

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**СЛОБОДЯН МИКИТА БОГДАНОВИЧ**

УДК 622.692.4:539.4

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ  
ГАЗОПРОВІДІВ НА ЗАСАДАХ РЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ**

05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело



М. Б. Слободян

Науковий керівник

**Карпаш Максим Олегович**

доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2020

## АНОТАЦІЯ

Слободян М. Б. – Удосконалення методів прогнозування режимів роботи газопроводів на засадах ресурсозбереження.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, МОН України, Івано-Франківськ, 2020.

Дисертація присвячена розробленню сучасних підходів до прогнозування режимів роботи газопроводів в умовах як номінального, так і нестабільного завантаження газотранспортної системи нашої держави, що включає детальний аналіз роботи ГТС в цілому та пошук найбільш ефективних шляхів підвищення її енергоефективності та надійності експлуатації.

Основна ідея роботи полягає у встановленні закономірностей впливу фізико-механічних характеристик природного газу на характер протікання технологічних процесів в газових мережах та, відповідно, на розрахунок показників енергоефективності газотранспортної системи в цілому.

В дисертаційній роботі розглядаються завдання щодо аналізу сучасних методів, засобів та технологій забезпечення ефективного функціонування газотранспортної системи нашої держави; теоретичні дослідження по вдосконаленню наявних методів експлуатації газопроводів шляхом врахування нестабільності завантаження газотранспортної системи, вимог ресурсозбереження, а також аналізу та дослідження впливу фізико-хімічних показників транспортованого природного газу на розрахунки енергоспоживання та визначення енергоефективності технологічних об'єктів магістрального транспортування газу в цілому; розроблення удосконаленої методології та перевірки запропонованих методів зниження питомого споживання паливно-енергетичних ресурсів у процесі експлуатування газопроводів; а також

розроблення методичного, інформаційного та удосконалення відповідного нормативного забезпечення з метою реалізації запропонованих методів експлуатації газопроводів із врахуванням нестабільності завантаження газотранспортної системи та вимог ресурсозбереження.

В роботі наведено загальну характеристику об'єкту дослідження – газотранспортної системи. Висвітлені основні проблеми її функціонування. Важливим моментом при цьому є нестабільне завантаження газотранспортної системи на сьогодні, що із врахуванням чинних норм для проведення значної кількості технологічних операцій призводить до понаднормових витрат основного ресурсу в процесі експлуатації газопроводів, а саме – природного газу. Існуючі на сьогодні методики щодо зменшення енергетичних витрат на виробничо-технологічні потреби вимагають удосконалення, оскільки не можуть в повній мірі врахувати усі наявні реалії роботи газотранспортної системи. Також, у зв'язку із недосконалістю наявних підходів та методик, наявні значні «розбаланси» газу в загальному паливно-енергетичному балансі системи. Це, крім нестабільного завантаження системи, також пов'язано із тим фактом, що значна частина витрат природного газу на виробничо-технічні потреби не оцінюється за допомогою системи обліку, а визначається виключно розрахунковим способом згідно з прийнятими методиками, які діють на сьогодні.

На основі проведеного детального аналізу наявних проблем в експлуатації газотранспортної системи обрано основні напрямки подальших наукових досліджень.

На основі чинних вимог нормативних документів та проведеного аналізу існуючих методик та технологій проведені теоретичні дослідження щодо удосконалення методів прогнозування режимів роботи газотранспортної системи із врахуванням показників її роботи. Здійснено розрахунок планового режиму роботи газотранспортної системи із визначенням показників

енергоефективності технологічних об'єктів магістрального транспортування газу. Згідно проведеного розрахунку встановлено, що значення даного показника перевищує встановлений норматив на 2016 рік більш, ніж на 20%, що, насамперед, пов'язано із значною недовантаженістю газопроводів та певною мірою не точно підібраним режимом роботи газотранспортної системи. Таке нестабільне завантаження системи спостерігається постійно впродовж останніх років, що свідчить про низьку ефективність застосування наявних методик економії енергетичних ресурсів, які, в першу чергу, враховують номінальне завантаження системи.

Проведені теоретичні та експериментальні дослідження дозволили розробити удосконалену аналітичну залежність визначення коефіцієнту стисливості природного газу шляхом використання спрощеної моделі на основі трьох фізико-хімічних показників, що дає можливість значно спростити та водночас підвищити точність розрахунків витрат газу на виробничо-технічні потреби. Крім того, додаткові дослідження дозволили встановити залежність розрахунку запасу газу в трубі для газотранспортної системи із нестабільним завантаженням шляхом врахування особливості структури витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів під час транспортування природного газу, а також з урахуванням показників енергоефективності такої газотранспортної системи, що, в свою чергу, дозволяє підвищити точність визначення запасу газу в трубі та, відповідно, зменшити розрахункові «розбаланси» системи в цілому.

Запропоновано використання удосконаленого методу керування витратами паливно-енергетичних ресурсів газотранспортним підприємством на основі додаткового ведення щодобового моніторингу за їх виникненням та обрахунками, а також на основі постійного порівняння з плановими показниками, які були розраховані при моделюванні відповідного режиму роботи газотранспортної системи, для чого було передбачено створення оперативної платформи, яка буде відображати витрати природного газу в онлайн

режимі станом на попередню добу, що, в свою чергу, покращить контроль за витратами, підвищить відповідальність за проведення розрахунків та внесення в платформу показників працівниками.

Практичне значення одержаних результатів насамперед полягає в тому, що запропоноване удосконалення аналітичної залежності визначення коефіцієнту стисливості природного газу дає можливість значно спростити та, водночас, підвищити точність проведених розрахунків витрат газу на виробничо-технічні потреби, а також дає змогу підійти до здійснення перерахунку всіх передбачених технологічних операцій, які пов'язані з використанням природного газу та які вираховуються за допомогою розрахункового способу із застосуванням коефіцієнту стисливості.

Результати досліджень, викладені у дисертаційній роботі, можуть бути використані в газотранспортній системі з метою оптимізації витрат природного газу під час його транспортування. Вказані результати є можливими за рахунок проведення комплексного і всебічного перерахунку розрахункових показників та впровадженню комплексного ресурсозберігаючого та екологічного підходу до експлуатації газопроводів. Результати дослідження можуть використовуватись у розробленні відповідних методик, пов'язаних із визначенням обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою; із структурою та порядком списання природного газу на виробничо-технологічні та інші потреби під час експлуатації магістральних газопроводів; а також із розробленням відповідних програм щодо енергозбереження та ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів.

Ключові слова: газотранспортна система, газопровід, методика, контроль, режим роботи, фізико-хімічні показники, паливно-енергетичні ресурси, ефективність, точність.

## ABSTRACT

Slobodyan M. B. – Improvement of methods for forecasting the operating modes of gas pipelines on the basis of resource conservation.

The dissertation on reception of a scientific degree of the Candidate of Technical Sciences (PhD) in the specialty 05.15.13 – pipeline transportation, oil and gas storages. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ministry of Education and Science of Ukraine, Ivano-Frankivsk, 2020.

The dissertation is devoted to the development of modern approaches to forecasting the operation of gas pipelines in terms of both full and unstable loading of the gas transmission system of our country, which includes a detailed analysis of the gas transmission system as a whole and finding the most effective ways to improve its energy efficiency and reliability.

The main idea of the work is to establish patterns of influence of physical and mechanical characteristics of natural gas on the nature of technological processes in gas networks and, accordingly, to calculate the energy efficiency of the gas transmission system as a whole.

In the dissertation work the tasks concerning the analysis of modern methods, means and technologies of maintenance of effective functioning of gas transport system of our state are considered; theoretical research to improve existing methods of operation of gas pipelines by taking into account the instability of the gas transmission system, resource conservation requirements, as well as analysis and study of the impact of physicochemical parameters of transported natural gas on energy consumption calculations and energy efficiency of main gas transportation facilities in general; development of an improved methodology and verification of the proposed methods for reducing the specific consumption of fuel and energy resources in the operation of gas pipelines; as well as the development of methodological, informational and

improvement of the relevant regulatory support in order to implement the proposed methods of operation of gas pipelines, taking into account the instability of the loading of the gas transmission system and resource conservation requirements are considered.

The thesis presents a general description of the object of study – the gas transmission system. The main problems of its functioning are highlighted. An important point is the unstable loading of the gas transmission system today, which, taking into account the current regulations for a significant number of technological operations leads to excessive consumption of the main resource in the operation of pipelines, which is natural gas. Existing methods for reducing energy costs for production and technological needs require improvement, as they cannot fully take into account all the existing realities of the gas transmission system. Also, due to the imperfection of the available approaches and methods, there are significant "imbalances" of gas in the overall fuel and energy balance of the system. This, in addition to the unstable system load, is also due to the fact that a significant part of natural gas consumption for production and technical needs is not estimated by the accounting system, but is determined solely by calculation according to accepted methods in force today.

Based on the detailed analysis of the existing problems in the operation of the gas transmission system, the main directions of further research have been selected.

Based on the current requirements of regulatory documents and the analysis of existing methods and technologies, theoretical research was conducted to improve methods for forecasting the modes of operation of the gas transmission system, taking into account its performance. The calculation of the planned mode of operation of the gas transmission system with the determination of energy efficiency indicators of technological objects of main gas transportation has been carried out. According to the calculation, it is established that the value of this indicator exceeds the established standard for 2016 by more than 20%, which is primarily due to significant underloading of gas pipelines and to some extent inaccurate mode of operation of the gas

transmission system. Such unstable system loading has been observed constantly in recent years, which indicates the low efficiency of the application of existing methods of saving energy resources, which, first of all, take into account the nominal system load.

Theoretical and experimental studies allowed to develop an improved analytical dependence of determining the coefficient of compressibility of natural gas by using a simplified model based on three physicochemical parameters, which greatly simplifies and at the same time increases the accuracy of gas consumption calculations for production and technical needs. In addition, additional studies have established the dependence of the calculation of gas supply in the pipeline for the gas transmission system with unstable loading by taking into account the structure of costs and losses of fuel and energy resources during natural gas transportation, as well as energy efficiency of such gas transmission system. in turn, allows to increase the accuracy of determining the gas supply in the pipe and, accordingly, to reduce the estimated "imbalances" of the system as a whole.

The use of an improved method of fuel and energy resources management by a gas transmission company is proposed on the basis of additional daily monitoring of their occurrence and calculations, as well as on the basis of constant comparison with planned indicators, which were calculated when modeling the relevant mode of operation of the gas transmission system. operational platform, which will reflect the costs of natural gas online as of the previous day, which, in turn, will improve cost control, increase the responsibility for making calculations and entering indicators into the platform by employees.

The practical significance of the obtained results is primarily that the proposed improvement of the analytical dependence of the coefficient of compressibility of natural gas makes it possible to significantly simplify and, at the same time, increase the accuracy of calculations of gas consumption for production and technical needs,



and allows to recalculate all operations related to the use of natural gas and which are calculated using the calculation method using the coefficient of compressibility.

The research results presented in the dissertation can be used in the gas transmission system in order to optimize the consumption of natural gas during its transportation. These results are possible due to a comprehensive and comprehensive recalculation of the calculated indicators and the introduction of a comprehensive resource-saving and environmental approach to the operation of gas pipelines. The results of the study can be used in the development of appropriate methods related to determining the amount of natural gas consumption for production and technological needs during its transportation by the gas transmission system; with the structure and procedure for writing off natural gas for production, technological and other needs during the operation of main gas pipelines; as well as with the development of appropriate programs for energy conservation and efficient use of fuel and energy resources.

Keywords: gas transmission system, gas pipeline, methodology, control, operating mode, physical and chemical parameters, fuel and energy resources, efficiency, accuracy.

## Список публікацій здобувача

1. Rybitskyi I. V., Oliynyk A. P., Yavorskyi A. V., Karpash O.M., Karpash M. O., Tsykh V. S., Slobodyan M. B. Impact Assessment of Non-Technological Fluid Accumulations in the Cavity of an Existing Gas Pipeline on the Energy Efficiency of Its Operation. *PHYSICS AND CHEMISTRY OF SOLID STATE*. V. 20, № 4 (2019) p. 457-466. ISSN 1729-4428. DOI: 10.15330/pcss.20.4.457-466. <http://journals.pu.if.ua/index.php/pcss/issue/view/233>. (**Scopus**).
2. Карпаш М. О., Слободян М. Б., Прищепо І. О. Проблемні питання оцінки ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів на об'єктах ГТС. *Нафтогазова енергетика*. 1 (27), 2017. С. 56-64. ISSN 2415-3109. (**наукове фахове видання України**).
3. Карпаш М. О., Слободян М. Б., Рибіцький І. В. Аналіз організаційних заходів щодо підвищення енергоефективності на об'єктах газотранспортної системи України. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №4(65). С. 111-115. ISSN 2415 – 332X. (**наукове фахове видання України**).
4. Rybitsky I., Slobodyan M., Kogut G., Popovych V., Karpash M. Analysis of measures to enhance energy efficiency and sustainable development of the gas transmission system of Ukraine. *New Trends in Production Engineering*. Monograph, Part 2. Warsaw. 2019. p.76-84. ISBN 978-973-741-645-2. URL: <https://doi.org/10.2478/ntpe-2019-0046>. <https://content.sciendo.com/view/journals/ntpe/2/1/article-p432.xml?lang=en&result=4&rskey=FdnWpB>.
5. Слободян М. Б., Карпаш М. О., Рибіцький І. В. Розроблення технічних рішень для забезпечення технологічної та екологічної безпеки на газовому транспорті. Збірник доповідей 1-шої науково-технічної конференції з міжнародною участю «*Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в Європейському Союзі – NDT-UA 2017*». 24–27 жовтня 2017 року. Люблін, Польща: УТ НКТД, 2017. С. 81-84.

6. Слободян М. Б. Комплексний підхід до забезпечення енергоефективності газотранспортних підприємств. Міжнародна науково-технічна конференція «*Нафтогазова енергетика – 2017*». ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ, Україна. С. 275-277.

7. Рибіцький І. В., Карпаш О. М., Слободян М. Б. Технічне діагностування трубопровідних систем з врахуванням критеріїв їх енергоефективності. Матеріали XXII Міжнародної конференції «*Сучасні методи та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики*». 10-14 вересня 2018р., м. Одеса. С. 15.

