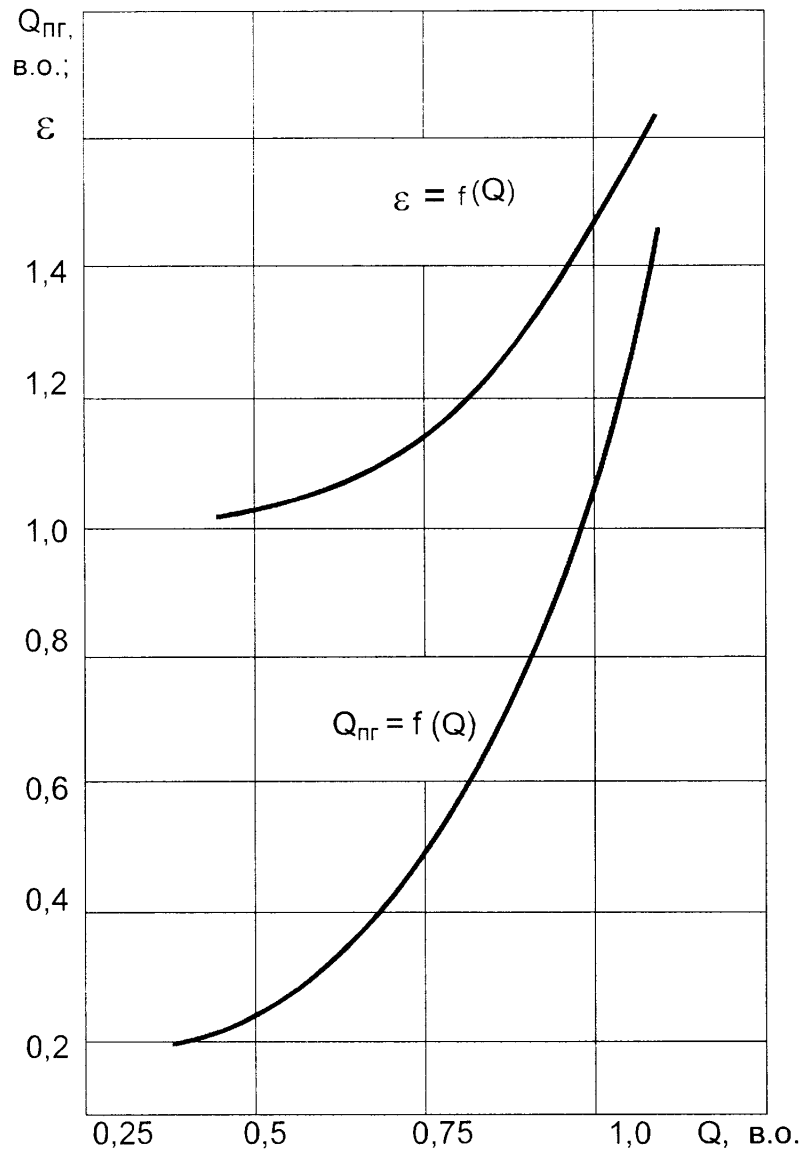


Рисунок 4.1 - Залежність питомих витрат паливного газу Q_{pg} та ступеня стискування газу ε від продуктивності газопроводу Q

Відтак, раціональний розподіл потоків газу в системах магістральних газопроводів постає як реальний управлінський резерв підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів. Цьому сприяє і перехід на низьконапірну технологію транспортування газу, оскільки при високих ступенях стискування газу пропускна здатність газопроводу зменшується. Висновок про це підтверджується також літературними даними []. В розділі 3 розрахунково доведено, що витрати паливного газу і потужності КС зростають нелінійно і відносно більш інтенсивно, ніж продуктивність магістрального газопроводу. А відтак, проблема нормування витрат паливного газу є оптимізаційною. Розмір і структура оптимізаційної області залежать як від технології транспортування газу, так і від рівня витрат на функціонування виробничих фондів газотранспортної галузі. Тож, є принципова можливість ідентифікувати витрати паливного газу з показниками неповного використання ресурсів, непродуктивного використання ресурсів і перевитрат ресурсів. Нормою постає розрахункова величина витрат паливного газу, оскільки ні зекономити, ні перевитратити паливо для даного розподілу потоків газу і технічного стану системи газопостачання не можна. Відхилення від "норми" можливе тільки за рахунок зміни завантаження та режиму роботи газопроводу, або за рахунок зміни технічного стану технологічного устаткування КС і лінійних ділянок. Обидва чинники є поліфакторними і їх вплив сукупно і диференційовано можна оцінити розрахунково за наведеними вище формулами (4.1.) - (4.2.).

Технологія оцінювання ефективності використання паливного газу орієнтована на децентралізовану схему управління газопроводами, за якою на диспетчерському рівні достатньо задати тільки вхідні і вихідні параметри технологічних об'єктів газопроводів. Досягнення мінімуму енерговитрат при обов'язковому підтриманні заданих параметрів покладається на обслуговуючий персонал. Розподіл потоків у системі газопроводів тут відіграє оптимізаційну роль щодо пошуку найменш енерговитратного режиму роботи технологічного устаткування. Такий підхід до нормування витрат паливного газу дозволяє на управлінському рівні завчасно зважити реальні можливості підвищення економічної ефективності використання енергоресурсів і своєчасно розрахунково обґрунтувати та вжити відповідні заходи, аби змінити ситуацію на краще.

Виконані наскрізні розрахунки режимно-технологічних параметрів газопроводу "Союз", що наведені в розділі 3, довели таке: якщо витрати паливного газу суттєво ($Q_{\text{пг}} > \text{ОФ}$) перевищують витрати на обслуговування основних фондів (в еквівалентних одиницях виміру), то досяжна економія паливного газу можлива більше 15 %. Такий висновок співставний з висновком відомого вченого в галузі трубопровідного транспорту газу В.Є. Леонтєва [47,75,78,79] .

4.1.2 Проблема вимірювання продукції систем трубопровідного транспорту газу

Ринкова концепція інтенсифікації газотранспортного виробництва має в основі мінімізацію витрат використовуваних ресурсів на одиницю вироблюваної продукції. Виходячи з цього, для оцінювання ефективності трубопровідного транспорту газу необхідно чітко і однозначно визначити поняття "продукція" газотранспортного виробництва. Без кількісного виміру вироблюваної продукції оцінювання ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу принципово неможливе.

Продукція газопроводу за своїм змістом є результат виконання роботи, яка в колишні часи розраховувалась за формулою

$$U = Q \times L, \quad (4.4.)$$

де Q – кількість транспортованого газу за одиницю виміру часу, L – довжина газопроводу (відстань до споживача). Для традиційної технології магістрального транспорту газу, орієнтирами якої були максимальна проектна продуктивність газопроводу та максимальне використання потужностей КС при проектних параметрах транспортування газу, використання формули (4.4.) було прийнятним. В умовах роботи газопроводів, коли мають місце непроекtnі режими, оцінювання виконуваної роботи за показником $U = Q \times L$ втрачає сенс, оскільки $U = f(Q, L)$ не відбиває динаміку змінних витрат енергоресурсів. Використовувана потужність компресорних станцій не є

пропорційною продуктивності газопроводу. Вона зростає нелінійно і більш інтенсивно в порівнянні зі збільшенням продуктивності газопроводу. Взаємозалежність витрачених енергетичних ресурсів і продуктивності газопроводу визначається законами газової термодинаміки. Математичні аспекти моделювання взаємозалежності між витратами енергетичних ресурсів і кількістю транспортованого газу досліджені в розділі 2.

Причинно-наслідкова взаємозалежність між витраченими енергетичними ресурсами і завантаженням газопроводів містить в собі орієнтир вибору робочого інструменту для вимірювання виконуваної газопроводами газотранспортної роботи. За своєю сутністю конструювання інструменту зводиться до використання газотермодинамічної системи моделей, наведених в розділі 2, а також рівнянь (4.1.) – (4.3.), за допомогою яких можна кількісно відтворити параметричний стан магістрального газопроводу, а, отже, і енерговитратні показники технологічних об'єктів: лінійних ділянок і компресорних станцій. Цим можна скористатися для вимірювання виконуваної газотранспортної роботи шляхом газотермодинамічних розрахунків. Принципово можливе вимірювання газотранспортної роботи також на основі експериментальних (чи експлуатаційних) даних щодо використання потужностей КС і втрат енергії тиску газу на лінійних ділянках газопроводів.

Відповідна обробка енерговитратних показників дозволяє структурувати характеристику вимірника виконуваної газотранспортної роботи залежно від

вибраної одиниці виміру. Математично розрахункова формула для вимірювання виконуваної газотранспортної роботи варіантно структурується у такому вигляді:

$$U_{\text{гтр}} = a_1 \cdot N_{\text{кс}}(Q_{\text{гтр}}) + a_2 \cdot f(\Delta p_{\text{л.д.}}), \quad (4.5.)$$

де $N_{\text{кс}}$ - енергетичні витрати на КС магістрального газопроводу, $\Delta p_{\text{л.д.}}$ - витрати енергії тиску газу в лінійних ділянках газопроводу, a_1 і a_2 - коефіцієнти для узгодження одиниць виміру газотранспортної роботи з одиницями виміру енергетичних витрат на стискування газу та з одиницями виміру енергії тиску газу відповідно.

В розділі 3 розрахунково доведено, що енергетичні витрати на КС газопроводу суттєво перевищують витрати енергії тиску в лінійних ділянках. Тому для експрес-оцінки обсягів виконуваної газотранспортної роботи достатньо використати першу частину формули (4.5), а саме:

$$U_{\text{гтр}} = a_1 \cdot N_{\text{кс}}(Q_{\text{гтр}}).$$

Для побудови вимірника газотранспортної роботи достатньою є інформація, яка унормована для живлення моделей (4.1.) – (4.3.).

При виконанні конкретних розрахунків для вимірювання обсягів виконуваної газотранспортної роботи в дисертаційній роботі прийнята одиниця виміру - кВт·год. / добу.