8. Рибіцький І. В., Слободян М. Б., Дослідження комплексу заходів підвищення енергоефективності на об'єктах газотранспортної системи України. *Прикладні науково-технічні дослідження: матеріали III міжнар. наук.-практ. конф., 3-5 квіт. 2019 р.* Академія технічних наук України. Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2019. С. 242. ISBN 978-966-286-154-9.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	19
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДИК ОЦІНКИ СПОЖИВАННЯ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ У ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТУВАННЯ ГАЗОПРОВОДІВ.....	
	25
1.1 Опис ГТС України та сучасні вимоги до її функціонування.....	25
1.2 Методики оцінки витрат і втрат природного газу при прогнозуванні режимів роботи та експлуатації магістральних газопроводів.....	31
1.2.1 Структура витрат і втрат природного газу під час експлуатації магістральних газопроводів.....	31
1.2.2 Визначення витрат і втрат природного газу під час експлуатації КС.....	36
1.2.3 Визначення обсягів витрат газу під час експлуатації ЛЧ МГ і ГРС.....	43
1.2.4 Визначення обсягів втрат природного газу під час експлуатації МГ.....	50
1.3 Огляд підходів в плануванні заходів ресурсозбереження під час транспортування природного газу.....	54
1.4 Вибір наукових напрямків досліджень.....	61
РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЩОДО УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОПРОВОДІВ ІЗ ВРАХУВАННЯМ ВИМОГ РЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ.....	
	63
2.1 Дослідження проблемних питань оцінки ефективності використання енергоресурсів та нормування виробничо-технологічних витрат.....	63
2.1.1 Розрахунок норми питомої витрати палива.....	69

2.1.2 Розрахунок норми питомої витрати електричної енергії.....	70
2.1.3 Розрахунок норми питомої витрати теплової енергії.....	70
2.2 Дослідження прогнозування режимів роботи магістральних газопроводів та оцінки показників енергоефективності ГТС.....	72
2.2.1 Аналіз енергоефективності розподілу газових потоків по ГТС.....	79
2.2.2 Аналіз енергоефективності розподілу навантаження між КС ГТС.....	80
2.2.3 Розрахунок і аналіз показників локальної енергоефективності ГТС.....	81
2.2.4 Оцінка ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів КЦ.....	84
2.3 Розрахунок планового режиму роботи та визначення показників енергоефективності ГТС.....	86
Висновки до розділу 2.....	93
<b>3 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ПРИ ПРОВЕДЕННІ РОЗРАХУНКІВ ТА ВИБОРІ РЕЖИМУ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ.....</b>	<b>94</b>
3.1 Теоретичні дослідження впливу параметрів природного газу на розрахунки енергоспоживання технологічних об'єктів транспорту газу.....	94
3.2 Дослідження удосконаленої методики визначення коефіцієнту стисливості природного газу.....	97
3.3 Дослідження застосування удосконаленої методики визначення коефіцієнту стисливості природного газу при розрахунках режимів роботи магістрального газопроводу.....	104
3.3.1 Методологія визначення запасу газу в магістральному газопроводі.....	107

3.3.2 Вплив удосконаленої методики розрахунку коефіцієнту стисливості природного газу на розрахунок запасу газу в трубі та режими роботи магістрального газопроводу.....	108
3.4 Розрахунок витрат газу із застосування удосконаленої методики визначення коефіцієнту стисливості природного газу.....	113
Висновки до розділу 3.....	119
<b>4 МЕТОДИЧНЕ ТА ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ЗАПРОПОНОВАНИХ МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОПРОВІДІВ ІЗ ВРАХУВАННЯ ВИМОГ РЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ.....</b>	<b>120</b>
4.1 Удосконалення методів та заходів експлуатування ГТС з урахуванням вимог ресурсозбереження.....	120
4.2 Практичні результати та кращі практики підвищення енергоефективності об'єктів ГТС.....	127
4.2.1 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Регенератори на основі плоско-овальних труб».....	130
4.2.2 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження «Системи комбінованого охолодження мастила ГПА з використанням у другому блоці в якості охолоджувача паливного газу після редукування».....	131
4.2.3 Економія паливного газу за рахунок відключення підігрівачів газу типу ПГВ.....	132
4.2.4 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження турбодетандерної установки.....	132
4.2.5 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження «Використання електричного нагріву технологічного газу на ГРС в нічний період (нічний тариф)».....	134

4.2.6 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження «Використання електричного нагріву технологічного газу на ГРС».....	135
4.2.7 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Використання турбостанцій в якості джерела електричної енергії на пунктах зниження тиску газу».....	136
4.2.8 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Оптимізація роботи нагнітачів окремих КЦ багатоцехових КС і окремих КС».....	140
4.2.9 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Оптимізація роботи ГТУ окремих компресорних цехів багатоцехових КС та окремих КС».....	142
4.2.10 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Своєчасна заміна шайб вузлу виміру природного газу на ГРС».....	143
4.2.11 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Уточнення підрахунку запасу газу в трубі»...	144
4.2.12 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Впровадження нових прогресивних джерел світла».....	145
4.2.13 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Оптимізація потужностей електроприводів».....	146
4.2.14 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Реконструкція та обслуговування систем опалення приміщень».....	148
4.3 Програмне та інформаційне забезпечення прогнозування режимів роботи газопроводів.....	151

4.4 Розрахунок витрат природного газу для функціонування ГТС при різних режимах транспортування газу з використанням сучасних методологій та програмного забезпечення.....	154
Висновки до розділу 4.....	162
ВИСНОВКИ.....	163
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	166
ДОДАТОК А Список публікацій здобувача за темою дисертації.....	178
ДОДАТОК Б Розрахунок витрати ПЕР на КЦ та КС.....	181
ДОДАТОК В Помісячний розрахунок ЕТТР КЦ та КС.....	182
ДОДАТОК Г Розрахунок основних параметрів енергоефективності.....	196
ДОДАТОК Д Схема підігріву паливного газу.....	200
ДОДАТОК Е Визначення коефіцієнту стисливості газу.....	201
ДОДАТОК Ж Акти проведення енергоаудиту Долинського ЛВУМГ.....	202



## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

У роботі застосовано такі позначки та скорочення:

ГТС	- газотранспортна система;
ГПУ	- газоперекачувальна установка;
ГМК	- газомоторний компресор;
ГРС	- газорозподільна станція;
АПО	- апарат повітряного охолодження;
ВТВ	- виробничо-технологічні витрати;
ВТП	- виробничо-технологічні потреби;
ГМК	- газомотокомпресор;
ГПА	- газоперекачувальний агрегат;
КВПіА	- контрольно-вимірювальні прилади і автоматика;
ТЕО	- техніко-економічне обґрунтування;
ГВС	- газовимірювальна станція;
ГТУ	- газотурбінна установка;
ЕГПА	- електропривідний газоперекачувальний агрегат;
ЕЗЗ	- енергозберігаючий захід;
ЗПЧ	- змінна проточна частина;
ККД	- коефіцієнт корисної дії;
КС	- компресорна станція;
КЦ	- компресорний цех;
ЛВУ МГ	- лінійне виробниче управління магістральних газопроводів;
ЛЕП	- лінія електропередач;
ЛЧ	- лінійна частина;
МГ	- магістральний газопровід;
ОК	- осьовий компресор;
ПЕР	- паливно-енергетичні ресурси;

- ПНА - поворотний направляючий апарат;
- ТВТ - турбіна високого тиску;
- ТО - технічне обслуговування;
- УКЗ - установка катодного захисту.

## ВСТУП

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** Швидке зростання вартості енергоресурсів на світових ринках вимагає від підприємств застосування енергоощадних заходів та технологій у виробництві. При чому, в разі системного підходу, який буде враховувати усю специфіку конкретного виробництва та всебічний аналіз впровадження заходів та технологій, буде можливим отримати максимальний економічний ефект і віддачу у вигляді ефективного виробництва та зниження споживання енергоресурсів.

Природний газ досі займає значну частку в енергобалансі споживання паливно-енергетичних ресурсів нашої країни. За показником енергоемності продукції Україна є серед лідерів поміж розвинених країн світу.

Не виключенням є і Газотранспортна система України (ГТС), яка в останні роки функціонує не за номінальними режимами, а з урахуванням потреб сьогодення, що спричиняє нестабільність та нерівномірність її завантаження.

Найбільші фінансові затрати в процесі транспортування і зберігання природного газу Оператора ГТС складають витрати на використання природного газу. Слід відзначити, що значну частину від таких величин складають розраховані на основі чинних нормативних документів виключно розрахунковим методом значення виробничо-технологічних витрат. Це призводить до виникнення значних «розбалансів» при побудові паливно-енергетичного балансу роботи ГТС, що не дозволяє в повній мірі судити про можливі шляхи енергозбереження в галузі з використанням різних режимів роботи ГТС.

Тому, актуальним завданням є удосконалення методів прогнозування режимів роботи газопроводів на засадах ресурсозбереження з урахуванням нестабільного завантаження газотранспортної системи, що призведе не лише до

підвищення енергетичної ефективності на об'єктах ГТС, зменшення енергоємності та питомих витрат енергоресурсів на одиницю роботи, але й сприятиме розвитку впровадження відновлюваних джерел енергії, зменшенню викидів парникових газів та підвищенню конкурентоздатності економіки країни в цілому.

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

Дисертаційна робота виконувалась за особистою участю автора, як виконавця, на кафедрі енергетичного менеджменту та технічної діагностики Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу відповідно до плану в рамках таких науково-дослідних робіт:

- «Перегляд НДТОВ 07-003:2019 – Методика визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою. – Київ 2019, наказ ТОВ «Оператор ГТС України» №103 від 16.08.2019р.

- «Перегляд НДТОВ 07-002:2019 – Структура та порядок списання природного газу на виробничо-технологічні та інші потреби під час експлуатації магістральних газопроводів. – Київ 2019, наказ ТОВ «Оператор ГТС України» №103 від 16.08.2019р.

**Метою дослідження** є удосконалення методів прогнозування режимів роботи газотранспортної системи в умовах нестабільного завантаження шляхом встановлення закономірності впливу фізико-хімічних показників транспортованого природного газу на енергоефективність її роботи.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі необхідно вирішити такі **завдання**:

- проаналізувати сучасні методи, засоби і технології забезпечення ефективного функціонування газотранспортних систем;

- провести теоретичні дослідження щодо вдосконалення методів експлуатації газопроводів із врахуванням нестабільності завантаження ГТС,

вимог ресурсозбереження, а також дослідження впливу фізико-хімічних показників природного газу на визначення обсягів енергоспоживання та визначення енергоефективності технологічних об'єктів магістрального транспортування газу;

- розробити методологію та провести дослідження щодо перевірки розроблених методів зниження питомого споживання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) у процесі експлуатування газопроводів;

- розробити методичне, інформаційне та нормативне забезпечення для реалізації запропонованих методів експлуатації газопроводів із врахуванням нестабільності завантаження ГТС, а також вимог ресурсозбереження.

**Об'єктом досліджень** є режими функціонування газотранспортної системи.

**Предметом дослідження** є методи та засоби підвищення ефективності функціонування газотранспортної системи.

**Положення, що захищаються:**

- метод прогнозування режимів роботи газопроводів в умовах нестабільного завантаження із врахуванням вимог ресурсозбереження;

- залежність впливу фізико-хімічних показників природного газу на визначення обсягів витрат природного газу та визначення енергоефективності технологічних об'єктів магістрального транспортування газу з метою прогнозування та вибору режиму роботи магістрального газопроводу.

**Наукова новизна одержаних результатів** визначається такими положеннями:

- вперше встановлена залежність між об'ємами запасу природного газу в трубах та показниками енергоефективності роботи газотранспортної системи із врахуванням реальних витрат та витрат паливно-енергетичних ресурсів при транспортуванні природного газу, що дозволяє підвищити точність прогнозування режимів її роботи;

- удосконалено математичну залежність для визначення коефіцієнту стисливості природного газу від його фізико-хімічних показників, що дає можливість спростити та підвищити точність визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технічні потреби;

- набув подальшого розвитку метод керування витратами паливно-енергетичних ресурсів газотранспортним підприємством на основі додаткового ведення щодобового моніторингу за їх виникненням та визначенням обсягів, а також на основі постійного порівняння з плановими показниками, які визначені при моделюванні відповідного режиму роботи ГТС.

**Практичне значення отриманих результатів.** Запропоноване удосконалення аналітичної залежності визначення коефіцієнту стисливості природного газу дає можливість значно спростити та підвищити точність визначення обсягів витрат газу на виробничо-технічні потреби, які отримані розрахунковим способом із застосуванням коефіцієнту стисливості.

Результати досліджень, викладені у дисертаційній роботі, можуть бути використані в газотранспортній системі з метою оптимізації витрат природного газу під час його транспортування. Вказані результати є можливими за рахунок проведення комплексного і всебічного перерахунку витрат газу на виробничо-технічні потреби, які визначаються розрахунковим способом, а також шляхом впровадження комплексного ресурсозберігаючого та екологічного підходу до експлуатації газопроводів. Результати дослідження можуть використовуватись у розробленні НДТОВ 07-003:2019 «Методика визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою», НДТОВ 07-003:2019 «Структура та порядок списання природного газу на виробничо-технологічні та інші потреби під час експлуатації магістральних газопроводів», а також розроблення НДТОВ для Оператора ГТС на базі СОУ 60.3-30019801-019:2005 «Енергозбереження. Планування та облік виконання організаційно-технічних

заходів щодо економії паливно-енергетичних ресурсів» та СОУ 60.3-30019801-096:2012 «Економія паливно-енергетичних ресурсів від впровадження енергозберігаючих заходів в ДК «Укртрансгаз». Методи визначення.

**Особистий внесок здобувача.** Основні положення та результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. Зокрема, в опублікованих у співавторстві роботах здобувачем:

- запропоновано системний підхід до структури витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів під час транспортування природного газу в умовах нестабільного завантаження ГТС із врахуванням реальних показників енергоефективності [1, 2, 3, 8];

- отримана залежність для визначення коефіцієнту стисливості природного газу на основі трьох фізико-хімічних показників, що дозволяє значно спростити математичну модель та водночас підвищити точність визначення обсягів витрат газу на виробничо-технологічні потреби [4];

- розроблена удосконалена методика для визначення запасу газу в трубі, яка дозволяє врахувати його реальні фізико-хімічні показники та з високою точністю прогнозувати необхідні режими роботи системи магістральних газопроводів із врахуванням нестабільного завантаження та вимог ресурсозбереження [7];

- запропоновано покращення керування витратами паливно-енергетичних ресурсів газотранспортним підприємством за рахунок ведення щодобового моніторингу за їх виникненням, а також на основі постійного порівняння з плановими показниками, які були визначені при моделюванні відповідного режиму роботи ГТС [5, 6].

**Апробація результатів роботи.** Основні положення і результати дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на міжнародних конференціях, зокрема: 1-шій науково-технічній конференції з міжнародною участю «Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в

Європейському Союзі – NDT-UA 2017», 24-27 жовтня 2017 року, Люблін, Польща; Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика – 2017», ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ; XXII Міжнародній конференції «Сучасні методи та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики», 10-14 вересня 2018 р., м. Одеса; III Міжнародній науково-практичній конференції «Прикладні науково-технічні дослідження», 3-5 квітня 2019 р., м. Івано-Франківськ.

**Публікації результатів досліджень.** За темою дисертаційної роботи опубліковано 8 друкованих праць, серед них: 3 статті у наукових фахових виданнях України (із них 1 у виданні, що входить до наукометричної бази Scopus), 1 розділ у співавторстві в науковій монографії, виданій в Європейському Союзі; 4 – у збірниках праць та тезах міжнародних та вітчизняних конференцій.

**Обсяг і структура дисертації.** Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. Дисертація викладена на 165 сторінках. Окрім того, робота проілюстрована 19 рисунками, включає 30 таблиць, список використаних джерел зі 113 найменувань і 6 додатків.



# РОЗДІЛ 1

## АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДИК ОЦІНКИ СПОЖИВАННЯ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ У ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТУВАННЯ ГАЗОПРОВОДІВ

### 1.1 Опис ГТС України та сучасні вимоги до її функціонування

Українська газотранспортна система (надалі – ГТС) є однією із найбільших ГТС у світі (рисунок 1.1). Надійне та безперебійне її функціонування забезпечують численні технологічні одиниці устаткування, для забезпечення технологічного функціонування яких необхідно використовувати значні обсяги енергетичних ресурсів.

Слід зазначити, що основні статистичні та дослідницькі дані проводились та наведені у роботі для газотранспортної системи України станом на 2018 рік (для ПАТ «Укртрансгаз»), а саме: структура ГТС, устаткування, використання ресурсів, нормативна база, основні функції та ін.

Протягом 2019 року ГТС України проходила процес анбандлінгу, а саме виокремлення Оператора ГТС із системи управління НАК «Нафтогаз України» з метою розділення транспортування, зберігання, видобутку і продажу газу згідно вимог Третього енергопакету Європейського енергетичного співтовариства.

Так, 31 жовтня Верховна Рада прийняла законопроект про відокремлення оператора ГТС №2239-1, 15 листопада депутати усунули розбіжності закону про анбандлінг з нормами ЄС, а вже 19 листопада президент України підписав Закон «Про внесення змін до деяких законів України у зв'язку з відокремленням діяльності з транспортування природного газу» №264-IX. 22 листопада Оператор

ГТС отримав попередню сертифікацію і відправив документи до Енергетичного співтовариства ЄС.

3 грудня Верховна Рада прийняла в другому читанні і в цілому законопроект №2359-1, який звільняє від сплати ПДВ операції з передачі новому оператору ГТС майна, необхідного для транспортування газу. 9 грудня президент його підписав. Це був останній закон, необхідний для завершення створення оператора ГТС. 17 грудня Оператор ГТС отримав сертифікацію ЄС, а 24 грудня сертифікацію, ліцензію і тарифи на транспортування газу від НКРЕКП.

Анбандлінг дозволив забезпечити відповідно до Закону України «Про ринок природного газу» проведення реструктуризації АТ "НАК «Нафтогаз України» за моделлю повного відокремлення власності активів з транспортування природного газу (ownership unbundling) шляхом передання їх новоствореному оператору газотранспортної системи ПАТ «Магістральні газопроводи України».

Але необхідно визнати, що разом із анбандлінгом відбулась значна реструктуризація ГТС України, починаючи від скорочення кількості лінійно-виробничих управлінь магістральних газопроводів, закінчуючи переходом на дворівневу модель керування ГТС із ліквідацією рівня управлінь магістральних газопроводів. Також відбувся значний розподіл устаткування між Оператором ГТС та Оператором газосховищ України, який залишився у складі АТ «Укртрансгаз», а саме: компресорних станцій, цехів, газорозподільчих станцій, магістральних газопроводів, газовимірювальних станцій тощо.

Протягом 2020 року в організації Оператора ГТС триватимуть зміни, які насамперед спрямовані на приведення структури до повноцінної дворівневої моделі управління за Європейським типом, яка забезпечить максимальну ефективність керування усіма необхідними виробничими операціями при мінімізації використання ресурсів.

Підходи, методи та принципи, визначені у роботі, є справедливими та можуть застосовуватись для газотранспортної системи, а також в цілому не будуть змінені навіть при завершенні вказаної вище реорганізації і слугуватимуть основою та базою для подальших вишукувань і досліджень за даним напрямком.

Парк газоперекачувальних агрегатів Товариства налічує 702 одиниці, у тому числі з газотурбінним приводом – 448, з електроприводом – 158, газомотокомпресорів – 96, загальною потужністю 5440 МВт<sub>ел</sub>, які розміщені на 72 компресорних станціях, у складі яких знаходиться 110 компресорних цехів. Основні параметри газотранспортної системи України наведені у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Основні параметри газотранспортної системи України

<i>Параметри ГТС</i>	<i>Одиниця виміру</i>	<i>Кількість</i>
Довжина газопроводів, всього в т.ч.	тис. км	38,5
магістральних газопроводів		22,1
Пропускна здатність ГТС:		
на вході	млрд. м <sup>3</sup> /рік	287,7
на виході		178,5
Компресорні станції (КС)	шт.	72
Компресорні цехи	шт.	110
Газоперекачувальні агрегати	шт.	702
Потужність компресорних станцій	МВт	5 440
Газорозподільні станції (ГРС)	шт.	1389
Підземні сховища газу (ПСГ)	шт.	12
Загальна активність ПСГ	млрд. м <sup>3</sup>	31
Кількість працюючих	тис. чол.	28,0

В склад ПАТ «Укртрансгаз» входять п'ять управлінь магістральних газопроводів (УМГ):

- «КИЇВТРАНСГАЗ»;
- «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ»;
- «ХАРКІВТРАНСГАЗ»;
- «ЧЕРКАСИТРАНСГАЗ»;
- «ЛЬВІВТРАНСГАЗ».

УМГ «КИЇВТРАНСГАЗ» експлуатує 22 компресорні станції (КС), 152 газоперекачувальних агрегати (ГПА) загальною потужністю 1070,8 МВт, 420 газорозподільних станцій (ГРС). До складу УМГ входять наступні лінійно-виробничі управління магістральних газопроводів (ЛВУМГ): Красилівське ЛВУМГ; Бердичівське ЛВУМГ; Боярське ЛВУМГ; Чернігівське ЛВУМГ; Диканське ЛВУМГ; Лубенське ЛВУМГ; Яготинське ЛВУМГ; Сумське ЛВУМГ.

УМГ «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ» експлуатує 18 компресорних станцій (КС), 127 газоперекачувальних агрегатів (ГПА) загальною потужністю 1121,9 МВт, 198 газорозподільних станцій (ГРС). До складу УМГ входять наступні лінійно-виробничі управління магістральних газопроводів (ЛВУМГ): Богородчанське ЛВУМГ; Долинське ЛВУМГ; Закарпатське ЛВУМГ; Одеське ЛВУМГ; Хустське ЛВУМГ.

УМГ «ХАРКІВТРАНСГАЗ» експлуатує 14 компресорних станцій (КС), 128 газоперекачувальних агрегатів (ГПА) загальною потужністю 790,2 МВт, 379 газорозподільних станцій (ГРС). До складу УМГ входять наступні лінійно-виробничі управління магістральних газопроводів (ЛВУМГ): Харківське ЛВУМГ; Куп'янське ЛВУМГ; Шебелинське ЛВУМГ; Запорізьке ЛВУМГ; Криворізьке ЛВУМГ; Миколаївське ЛВУМГ; Херсонське ЛВУМГ; Краматорське ЛВУМГ; Первомайське ЛВУМГ; Сєверодонецьке ЛВУМГ.

УМГ «ЧЕРКАСИТРАНСГАЗ» експлуатує 20 компресорних станцій (КС), 113 газоперекачувальних агрегатів (ГПА) загальною потужністю 1492,5 МВт, 195 газорозподільних станцій (ГРС). До складу УМГ входять наступні лінійно-виробничі управління магістральних газопроводів (ЛВУМГ): Кременчуцьке ЛВУМГ; Олександрівське ЛВУМГ; Золотоніське ЛВУМГ; Гайсинське ЛВУМГ; Барське ЛВУМГ.

УМГ «ЛЬВІВТРАНСГАЗ» експлуатує 12 компресорних станцій (КС), 150 газоперекачувальних агрегатів (ГПА) загальною потужністю 860,6 МВт, 211 газорозподільних станцій (ГРС). До складу УМГ входять наступні лінійно-виробничі управління магістральних газопроводів (ЛВУМГ): Бібрське ЛВУМГ; Тернопільське ЛВУМГ; Волинське ЛВУМГ; Рівненське ЛВУМГ.

Щодо підземних сховищ газу слід зазначити, що вони входять в склад філії Оператора ПСГ ПАТ «Укртрансгаз» у підпорядкуванні якого знаходяться наступні виробничі управління підземного зберігання газу (ВУПЗГ): Більче-Волицько-Угерське ВУПЗГ; Опарське ВУПЗГ; Угерське ВУПЗГ; Дашавське ВУПЗГ; Богородчанське ВУПЗГ; Кегичівське ВУПЗГ; Краснопопівське ВУПЗГ; Пролетарське ВУПЗГ; Солохівське ВУПЗГ; Червонопартизанське ВУПЗГ; Олишівське ВУПЗГ; Вергунське ВУПЗГ (на непідконтрольній території).



Рисунок 1.1- Газотранспортна система України

## **1.2 Методики оцінки витрат і втрат природного газу при прогнозуванні режимів роботи та експлуатації магістральних газопроводів**

В процесі експлуатування ГТС в якості палива для роботи ГПА використовується природний газ або електроенергія (для ГПА з електричним приводом силових двигунів) Найбільшу частку у структурі фінансових затрат складає саме природний газ (близько 1,7 млрд. м<sup>3</sup> – в 2018 році).

Щодо витрат природного газу, то вони групуються та відображаються згідно «Структури та порядку списання природного газу на виробничо-технологічні потреби під час експлуатації магістральних газопроводів та підземних сховищ газу» (надалі «Структура...» [1]) в якій виписано та зафіксовано чіткий порядок надання звітності та підготовки актів щодо списання газу на виробничо-технологічні потреби, а також перелік статей використання газу в процесі транспортування та зберігання природного газу ГТС України. Обсяги використання природного газу на виробничо-технологічні потреби (ВТП) визначаються згідно СОУ 60.3-30019801-100:2012 [2] «Газ природний горючий визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою та експлуатації підземних сховищ газу. Порядок розрахунку». Розглянемо детальніше структуру використання газу.

### **1.2.1 Структура витрат і втрат природного газу під час експлуатації магістральних газопроводів**

Сумарні витрати газу на ВТП під час його транспортування газотранспортною системою складаються з:

а) сумарні виробничо-технологічні витрати (ВТВ) газу під час експлуатації газотранспортної системи;

б) «розбаланс» газу під час складання балансу по ГТС.

В свою чергу сумарні ВТВ газу під час експлуатації газотранспортної системи, визначаються як сума складових:

а) ВТВ газу під час експлуатації магістральних газопроводів (МГ), як сума складових ВТВ газу лінійної частини (ЛЧ) МГ, газорозподільних станцій (ГРС) та установок підготовки газу (УПГ), що складаються з технологічних витрат газу та технічних витікань газу відповідно за кожною складовою;

б) ВТВ газу під час експлуатації КС, як сума витрат паливного газу на роботу ГПА КС, технологічних витрат газу та технічних витікань газу;

в) ВТВ газу під час експлуатації газовимірювальних станцій (ГВС), як сума технологічних витрат газу та технічних витікань газу;

Витрати газу на ВТВ під час його транспортування можна умовно розділити на дві частини.

До першої частини відносяться витрати газу що визначаються за допомогою засобів вимірювання – лічильників, витратомірних комплексів тощо:

- паливний газ ГПА;

- газ, що споживається котельнями;

- газ, що споживається електростанціями власних потреб;

- газ, що споживається установками підігрівання газу;

- газ, що споживається побутовими приладами та системами опалення будинків операторів.

До другої частини відносяться витрати газу, що випускається під час: пусків-зупинок ГПА, роботи пневмоприводу кранів і засувок, продування сепараторів, продування пилоуловлювачів, дрипів, конденсатозбірників, спалювання промстоків відповідними установками, очищення газопроводів



очисними поршнями, діагностування газопроводів внутрішньо трубними дефектоскопами, проведення ремонтних і аварійних робіт, заправлення метанольниц, заміни перекривної арматури і обладнання, проведення вогневих та газонебезпечних робіт, тощо.

Виміряти обсяг витрат газу приладами за вказаними статтями другої частини практично неможливо. Облік витрат випущеного газу необхідно здійснювати розрахунковим шляхом згідно з вимогами [2].

До другої частини відносяться також технічні витікання. Технічні витікання газу на магістральних газопроводах виникають внаслідок специфіки технології транспортування газу:

- високий тиск;
- протяжність та значні діаметри трубопроводів, велика кількість зварювальних швів, які є потенційними джерелами механічних і термічних напружень і, як наслідок, потенційним джерелом мікро- і макро- тріщин;
- велика кількість перекривної та регулюючої арматури, що має свій допустимий (паспортний) рівень витікань та є потенційним джерелом допустимого рівня витікань під час експлуатації. Тому ці витікання є технологічними і неминучими.

Крім вищезгаданих факторів на витікання значно впливає якість герметичності технологічного обладнання, в якому під час динамічних умов експлуатації виникають нещільності.

Суттєвим є вплив технічно-економічних факторів роботи обладнання, яке розраховане на роботу протягом обумовленого часу, але працює більш довгий період і потребує реконструкції або заміни.

Структура технічних витікань під час транспортування газу:

- витікання з перекривної арматури та поверхні лінійної частини газопроводів;
- витікання з комунікацій та обладнання КС, ГРС та ГВС.

Існує однозначна залежність витікань від:

-протяжності лінійної частини газопроводів;

-обсягу газу в трубах (запас газу);

-кількості КС, ГРС та ГВС, що пов'язано з кількістю арматури, свічних кранів, компресорів, КВП і потенційно негерметичного обладнання.

Існуючі методи оцінки витікань газу поділяють на розрахунково-аналітичні, дослідно-експериментальні і звітно-статистичні.

Обсяг «розбалансів» газу є сукупністю неврахованих обсягів газу під час його приймання-передачі між Постачальником та Споживачем, який виникає після остаточного складання балансу газу за певний період часу і визначається як різниця суми обсягів усіх видів надходження газу в систему МГ (в тому числі з ПСГ в осінньо-зимовий період) і суми обсягів усіх видів розподілу газу споживачам із системи МГ через ГРС, закачування газу (в літній період) в підземні сховища газу, врахованих обсягів витрат газу на виробничо-технологічні потреби (в тому числі нормативних технологічних витікань) під час експлуатації ЛЧ МГ, ГРС, КС, ГВС, ПСГ, зміни акумулюючої здатності газопроводу (запасу газу), а також обсягів подачі газу транзитними газопроводами через ГВС в інші системи МГ.

Таким чином, обсяг «розбалансу» газу під час остаточного зведення балансу газу в системі МГ має складну структуру і є сукупністю обсягів газу, наявність яких в загальному обсязі «розбалансу» газу обумовлено рядом об'єктивних та суб'єктивних факторів. Фактично, величина обсягу «розбалансу» газу (у %) показує невідповідність сумарних обсягів газу, що надійшли в систему МГ сумарним обсягам розподілу газу з системи МГ та його споживанням в системі МГ, і характеризує загальний стан та ступінь досконалості прийнятих методів обліку газу витратомірними приладами, чинної методичної розрахункової бази з визначення обсягів газу на виробничо-технологічні потреби ГТС та ретельності дотримання її вимог, ступінь

відповідності затверджених норм (нормативів) витрат газу, які використовуються в розрахункових балансах газу, дійсним фактичним їх значенням.

Вихідною інформацією під час планування ВТП для забезпечення технологічного процесу транспортування газу ГТС є:

- планові обсяги транспортування газу з розбивкою за напрямками на конкретний період (рік, квартал, місяць), що дозволяє враховувати нерівномірність потоків, оптимізувати рішення щодо використання відповідного обладнання ГТС;

- нормативні і фактичні технічні характеристики стану основного і допоміжного обладнання ГТС.

Крім того, під час планування та звітності витрат газу на здійснення транспорту газу, потрібно враховувати потреби і інших об'єктів виробничої сфери, які знаходяться на балансі та «розбаланси», що разом з ВТВ складають ВТП.

Основними складовими частинами, що характеризують роботу всього технологічного комплексу ГТС є:

- а) обсяги надходження газу;
- б) витрати паливного газу на роботу ГПА;
- в) технологічні витрати і технічні витікання під час експлуатації обладнання і трубопроводів;
- г) «розбаланси».

Витрати паливного газу практично на всіх КС визначаються комерційними загально цеховими приладами обліку газу. Паливний газ є основною складовою ВТП. Витрати газу за статтями, визначення яких не ведеться за приладами обліку, розраховуються за формулами наведеними у [2].

## 1.2.2 Визначення витрат і втрат природного газу під час експлуатації КС

Індивідуальна норма витрати паливного газу стандартної якості, середня для одного ГТА по компресорному цеху, визначаються за формулою [8]:

$$H_{\text{ПГ}} = H_{\text{ПГ}}^0 \cdot K_K, \text{ м}^3 / (\text{кВт} \cdot \text{год}), \quad (1.1)$$

де  $H_{\text{ПГ}}^0$  – початкова індивідуальна норма витрати паливного газу стандартної якості ( $Q_n^{\text{по}} = 345411 \text{ кДж} / \text{м}^3$ ) агрегатом даного типу,  $\text{м}^3 / (\text{кВт} \cdot \text{год})$ ;

$K_K$  – безрозмірний коефіцієнт корекції, який вводиться для врахування конкретних умов роботи КЦ.