З метою встановити залежність виконуваної газотранспортної роботи $U_{\text{гтр}}$ від обсягів транспортованого газу $Q_{\text{гтр}}$ проведені розрахунки та

використана залежність виконуваної газотранспортної роботи від витрачених потужностей у вигляді $U_{\text{гтр}} = f [N_{\text{кк}}(Q_{\text{гтр}})]$. Числові моделі, що наведені в розділі дозволяють відслідкувати таку особливість залежності виконуваної газотранспортної роботи $U_{\text{гтр}} = f [N_{\text{кк}}(Q_{\text{гтр}})]$ від обсягів транспортованого газу: виконувана газотранспортна робота $U_{\text{гтр}}$ починаючи з деякого початкового завантаження газопроводу зростає стрімкіше, ніж обсяги транспортованого газу $Q_{\text{гтр}}$. Завантаження газопроводу, при якому обсяги виконуваної газотранспортної роботи починають зростати стрімкіше, є оптимальним, хоч при цьому може і не бути повного використання виробничих ресурсів. За літературними даними [79] підвищення продуктивності газопроводу відносно оптимуму на 16% призводить до збільшення енерговитрат на 40-50%. Таке співвідношення, оскільки існує прямий зв'язок $U_{\text{гтр}} = f (N_{\text{кк}})$, зберігається і щодо виконуваної газотранспортної роботи $U_{\text{гтр}}$. Розрахункова залежність виконуваної газотранспортної роботи $U_{\text{гтр}}$ від обсягів транспортованого газу $Q_{\text{гтр}}$ газопроводу "Союз" наведена на рис. 4.2.

Аналіз проблеми максимізації ефективності газопроводів за обсягом виконуваної газотранспортної роботи та повного використання виробничих ресурсів пов'язаний з ринковою концепцією визначення основних показників ефективності функціонування систем газопроводів та врахування витрат на обслуговування незалежних від режимів роботи газопроводів фондів ОФ. Ці аспекти проблеми досліджуються в наступних підрозділах.

4.2 Основні показники ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу

Витрати, які газотранспортна одиниця несе при транспортуванні газу, залежать від можливості змінювати кількість всіх задіяних ресурсів. Такі ресурси, як використовувана встановлена потужність компресорних станцій, можуть бути змінені легко і швидко. Інші ресурси, як наприклад схемна структура газопроводу, можуть бути змінені лише через значний проміжок часу, можливо кілька років. Оскільки на зміну використовуваних ресурсів треба витратити різний час, то необхідно відрізнити короткостроковий і довгостроковий періоди. Дослідження в цьому підрозділі проведені для короткострокового періоду. Це період, коли газотранспортна структура не встигає змінити свої виробничі потужності, але достатній, щоб змінити інтенсивність використання всіх існуючих потужностей. Короткостроковий і довгостроковий періоди відрізняються один від одного більше концептуально, ніж за проміжком часу.

Виробничі потужності газотранспортних структур залишаються фіксованими в межах короткострокового періоду, але обсяг транспортованого газу може бути змінений шляхом зміни режимів роботи системи газопроводів, а отже і витрат енергетичних ресурсів на КС газопроводів. Центральним аспектом цієї проблеми є питання: як буде змінюватись кількість

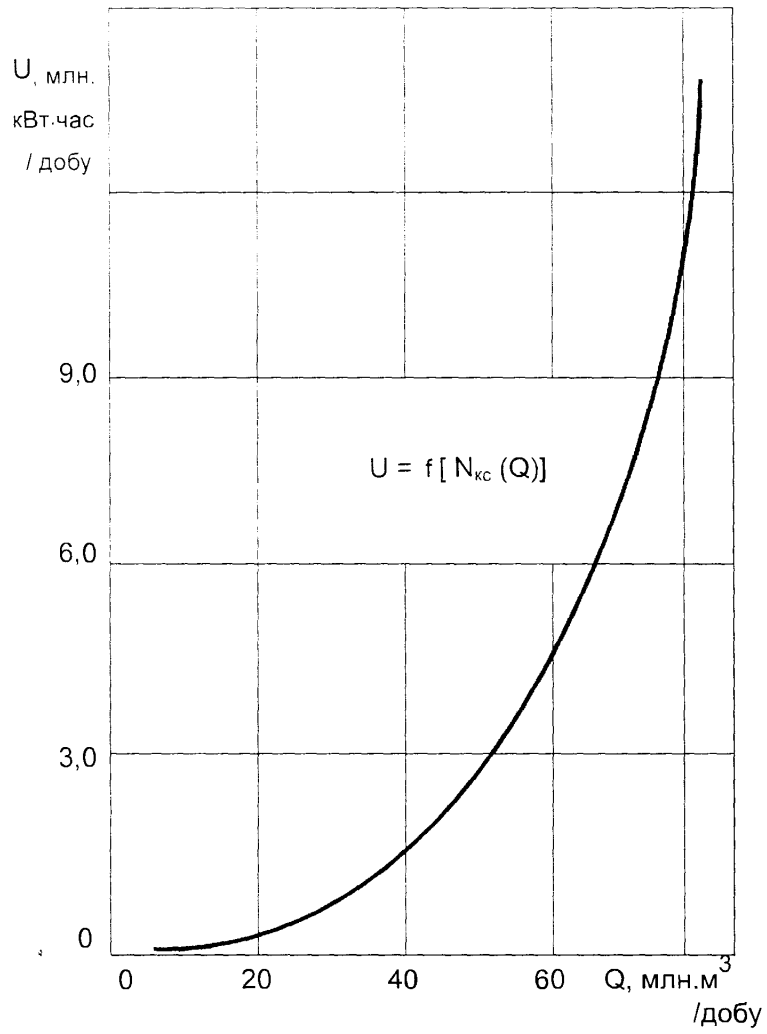


Рисунок 4.2 - Залежність виконуваної газотранспортної роботи U від обсягів транспортованого газу Q газопроводу "Союз".

вироблюваної продукції (виконуваної газотранспортної роботи) при збільшенні витрат оперативно змінюваних потужностей КС, але фіксованих, незмінюваних у короткостроковому періоді інших ресурсах.

Відповідь на це питання дає залежність $N_{КС} = f(P, v, \epsilon, \eta_{пол}, \kappa_{кд}, \kappa_{тс}, Q_{гр})$.

Ця залежність є такою, що має нелінійно змінювану пропорцію

$$СВ = \frac{Q_{гр}}{N_{КС}}, \quad (4.6.)$$

яка з деякого моменту (сідлової точки) зменшується. Отже, віддача від збільшення витрат змінних ресурсів (енергетичних ресурсів КС) є зменшуваною. Ця закономірність в економіці відома як "закон зменшуваної віддачі" [69]. Логічне пояснення цьому закону стосовно магістральних газопроводів випливає з сутності фізики газотермодинамічних процесів транспортування газу, а саме: витрати енергії на подолання опору тертя в конфузорах стисувальних агрегатів зростають нелінійно зрощуваним темпом залежно від потужності газового потоку.

З метою ілюстрації та дослідження поведінки співвідношення (4.6.) як характеристики середньої віддачі від збільшення витрат енергетичних ресурсів, нижче в табл. 4.1 наводимо результат розрахунку середньої віддачі СВ (виробничої продуктивності) газопроводу "Союз" (стовпці 1,2,3).

Таблиця 4.1-Числова модель закону зменшуваної середньої віддачі
(продуктивності) для транзитного газопроводу "Союз".

$Q_{гр}$, млн. м ³ / добу	$Q_{пг}$, млн. м ³ / добу	$СВ =$ $Q_{гр} / Q_{пг}$	$\Delta Q_{гр}$, млн. м ³ / добу	$\Delta Q_{пг}$, млн. м ³ / добу	$ГВ =$ $\Delta Q_{гр} / \Delta$ $Q_{пг}$
1	2	3	4	5	6
83,0	8,13	10,21	-	-	-
82,0	7,75	10,58	1	0,38	2,62
80,0	7,14	11,20	2	0,61	3,28
78,0	6,60	11,81	2	0,54	3,70
75,0	5,89	12,73	3	0,71	4,23
70,0	4,87	14,37	5	1,02	4,90
65,0	4,14	15,70	5	0,73	6,85
60,0	3,56	16,85	5	0,58	8,62
50,0	2,79	17,92	10	0,77	12,98
40,0	2,31	17,31	10	0,48	20,83
30,0	2,08	14,45	10	0,23	42,74

Для більш повного уявлення середня віддача $СВ = Q_{гр} / Q_{пг}$ для газопроводу "Союз" відтворена на рис. 4.3 .

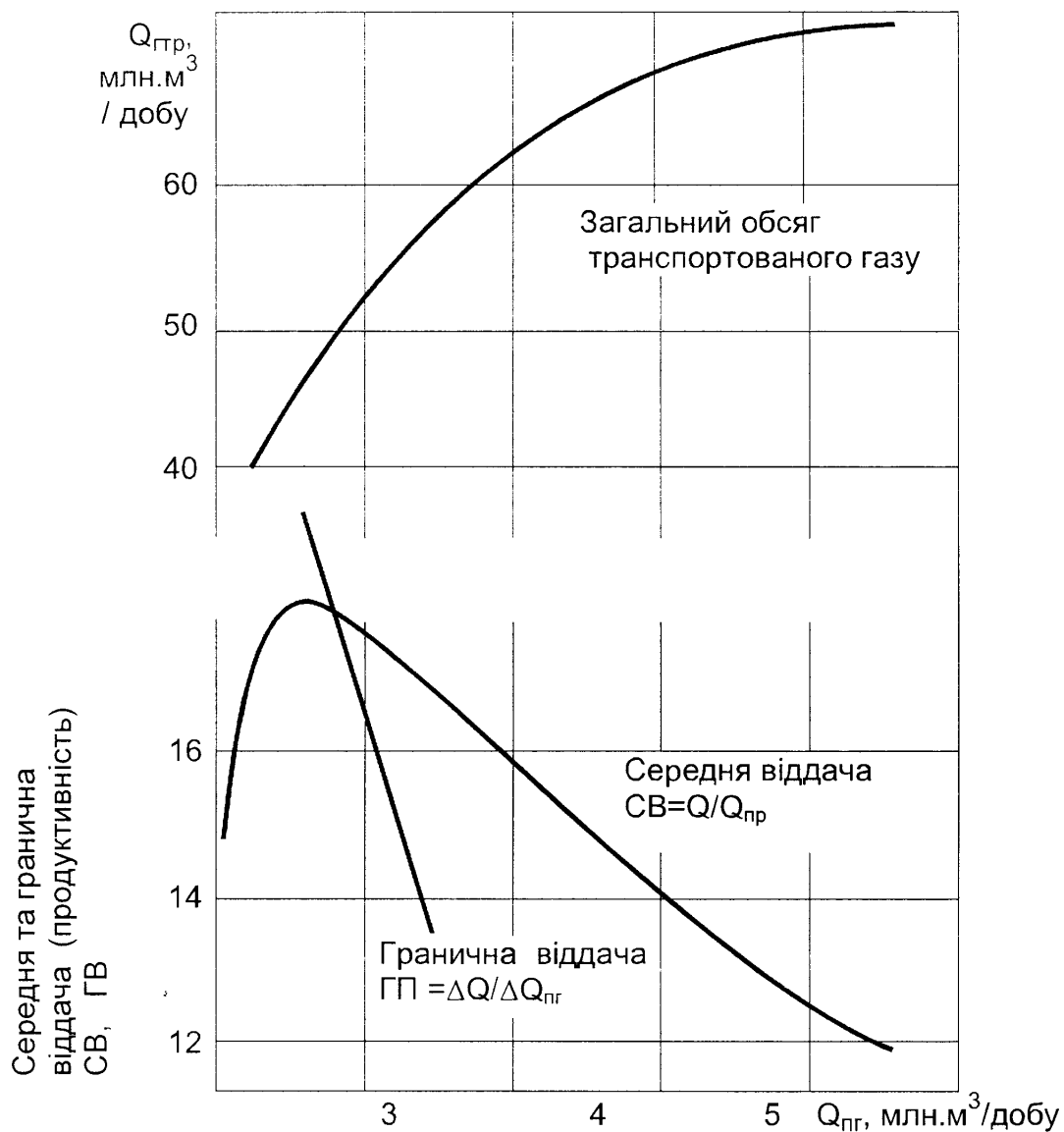


Рисунок 4.3 - Залежність між загальним обсягом транспортованого газу $Q_{гр}$, витратами паливного газу $Q_{пг}$ та середньою СВ і граничною віддачею ГВ магістрального газопроводу "Союз".

Як таблиця 4.1, так і рис 4.3 дають змогу засвідчити, що середню віддачу $СВ = Q_{гр} / Q_{пг}$ від використовуваних енергетичних ресурсів на

транспорт газу можна використати як характеристику ефективності магістральних газопроводів.

В роботі досліджена залежність максимальної виробничої продуктивності (віддачі) газопроводу "Союз" від обсягів витрат на обслуговування основних фондів ОФ. Результати розрахунків ілюстровані нижче таблицею 4.2 .

Таблиця 4.2 - Залежність ефективності витрачених ресурсів $Q_{гр}$ та витрат на обслуговування основних фондів ОФ від обсягів транспортованого газу $Q_{пг}$.

$Q_{гр}$, млн. м ³ / добу	$Q_{пг}$, млн. м ³ / добу	$Q_{гр} /$ $(Q_{пг} + ОФ)$) при $ОФ / Q_{пг}$ $= 0,2$	$Q_{гр} /$ $(Q_{пг} + ОФ)$)при $ОФ / Q_{пг}$ $= 2,0$	$Q_{гр} /$ $(Q_{пг} + ОФ)$)при $ОФ / Q_{пг}$ $= 3,1$
80,0	7,14	8,77	23,41	32,15
78,0	6,60	8,23	22,87	31,60
75,0	5,89	7,52	22,16	30,09
70,0	4,87	6,51	21,14	29,87
65,0	4,14	5,77	20,40	29,14
60,0	3,56	5,20	19,83	28,57
50,0	2,79	4,42	19,06	27,80
40,0	2,31	3,94	18,58	27,30
30,0	2,08	3,70	18,34	27,07
10,0	1,87	3,49	18,13	26,80

Другу характеристику ефективності функціонування газопроводів становить показник граничної віддачі від використання керованих енергетичних ресурсів. Цей показник є похідним від показника середньої віддачі СВ. Розрахунково показник граничної віддачі (ГВ) визначається за формулою

$$ГВ = \frac{\Delta Q_{гр}}{\Delta N_{кс}} . \quad (4.7.)$$

Результати розрахунку показника граничної віддачі за формулою (4.7) для газопроводу "Союз" наведені в таблиці 4.1 та на рис. 4.3. Нижче в табл. 4.3 наведені результати розрахунків показника граничної віддачі для газопроводу "Союз" при $ОФ = 0,2 \times Q_{пг \max}$

Показник граничної віддачі ГВ вимірює темп зміни загального обсягу виробництва (кількості транспортованого газу $Q_{гр}$) і проходить ті ж три фази, через які проходить показник середньої віддачі СВ. Якщо обсяг транспортованого газу зростає зі збільшуваною швидкістю, то гранична віддача теж зростає. Потім, обсяг виробництва зростає, але зі зменшуваною швидкістю; гранична віддача залишається позитивною (плюсовою), але знижується. Коли обсяг транспортованого газу досягає максимальної точки, то гранична віддача дорівнює нулю. Зрештою, кількість транспортованого газу

Таблиця 4.3-Результати розрахунку показника
 граничної віддачі ГВ для газопроводу "Союз"
 при $ОФ = 0,2 \times Q_{пг \text{ макс.}}$

Збільшення загальних витрат $\Delta(Q_{пг} + ОФ)$	Збільшення обсягів транспортованого газу $\Delta Q_{гр}$	Гранична віддача ГВ = $\Delta Q_{гр} / \Delta(Q_{пг} + ОФ)$
0,20	0,06	0,30
0,24	0,13	0,54
0,07	0,05	0,71
0,07	0,07	1,0
0,04	0,06	1,50
0,01	0,04	4,01
0,01	0,04	4,01
0,03	0,16	5,30

на одиницю витрачених ресурсів починає зменшуватись; гранична віддача набуває від'ємного значення.

Динаміка граничної віддачі є такою ж дугоподібною, як і залежність середніх витрат від кількості транспортованого газу. Але має місце суттєва відмінність: там, де гранична віддача перевищує середню віддачу, остання зростає; а там, де гранична віддача менше середньої, середня віддача

знижується. Звідси випливає, що крива граничної віддачі ГВ перетинає криву середньої віддачі якраз в тій точці, в якій остання досягає свого максимуму.

Показник граничної віддачі витрат енергоресурсів є центральним. Його побудова спирається на ідеологію формування виробничої функції в координатах: питомі витрати енергетичних ресурсів – обсяг транспортованого газу (див. розділи 2 і 3). Ця ідеологія постулює, що інтересам галузі на перспективу відповідає не менше за обсягом, а найбільш ефективно використання паливно-енергетичних ресурсів за показником граничної віддачі ГВ.

4.2.1 Постійні, змінні та загальні витрати

Щоб визначити загальні витрати на транспортування газу та витрати з розрахунку на одиницю транспортованого газу, необхідно об'єднати дані про виробничу функцію, яка ілюструє закон зменшуваної віддачі, з інформацією на ціни використовуваних ресурсів.

Постійні витрати - це такі витрати, які не змінюються при будь-яких обсягах транспортування газу. Постійні витрати пов'язані з самим існуванням виробничого обладнання (виробничих ресурсів) і мають бути сплачені, навіть коли завантаження газопроводів є мінімальним. До постійних витрат, як правило, відносяться рентні платежі, частина відрахувань на амортизацію приміщень і технологічного устаткування, страхові внески, а також заробітна плата вищому управлінському персоналу. При дослідженні в цьому розділі

гіпотетично прийнято, що постійні витрати (витрати на обслуговування основних фондів) є меншими, ніж змінні витрати.

Змінні витрати – це витрати, що є залежними від завантаження магістральних газопроводів. До таких витрат відносяться, головним чином, витрати потужностей КС, частина трудових ресурсів та інші, безпосередньо залежні від обсягів транспортованого газу.

Поведінка змінних витрат зумовлюється принципом (законом) зменшуваної віддачі, числова модель якого наведена в табл. 4.1.

Загальні витрати - це сума постійних і змінних витрат для кожного конкретного обсягу транспортованого газу. Існує відмінність між постійними і змінними витратами: змінними витратами можна керувати, а постійні витрати знаходяться поза контролем управлінців. Постійні витрати являються обов'язковими і мають бути сплачені незалежно від технологічної ситуації.

4. 2. 2 Середні витрати

Розрахунки середніх витрат необхідні для порівняння з ціною одиниці вироблюваної продукції. Підходи до визначення одиниці вироблюваної продукції газотранспортного виробництва є альтернативними. В цьому підрозділі проведений аналіз середніх витрат з розрахунку на одиницю транспортованого газу.

$$V_{\text{оф}} = \frac{\text{ОФ}}{Q_{\text{гтр}}} .$$

Середні постійні витрати визначаються шляхом поділу постійних витрат на обслуговування основних фондів на відповідну кількість транспортованого газу за формулою: Оскільки сума постійних витрат, за визначенням, є незалежною від кількості транспортованого газу, то середні постійні витрати $V_{\text{оф}}$ зі збільшенням обсягів транспортованого газу $Q_{\text{гтр}}$ безперервно зменшуються.