Коефіцієнт корекції ( $K_K$ ) визначається як добуток безрозмірних коефіцієнтів за формулою:

$$K_K = K_A \cdot K_H \cdot K_{\text{Ш}} \cdot K_V \cdot K_{\text{БР}} \cdot K_{\text{ТЗ}} \cdot K_3, \quad (1.2)$$

де  $K_A$  – коефіцієнт, що враховує вплив атмосферних умов на витрату паливного газу;

$K_H$  – коефіцієнт, що враховує середнє напруцювання агрегатів по цеху з початку експлуатації;

$K_{\text{Ш}}$  – коефіцієнт, який враховує роботу агрегатів за схемою триступінчастого стиснення газу (значення 1,05; для інших схем 1,0);

$K_V$  – коефіцієнт, який враховує вплив на ККД ГТА гідравлічного опору котлів-утилізаторів тепла вихлопних газів;

$K_{\text{БР}}$  – коефіцієнт, що враховує роботу частини агрегатів тих типів, на яких регенератори передбачені конструкцією (ГТ-750-6, ГТНР-10, ГТК-10), але в умовах експлуатації працюють без регенерації; для інших типів ГПА, на яких регенератори не передбачено,  $K_{\text{БР}} = 1,0$ ;

$K_{ТЗ}$  – коефіцієнт, який враховує фактичну теплотворну здатність паливного газу у відношенні до теплотворної здатності природного газу за стандартних умов;

$K_3$  – коефіцієнт, який враховує завантаження ГПА.

Коефіцієнт  $K_{БР}$  визначаються за формулою:

$$K_{БР} = (\tau_P + K_{БР}^0 \cdot \tau_{БР}) / (\tau_P + \tau_{БР}), \quad (1.3)$$

де  $K_{БР}^0$  – початковий коефіцієнт збільшення норми витрати паливного газу в умовах без регенеративної схеми роботи ГТА;

$\tau_P$  і  $\tau_{БР}$  – сумарне за цехом напрацювання відповідно регенеративних і без регенеративних агрегатів у запланований період, годин.

Коефіцієнт  $K_{ТЗ}$  визначається за формулою:

$$K_{ТЗ} = Q_n^{po} / Q_n^p \quad (1.4)$$

де  $Q_n^{po}$  і  $Q_n^p$  – нижча теплотворна здатність природного газу за стандартних умов і фактична відповідно, кДж/м<sup>3</sup>.

Витрати паливного газу компресорним цехом за добу, визначають за формулою:

$$Q_{ПГ}^{КЦ} = H_{ПГ} \cdot A^{КЦ}, \text{ м}^3 / \text{добу} \quad (1.5)$$

де  $A^{КЦ}$  – робота адіабатного стискання і переміщення газу, яка виконується компресорним цехом за добу, кВт·год/добу;

$H_{ПГ}$  – індивідуальна норма витрати паливного газу стандартної якості, середня для одного ГТА компресорного цеху, м/(кВт·год).

Робота адіабатного стискання і транспортування газу компресорним цехом (внутрішня потужність, що використовується) за добу визначається за формулою:

$$A^{КЦ} = 0,278 \frac{k}{k-1} \cdot R \cdot Z_1 \cdot T_1 \left( \varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) p_0 \cdot Q, \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{добу} \quad (1.6)$$

де  $k$  – показник адіабатного процесу стиску газу; відношення  $k/(k-1)$  визначається за відносною густиною (стосовно повітря), тиском і температурою газу на вході КЦ - за їх середніми значеннями за добу;

$R$  – газова стала для природного газу, Дж/(кг°К);

$Z_1$  – коефіцієнт стисливості газу на вході в КЦ, який визначається за складом, тиском і температурою газу - за їх середніми значеннями за добу;

$T_1$  – середня за добу температура газу на вході в КЦ, °К;

$\varepsilon$  – середній за добу ступінь стиску газу КЦ;

$\rho_0$  – густина газу в стандартних умовах ( $\rho_0=101,337$  кПа,  $T_0=293$  °К), з фактичним складом його компонентів і їх концентрацією, кг/м<sup>3</sup> (за даними лабораторії хімічного аналізу газу);

$Q$  – продуктивність КЦ, млн. м<sup>3</sup>/добу (визначається згідно з даними витратомірних вузлів або за характеристиками завантаження нагнітачів ГПА з урахуванням кількості працюючих агрегатів та фактичного часу напрацювання за добу).

Газова стала для природного газу, Дж/(кг·°К), визначається за формулою

$$R = 288 / \Delta_n \quad (1.7)$$

$$\Delta_n = \rho_0 / 1,206, \quad (1.8)$$

де  $\Delta_n$  – відносна густина газу за повітрям;

$\rho_0$  – густина газу в стандартних умовах, з фактичним складом його компонентів і їх концентрацією, кг/м<sup>3</sup>.

Для переведення витрат паливного газу та інших витрат, які визначено для природного газу стандартної якості в одиницях умовного палива, на відповідні показники природного газу з фактичною теплотворною здатністю в одиницях об'єму застосовується коефіцієнт перерахунку [2]:

$$K_{\text{ПЕР}} = H_0 / Q_H^p, \quad \text{м}^3 / \text{кг у. п.}, \quad (1.9)$$

де  $H_0$  – теплотворна здатність умовного палива, яка становить 29307,6 кДж/кг у.п. (7000 Ккал/кг у. п.).

Витрати природного газу вогневими підігрівниками визначаються за формулою:

$$Q_{ВИ} = 10^{-3} C_p \cdot v \cdot p_0 \cdot \Delta T / (\eta \cdot Q_H^P), \text{ тис.м}^3 \quad (1.10)$$

де:  $C_p$  – теплоємність газу за постійного тиску ( $C_p \cong 2,2$  кДж / (кг·°С));

$v$  – об'єм газу, що підігрівається за звітний період, м<sup>3</sup>;

$p_0$  – густина газу в стандартних умовах (P=101,34 кПа, T=293 °К), з фактичним складом його компонентів і їх концентрацією, кг / м<sup>3</sup>;

$\Delta T$  – перепад температури газу на вході і виході підігрівника, °С;

$\eta$  – ККД підігрівника;

$Q_H^P$  – нижча фактична теплотворна здатність газу, кДж / м<sup>3</sup>.

Виробничо-технологічні витрати природного газу (пуски і зупинки ГПА, експлуатація і технічне обслуговування апаратів) і технічні втрати газу (через арматуру, ущільнення «газ-масло» вала ротора нагнітача) для компресорного цеху, (за плановий період) визначаються за формулою:

$$Q_{КС}^{ВТВ} = H_{ТТВ} \cdot N_{ЕО} \cdot n_{ГПА} \cdot \tau_{ПІІ} \cdot 10^{-6}, \text{ млн.м}^3 \quad (1.11)$$

де  $H_{ТТВ}$  – індивідуальна норма витрати газу на технологічні потреби і на технічні втрати газу для компресорного цеху, м<sup>3</sup>/(кВт·год);

$N_{ЕО}$  – номінальна потужність ГПА, кВт;

$n_{ГПА}$  – кількість ГПА, установлених у цеху;

$\tau_{ПІІ}$  – тривалість планового (звітного) періоду, годин.

Індивідуальна норма виробничо-технологічних витрат природного газу і технічних його втрат для компресорного цеху визначається за формулою:

$$H_{ТТВ} = K_p (K_{2НАП} \cdot H_{ПЗП} + K_{3НАП} + H_{ТОП} + K_{4НАП} \cdot H_{ТТВ}), \text{ м}^3 / (\text{кВт} \cdot \text{год}) \quad (1.12)$$

де  $K_p$  – коефіцієнт, що враховує проектний робочий тиск газу в газопроводі:  $K_p = 1$  для тиску 5,5 МПа і  $K_p = 1,36$  для тиску 7,5 МПа);

$K_{2НАП}$  – коефіцієнт, який враховує вплив напрацювання КЦ з початку експлуатації на інтенсивність операцій "пуск-зупинка ГПА" (згідно з статистичними даними  $K_{2НАП} = 1,5$  для напрацювання цеху до 12 тис. год.,  $K_{2НАП} = 1,2$  для його напрацювання в діапазоні від 12 до 25 тис. год. і  $K_{2НАП} = 1,0$  для напрацювання більше 25 тис. год.);

$H_{ПЗП}$  – початкова індивідуальна норма витрати газу для компресорного цеху на пуски і зупинки ГПА,  $\text{м}^3/(\text{кВт} \cdot \text{год})$ ;

$K_{3НАП}$  – коефіцієнт, що враховує вплив напрацювання КЦ на періодичність і тривалість продування пиловловлювачів  $K_{3НАП} = 1,2$  для напрацювання цеху до 12 тис. год., або після ремонту;  $K_{3НАП} = 1,0$  для його напрацювання більше 12 тис. год.);

$H_{ТОП}$  – початкова індивідуальна норма витрати газу для компресорного цеху на експлуатацію й технічне обслуговування апаратів,  $\text{м}^3/(\text{кВт} \cdot \text{год})$ ;

$K_{4НАП}$  – коефіцієнт, який враховує збільшення втрат газу через погіршення технічного стану запірної арматури і ущільнення "газ-масло" вала ротора нагнітача ( $K_{4НАП} = 1,0$  для напрацювання цеху до 25 тис. год. з початку експлуатації,  $K_{4НАП} = 1,1$  для діапазону його напрацювання 25 - 50 тис. год. і  $K_{4НАП} = 1,2$  для напрацювання більше 50 тис. год.);

$H_{ТВВ}$  – початкова індивідуальна норма технічних втрат газу для компресорного цеху,  $\text{м}^3/(\text{кВт} \cdot \text{год})$ .

Витрати природного газу на операції продування апаратів (нагнітачів, пилоуловлювачів, сепараторів тощо) визначаються згідно з [2]:

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_{ПР}, \text{ м}^3 \quad (1.13)$$

де  $Q_{ПР}$  – витрати газу під час продування одного апарату,  $\text{м}^3$ ;

$n$  – кількість апаратів, що продувається, шт.



Витрати природного газу на проведення ремонтних, профілактичних, вогневих та інших робіт (випускання газу з комунікацій КС, пиловловлювачів, сепараторів, фільтрів, АПО тощо), роботу пневматичного циліндра крана визначаються за формулою:

$$Q_p = 293 \cdot V \cdot P / T \cdot Z \cdot P_{ATM}, \text{ м}^3 \quad (1.14)$$

де  $V, P, T$  – відповідно, геометричний об'єм комунікацій КС і апаратів,  $\text{м}^3$ , абсолютний тиск газу ( $P = P_{ВИМ} + P_{АТМ}$ ), МПа, і температура газу,  $^{\circ}\text{К}$ , в них;

$Z$  – коефіцієнт стисливості газу в комунікаціях КС і апаратах;

$P_{АТМ}$  – атмосферний тиск, що дорівнює 0,10134 МПа.

Витрати природного газу в процесі його випускання з контуру нагнітача визначаються за формулою:

$$Q_{BK} = 293 \cdot V (P_{BX} + P_{ВИХ}) n / (T_{BX} + T_{ВИХ}) \cdot Z \cdot P_{АТМ}, \text{ м}^3 \quad (1.15)$$

де  $V$  – геометричний об'єм контуру нагнітача,  $\text{м}^3$ ;

$P_{BX}$  і  $P_{ВИХ}$  – абсолютний тиск газу ( $P = P_{ВИМ} + P_{АТМ}$ ) в колекторах відповідно на вході й виході нагнітача, МПа;

$n$  – кількість зупинок ГПА;

$T_{BX}$  і  $T_{ВИХ}$  – температура газу в колекторах відповідно на вході і виході нагнітача,  $^{\circ}\text{К}$ ;

$Z$  – коефіцієнт стисливості газу, що визначається за середніми значеннями тиску та температури газу в колекторах на вході і виході нагнітача;

$P_{АТМ}$  – атмосферний тиск, що дорівнює 0,10134 МПа.

Витрати газу в процесі роботи пневматичних регуляторів визначаються за формулою:

$$Q_{ПР} = q \cdot \tau \cdot n, \text{ м}^3 \quad (1.16)$$

де  $q$  – інтенсивність витрати газу одним регулятором (приймається за паспортними даними),  $\text{м}^3/\text{год}$ ;

$\tau$  – тривалість роботи регуляторів за звітний період, год.;

$n$  – кількість регуляторів, шт.

Витрати газу, необхідні для дегазації нестабільного конденсату визначаються за формулою:

$$Q_{ДЕГ} = g_{ДЕГ} \cdot V, \text{ м}^3 \quad (1.17)$$

де  $g_{ДЕГ}$  – питомі витрати газу дегазації нестабільного конденсату, м<sup>3</sup>газу/м<sup>3</sup>конденсату;

$V$  – об'єм конденсату накопичений у конденсатній ємкості, м<sup>3</sup>.

Витрати природного газу електростанцією власних потреб визначаються за формулою:

$$Q_{ЕВП} = W \cdot H_{ЕВП} / Q_H^P, \text{ м}^3 \quad (1.18)$$

де  $W$  – обсяг виробництва електроенергії для власних потреб КС, кВт · год;

$H_{ЕВП}$  – норма витрати тепла електростанцією власних потреб за рахунок спалювання природного газу для умов середнього рівня її навантаження, МДж/(кВт · год);

$Q_H^P$  – нижча теплотворна здатність газу, МДж/м<sup>3</sup>.

Технічні втрати під час експлуатації КС визначаються за формулою:

$$Q_{КС}^{ТВ} = Q_{ФЛ} + Q_{ГМ} + Q_{ГМК}, \text{ м}^3 \quad (1.19)$$

де  $Q_{ФЛ}$  – витоки газу через фланцеві з'єднання, штоки запірної арматури тощо;

$Q_{ГМ}$  – витоки газу через ущільнення «газ-масло»;

$Q_{ГМК}$  – витоки газу через сальники ущільнення ГМК.

Складові витрат газу  $Q_{ФЛ}$  та  $Q_{ГМК}$  визначаються на підставі даних, які отримані за підсумками натуральних обстежень в процесі експлуатації.

Технічні втрати природного газу в ущільненні «газ-масло» вала ротора нагнітача визначаються за формулою:

$$Q_{ГМ} = k \cdot G_M \cdot \tau \cdot n / \rho_0, \text{ м}^3 \quad (1.20)$$

де  $k$  – коефіцієнт розчинності газу в маслі, який визначається залежно від параметрів масла і газу (для умов роботи ущільнення «газ-масло» вала ротора нагнітача на КС  $k \approx 0,014$  кг газу/кг масла);

$G_M$  – інтенсивність витрати масла через систему ущільнення в процесі роботи агрегату, кг/год.;

$\tau$  – фактична тривалість роботи одного агрегату, год;

$n$  – кількість працюючих агрегатів у КЦ, одиниць;

$\rho_0$  – густина газу в стандартних умовах ( $P_0 = 101,337$  кПа,  $T_0 = 293$  °К) з фактичним складом його компонентів і їх концентрацією, кг/м<sup>3</sup>.

### 1.2.3 Визначення обсягів витрат газу під час експлуатації ЛЧ МГ і ГРС

Витрати природного газу під час роботи пневмоприводів кранів, що працюють на природному газі, визначаються за формулою[2]:

$$Q_{ПН} = \sum_{i=1}^k q_i \cdot n_i, \text{ млн.м}^3 \quad (1.21)$$

де  $q_i$  – витрати газу, який випускається в атмосферу з пневмоприводу крану, на одне спрацювання приводу крану відповідного типу (уточнюються за паспортними даними), м<sup>3</sup>;

$n_i$  – кількість спрацювань приводу кранів даного типу за розрахунковий період часу, од;

$k$  – кількість типів пневмокранів які працювали за розрахунковий період часу, од.