Середні змінні витрати визначаються шляхом поділу суми змінних

$$V_{\text{зм}}^{\text{сер}} = \frac{N_{\text{кс}}}{Q_{\text{гтр}}} .$$

витрат на відповідну кількість транспортованого газу за формулою:

Середні загальні витрати можна розглядати як суму середніх постійних витрат і середніх змінних витрат, тобто

$$V_{\text{заг}}^{\text{сер}} = V_{\text{оф}}^{\text{сер}} + V_{\text{зм}}^{\text{сер}} .$$

Середні загальні витрати можна розрахувати також за формулою:

$$V_{\text{заг}}^{\text{сер}} = \frac{\text{ОФ} + [Q_{\text{пг}} = f(N_{\text{кс}})]}{Q_{\text{гтр}}} . \quad (4.8)$$

4.2.3 Граничні витрати

Концепція граничних витрат має стратегічне значення, оскільки вона дозволяє визначити ті витрати, величину яких газотранспортна структура

може контролювати безпосередньо. Показники середніх витрат такої можливості не дають. Граничні витрати $\Gamma_{\text{Вит}}$ обчислюються за формулою:

$$\Gamma_{\text{Вит}} = \frac{\Delta (\text{ОФ} + Q_{\text{пг}})}{\Delta (Q_{\text{гтр}})} . \quad (4.9.)$$

Результати розрахунків за формулами 4.8 та 4.9 для газопроводу "Союз" наведені в таблиці 4.4 та ілюструються рис 4.4.

Таблиця 4.4 - Динаміка середніх та граничних витрат на трубопровідний транспорт газу газопроводу "Союз" при $\text{ОФ} = 0,41 \times Q_{\text{пг}\cdot\text{max}}$.

$Q_{\text{гтр}}$, млн. м ³ / добу	Середні постійні витрати, $\text{ОФ} / Q_{\text{гтр}}$	Середні змінні витрати, $Q_{\text{пг}} / Q_{\text{гтр}}$	Середні загальні витрати, $\text{СВ} =$ $(Q_{\text{пг}} +$ $\text{ОФ}) / Q_{\text{гтр}}$	$\Delta \text{СВ}$	Граничн і витрати, $\Gamma_{\text{В}} =$ $\Delta \text{СВ} /$ $\Delta(Q_{\text{гтр}})$
83,0	0,0401	0,0979	0,138		
82,0	0,0406	0,0945	0,135	0,38	0,38
80,0	0,0416	0,0893	0,131	0,60	0,30
78,0	0,0427	0,0846	0,127	0,55	0,275
75,0	0,0444	0,0786	0,123	0,71	0,237
70,0	0,476	0,0697	0,117	1,01	0,202
65,0	0,0512	0,0637	0,115	0,74	0,148
60,0	0,0555	0,0595	0,1148	0,58	0,116
50,0	0,0666	0,0559	0,1226	0,76	0,076
40,0	0,0833	0,0579	0,1410	0,49	0,049
30,0	0,111	0,0692	0,1810	0,23	0,023

Зв'язок між граничною віддачею і граничними витратами очевидний: збільшувана віддача відбивається в зниженні граничних витрат, а зменшувана віддача – в збільшенні граничних витрат. Зі збільшенням граничної віддачі граничні витрати обов'язково падають. В момент, коли гранична віддача досягає максимуму, граничні витрати найменші. Ця взаємозалежність між основними показниками ефективності трубопровідного транспорту газу в наступному підрозділі покладена в основу визначення ефективності магістральних газопроводів за економічним критерієм прибуткового використання виробничих ресурсів.

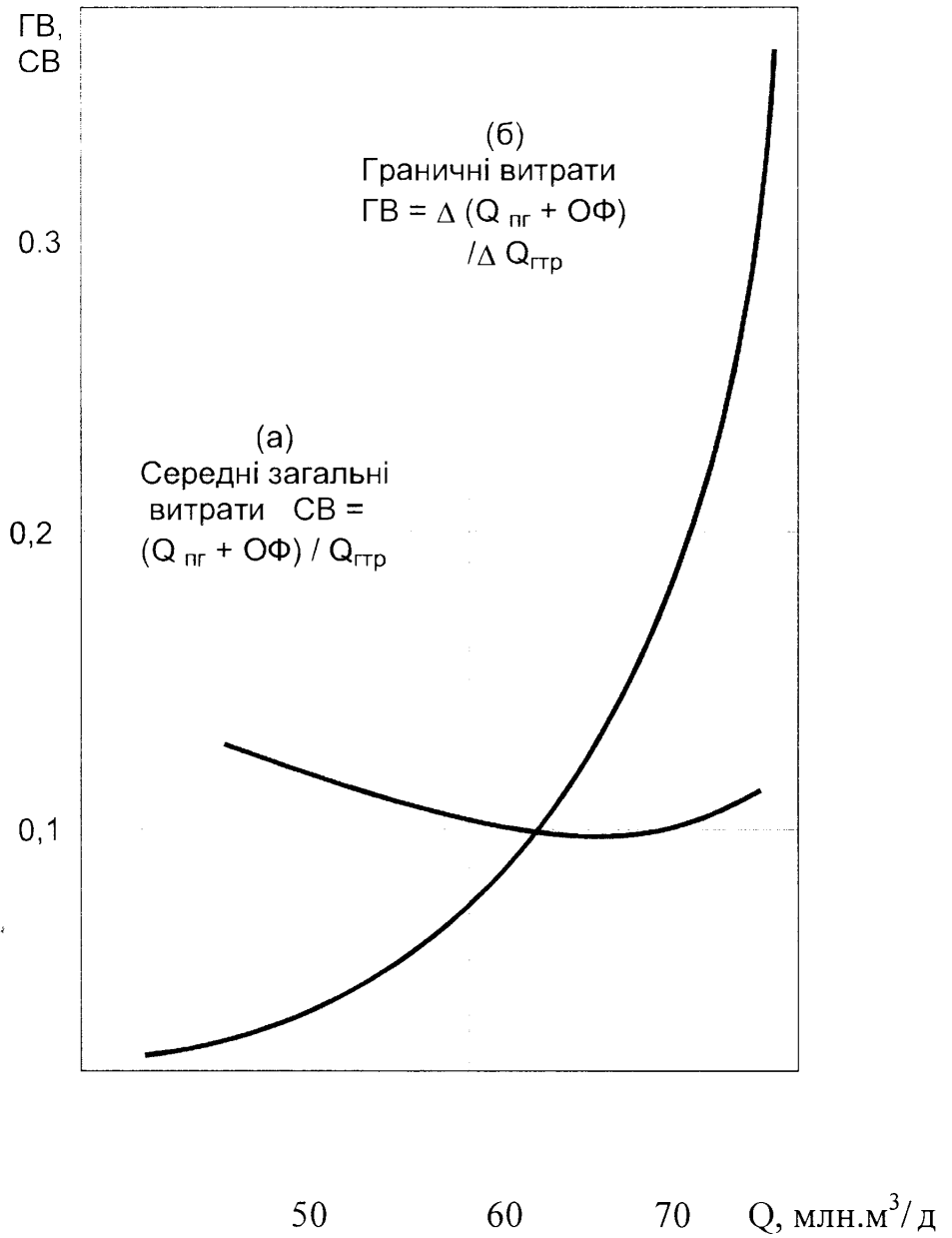


Рисунок 4.4 - Залежність середніх (а) та граничних (б) витрат від обсягів транспортованого газу $Q_{гтр}$ при витратах на обслуговування основних фондів $ОФ = 0,4 \cdot Q_{пг}$.

4.3 Побудова та математичне відтворення ринково-орієнтованого критерія ефективності (прибутковості) систем трубопровідного транспорту газу

Завантаження газопроводу, при якому енергетичні витрати починають зростати стрімкіше є оптимальним $Q_{\text{опт}}$. За оптимального режиму роботи газопроводу загальні витрати основних фондів ОФ та енергетичних ресурсів $N_{\text{кк}}$ на транспортування газу є меншими, ніж при подальшому завантаженні газопроводу, тобто

$$\frac{O\Phi + N_{\text{кк.опт}}}{Q_{\text{опт}}} < \frac{O\Phi + N_{\text{кк}}}{Q_{\text{гтр}}} < \frac{O\Phi + N_{\text{кк}}}{Q_{\text{мах}}} . \quad (4.10)$$

Отже, якщо розраховувати собівартість газотранспортного виробництва за обсягом транспортованого газу $Q_{\text{мах}}$, то збільшення обсягів транспортування газу $Q_{\text{опт}} < Q_{\text{мах}}$, тобто більш повне використання задіяних у виробництві ресурсів є збитковим. Цей парадокс командної економіки у ринковому середовищі спрацьовує як руйнівний фактор і мотивує необхідність і невідкладність глибинного аналізу сутності ринково-орієнтованого методу аналізу і підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу.

Нижче ідеологія ринково орієнтованого аналізу, оцінювання та використання методологічних засобів підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу при повному завантаженні магістральних газопроводів прийнята такою:

1. Оцінюємо надходження за командною і ринковою схемою. За командною схемою надходження при Q_{\max} становлять

$$H_Q = c_Q \times Q_{\max} = O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}$$

2. Звідси вартість транспортування одиниці транспортованого газу (ціна)

$$c_Q = \frac{O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\max}}$$

3. За ринковою схемою надходження становлять $H_Q = c_Q \times U_{\text{гтр}}$, де c_Q – ціна одиниці виконуваної газотранспортної роботи $U_{\text{гтр}}$.

$$\frac{O\Phi + N_{\text{кс.опт}}}{Q_{\text{опт}}}$$

4. В точці, де загальні витрати мінімальні, покладаємо

$$c_Q \times Q_{\text{опт}} = c_{\text{гтр}} \times U_{\text{опт}} = \left(\frac{O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\max}} \right) \times Q_{\text{опт.}}$$

5. Звідси вартість одиниці виконуваної газотранспортної роботи $U_{\text{гтр}}$ становить

$$c_{\text{гтр.}} = \left(\frac{O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\max.}} \right) \times \frac{Q_{\text{опт.}}}{U_{\text{опт.}}}$$

6. Отже, в будь-якій точці оптимізаційної області надходження такі:

за ринковою схемою

$$H_{\text{гтр}} = c_{\text{гтр}} \times U_{\text{гтр}} = \left(\frac{O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\text{мах.}}} \right) \times \frac{Q_{\text{опт.}}}{U_{\text{опт.}}} \times U_{\text{гтр.}}$$

а за командною (витратною) схемою

$$H_Q = c_Q \times Q = \frac{O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\text{мах}}} \times Q.$$

7. Різниця між надходженнями $H_{\text{гтр}}$ і H_Q за будь-якого завантаження

газопроводу становить

$$H_{\text{гтр}} - H_Q = \frac{N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\text{мах}}} \times \left[\left(\frac{Q_{\text{мах}}}{N_{\text{кс.опт}}} \times U_{\text{гтр}} \right) - Q \right].$$

$$H_{\text{гтр.}} - H_{Q.} = \frac{O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\text{мах.}}} \times \left[\left(\frac{Q_{\text{опт}}}{U_{\text{гтр.опт}}} \times U_{\text{гтр.мах}} \right) - Q_{\text{мах}} \right],$$

Ця різниця, отже і прибуток Pr , визначений як різниця між повною виручкою і всіма витратами, при максимальному завантаженні газопроводу складає:

$$Pr = H_{гтр} - H_Q = (OF + N_{кc max}) \times \left[\left(\frac{Q_{опт}}{Q_{max}} \times \frac{N_{кc max}}{N_{кc опт}} \right) - 1 \right] \quad (4.11)$$

8. Якщо витрати на обслуговування основних фондів OF надмірні і такі, що $Q_{опт} = Q_{max}$ і, отже, $N_{кc опт} = N_{кc max}$, то прибуток $Pr = H_{гтр} - H_Q$ буде нульовим, тобто, газотранспортне виробництво за ринковими орієнтирами буде економічно збитковим.

Концепція прибутковості газотранспортних систем за формулою (4.11) графічно ілюструється рис. 4.5 та рис. 4.6.

За формулою (4.11) є можливість упорядкувати систему взаємопов'язаних показників, які відбивають кількісну відповідність між надходженням та використанням паливно-енергетичних ресурсів конкретною газотранспортною системою. Таким чином встановити об'єктивні показники енергоємності газотранспортних послуг (вироблюваної продукції), посилити збалансованість та достовірність прогнозів, виявити резерви та стимули енергозбереження у газотранспортному виробництві, оскільки інтересам суспільства відповідає не найменша кількість, а найменш витратне використання паливно-енергетичних ресурсів.

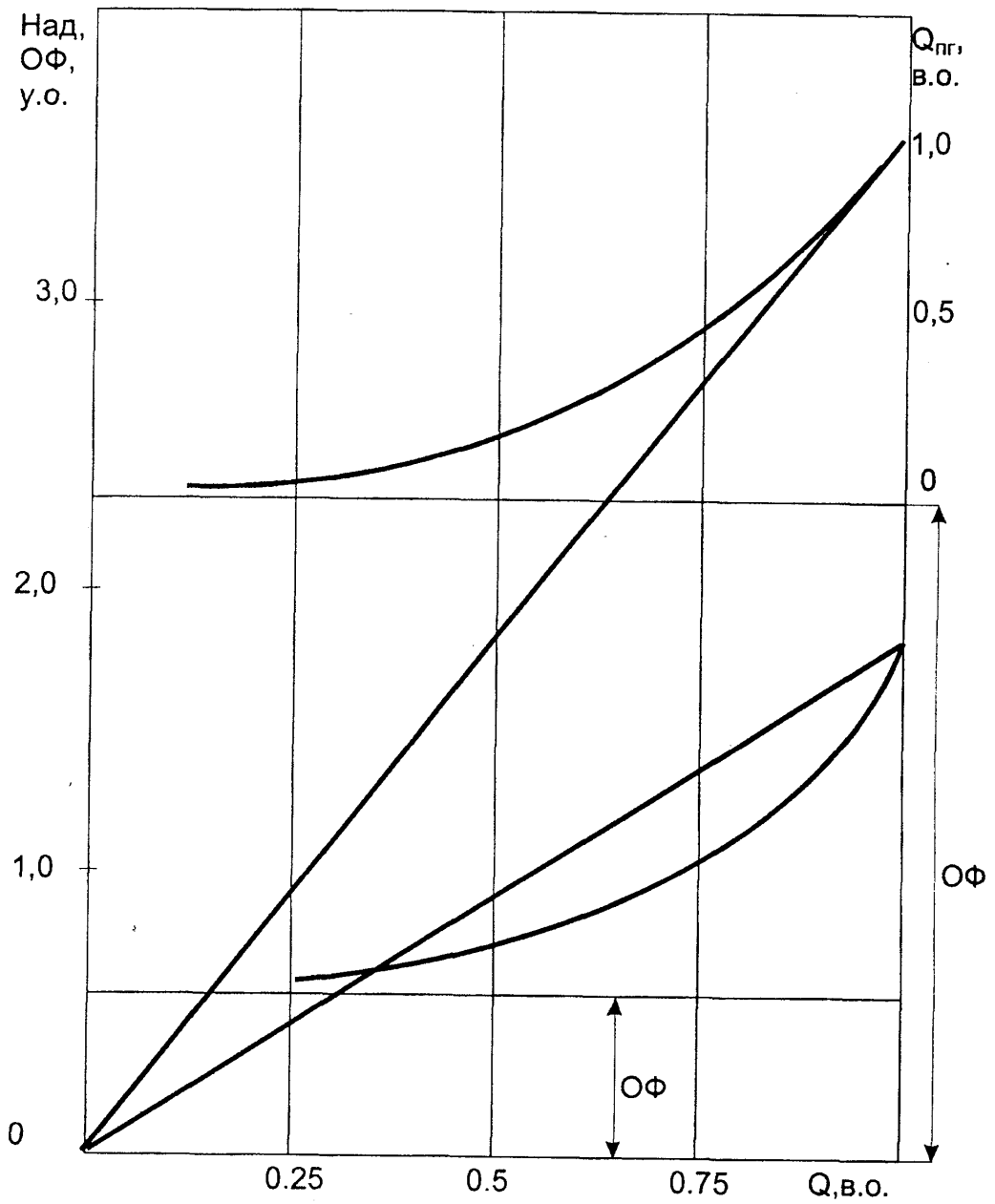


Рис. 4.5. Залежність структури оптимізаційної зони газопроводу від співвідношення витрат $O\Phi / Q_{пг \max}$.

1. $O\Phi / Q_{пг \max} = 1,9;$

2. $O\Phi / Q_{пг \max} = 0,5.$

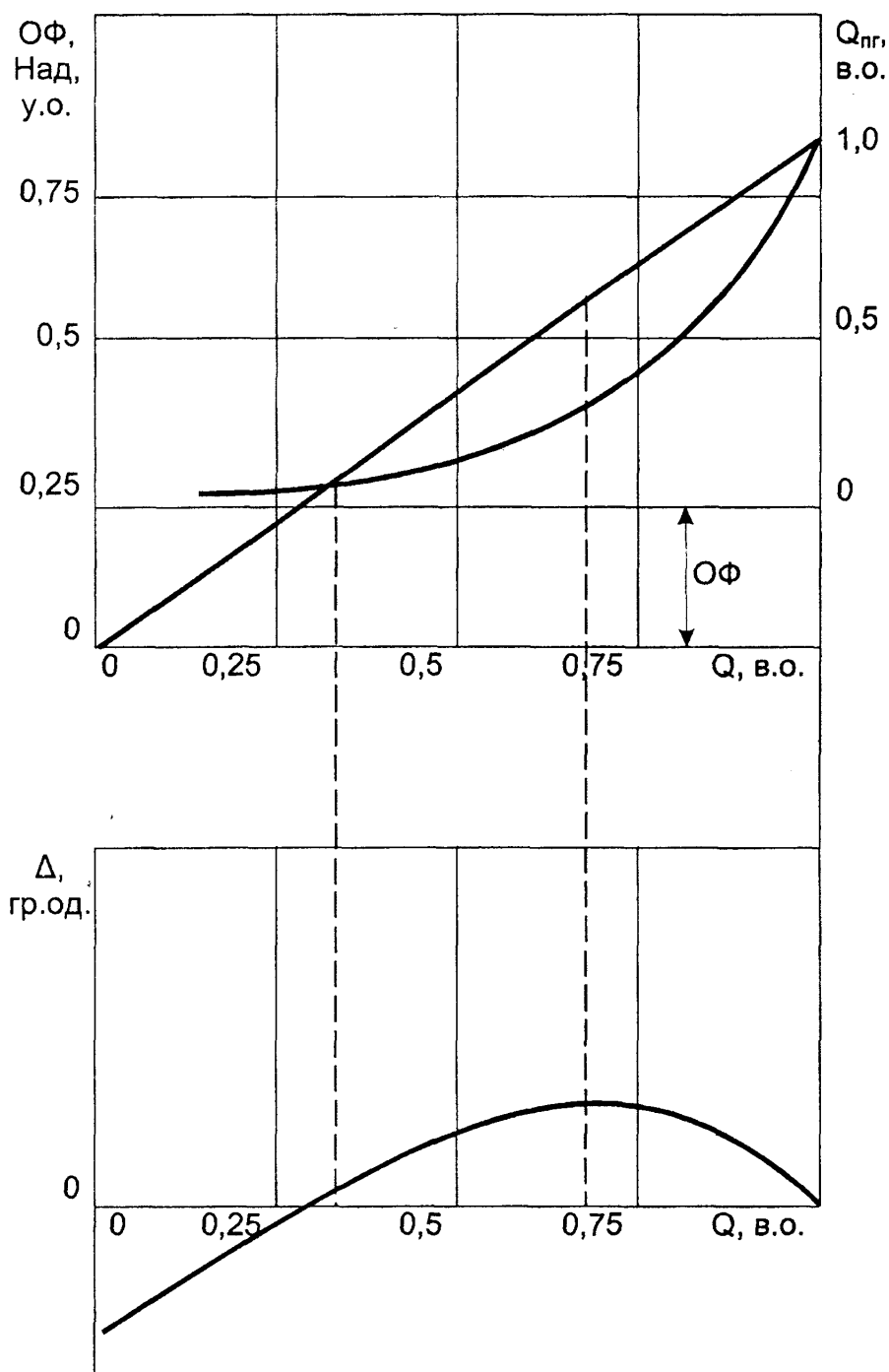


Рис. 4.6. Эффективность трубопроводного транспорта газа
 для расчетного газопровода с параметрами
 $\Delta = \text{Над} - (Q_{\text{пг}} + \text{ОФ})$ при $\text{ОФ} = 0,35 Q_{\text{пг max}}$.