Під час очищення внутрішньої порожнини магістрального газопроводу очисним поршнем випускається газ при наступних операціях:

а) продування камер запуску і прийому поршнів;

б) випускання газу з камери запуску поршня;

в) випускання газу з камери прийому поршня і ділянки МГ, що розміщена після охоронного крану КС перед камерою прийому поршня (на вході КС);

г) випускання газу через свічку під час «підтягування» поршня до КП.

Залежно від конкретних типів камер запуску і прийому поршнів та регламентів робіт використовують ті чи інші з наведених вище операцій.

Для розрахунку обсягів витрат газу за операціями а) і г) використовують формулу (з параметрами газу відповідно до операції), м<sup>3</sup>:

$$Q_a = \sqrt{K \cdot R \cdot T} \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \frac{P \cdot T_c}{P_c \cdot T \cdot K} \cdot \tau, \quad (1.22)$$

де:  $P$  – абсолютний тиск газу, МПа;

$T$  – температура газу, К.

$d$  – діаметр запірної арматури на свічці, м;

$K$  – коефіцієнт стисливості газу;

$\tau$  – час продування камер або «підтягування» поршня до КП (в залежності від операції), с.

Обсяги витрат газу на випускання газу з камери запуску поршня розраховують за формулою, м<sup>3</sup>:

$$Q_{кз} = \frac{T_c}{P_c} \cdot \frac{P_{кз} \cdot V_{кз}}{T_{кз} \cdot K}, \quad (1.23)$$

де:  $P_{кз}$  – абсолютний тиск газу, МПа;

$T_{кз}$  – температура газу, К.

$V_{кз}$  – геометричний об'єм камери запуску поршня, м<sup>3</sup>;

$K$  – коефіцієнт стисливості газу.

Обсяги витрат газу на випускання газу з камери прийому поршня і ділянки МГ, що розміщена після охоронного крану КС перед камерою прийому поршня (на вході КС)  $Q_{кп}$  розраховують за формулою, м<sup>3</sup>:

$$Q_{кп} = \frac{T_c}{P_c} \cdot \frac{P_{кп} \cdot (V_{кп} + V_{ок})}{T_{кп} \cdot K}, \quad (1.24)$$

де:  $P_{\text{КП}}$  – абсолютний тиск газу, МПа;

$T_{\text{КП}}$  – температура газу, К.

$V_{\text{КП}}$  – геометричний об'єм камери прийому поршня, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{ОК}}$  – геометричний об'єм ділянки газопроводу після охоронного крану  $B_{\text{ох}}$  до камери прийому очисного поршня, м<sup>3</sup>;

$K$  – коефіцієнт стисливості газу.

Сумарні обсяги витрат газу на очищення внутрішньої порожнини магістрального газопроводу очисним поршнем визначаються як сума обсягів витрат за окремими операціями.

Обсяги витрат газу на роботу пневматичних приводів кранів  $Q_{\text{ПК}}$  визначають за формулою, м<sup>3</sup>:

$$Q_{\text{ПК}} = \sum_{i=1}^m q_i \cdot n_i, \quad (1.25)$$

де:  $q_i$  – витрати газу на одне спрацювання приводу крану певного типу (згідно з таблицею 1.2 або за паспортними даними), м<sup>3</sup>;

$n_i$  – кількість спрацювань приводів кранів даного типу за звітний період;

$m$  – кількість типів пневматичних приводів кранів, які спрацювали за звітний період.

Таблиця 1.2 – Витрати газу під час спрацювання приводів пневмокранів

Умовний діаметр крану, $D_y$ , мм	50	80	100	150	200	300	400	500	700	1000	1200	1400
Витрати газу на 1 спрацювання, м <sup>3</sup>	0,034	0,067	0,16	0,5	0,53	1,12	1,9	2,22	від 2,8 до 5,5*	5,0	10,5	від 8,0 до 15,5*
* Залежить від конструкції пневматичних приводів кранів різних фірм виробників.												

Визначення витрат технологічного газу під час підігрівання газу перед регулятором тиску. Розрахунок обсягів витрат газу  $Q_{\text{під}}$  вогневими (або іншими)

підігрівниками для підігрівання природного газу перед регулятором тиску проводиться за формулою [9], м<sup>3</sup>:

$$Q_{\text{під}} = \sum_{i=1}^n b_i \cdot \tau_i, \quad (1.26)$$

де:  $b_i$  – номінальні годинні витрати природного газу пальниками  $i$ -го типу, м<sup>3</sup>/год;

$\tau_i$  – тривалість роботи пальника  $i$ -го типу, год.

В таблиці 1.3 наведені технічні характеристики інжекційних пальників.

Таблиця 1.3 – Технічні характеристики інжекційних пальників

№ з/п	Тип пальника	Витрата газу, м <sup>3</sup> /год	№ з/п	Тип пальника	Витрата газу, м <sup>3</sup> /год
1	БИГ-1-1	9,7	13	БИГ-3-21	203,7
2	БИГ-1-11	106,7	14	БИГ-3-22	232,8
3	БИГ-1-14	135,8	15	ПГ-10	41
4	БИГ-1-16	155,2	16	ПТПГ-30	115
5	БИГ-1-18	174,6	17	Підігрівник рідинного теплоносія потужністю 200 кВт	21
6	БИГ-1-22	213,4			
7	БИГ-2-6	58,2	18	Підігрівник рідинного теплоносія потужністю 500 кВт	54
8	БИГ-2-8	77,6			
9	БИГ-2-10	97	19	Підігрівник рідинного теплоносія потужністю 1400 кВт	146

Обсяги витрат газу на заправку метанольної або одоризаційної установки  $Q$  визначаються за формулою, м<sup>3</sup>:

$$Q = \frac{V \cdot P \cdot T_c}{P_c \cdot T \cdot K}, \quad (1.27)$$

де:  $V$  – геометричний об'єм метанольної або одоризаційної установки, м<sup>3</sup>;

$P$  – абсолютний тиск газу, МПа;

$T$  – температура газу, К;

$K$  – коефіцієнт стисливості газу.

Для розрахунку значення тиску і температури газу в метанольній або одоризаційній установках приймаються такими як і в газопроводі. Геометричний

об'єм метанольної або одоризаційної установки визначається за паспортними даними або фактичними розмірами в разі індивідуального виготовлення установки.

Обсяг витрат природного газу пневматичними регуляторами, технічними засобами вимірювання, датчиками систем автоматики і телемеханіки розраховують за паспортними даними, в разі їх відсутності за експериментальними та дослідними даними. Для деяких типів регуляторів дані наведені в таблиці 1.4.

Розрахунок обсягів витрат газу  $Q_{\text{пн}}$ , під час роботи регуляторів, здійснюють за формулою, м<sup>3</sup>:

$$Q_{\text{пн}} = \sum_{i=1}^k q_i \cdot \tau_i \cdot n_i, \quad (1.28)$$

де:  $q_i$  – витрати газу, що випускається в атмосферу з дроселів, регуляторів даного типу, м<sup>3</sup>/год;

$\tau_i$  – час роботи регуляторів  $i$ -го типу, год;

$n_i$  – кількість працюючих регуляторів даного типу, шт.;

$k$  – кількість типів апаратів, шт.

Таблиця 1.4 – Витрати природного газу через регулятори

Тип регулятора	Показники	Витрати газу, $q_i$ , м <sup>3</sup> /год	Примітка
04	$P_{\text{вх}} > 1,2$ МПа $P_{\text{вих}} > 0,6$ МПа	0,5	Регулятор побічної дії
РД-4; РД-6; РД-8; РД-16; РД-25; РД-30; РД-40	Працюють від газу під тиском 0,11 МПа - 0,12 МПа.	0,5-0,6	Регулятор побічної дії

В основі розрахунку планових витрат газу пневматичними регуляторами, технічними засобами вимірювання, системами автоматики і телемеханіки лежить час їх роботи, який приймається на основі фактичних даних попереднього року і залежить від режиму роботи газотранспортної системи.

Визначення обсягів витрат технологічного газу під час настроювання та перевірки запобіжних клапанів ГРС. Розрахунок обсягів витрат газу  $Q_{\text{НЗК}}$ , під час настроювання запобіжних клапанів ГРС з випуском природного газу в атмосферу, здійснюється за формулою, м<sup>3</sup>:

$$Q_{\text{НЗК}} = q \cdot \tau, \quad (1.29)$$

де:  $q$  – паспортна продуктивність нитки або всієї ГРС (в залежності від схеми роботи ГРС), м<sup>3</sup>/год;

$\tau$  – час настроювання запобіжних клапанів, год.

Розрахунок обсягів витрат газу, під час перевірки спрацювання (підриву) запобіжних клапанів  $Q_{\text{ПЗК}}$  ГРС (або запобіжних клапанів, розміщених на обладнанні інших об'єктів ГТС) з випуском природного газу в атмосферу, здійснюється за формулою, м<sup>3</sup>:

$$Q_{\text{ПЗК}} = k_{\text{ПЗК}} \cdot \frac{P \cdot S \cdot \tau}{T \cdot K} \cdot n, \quad (1.30)$$

де:  $k_{\text{ПЗК}}$  – емпіричний коефіцієнт,  $k_{\text{ПЗК}} = 9,34 \cdot 10^5$  м·К/(МПа·с);

$S$  – площа перерізу запобіжних клапанів, м<sup>2</sup> (для підйомних клапанів при  $h \geq 0,25 \cdot d$ ,  $S = \pi \cdot d^2 / 4$ ; для неповнопідйомних при  $h < 0,25 \cdot d$ ,  $S = 2,22 \cdot d \cdot h$ , де:

$d$  – внутрішній діаметр сідла, м;  $h$  – висота підйому клапана, м);

$P$  – абсолютний тиск газу на момент підриву запобіжних клапанів, МПа.

$T$  – температура газу на момент підриву запобіжних клапанів, К.

$K$  – коефіцієнт стисливості газу;

$\tau$  – час підриву запобіжних клапанів, с.

$n$  – кількість підривів запобіжних клапанів.

Визначення обсягів витрат газу на операції продування технологічних апаратів, дріпів, конденсатозбірників і конденсатоуловлювачів. Згідно з ГОСТ 5542 фактичний час продування апаратів визначається лабораторним аналізом газової суміші, концентрація кисню в якій не повинна перевищувати 1% (об'ємний).



Під час продування технологічних апаратів (пиловловлювача, фільтра, сепаратора тощо), враховується довжина дренажної лінії, тип труби дренажної лінії, її стан. Обсяг витрат газу на одне продування  $Q_{\text{прод } i}$  визначається за формулою, м<sup>3</sup>:

$$Q_{\text{прод } i} = \frac{\pi \cdot d^2}{4 \cdot \rho_c} \cdot \sqrt{\frac{(\xi^2 \cdot P^2 - P_c^2) \cdot d}{\lambda \cdot l \cdot R \cdot T}} \cdot \tau \cdot 10^6, \quad (1.31)$$

де:  $d$  і  $l$  – відповідно діаметр і довжина дренажної лінії, м;

$\xi$  – коефіцієнт місцевого опору крану (засувки) в залежності від ступеню його відкриття та типу (вибирається з діапазону 0,35÷0,90), б/р [10];

$P$  – абсолютний тиск газу в апараті, МПа;

$T$  – абсолютна температура газу в апараті, К.

$\tau$  – час продування апарату, с;

$\lambda$  – фактичний коефіцієнт гідравлічного опору дренажної лінії, який визначається за формулою [10]:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{k}{d \cdot 10^3} \right)^{0,25}, \quad (1.32)$$

де:  $k$  – фактична шорсткість труби, значення якої визначається за формулою, мм:

$$k = k_e + \alpha \cdot \tau_{\text{ап}}, \quad (1.33)$$

де:  $k_e$  – абсолютна еквівалентна шорсткість нових труб (визначається за ДСТУ ГОСТ 8.586.1), мм;

$\alpha$  – коефіцієнт, що характеризує швидкість зростання шорсткості (приймається рівний 0,05), мм/рік;

$\tau_{\text{ап}}$  – тривалість експлуатації апарату, р. (роки).

Сумарні обсяги витрат газу на продування апаратів  $Q$  визначаються за формулою, м<sup>3</sup>:

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_{\text{прод } i}, \quad (1.34)$$

де:  $Q_{\text{прод } i}$  – обсяги витрат газу під час одного продування апарату, м<sup>3</sup>;

$n$  – кількість продувань апаратів, шт.

## 1.2.4 Визначення обсягів втрат природного газу під час експлуатації МГ

Основними статтями втрат газу є [1]:

1) Балансові втрати та притоки газу (розбаланси) – невраховані об'єми газу під час його прийому – передачі між Постачальником та Споживачем, які визначаються «балансовим методом» на основі різниці показів витратомірних пристроїв, що розташовані «на вході» і «на виході» конкретної системи МГ.

2) Технічні втрати (витоки) газу, зокрема:

- через свічки із-за негерметичності запірної арматури;
- через фланцеві та різьбові з'єднання, ущільнення, штоки арматури;
- фланцеві та різьбові з'єднання;
- через кранові вузли.

3) Втрати (технологічні) газу у разі відмов і пошкоджень обладнання (об'єктів), аваріях і які пов'язані з переходом газу, що транспортується, в навколишнє середовище:

- втрати під час аварійних зупинок ГПА;
- втрати під час відмов технологічного обладнання і ліквідації аварій на КС;
- втрати під час ліквідації аварій на ГРС;
- втрати під час ліквідації аварій на лінійній частині МГ.

В даний час єдиним офіційним (на державному рівні) затвердженим методом визначення обсягів «розбалансів» газу на МГ України є «балансовий метод», за яким втрати-притоки газу в ГТС визначаються за формулою[10]:

$$Q_{VT}^{MG} = Q_{БАЛ}^{MG} = \sum Q_{VT_1}^{MG} - \sum Q_{VT_2}^{MG} - \sum Q_{ГТС}, \text{ млн.м}^3 \quad (1.35)$$

де  $\sum Q_{BT_1}^{MG}$  – сума врахованих об'ємів всіх джерел надходження газу в ГТС, млн. м<sup>3</sup> (на год., добу, місяць, рік);

$\sum Q_{BT_2}^{MG}$  – сума врахованих об'ємів усіх видів витрат та розподілу газу споживачам, млн. м<sup>3</sup> (на год., добу, місяць, рік);

$\sum Q_{GTC}$  – сума витрат природного газу під час експлуатації, газотранспортної системи, млн. м<sup>3</sup>(на год., добу, місяць, рік).

Невраховані витрати газу під час експлуатації МГ, фактично еквівалентні «розбалансам» газу у ГТС і визначаються за формулою:

$$Q_{BT}^{MG} = \sum Q_{ДИС}^Л + \sum Q_{ГВС}^{ЛВХ} + \sum Q_{ГВС}^{ЛВІХ} + \sum Q_{ВТП} + \sum Q_{ВИТ} + \sum Q_{ІН}, \text{ млн.м}^3 \quad (1.36)$$

де  $Q_{ВИТ}$  – об'єми реальних витікань газу з трубопроводу та устаткування всіх об'єктів МГ, млн.м<sup>3</sup>, що враховуються (за звітний або планований період);

$Q_{ВТП}$  – невраховані витрати газу на виробничо-технологічні потреби, що виникли під час експлуатації устаткування ЛЧ МГ, КС, ГРС, станцій ПСГ, установок осушування і підготування газу та ін., млн.м<sup>3</sup> (за звітний або планований період);

$Q_{ГВС}^{ЛВХ}$  – «розбаланси» газу, що виникли внаслідок похибки витратомірів на ГВС, встановлених на вході ГТС, станцій ПСГ (під час відбирання газу), млн.м<sup>3</sup> (за звітний або планований період);

$Q_{ГВС}^{ЛВІХ}$  – «розбаланси» газу, що виникли внаслідок похибки витратомірів на ГВС на виході ГТС, на ГРС, КС, станціях ПСГ (під час закачування газу), млн.м<sup>3</sup> (за звітний або планований період);

$Q_{ДИСП}^А$  – «розбаланси» газу, що виникли внаслідок недосконалості методик та методів розрахунків, що використовуються і які не повною мірою враховують похибки під час розрахунку, млн.м<sup>3</sup>;

$Q_{ІН}$  – інші види неврахованих втрат газу, млн.м<sup>3</sup>.