Функції вироблення довгострокової стратегії, визначення відношень власності та регулювання в сфері ціноутворення є взаємопротирічні. За формулою (4.11) вказані функції для середньострокової перспективи можна належним чином збалансувати. Розв'язком задачі для конкретної ситуації будуть порогові значення прибутковості. За результатами розрахункового аналізу економічного стану можна визначити "больові точки" в схемі управління витратами і прибутком і на цій основі визначити напрямки удосконалення організаційних структур, методів і механізмів формування управлінських рішень щодо підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу.

Висновки по розділу 4

Аналіз змісту проведених у цьому розділі досліджень та результатів розрахунків дозволяє зробити такі висновки.

1. Уперше у вітчизняній практиці вироблено методичний ринково-орієнтований підхід до визначення економічної ефективності використання виробничих ресурсів систем трубопровідного транспорту газу. Механізм підходу ґрунтований на використанні закону змінюваних пропорцій між обсягом витрат енергетичних ресурсів та обсягом транспортованого газу.

Закон змінюваних пропорцій відтворюється газотермодинамічною характеристикою політропічних процесів транспортування газу в просторі

непроектних режимів роботи магістральних газопроводів. Ідеологія запропонованого підходу до визначення ефективності функціонування магістральних газопроводів має своїм змістом ринкову концепцію максимізації прибутку, похідними якого є середня загальна та гранична продуктивність (віддача) використовуваних ресурсів, а також показники середніх загальних та граничних витрат на одиницю вироблюваної продукції.

2. Концепція максимізації прибутковості магістральних газопроводів матеріалізована у вигляді системи розрахункових формул, які інтегрують в собі ключові показники газотранспортного виробництва: обсяг витрат на обслуговування основних фондів, обсяг витрат паливно-енергетичних ресурсів, оптимальну та максимальну (технологічно досяжну) продуктивність газопроводу. Серцевину системи становить формула максимізації прибутку (4.10), в якій узагальнено формулюється критерій ефективності використання виробничих ресурсів, а також віддзеркалюється техніко-технологічний і організаційний рівень газотранспортного виробництва в цілому.

Спосіб реалізації формули максимізації прибутку складають такі етапи: визначення фондомісткості системи (лінійні ділянки, КС, невиробничі фонди: офіси, житлові приміщення та ін.); визначення рівня технологічної збалансованості схемної структури газопроводу та його технічного стану; моделювання властивостей виробничої функції газопроводу з метою визначення діапазону виробничих можливостей та керування змінних витрат на функціонування газопроводу; моделювання залежності виконуваної

газотранспортної роботи від обсягів транспортованого газу; визначення структури ціни за обсягом транспортованого газу; визначення структури ціни за обсягом виконуваної газотранспортної роботи; підсумковий розрахунок критеріального показника прибутковості функціонування газотранспортної системи.

3. З метою забезпечення функціонування критерія прибутковості запропоновано спосіб вимірювання вироблюваної продукції газотранспортного виробництва за показником газотранспортної роботи, виконуваної системами магістральних газопроводів.

4. Вперше запропонований критерій оптимальності розподілу потоків газу (завантаження газопроводів) за показником прибутковості газотранспортного виробництва. Критерій оптимальності розподілу потоків газу є сукупно залежним від витрат на обслуговування основних (незмінюваних) фондів і від витрат змінюваних у конкретній ситуації енергетичних ресурсів.

Впровадження запропонованого в цьому розділі методичного інструменту в реальну виробничу практику газотранспортної галузі сприятиме перебудові управлінської ментальності, більшій оглядності при прийнятті рішень, ґрунтованих на використанні ринково-орієнтованого підходу для свідомого і цілеспрямованого впливу на ситуацію. Використання результатів виконаних в цьому розділі досліджень сприятиме появі рішень "проривного

типу", які будуть визначати імідж газотранспортної галузі в сфері газової енергетики в цілому.

Загальні висновки

1. Вирішена проблема створення концептуально нової методичної основи для розв'язку важливих народногосподарських задач оцінювання, прогнозування та підвищення ефективності трубопровідного транспортування газу в умовах формування ринкових відносин. Проблема вирішена засобами математичного моделювання та розрахункового аналізу непроекtnих режимів роботи магістральних газопроводів, що породжують системну специфічність прояву нелінійної залежності витрат паливно-енергетичних ресурсів на транспортування газу від обсягів транспортованого газу. Сформульована і вирішена проблема методичного забезпечення розрахунків оптимальної продуктивності магістральних газопроводів, яка відіграє ключову роль у формуванні ринково-орієнтованих критеріїв ефективності газотранспортного виробництва. Концепція оптимізації потоків транспортованого газу є першопроходжуваною.

2. Для відтворення об'єктивно існуючої взаємозалежності між обсягом витрат виробничих ресурсів і обсягом транспортованого газу сформована система математичних моделей, ґрунтована на використанні базових законів газової термодинаміки. Запропоновано проблемно-орієнтований метод реалізації сформованої системи моделей та створено аналітичну основу моделювання непроекtnих режимів роботи лінійних ділянок і компресорних станцій магістральних газопроводів. На основі сформованої системи моделей встановлена специфічність залежності витрат паливно-енергетичних ресурсів від обсягів транспортованого газу. Розрахунково доведено, що витрати

енергетичних ресурсів в порівнянні з кількістю транспортованого газу зростають більш інтенсивно і нелінійно: збільшення продуктивності газопроводу на 1% призводить до збільшення енерговитрат на 3-5%.

3. Запропонована концепція визначення оптимальної продуктивності газопроводу, яка в ринковому середовищі формує вихідну основу для оцінювання і прогнозування ефективності використання виробничих ресурсів. Концепція ґрунтується на порівнянні надходжень з витратами ресурсів на транспортування газу. Для реалізації принципу порівняльного аналізу сформована система розрахункових моделей, на основі якої відтворена залежність оптимальної продуктивності газопроводу від обсягу витрачуваних ресурсів. Розрахунково доведено, що оптимальна продуктивність газопроводу суттєво залежить від структури витрачуваних ресурсів: якщо умовно постійні витрати перевищують витрати керовано змінних енергетичних ресурсів, то оптимальна і максимальна (технологічно досяжна) продуктивності співпадають.

4. Розроблена і досліджена концептуально нова ринково-орієнтована система моделей, яка ґрунтована на ідеї максимізації ефективності систем трубопровідного транспорту газу за рахунок ефективного і повного використання виробничих ресурсів. Запропонована система моделей дозволила аналітично відтворити взаємозв'язок між ефективністю витрачуваних ресурсів та рівнем завантаження магістрального газопроводу. Розрахунковою реалізацією моделей доведено, що недовикористання потужностей газопроводу на 10% при співвідношенні умовно постійних і керовано змінних витрат ресурсів у вимірі

0,5 ефективність газотранспортної системи за показником прибутковості зменшується орієнтовно на 30%. Кількісна характеристика цього співвідношення є залежною від схемної структури, фізичного зносу та реальних умов експлуатації газопроводів. Запропонована система моделей самодостатня як методичний інструмент системного аналізу причин і певних наслідків за ринковими критеріями ефективності використання ресурсного потенціалу магістральних газопроводів. Це один з найбільш реальних, відносно маловитратних та дієвих засобів оцінювання, прогнозування та підвищення ефективності магістральних газопроводів.

5. Запропоновано спосіб використання результатів виконаної роботи шляхом розробки за участю НАК "Нафтогаз України" нормативного документа "Розрахунок ринкової собівартості трубопровідного транспортування газу".

В цілому, виконана робота містить ідеологію зміни сучасних орієнтирів газотранспортного виробництва і концепцію підходу до розв'язання сукупності взаємопов'язаних проблем оцінювання вартості трубопровідного транспорту газу, рівня нормативних відрахувань на обслуговування виробничих фондів, реструктуризації вартості основних фондів та ін.

Література

1. . Александров А.В, Яковлев Е.И.. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа . – М.: Недра, 1974. – 431 с.
2. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика. – М.: Наука, 1969. – 544 с.
3. Агапкин В.М., Борисов С.Н., Кривошеин Б.Л.. Справочное руководство по расчетам трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 188 с.
4. Агапкин В.М., Борисов С.Н., Кривошеин Б.Л.. Справочное руководство по расчетам трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 188 с.
5. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин.В.А. Тепловой и гидравлические расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1981. – 255 с.
6. Андреев А.Ф., Бренц А.Д. и др. Актуальные экономические проблемы нефтегазовых отраслей промышленности. - М.: ГАНГ, 1992. - 52 с.
7. Агапкин В.М., С.Н. Борисов, Кривошеин Б.Л.. Справочное руководство по расчетам трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 189 с.
8. Александров А.В. Надежность систем дальнего газоснабжения. – М.: Недра, 1976– 318 с.
9. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.А., ЯковлевЕ.И.. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1988. – 367 с
- 10.Альбом приведенных газодинамических характеристик центробежных нагнетателей. –М.: Мингазпром, 1985. - 88 с.
- 11.Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О. В. Моделирование отказов ГПА методом Монте-Карло. // Газ. пром. – 2000. - № 2. – С. 20 – 22.
- 12.Баренбойм А.Б. Малорасходные фреоновые турбокомпрессоры. – М.: Машиностроение, 1974. – 224 с.
- 13.Белоконь Н.И. Неизотермическое движение реального газа по трубопроводу.Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1971. // Труды МИНХ и ГП. Выпуск 97. С. 14 – 20.