Для визначення обсягів втрат враховується досвід досліджень провідних компаній світу в галузі транспорту газу причин виникнення та об'єм втрат, які

для ДК «Укртрансгаз» не повинні перевищувати 0,5% від обсягу газу, що надходить до ГТС. Втрати газу в ВАТ «Газпром» становить 1,2% від об'єму газу, що надійшов в систему, в «Газ де Франс» – 0,5%, PG & E (США) – 2,1%.

Розрахунок технічних втрат газу внаслідок негерметичності обладнання.

Втрати газу на магістральних газопроводах виникають внаслідок специфіки технології транспортування [2,10]:

- високий тиск;
- велика протяжність та значні діаметри трубопроводів, велика кількість зварювальних швів, які є потенційними джерелами механічних і термічних напруг і, як наслідок, потенційним джерелом мікро і макротріщин;
- велика кількість регулюючої та запірної арматури, що має свій допустимий (стандартний) рівень витоків та є потенційним джерелом їх і перевищує допустимі рівні, в результаті порушення технології та регламенту під час її виготовленні та експлуатації і т. ін. Тому ці втрати є технологічними і неминучими.

Крім вищезгаданих факторів на витрати значно впливає герметичність технологічного обладнання, апаратів і т. ін., в яких під час динамічних умов експлуатації виникають нещільності.

Суттєвим є вплив техніко-економічних факторів роботи обладнання, яке розраховане на роботу протягом заданого періоду часу, але працює більш довгий період і потребує заміни, реконструкції.

Структура втрат під час транспортування, крім втрат з труб, арматури та конденсатозбірників в лінійній частині газопроводів, включає також втрати з комунікацій та апаратів КС і ГРС, а також приховані втрати внаслідок фазових перетворень природного газу в процесі їх транспортування.

Існує однозначна залежність втрат від:

- протяжності газопроводів;
- об'єму газу в трубах (запас газу);

- кількості ГРС і КС, що пов'язано з кількістю арматури, свічних кранів, компресорів, КВП і потенційно негерметичного обладнання.

Існуючі методи оцінки втрат газу поділяються на розрахунково-аналітичні, дослідно-експериментальні і звітно-статистичні методи.

Розрахунково-аналітичний метод побудований на визначенні критерію відносної негерметичності газопроводів (відносно рівня, допустимого за БНіП). Він визначає сумарні втрати газу за всім магістральним газопроводом, включаючи всі КС і ГРС. Недоліком даного методу є складність визначення фактичного коефіцієнта відносної герметичності.

Дослідно-експериментальний метод базується на проведенні експериментальних дослідів з визначення втрат в окремих місцях витоків з подальшим підсумком за всією системою магістральних газопроводів. На газотранспортних об'єктах в даний час експлуатується приблизно 350 типових розмірів потенційно негерметичного обладнання. Визначення індивідуальних втрат (витоків) газу потребує великих витрат коштів і часу. Більш того, все газотранспортне обладнання в процесі експлуатації має стійку тенденцію до збільшення втрат, що зводить нанівець ефективність від проведення дослідів.

Звітно-статистичний метод базується на статистичних даних розрахунку питомої норми об'єму втрат, віднесених до обсягу газу, що надійшов в систему. Цей метод найпростіший та наочно відображає вищезгадану залежність.

Обсяг витікання газу з трубопроводів визначається за формулою:

$$Q_{ВГ} = 1113,5 \cdot \frac{D_{середн.} \cdot L \cdot P_{середн.}}{T_{середн.} \cdot Z_{середн.}} \cdot \tau, \text{ м}^3 \quad (1.37)$$

де  $D_{середн.}$  – середній діаметр труб, м;

$L$  – довжина газопроводу, км;

$P_{середн.}, T_{середн.}$  – середній тиск і температура газу за плановий період, МПа і °К;

$Z_{середн.}$  – середній коефіцієнт стисливості;

$\tau$  – плановий період роботи газопроводу, діб.

Дійсне витікання газу із змонтованих газопроводів не повинно перевищувати 1,2% від обсягу перекачаного газу.

Об'єм витікання газу з комунікацій ГРС або з ГПА в компресорних цехах визначаються за формулою:

$$Q_{вг} = 65.1 \cdot \left( \frac{P^I \cdot F^I}{T^I \cdot Z^I} + \frac{P^{II} \cdot F^{II}}{T^{II} \cdot Z^{II}} \right) \cdot \tau, \text{ м}^3 \quad (1.38)$$

де  $P^I, P^{II}$  – тиск газу відповідно на вході і виході ГРС, КС, МПа;

$F^I, F^{II}$  – геометричні поверхні комунікацій ГРС або КС відповідно на вході і виході, м<sup>2</sup>;

$Z^I, Z^{II}$  – коефіцієнт стисливості газу за умов входу і виходу;

$T^I, T^{II}$  – температура газу відповідно на вході і виході ГРС, КС, К;

$\tau$  – тривалість періоду, діб.

### **1.3 Огляд підходів в плануванні заходів ресурсозбереження під час транспортування природного газу**

В ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» діяльність в частині планування та виконання енергозберігаючих заходів ведеться згідно наступних нормативних документів:

- згідно СОУ 60.3-30019801-019:2005 «Енергозбереження. Планування та облік виконання організаційно-технічних заходів щодо економії паливно-енергетичних ресурсів» Київ 2005р. [3];

- згідно СОУ 60.3-30019801-096:2012 «Економія паливно-енергетичних ресурсів від впровадження енергозберігаючих заходів в ДК «Укртрансгаз». Методи визначення», Київ 2012р.[4].

Послідовність дій наступна: згідно типового затвердженого переліку заходів [3], структурні підрозділи філій надають пропозиції заходів з економії

ПЕР на наступний рік; заходи з економії розглядаються на рівні філій (відповідальними працівниками по напрямкам) і формуються в річну Програму заходів з економії та недопущення перевитрат ПЕР, яку протягом звітного року намагаються виконати.

Порядок планування організаційно-технічних заходів з економії паливно-енергетичних ресурсів наступний: ЛВУ МГ і ВУ ПЗГ надають в УМГ пропозиції на запланований період щодо впровадження організаційно-технічних заходів з економії ПЕР на підставі графіка ППР, плану реконструкції об'єктів газотранспортної системи, плану капітального будівництва тощо. УМГ та інші філії формують Програму (план) організаційно-технічних заходів філії на підставі пропозицій ЛВ УМГ, ВУ ПЗГ з урахуванням вимог Переліку. На третьому рівні розробляється "Перелік організаційно-технічних заходів з економії ПЕР (далі Перелік), який після затвердження керівництвом доводиться до всіх виробничих філій.

Перелік є підставою для розроблення «Програми заходів з економії та недопущення перевитрат ПЕР» (далі Програма) на запланований період.

ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» розробляє довгострокову «Програму заходів з економії та недопущення перевитрат ПЕР», яка формується на запланований період на підставі завдання організації вищого рівня, на основі пропозицій філій та в залежності від фінансової спроможності. Після затвердження Програми керівництвом, вона доводиться до всіх виробничих філій.

Перелік та Програму треба періодично уточнювати на підставі пропозицій філій (у разі зміни плану планово-попереджувальних ремонтів (ППР) технологічного обладнання, програми реконструкції об'єктів магістральних газопроводів, плану капітального будівництва тощо) та організацій розробників обладнання, нової техніки і технологій один раз на рік.

Обов'язковою умовою для включення до Переліку додаткових (нових) заходів є їх конкретність та контрольованість; точність розрахунку величин

економії або запобігання перевитрат газу на одиницю енергообладнання; наявність повного об'єму технічної документації; економічна доцільність. Захід, що пропонується для включення в Перелік та внесення в Програму, необхідно оформити у вигляді пояснювальної записки, яка повинна включати в себе наступне:

- опис технічного заходу;
- документ, на підставі якого захід пропонується для включення до Програми енергозбереження (графік ППР КС, ГРС, ЛЧ, ПСГ, АГНКС, план реконструкції об'єктів магістральних газопроводів, план капітального будівництва тощо);
- на якому з об'єктів магістральних газопроводів захід буде впроваджено;
- вихідні дані для розрахунку у вигляді таблиці, з найменуванням, розмірністю, формулою розрахунку та її складовими;
- алгоритм розрахунку;
- розрахунок обсягу фінансування для впровадження заходу;
- розрахунок економічного ефекту від впровадження заходу з урахуванням усіх витрат.

Оформлена належним чином пояснювальна записка підписується виконавцем або відповідальною за її підготовку особою та затверджується керівництвом.

Порядок обліку виконання організаційно-технічних заходів з економії ПЕР.

Філії надсилають свої матеріали (звіти) про виконання Програми заходів щодо скорочення споживання ПЕР за звітний період у формі пояснювальної записки у зазначені терміни. До звіту включаються відомості про виконання додаткових заходів, крім тих, що є в Програмі на відповідний період, але тільки ті, що входять до Переліку.



Заходи з економії паливно-енергетичних ресурсів групуються за наступними критеріями [4]:

- заходи з економії та запобігання перевитратам природного газу на КС;
- заходи з економії природного газу на лінійній частині магістральних газопроводів, ГРС;
- заходи з економії та запобігання перевитратам природного газу в системах теплопостачання;
- заходи з економії та запобігання перевитратам електроенергії на КС, ЛЧ МГ, ГРС та котельнях;
- заходи з економії та запобігання перевитратам моторного палива та паливно-мастильних матеріалів, які використовуються на автотранспорті;
- заходи з економії та запобігання перевитратам мастильних матеріалів.

В цілому, енергозберігаючі заходи розділяються на ті, які приводять до економії енергоресурсів, і заходи, які приводять до запобігання їх перевитрат. Наприклад, заходи, від впровадження яких значно збільшується ККД енергетичного обладнання, дають реальну економію природного газу або електроенергії, а заходи, від впровадження яких відновлюються техніко-економічні характеристики енергетичного обладнання до рівня паспортних або нормованих значень (звичайно під час виконання всіх видів капітальних і аварійних ремонтів) – є заходами з запобігання перевитрат енергоресурсу.

Заходи, які дають економію від їх впровадження, розрізняються на технічні (реконструкція, модернізація обладнання або технологічного процесу, тощо) і оптимізаційні (наприклад забезпечення роботи нагнітача в зоні максимально можливих значень політропного ККД). Сформульовані методи розрахунку економії від впровадження енергозберігаючих заходів для конкретного обладнання передбачають визначення необхідних показників (ККД, витрата

палива, витрата електроенергії, тощо) за результатами експлуатаційних випробовувань і вимірювань параметрів.

Якщо немає експериментальних даних випробовувань конкретного обладнання, тоді використовуються середньостатистичні дані, які отримані в результаті випробовувань (проведених за окремими методиками) парку такого ж або схожого за параметрами типу обладнання та зібраної інформації в процесі експлуатації. Такі дані використовуються також для визначення очікуваної економії від впровадження запланованого енергозберігаючого заходу.

Величина економії паливно-енергетичних ресурсів для кожного заходу розраховується на одиницю енергоспоживаючого об'єкту або на технологічну операцію. Очікувана економія та недопущення перевитрат ПЕР від впровадження технічного заходу розраховують за весь запланований період відповідно до терміну оцінювання роботи обладнання. Величину очікуваної економії та недопущеної перевитрати ПЕР на ВТП від впровадження технічного заходу на запланований рік розраховують з урахуванням середнього показника часу роботи обладнання за три попередні роки.

Величину економії та недопущення перевитрат ПЕР за рік від впровадженого заходу в загальному випадку розраховують за формулою [4]:

$$Q_{E_i} = \Delta q \cdot \frac{\tau_p}{8760}; \quad (1.39)$$

де  $\Delta q$  – відповідна питома величина економії або запобігання перевитратам ПЕР за рік від впровадження заходу на одиницю енергообладнання (за умов роботи 8760 год.), тис. т умов. палив, кВт·год; Гкал.

$\tau_p$  – середнє значення показника часу роботи обладнання за три попередні роки, год.

Для планування величину економії та недопущення перевитрат ПЕР на довгостроковий період від заходу, який впроваджується поступово на певній кількості обладнання, розраховують за формулою:

$$Q_{E_i} = \Delta q \cdot \sum_{i=1}^k (n_i) \frac{\tau_p}{8760}; \quad (1.40)$$

де  $\Delta q$  – відповідно питома величина економії або запобігання перевитрат ПЕР за рік від впровадження заходу на одиницю енергообладнання (за умов роботи 8760 год.), тис. т умов, палив, кВт·год, Гкал;

$n_i$  – кількість енергетичного обладнання, на якому планують впроваджувати захід станом на  $i$ -тий рік;

$\tau_p$  – середнє значення показника часу роботи обладнання за три попередні роки, год;

$k$  – кількість років за які планують отримати економію.

Кількість обладнання, що працює станом на  $i$ -тий рік розраховується за формулою:

$$n_i = m_1 + m_2 \dots + \frac{m_i}{2}; \quad (1.41)$$

де  $m_1$  – кількість обладнання, на якому запровадять ЕЗЗ у перший плановий рік;

$m_2$  – кількість обладнання, на якому запровадять ЕЗЗ у другий плановий рік;

$m_i$  – кількість обладнання, на якому запровадять ЕЗЗ у останній плановий рік.

Для наступного аналізу впровадження енергозберігаючих заходів спрямованих на економію та недопущення перевитрат паливно-енергетичних ресурсів на прикладі УМГ «Прикарпаттрансгаз» протягом 2010-2018 рр., наведемо інформацію як про планові показники на цей період так і на отримані реальні обсяги економії (таблиці 1.5 – 1.6).

З метою проведення більш детального аналізу вищевказаних планових та фактичних показників, наведемо також кошти, які були сплановані на реалізацію енергозберігаючих заходів та фактичні фінансові вкладення спрямовані на них.

Таблиця 1.5 – План економії та недопущення перевитрат ПЕР в 2010-2018

рр.

№ п/п	Показники	2010 рік	2011 рік	2012 рік	2013 рік	2014 рік	2015 рік	2016 рік	2017 рік	2018 рік	Всього
1	План економії природного газу, млн.м.куб.	16,6	17,2	41,3	29,0	22,2	29,7	17,2	25,8	29,6	228,6
2	План економії електроенергії, млн.кВт.год.	1,0	0,7	0,6	1,3	0,8	1,5	1,5	2,3	1,8	11,5
3	План фінансування заходів з економії природного газу, млн.грн	21,3	27,1	59,1	20,6	2,5	4,5	23,0	26,9	3,7	188,7
4	План фінансування заходів з економії електроенергії, млн.грн	5,2	5,1	1,2	1,6	3,6	2,4	3,3	21,8	5,6	49,8

Таблиця 1.6 – Факт економії та недопущення перевитрат ПЕР в 2010-2018рр.