- 14.Белоконь Н.И. Термодинамика. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1954. – 416 с.
- 15.Белоконь Н.И., Поршаков Б.П.. Газотурбинные установки на компрессорных станциях магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1969. – 107 с.
- 16.Белоконь Н.И.. Основные принципы термодинамики. – М.: Недра, 1968. – 110 с.
- 17.Белоконь Н.И.. Термодинамические процессы газотурбинных двигателей. - М.: Недра, 1969. – 126 с.
- 18.Белоконь. Н.И. Уравнение состояния реальных газов. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1971. // Труды МИНХ и ГП. Выпуск 97. С. 3 – 13.
- 19.Бобровский С.А., Яковлев Е.И.. Построение рабочих характеристик компрессорных агрегатов по экспериментальным данным. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1971. // МИНХ и ГП. Выпуск 97. С. 54 – 59.
- 20.Бобровский С.А., Б.М. Щедрин, Яковлев Е.И.. Выбор режима работы компрессорной станции магистрального газопровода. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1971. // Труды МИНХ и ГП. Выпуск 97. - С. 34 – 41.
- 21.Бородавкин П. П, Березин В.Л., Рудерман.С.Ю. Выбор трасс магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1974. – 239 с.
- 22.Буланая М.Е., Гарляускас А.И. Оптимизация режимов работы компрессорных станций и систем магистральных газопроводов. – М.: ВНИИЭгазпром, 1971. – 83 с.
- 23.Бурных В.С., Пасечник А.Г. Температурный режим магистрального газопровода Шебелинка-Харьков. Тр. УкрНИИгаза, вып. 1 (5). -М.: Недра, 1966.
- 24.Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Наука, 1972. – 720 с.

- 25.Вертепов А.Г. Метод оценки выходных показателей ГТУ в эксплуатационных условиях. // Газ. пром., № 3. 2001. – С. 31-33.
- 26.Галиуллин З.Т., Леонтьев Е.В.. Интенсификация магистрального транспорта газа. - М.: Недра, 1991. – 271 с.
- 27.Галиуллин З.Т., Леонтьев Е.В.. Интенсификация магистрального транспорта газа. – М.: Недра, 1991. – 271 с.
- 28.Галлиулин З.Т., Гарляускас А.И., Ходанович Е.И., Салимжанов Э.С.. Принципы оптимизации сложных систем газоснабжения. Вопросы транспорт природного газа. – М.: Недра, 1970. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 38/46. - С. 38 – 45.
- 29.Гарляускас А.И., Галиуллин З.Т., Салимжанов Э.С. и др. Расчет оптимальных режимов компрессорной станции методом динамического программирования. Вопросы транспорта природного газа. – М.: Недра, 1970. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 38/46. – С. 117 – 121.
- 30.Гидродинамические процессы в сложных трубопроводных системах / М.А. Гусейнзаде, Л.И. Другина, О.Н. Петрова, М.Ф. Степанова /. – М.: Недра, 1991. – 164 с.
- 31.Громов А.В, Гузанов Н.Е., Хачикян Л.Я. и др. /. –М.: Недра, 1987. – 176 с.
- 32.. Грачев В.В., Щербаков С.Г, Яковлев Е.И.. Динамика трубопроводных систем. - М.: Наука, 1987. – 434 с.
- 33.Доброхотов В.Д. Центробежные нагнетатели природного газа. – М.: Недра, 1972. – 127 с.
- 34.Деточенко А.В., Михеев А.Л, Волков М.М.. Спутник газовика. –М.: Недра, 1978. – 310 с.
- 35.Жидкова М.А. Переходные процессы в магистральных газопроводах. - К.: Наукова думка, 1979. - 255 с.
- 36.Зарембо К.С., Н.М. Павлова, А.А. Туманова. Обобщение опыта эксплуатации магистральных газопроводов, уложенных на уменьшенной

- глубине. Транспорт природного газа. – М.: Недра, 1961. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 13 (21). С. 160 – 168.
37. Зверева Т.В., Челинцев С.Н., Яковлев Е.И. Моделирование трубопроводного транспорта нефтехимических производств. – М.: Химия, 1987. – 175 с.
38. Исаев С.И. и др. Теория тепломассообмена. – М.: 1979. – 495 с.
39. Капцов И.И.. Определение расхода топливного газа на компрессорных станциях газопроводов с газотурбинным приводом. Транспорт и хранение нефти и газа. -М.: Недра, 1971. // Труды МИНХ и ГП. Выпуск 97. С. 85 – 89.
40. Костюк А.Н. Шерстюк. Компрессоры. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959. – 190 с.
41. Кривошеин Б.Л. Теплофизические расчеты газопроводов. М.: Недра, 1982. - 167 с.
42. Кривошеин Б.Л., П.И. Тугунов. Магистральный трубопроводный транспорт. -М.: Наука, 1985. – 237 с.
43. Керування режимами газотранспортних систем / В.Я. Грудз, В.Б. Михалків, М.П. Лінчевський, Д.Ф. Тимків. // Київ: 1966р. с150.
44. Кривошеин Б.Л., Ходанович Е.И.. Влияние конденсата на коэффициент эффективности магистрального газопровода. Транспорт природного газа. – М.: Недра, 1961. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 13 (21). – С. 93 – 103.
- 45.. Кучин Б. Л, Седых А.Д., Овчаров Л.А. Научно-техническое прогнозирование развития систем газоснабжения. – М.: Недра, 1987. – 254 с.
46. Ламб Г. Гидродинамика. – М.-Л.: ОГИЗ, 1947. – 928 с.
47. Леонтьев Е.В., Л.С. Цегельников. Выявление КС с недостоверными газодинамическими характеристиками нагнетателей. Вопросы технологии транспорта газа. – М.: ВНИИгаз, 1988. // Сборник научных трудов. С. 16 – 26.

48. Левин В.И. Структурно-логические методы исследования сложных систем с применением ЭВМ.- М.: Наука, 1987.- 304 с.
49. Лившиц С.П. Высоконапорные дутьевые машины центробежного типа. – Л.: Машиностроение, 1976. – 295 с.
50. Лившиц С.П. Аэродинамика центробежных компрессорных машин. – М.: Машиностроение, 1966. – 339 с.
51. Лотоцкий В.А., Мандель А.С. Модели и методы управления запасами.- М.: Наука, 1991. - 189 с.:
52. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Техтеориздат, 1957. – 784 с.
53. Матвеев А.В.. Технологические характеристики газопроводов. Транспорт и хранение нефти и газа. - М.: Недра, 1971. // Труды Ин-та им. И.М. Губкина. Выпуск 97. С. 89 – 93.
54. Математическое моделирование при проектировании магистральных трубопроводов. / Бакаев А.А., Олеярш Г.Б. , Иванина Д.С. и др. / - Киев: Наук. Думка, 1990. – 168 с.
55. Меренков А.П., Сидлер В.Г. Идентификация трубопроводных систем. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974. - том. 3. – С. 149 – 162.
56. Микаэлян Э.А. Эксплуатация газотурбинных газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций газопроводов. – М.: Недра, 1994. – 304 с.
- 57.. Новоселов В.Ф., Гольянов Е.М., Муфтахов А.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газопроводов. - М. : Недра, 1982. – 136 с.
58. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. ОНТП 51 -1 –85. - М.: Мингазпром, 1985.
59. Определение коэффициентов сжимаемости природных газов. . РЖ № 4, 85, стр.5
60. Основы газовой динамики. Ред. Г.И. Баренблатт. Пер. с англ. – М.: Изд. иностр. лит-ры, 1963. – 692 с.

61. Павловский Ю.Н. О пристеночном эффекте. // Механика жидкости и газов. - 1967. - № 2. – С. 160-163.
62. Панкратов А.В., Дубинский Б.И., Спирштейн В.С. Информационно-вычислительные системы в диспетчерском управлении газопроводами. – Л.: Недра, 1988. – 246 с.
63. Поршаков Б.П. Газотурбинные установки. – М.: Недра, 1992. – 233 с.
64. Поршаков Б.П. Газотурбинные установки для транспорта газа и бурения скважин. – М.: Недра, 1982. – 181 с.
65. Поршаков Б.П., Лопатин А.С., Назарьина А.М. и др. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций. – М.: Недра, 1992. 207 с.
66. Поршаков Б.П., Бикчентай Р.Н. и др. Термодинамика и теплопередача. – М.: Недра, 1987. – 352 с.
67. Пустыльник Е.И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений. – М.: Наука, 1968. – 265 с.
68. Раер Г.А. Динамика и прочность центробежных компрессорных машин. – Л.: Машиностроение, 1968. – 258 с.
69. Раяцкас Р.Л., М.К. Плакунов М.К.. Экономические догмы и управленческая реальность. – М.: Экономика, 1991. – 207 с.
70. Ревзин Б.С.. Газотурбинные перекачивающие агрегаты. – М.: Недра, 1986. – 212 с.
71. Рис В.Ф. Получение характеристик компрессорных машин, работающих на газе, методом испытания на воздухе // Энергомашиностроение. – 1970. - № 6- С. 4 - 9.
72. Рис В.Ф. Центробежные компрессорные машины. – М.: Машиностроение, 1981. – 480 с.
73. Руднік А.А. Методика узагальненого оцінювання та підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу. ((Нафтова і газова промисловість. – 2000. - № 6 - с. 36 – 38.

74. Руднік А.А. Прикладні моделі виробничих функцій лінійних ділянок магістральних газопроводів. ((Нафтова і газова промисловість. – 2001. - № 1 - с. 39 – 41.
75. Руднік А.А. Розрахункові моделі для непроєктних режимів роботи магістральних газопроводів. ((Нафтова і газова промисловість. – 2001. - № 2 - с. 33 – 35.
76. Руднік А.А., Дубровський В.В. Основні напрямки розвитку газотранспортної системи України. ((Нафтова і газова промисловість. – 1999. - № 4 - с. 35 – 38.
- 77., Руднік А.А., Жидкова М.О. Формування системи розрахункових моделей для оцінювання ефективності функціонування лінійних ділянок магістральних газопроводів. ((Экологии и ресурсосбережение. – 2001. - № 6 - с. 66 – 69.
78. Руднік А.А. Жидкова М.О., Білик С.Ф., Руднік А.А. Ринкова концепція аналізу та оцінювання ефективності трубопровідного транспорту газу. ((Нафтова і газова промисловість. – 2002. - № _ - с. __ – __.
79. Селезнев К.П., Подобуев Ю.С., Анисимов С.А. Теория и расчет турбокомпрессоров. – Л.: Машиностроение, 1968. – 406 с.
80. Синицин С.Н., И.В. Барцев, Леонтьев Е.В.. Влияние параметров природного газа на характеристики центробежных нагнетателей. Транспорт природного газа. - М.: Недра, 1967. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 29/37. – С. 253 – 261.
81. Синицин С.Н., И.В. Барцев. Оптимальные параметры магистрального газопровода. Вопросы транспорта природного газа. – М.: Недра, 1970. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 38/46. – С. 125 – 129.
82. Синицин С.Н., И.В. Барцев. Сопоставление и оценка эффективности режимов работы компрессорных станций магистральных газопроводов. Транспорт природного газа.- М.: Недра, 1967. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 29/37. – С. 253 - 261.
83. Синицин С.Н., И.В. Барцев, Н.М. Конюхова, Леонтьев Е.В.. Определение параметров газопровода и компрессорных станций методом совмещения их приведенных характеристик. Транспорт природного газа. М.: Недра, 1967. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 29/37. – С. 245 –253.

84. Синицин С.Н., Леонтьев Е.В.. Исследование на оптимум системы газопровод – компрессорная станция. Вопросы транспорта природного газа. – М.: Недра, 1970. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 38/46. – С. 129 – 139.
85. Сухарев М.Г., Ставровский. Е.Р Резервирование систем магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1987. – 167 с.
86. Темпель Ф.Г.. Технология транспорта газа (Основы расчета и управления).- Л.: Недра, 1976. – 278 с.
87. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов. Справочное пособие □ Загорученко В.А., Бикчентай Р.Н., Вассерман А.А. и др. – М.: Недра, 1980. - 320 с.
88. Траупель В. Тепловые турбомашини. Пер. с нем. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1963.- 360 с.
89. Терентьев А.Н., Седых З.С., Дубинский В.Г. Надежность газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом.- М.: Недра, 1979. - 207 с.
90. Трубопроводные системы в энергетике./ ред. Ю.П. Коротаев /. – М.: Наука, 1985. - 116 с.
91. Трубопроводный транспорт газа./ С.А. Бобровский, А.И. Гарляускас, С.Г. Щербаков и др М.: Наука, 1976. - 495 с.
92. Ходанович Е.И., Кривошеин Б.Л., Р.Н. Бикчентай. Тепловые режимы магистральных газопроводов. - М.: Недра, 1971. - 214 с.
93. Ходанович Е.И., М.Я. Розин, Г.Э. Одишария, Е.Г. Базунов. Методика контрольного расчета пропускной способности действующих магистральных газопроводов и оценка коэффициента эффективности. Транспорт природного газа. – М.: Недра, 1970. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 13 (21). – С. 110 – 119.
94. Ходанович Е.И., Темпель Ф.Г., Бородянская Б.Е.. Задачи по оптимальному управлению магистральным газопроводом. Вопросы транспорта природного газа. – М.: Недра, 1970. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 38/46. – С. 121 - 125.

95. Ходанович Е.И.. Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 126 с.
96. Ходанович И.Е., Г. Э. Одишария. Обобщающая зависимость для коэффициента гидравлического сопротивления. Транспорт природного газа. - М.: Недра, 1967. // Труды ВНИИгаза. Выпуск № 29/37. – С. 3 – 9.
97. Чарный И.А. Основы газовой динамики. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 200 с.
98. Шляпин Я.К. Математическое моделирование тепловых режимов отсеков ГПА. // Газ. пром. – 2000. - № 2. – С. 16 – 19.
99. Щербаков С.Г.. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Наука, 1982. – 203 с.
100. Эккерт Б. Осевые и центробежные компрессоры. Пер. с нем. – М.: Машгиз, 1959.- 679 с.
101. Эксплуатационнику магистральных газопроводов: Справочное пособие . /
102. Ястржембский.А.С. Техническая термодинамика. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1953– 544 с.
103. Gas supercompressibility factor correlation research. Starling K.E.
. "Int. Gas Res. Conf., London, 13-16 June, 1983 " Rockville, Md.: 1983.
- С. 1030-1037 .

ДОДАТКИ

Додаток А

Національна Акціонерна Компанія НАК
"Нафтогаз України"

Дочірня Компанія "Укртрансгаз"

"Затверджую"

Заступник голови правління
НАК "Нафтогаз України"

В. РОЗГОНЮК

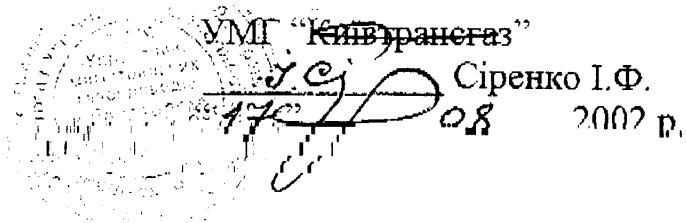
2002р.

**МЕТОДИКА ОЦІНКИ ЕФЕКТИВНОСТІ
ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

Підготував Руднік А.А.

Київ-2002

ЗАТВЕРДЖУЮ
Додаток Б
В. о. директора



АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дисертаційної роботи Рудніка А.А. в

УМГ "Київтрансгаз"

1. Детальна назва впроваджених заходів

Методика оцінки ефективності транспортування природного газу
Методи підвищення ефективності транспортування газу

2. Тема, наукове дослідження, результатом яких є розробка вказаних заходів

Створення ринково-орієнтованої концепції оптимізації потоків газу при
непроектних режимах роботи магістральних газопроводів.

3. Назва підприємства, де виконано впровадження Управління магістральних газопроводів «Київтрансгаз»

4. Назва об'єкта, де виконано впровадження

Система магістральних газопроводів ЄККР, УГГУ, "Прогрес" на ділянках
УМГ "Київтрансгаз"

5. Основні результати впровадження

- Розроблено та впроваджено ринково-орієнтовану методику розрахункового аналізу, оцінювання та підвищення ефективності систем трубопровідного транспорту газу;

- Розроблено та впроваджено ринково-адаптовану систему математичних моделей для наукового обґрунтування стратегічних напрямків підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу в умовах фізичного зносу та

наднормової експлуатації технологічних об'єктів магістральних газопроводів;

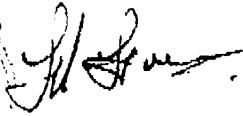
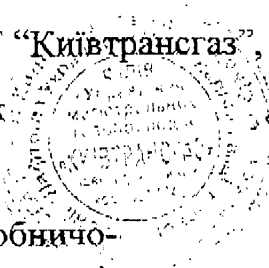
- Створено методичну основу аналітичного моделювання виробничих функцій лінійних ділянок і компресорних станцій за непроектних режимів роботи магістральних газопроводів з врахуванням обмежень на технологічні параметри газотранспортних структур;

- Впроваджено методологію оцінювання впливу на виробничу спроможність систем трубопровідного транспорту газу фондо- та ресурсонасиченості газотранспортного виробництва, схемної структури і технологічної збалансованості системи газопостачання.

Заступник

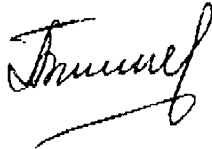
директора УМГ "Київтрансгаз",

канд. техн. наук



Андрієшин М.П.

Начальник виробничо-
диспетчерської служби

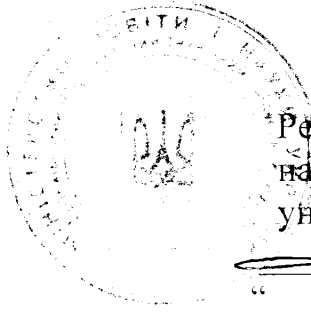


Поночевний П.В.

Головний диспетчер
виробничо-диспетчерської
служби

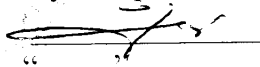


Ступа Ю.М.



ЗАТВЕРДЖУЮ Додаток В

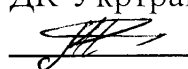
Ректор Івано-Франківського
національного технічного
університету нафти і газу

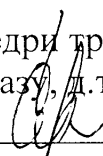

Крижанівський Є.І.
_____ 2002 р.

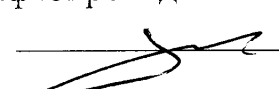
АКТ

впровадження в навчальний процес
науково-методичних розробок
Рудніка А.А.

Ми, що підписалися нижче, склали даний акт в тому, що науково-методична розробка **«Методика оцінки ефективності транспортування природного газу»**, виконана під керівництвом Рудніка Анатолія Андрійовича, а також матеріали його дисертації **«Методи підвищення ефективності транспортування газу»**, поданої на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – нафтогазопроводи, бази та сховища, використовуються в університеті в процесі вивчення дисциплін “Проектування та експлуатація магістральних газопроводів”, “Прогресивні технології трубопровідного транспорту газу”, “Обслуговування та ремонт газонафтопроводів”, а також при проведенні курсового та дипломного проектування студентами спеціальності “Газонафтопроводи та газонафтоосховища” і слухачами інституту післядипломної освіти. Впровадження вказаних матеріалів в навчальний процес дозволило підвищити рівень фахової підготовки майбутніх спеціалістів, наблизити навчальний процес до умов виробництва.

Генеральний директор
ДК Укртрансгаз
 А.А. Руднік

Зав. кафедри транспорту і зберігання
нафти і газу, д.т.н., проф.
 М.Д. Середюк

Зав. кафедри спорудження та ремонту газо-
нафтопроводів і газонафтоосховищ, д.т.н., проф.
 В.Я. Груз