№ п/п	Показники	2010 рік	2011 рік	2012 рік	2013 рік	2014 рік	2015 рік	2016 рік	2017 рік	2018 рік	Всього
1	Факт економії природного газу, млн.м.куб.	44,0	46,0	32,5	29,8	22,7	38,7	81,1	70,8	56,8	422,4
2	Факт економії електроенергії, млн.кВт.год.	0,6	1,2	1,1	0,8	1,2	0,8	2,0	3,2	3,5	14,4
3	Вартість впровадження заходів з економії природного газу, млн.грн	2,3	35,0	26,4	36,0	4,6	0,8	4,9	4,3	5,3	119,6
4	Вартість впровадження заходів з економії електроенергії, млн.грн	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	8,3	5,7	15,8

Як впливає з вищенаведених таблиць, в УМГ «Прикарпаттрансгаз» планові та фактичні показники економії при впровадженні класичних заходів

мають дуже великі розбіжності, що зумовлено, насамперед, поганою систематизацією та координацією процесу енергоефективності. Великим недоліком у сфері енергоефективності на об'єктах ГТС є нехтування відновлюваною енергетикою (ВДЕ).

#### **1.4 Вибір наукових напрямків досліджень**

Враховуючи, що найбільші фінансові затрати в процесі транспортування природного газу припадають на використання газу (понад 1,8 млрд.м<sup>3</sup> – в 2019р.), удосконалення методів прогнозування режимів роботи газопроводів на засадах ресурсозбереження призведе до підвищення енергетичної ефективності на об'єктах ГТС.

Провівши аналіз різноманітних літературних джерел з питань, пов'язаних з методами та засобами зниження споживання паливно-енергетичних ресурсів у процесі експлуатування газопроводів, ресурсозбереження, виявлено, що при високому інтересі та всебічному висвітленні вказаних тем, залишається ряд питань вартих дослідженню та висвітленню на основі застосування наукових підходів.

Удосконаленню методів та технологій забезпечення надійної роботи ГТС присвячено багато досліджень вітчизняних та зарубіжних вчених. Вагомий вклад в дослідження внесли такі вчені, як Крижанівський Є. І., Грудз В. Я., Середюк М. Д., Говдяк Р. М., Костів В. В., Nyborg R. та інші. Однак, існуючі на сьогодні методики щодо зменшення енергетичних витрат на виробничо-технологічні потреби вимагають удосконалення, оскільки не можуть повною мірою врахувати усі наявні реалії роботи ГТС. Також, у зв'язку із недосконалістю існуючих підходів та методик, є значні «розбаланси» газу в загальному паливно-

енергетичному балансі системи. Це, крім нестабільного завантаження системи, також пов'язано із тим фактом, що значна частина витрат природного газу на виробничо-технічні потреби не оцінюється за допомогою системи обліку, а визначається виключно розрахунковим способом згідно з прийнятими методиками, які чинні на сьогодні.

Метою дослідження даної роботи є вирішення актуальної науково-прикладної задачі, яка полягає в підвищенні ефективності функціонування газотранспортної системи шляхом удосконалення методів прогнозування режимів її роботи в умовах нестабільності завантаження.

Для вирішення поставленої мети в дисертаційній роботі потрібно провести наступне:

- провести теоретичні дослідження щодо вдосконалення методів експлуатації газопроводів із врахуванням нестабільності завантаження ГТС, вимог ресурсозбереження, а також дослідження впливу фізико-хімічних показників природного газу на розрахунки енергоспоживання та визначення енергоефективності технологічних об'єктів магістрального транспортування газу;

- розробити методологію та провести дослідження щодо перевірки розроблених методів зниження питомого споживання ПЕР у процесі експлуатування газопроводів;

- розробити методичне, інформаційне та нормативне забезпечення для реалізації запропонованих методів експлуатації газопроводів із врахуванням нестабільності завантаження ГТС, а також вимог ресурсозбереження.

**РОЗДІЛ 2**  
**ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЩОДО УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ**  
**ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОПРОВІДІВ ІЗ**  
**ВРАХУВАННЯМ ВИМОГ РЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ**

**2.1 Дослідження проблемних питань оцінки ефективності використання енергоресурсів та нормування виробничо-технологічних витрат**

Для проведення загального аналізу використання природного газу в процесі його транспортування згрупуємо основні статті витрат газу на ВТП (таблиця 2.1) наступним чином:

- паливний газ ГПА;
- виробничо-технологічні витрати на основне виробництво;
- витрати газу на опалення виробничих та інших приміщень;
- розбаланси природного газу.

Таблиця 2.1 – Основні статті виробничо-технологічних потреб природного газу в 2011-2018 рр.

Природний газ (млн.м <sup>3</sup> )	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>ВТП</b>	<b>3 354,7</b>	<b>2 107,4</b>	<b>2 443,7</b>	<b>1 846,6</b>	<b>1 468,4</b>	<b>1 704,7</b>	<b>2200,9</b>	<b>1868,6</b>
Паливний газ ГПА	2 594,3	1 682,4	1 965,8	1 312,3	1 077,2	1 399,9	1944,4	1796,0
ВТВ осн.виробництва	260,7	228,0	223,4	176,5	105,9	62,2	55,7	55,9
котельні та котли опал.	24,6	28,6	27,4	23,8	18,0	14,9	12,2	13,45
"розбаланси"	475,1	168,4	227,1	334,0	267,3	227,7	188,6	3,3

Виокремлення витрат газу на роботу ГПА та опалення приміщень із загального обсягу ВТВ проведено задля того, щоб більш наочно показати питому вагу цих показників в структурі витрат газу, для аналізу потенціалу їх зменшення.

Для накладання показника ВТП на виконану роботу додамо обсяги протранспортованого природного газу і товаротранспортну роботу, та зобразимо наступні техніко-економічні показники роботи ГТС (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Основні техніко економічні показники роботи ГТС 2011-2018 рр.

№	Показник	Од. вим	2011р.	2012р.	2013р.	2014р.	2015р.	2016р.	2017р.	2018р
1	Протранспортовано газу	МЛН . м <sup>3</sup>	170955,5	149319,4	144236,6	112101,2	108505,0	119724,6	131448,0	127337,3
2	Виробничо-технологічні потреби	МЛН . м <sup>3</sup>	3 354,7	2 107, 4	2 443, 7	1 846, 6	1 468, 4	1 704, 7	2200,9	1868,6
3	Виробничо-технологічні витрати	МЛН . м <sup>3</sup>	2879,6	1939,0	2216,7	1512,5	1201,1	1477,0	2012,0	1865,3
4	Розбаланси	МЛН . м <sup>3</sup>	475, 1	168, 4	227, 1	334, 0	267, 3	227, 7	188,6	3,3
5	Паливний газ	МЛН . м <sup>3</sup>	2 594, 3	1 682, 4	1 965, 8	1 312, 3	1 077, 2	1 399, 9	1944,4	1796,0
6	Товаротранспортна робота	МЛН . м <sup>3</sup> * км	150165721,1	123378665,8	122656461,0	86364053,0	84932217,0	103432241,0	116981220,8	109347841,0

В цілому, понад 96% природного газу спалюється в процесі транспортування на газоперекачуючих агрегатах, ще близько 0,6% спалюється в підігрівачах газу (для забезпечення кондиційності газу), котельними установками для опалення виробничих приміщень 0,7%, близько 3% природного газу стравлюється в атмосферу (емісія) під час виконання технологічних операцій чи проведення ремонтних та регламентних робіт, а також витікань газу



через нещільності регулюючого та запірною обладнання. До незначного відсотку зменшився показник розбалансів.

Також вагомим джерелом витрат при транспортуванні і зберіганні природного газу ГТС є електроенергія. Для проведення аналізу використання електроенергії в Компанії згрупуємо основні статті її витрат наступним чином:

- споживання електроенергії об'єктами виробничого призначення;
- в т.ч. використання електроенергії електроприводом ГПА;
- споживання електроенергії об'єктами невиробничого призначення;
- технологічні (технічні) втрати електроенергії.

Виокремлення витрат електроенергії на роботу електроприводу ГПА із загального обсягу споживання проведено задля того, щоб більш наочно показати питому вагу цього показника в загальній структурі витрат електроенергії та вплив його на інші основні техніко-економічні показники (таблиця 2.3).

Таблиця 2.3 – Основні статті витрат електроенергії в 2011-2018рр.

№ п/п	Показник	Од. виміру	2011р.	2012р.	2013р.	2014р.	2015р.	2016р.	2017р.	2018р.
1	Споживання електроенергії, всього	млн. квт.год	1201,7	907,7	697,9	163,3	215,0	280,7	539,8	459,4
2	споживання електроенергії об'єктами виробничого призначення	млн. квт.год	1183,8	890,3	681,5	148,1	202,9	270,0	530,6	449,9
3	в т.ч. електропривід ГПА	млн. квт.год	1050,3	768,2	556,2	41,5	107,4	179,7	430	351,1
4	споживання ел/ен об'єктами невиробничого призначення	млн. квт.год	11,8	11,3	10,6	10,0	7,2	6,2	4,5	4,7
5	технологічні (технічні) втрати електроенергії	млн. квт.год	6,2	6,0	5,8	5,2	4,9	4,5	4,8	4,8

Для систематизації вищевказаних показників, які характеризують використання паливно-енергетичних ресурсів, застосовується показник питомої витрати енергоресурсу.

Нормування питомих витрат ПЕР – це встановлення планової об’єктивно необхідної величини їх споживання на одиницю виробленої продукції, виконаних робіт або надання послуг встановленої якості [34].

Норми питомих витрат ПЕР повинні:

- розроблятися за встановленою структурою і видами робіт на єдиній методичній основі на усіх рівнях планування та звітності, з урахуванням обсягу споживання нормованого виду енергії;
- враховувати в повному обсязі заплановані організаційно-технічні заходи, що забезпечують підвищення ефективності використання ПЕР на основі впровадження новітніх досягнень техніки і передової технології підвищення організації і рівня виробництва;
- сприяти максимальній мобілізації внутрішніх резервів на виконання планових завдань з економії ПЕР;
- забезпечувати зниження сумарних витрат ПЕР у виробництві (або наданні послуг) у вартісному еквіваленті за умов дотримання встановлених вимог до якості продукції, що випускається (або надання послуг);
- щорічно визначатися з урахуванням досягнутих показників ефективності використання ПЕР та об’єктивних змін умов виробництва;

Основною продукцією газотранспортного підприємства є товаротransпортна робота. Товаротransпортна робота – це добуток обсягів транспортованого природного газу в млн.м<sup>3</sup> та відстані в км, на яку він протранспортований, і визначаються в млн.м<sup>3</sup>·км.

Витрати ПЕР на одиницю товаротransпортної роботи нормуються:

- паливо – в кілограмах умовного палива, [кг умов. палив];
- електрична енергія – в кіловат-годинах, [кВт·год];

- теплова енергія – в мегакалоріях, [Мкал].

Норми питомих витрат ПЕР класифікуються за такими основними ознаками:

- а) за ступенем агрегації – на індивідуальні та групові норми;
- б) за складом витрат ПЕР – на технологічні та загальнопромислові норми;
- в) за періодом дії – в залежності від рівня виробничої структури на річні та піврічні диференційовані норми;
- г) за сферою дії – на галузеві, типові норми.

Основними вихідними даними для визначення норм питомих витрат ПЕР є:

- первинна технологічна документація (технологічні регламенти та інструкції);

- фізико-хімічні параметри газу;
- паспортні дані технологічного та енергетичного обладнання;
- технічний стан енергетичного обладнання;
- стандарти з енергозбереження;
- міжгалузеві, галузеві та регіональні норми витрат;
- енергобаланси та енергетичні характеристики технологічного і енергетичного обладнання (заводські або визначені у процесі його експлуатації);
- нормативні показники, що характеризують найбільш раціональні та енергетично ефективні умови виробництва (коефіцієнт використання потужності, показники витрат енергоносіїв та втрат енергії під час передачі та перетворення, санітарні норми, теплові характеристики приміщень тощо);
- план-схема потоків газу на запланований період у розрізі газопроводів, компресорних станцій (КС) і компресорних цехів (КЦ);
- дані про обсяги виробництва продукції, виконаних робіт або надання послуг встановленої якості;
- дані енергетичних обстежень;

- дані про планові та фактичні питомі витрати ПЕР за минулі періоди, а також акти перевірок використання палива та енергії у виробництві;
- дані досвіду з економії та раціонального використання ПЕР на вітчизняних та зарубіжних об'єктах, що випускають аналогічну продукцію;
- план організаційно-технічних заходів з економії ПЕР.

Нормування витрат ПЕР здійснюється на основі планових витрат ПЕР, розрахованих за методиками, та іншими нормативними документами щодо визначення витрат ПЕР, діючими в Компанії на момент розрахунку норм питомих витрат ПЕР.

Питома витрата природного газу під час його транспортування газотранспортною системою (ПгТС) визначається за формулою [109]:

$$P_{ГТС} = \frac{Q_{ГТС}}{TTP_{МГ}}, \quad \text{млн.м}^3 / \text{млн.м}^3 \cdot \text{км} \quad (2.1)$$

де  $Q_{ГТС}$  – сумарні витрати природного газу під час експлуатації газотранспортної системи за звітний період (місяць, квартал, рік), млн.м<sup>3</sup>;

$TTP_{МГ}$  – обсяг товаротransпортної роботи МГ за звітний період (місяць, квартал, рік), млн.м<sup>3</sup>·км.

Товаротransпортна робота МГ є характеристикою повноти використання пропускної спроможності МГ. Практично, для визначення товаротransпортної роботи магістральний газопровід поділяється на ділянки, що мають стабільні геометричні (діаметр, протяжність) та витратні характеристики.

Підсумовані витрати природного газу під час експлуатації ГТС ( $Q_{ГТС}$ ) визначаються за формулою:

$$Q_{ГТС} = Q_{ГТС}^{ВТВ} + Q_{ТВ}, \text{млн.м}^3 \quad (2.2)$$

де  $Q_{ГТС}^{ВТВ}$  – сумарні ВТВ природного газу під час експлуатації ГТС;

$Q_{ТВ}$  – сумарні "розбаланси" під час експлуатації ГТС.

### 2.1.1 Розрахунок норми питомої витрати палива

Специфіка технологічного процесу транспортування та зберігання природного газу передбачає використовувати його не тільки як паливо, а ще й для інших технологічних операцій (продування комунікацій, пневмосистеми, тощо), де його неможливо або недоцільно замінити чимось другим. Тому для розрахунку норми питомої витрати палива враховуються всі обсяги природного газу, що витрачається на ВТП.

Норма питомої витрати природного газу  $q$  в  $\frac{\text{кг умов. палив}}{\text{млн. м}^3 \cdot \text{км}}$  визначається за формулою:

$$q = \frac{Q_{\text{ВТП}} \cdot 1000}{N}, \quad (2.3)$$

де  $Q_{\text{ВТП}}$  – розрахунковий або доведений обсяг ВТП природного газу в т умов. пал;

$N$  – плановий обсяг товаротransпортної роботи ( $\text{ТТР}_{\text{МГ}}$ ) в  $\text{млн. м}^3 \cdot \text{км}$ .

Перерахування обсягу ВТП природного газу  $Q_{\text{ВТП}}$  в умовне паливо здійснюється за допомогою калорійного еквіваленту  $K$ , який визначається за формулою:

$$K = \frac{Q_n^p}{7000}, \quad (2.4)$$

де  $Q_n^p$  – усереднене значення фактичної нижчої теплотворної здатності природного газу,  $\text{ккал/м}^3$ ;

7000 – теплотворна здатність умовного палива,  $\text{ккал/кг}$ .

Натуральне паливо перераховують в умовне за формулою:

$$Q_{\text{ВТП}} = K \cdot Q_{\text{ВТПн.н}}, \quad (2.5)$$

де  $K$  – калорійний еквівалент;

$Q_{ВТПн.п.}$  – розрахунковий обсяг ВТП природного газу в млн.м<sup>3</sup>.

Під час визначення норми питомої витрати природного газу застосовується калорійний еквівалент природного газу  $K=1,16$  – затверджений Міністерством з питань житлово-комунального господарства України №218 від 14.12.2007р. («Про затвердження Методичних рекомендацій оцінки економічної ефективності інвестицій в енергозберігаючі проекти на підприємствах ЖКГ»).

### 2.1.2 Розрахунок норми питомої витрати електричної енергії

Норма питомої витрати електричної енергії  $e$  в  $\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{млн. м}^3 \cdot \text{км}}$  визначається за

формулою:

$$e = \frac{E_{ВТП} \cdot 1000}{N}, \quad (2.6)$$

де  $E_{ВТП}$  – розрахунковий обсяг ВТП електричної енергії, тис. кВт· год.

$N$  – плановий обсяг товаротransпортної роботи (ТТР<sub>МГ</sub>) в млн.м<sup>3</sup>·км.

### 2.1.3 Розрахунок норми питомої витрати теплової енергії

Норма питомої витрати теплової енергії  $b$  в  $\frac{\text{Мкал}}{\text{млн. м}^3 \cdot \text{км}}$  визначається за

формулою:

$$b = \frac{B_{ВТП} \cdot 1000}{N}, \quad (2.7)$$

де  $B_{ВТП}$  – розрахунковий обсяг ВТП теплової енергії, Гкал;

$N$  – плановий обсяг товаротransпортної роботи (ТТР<sub>МГ</sub>) в млн.м<sup>3</sup>·км.

Основними енергоресурсами, які впливають на загальний баланс витрат ПЕР при транспортуванні і зберіганні газу, є природний газ і електроенергія, тому розглянемо питомі витрати саме цих ресурсів (таблиця 2.4).

Як впливає з таблиці, норма питомої витрати в ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», в розрізі років (рисунок 2.1) не має сталого вектору зниження, що вкотре вказує на певні проблемні місця та на великі потенційні можливості в систематизації процесів енергоефективності в ГТС.

Таблиця 2.4 – Норми питомих витрат ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» 2010-2018рр.

№п/п	Роки	Норма питомої витрати газу (кг.у.п./млн.м <sup>3</sup> ·км)	Норма питомої витрати електроенергії (кВт.год/млн.м <sup>3</sup> ·км)
1	2010 рік	<b>26,41</b>	<b>6,78</b>
2	2011 рік	<b>25,70</b>	<b>7,39</b>
3	2012 рік	<b>19,98</b>	<b>7,27</b>
4	2013 рік	<b>23,31</b>	<b>5,60</b>
5	2014 рік	<b>25,02</b>	<b>1,78</b>
6	2015 рік	<b>20,23</b>	<b>2,45</b>
7	2016 рік	<b>19,28</b>	<b>2,65</b>
8	2017 рік	<b>22,01</b>	<b>4,58</b>
9	2018 рік	<b>19,99</b>	<b>4,16</b>



Рисунок 2.1 – Фактичні питомі витрати ПЕР 2010-2018рр.

## 2.2 Дослідження прогнозування режимів роботи магістральних газопроводів та оцінки показників енергоефективності ГТС

При аналізі ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів під час прогнозування та оцінці режимів роботи газотранспортної системи використовують показники енергоефективності (таблиця 2.5).

Таблиця 2.5 – Характеристика показників енергоефективності об'єктів ГТС

Показник	Одиниця вимірювання	Позначення	Характеристика
Показники системної енергоефективності ГТС			
1. Питома витрата газу на виробничо-технологічні потреби (ВТП) ГТС	м <sup>3</sup> /(млн м <sup>3</sup> ·км)	$q_{\text{ВТП}_T}^{\text{ГТС}}$	На одиницю товаро-транспортної роботи (ТТР) ГТС
1. Питома витрата газу на ВТП ГТС на одиницю еквівалентної товаро-транспортної роботи (ЕТТР)	м <sup>3</sup> /(млн м <sup>3</sup> ·км)	$q_{\text{ВТП}_e}^{\text{ГТС}}$	На одиницю ЕТТР ГТС
2. Питома витрата ПЕР на ВТП ГТС на одиницю ЕТТР	м <sup>3</sup> /(млн м <sup>3</sup> ·км)	$q_{\text{пер}_e}^{\text{ГТС}}$	На одиницю ЕТТР ГТС
3. Питомий показник ефективності витрати ПЕР КС	кг у.п./ (млн м <sup>3</sup> ·км)	$b_{\text{пер}_e}^{\text{КС}}$	На одиницю ЕТТР КС
3.1. Питомий показник ефективності витрати газу на ВТВ КЦ	м <sup>3</sup> /(млн м <sup>3</sup> ·км)	$q_{\text{ВТП}_p}^{\text{КЦ}}$	На одиницю ЕТТР КЦ
3.2. Питомий показник ефективності витрати електроенергії на ВТВ КЦ	кВт·год/(млн м <sup>3</sup> ·км)	$w_{\text{ВТВ}_p}^{\text{КЦ}}$	На одиницю ЕТТР КЦ
4. Показник енергоефективності лінійної ділянки ГТС	кг умов.палив./км	$b_{\text{лді}}$	На одиницю довжини лінійної ділянки
5. Питома витрата ПЕР КЦ	кг умов.палив./кВт·год	$b_{\text{пер}}^{\text{КЦ}}$	На одиницю роботи стиску
5.1. Питома витрата ПГ КЦ	кг умов.палив./кВт·год	$b_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}}$	На одиницю роботи стиску
5.2. Питома витрата газу на ТВ КЦ	м <sup>3</sup> /кВт·год	$q_{\text{ТВ}}^{\text{КЦ}}$	На одиницю роботи стиску
5.3. Питомі технічні витоки газу КЦ	м <sup>3</sup> /кВт·год	$q_{\text{ТВТ}}^{\text{КЦ}}$	На одиницю роботи стиску
5.4. Питома витрата електроенергії на стиснення газу КЦ	кВт·ч/кВт·год	$w_{\text{СТ}}^{\text{КЦ}}$	На одиницю роботи стиску



Питома витрата природного газу на ВТП ГТС,  $q_{ВТП}^{ГТС}$  м<sup>3</sup>/(млн м<sup>3</sup>·км), обчислюється за формулою:

$$q_{ВТП}^{ГТС} = \frac{Q_{ВТП}^{ГТС}}{A_{ГТР}^{ГТС}} \quad (2.8)$$

де  $Q_{ВТП}^{ГТС}$  – витрата природного газу на ВТП ГТС за розрахунковий період часу, тис.м<sup>3</sup>.

$A_{ГТР}^{ГТС}$  – ТТР ГТС, млрд. м<sup>3</sup> · км, що обчислюється за формулою:

$$A_{ГТР}^{ГТС} = \sum_{i=1}^{\Phi} Q_i L_i, \quad (2.9)$$

де  $Q_i$  – обсяг газу, що транспортується по і-й ділянці ГТС, млрд. м<sup>3</sup>; дані ВДС;

$L_i$  – довжина і-ї лінійної ділянки, км, дані ВДС;

$\Phi$  – кількість лінійних ділянок.

Питома витрата газу на ВТП ГТС на одиницю ЕТТР  $q_{ВТП_e}^{ГТС}$ , м<sup>3</sup>/(млн.м<sup>3</sup>·км), за розрахунковий період часу обчислюється за формулою:

$$q_{ВТП_e}^{ГТС} = \frac{Q_{ВТП}^{ГТС}}{A_{ЕТТР}^{ГТС}} \cdot 10^3 \quad (2.10)$$

де  $Q_{ВТП}^{ГТС}$  – обсяг газу, що витрачається на ВТП ГТС за розрахунковий період, тис. м<sup>3</sup>;

$A_{ЕТТР}^{ГТС}$  – ЕТТР ГТС, млн.м<sup>3</sup>·км, розраховується за формулою:

$$A_{ЕТТР}^{ГТС} = A_{ВХ} - A_{ВИХ} + A_{НАД} - A_{ВІД} + A_{ЕТТР}^{КС} - A_{ВТП}^{КС} \quad (2.11)$$

де  $A_{ВХ}$  – ЕТТР газового потоку, отриманого на початку газопроводу (від газодобувного або газотранспортного підприємства), млн.м<sup>3</sup>·км;

$A_{ВИХ}$  – ЕТТР газового потоку, що віддається наступному газопроводу, млн.м<sup>3</sup>·км;

$A_{ЕТТР}^{КС}$  – ЕТТР, яка виконується КС, млн.м<sup>3</sup>·км;

$A_{ВТП}^{КС}$  – ЕТТР, яка виконується газовим потоком, що віддається на ВТВ КС, млн.м<sup>3</sup>·км;

$A_{Над}$  – ЕТТР газового потоку, одержуваного зі шляховими надходженнями газу, млн.м<sup>3</sup>·км;

$A_{Від}$  – ЕТТР газового потоку, що віддається зі шляховими відборами газу (споживачі, міжсистемні перетоки), млн.м<sup>3</sup>·км.

Складова  $A_{ВХ}$  обчислюється за формулою:

$$A_{ВХ} = c \cdot P_{ВХ}^2 \cdot Q_{ВХ} \quad (2.12)$$

де  $P_{ВХ}, Q_{ВХ}$  – тиск і величина обсягу надходження газу на початку газопроводу, кгс/см<sup>2</sup> і млн м<sup>3</sup>, вимірюються;

$c$  – константа для узгодження розмірності, при вимірюванні тиску в кгс/см<sup>2</sup>,  $c=3,912 \cdot 10^{-2}$ .

Складову  $A_{Вих}$  обчислюють за формулою:

$$A_{Вих} = c \cdot P_{Вих}^2 \cdot Q_{Вих} \quad (2.13)$$

де  $P_{Вих}, Q_{Вих}$  – тиск і обсяг відбору газу наприкінці газопроводу, кгс/см<sup>2</sup> і млн.м<sup>3</sup>.

Складова  $A_{Над}$  обчислюється за формулою:

$$A_{Над} = c \cdot \sum_{i=1}^I (P_{Над_i}^2 \cdot Q_{Над_i}) \quad (2.14)$$

де  $I$  – кількість місць надходження газу;

$P_{Над}, Q_{Над}$  – тиск і обсяг надходження газу в місці  $i$ -го шляхового надходження, кгс/см<sup>2</sup> і млн.м<sup>3</sup>.

Складова  $A_{Вид}$  обчислюється за формулою:

$$A_{Вид} = c \cdot \sum_{i=1}^J (P_{Вид_j}^2 \cdot Q_{Вид_j}) \quad (2.15)$$

де  $J$  – кількість місць відбору газу;

$P_{Вид}, Q_{Вид}$  – тиск і обсяг відбору газу в місці  $j$ -го шляхового відбору, кгс/см<sup>2</sup> і млн.м<sup>3</sup>, відповідно.

Складова  $A_{ЕТП}^{KC}$  обчислюється за формулою:

$$A_{ЕТП}^{KC} = \sum_{i=1}^S A_{ЕТП_i}^{KC} \quad (2.16)$$

де  $S$  – кількість КЦ;

$A_{ЕТП_i}^{KC}$  – еквівалентна товаротransпортна робота і-го КЦ, обчислюється за формулою:

$$A_{ЕТП}^{KC} = c_1 \cdot z_{1KC}^{-1} \cdot T_{1KC}^{-1} \cdot v_{KC} \cdot (P_{2KC}^2 - P_{1KC}^2) \cdot Q_{KC} \quad (2.17)$$

де  $c_1$  – константа для узгодження розмірності, при вимірі тиску в кгс/см<sup>2</sup> приймається рівною 10,138;

$z_{1KC}$  – коефіцієнт стисливості газу по параметрах на вході в КЦ (Додаток Е);

$T_{1KC}$  – температура газу на вході в КЦ, К, вимірюється;

$v_{KC}$  – коефіцієнт, що враховує втрати тиску в об'язці КЦ, що обчислюється за формулою:

$$v_{KC} = 1 - \frac{\Delta P_{2KC} - \Delta P_{1KC}}{P_{2KC} - P_{1KC}} \quad (2.18)$$

де  $\Delta P_{1KC}$ ,  $\Delta P_{2KC}$  – втрати тиску в технологічних комунікаціях на вході й виході КЦ, кгс/см<sup>2</sup>, вимірюється;

$Q_{KC}$  – обсяг газу, що транспортується КЦ за розрахунковий період часу, млн.м<sup>3</sup>, вимірюється (або розраховується);

$P_{1KC}$ ,  $P_{2KC}$  – тиск на вході й виході нагнітачів КЦ, кгс/см<sup>2</sup>, вимірюється.

Складова  $A_{ВТВ}^{KC}$  обчислюється за формулою:

$$A_{ВТВ}^{KC} = c_1 \cdot \sum_{n=1}^S \frac{P_{1KC_n}^2 \cdot Q_{ВТВ_n}^{KC}}{z_{1KC_n} \cdot T_{1KC_n}} \quad (2.19)$$

де  $P_{1KC_n}$  – тиск газу на вході групи нагнітачів n-го КЦ, кгс/см<sup>2</sup>, вимірюється;

$Q_{ВТВ_n}^{KC}$  – обсяг газу, що витрачається на ВТВ n-го КЦ, тис. м<sup>3</sup>.

Питома витрата ПЕР на ВТП ГТС на одиницю ЕТПР  $b_{ВТП}^{ГТС}$ , кг умов.палива / (млн.м<sup>3</sup>·км), за розрахунковий період часу обчислюється за формулою:

$$b_{ВТП_e}^{ГТС} = \frac{B_{ВТП}^{ГТС}}{A_{ЕГТР}^{ГТС}} \cdot 10^3 \quad (2.20)$$

де  $B_{ВТП}^{ГТС}$  – сумарна витрата ПЕР на ВТП ГТС, т у.т., визначається за формулою:

$$B_{ВТП}^{ГТС} = k_{Г} \cdot Q_{ВТП}^{ГТС} + k_{Е} \cdot W_{ВТВ}^{ГТС} \quad (2.21)$$

Питомий показник ефективності витрати ПЕР КС  $b_{пер}^{КС}$ , кг умов. палива / (млн.м<sup>3</sup>·км), обчислюється за формулою:

$$b_{пер}^{КС} = \frac{B_{пер}^{КС}}{A_{ЕГТР}^{КС}} \cdot 10^3 \quad (2.22)$$

де  $B_{пер}^{КС}$  обчислюється за формулою:

$$B_{пер}^{КС} = k_{Г} \cdot Q_{ВТВ}^{КС} + k_{Е} \cdot W_{ВТВ}^{КС} \quad (2.23)$$

Питомий показник витрати газу на ВТВ КЦ  $q_{ВТВ_e}^{КЦ}$ , м<sup>3</sup>/(млн.м<sup>3</sup>·км), обчислюється за формулою:

$$q_{ВТВ_e}^{КЦ} = \frac{Q_{ВТВ}^{КЦ}}{A_{ЕГТР}^{КЦ}} \cdot 10^3 \quad (2.24)$$

де  $Q_{ВТВ}^{КЦ}$  обчислюється за формулою:

$$Q_{ВТВ}^{КЦ} = Q_{ПГ}^{КЦ} + Q_{ТВ}^{КЦ} + Q_{ВИТ}^{КЦ} \quad (2.25)$$

де  $Q_{ПГ}^{КЦ}$  – обсяг паливного газу КЦ, що витрачається за розрахунковий період часу, тис. м<sup>3</sup>, вимірюється (ЗВ технічного обліку газу);

$Q_{ТВ}^{КЦ}$  – обсяг газу, що витрачається на ТВ КЦ за розрахунковий період, тис.м<sup>3</sup>, обчислюється згідно нормативного документа затвердженого ПАТ «Укртрансгаз»;

$Q_{ВИТ}^{КЦ}$  – ТВТ КЦ за розрахунковий період, тис. м<sup>3</sup>, вимірюється відповідно до методики СОУ 60.3-30019801-100:2012.

Питомий показник ефективності витрати електроенергії на ВТВ КЦ  $W_{ВТВ_{еe}}^{КЦ}$ , кВт·год/(млн.м<sup>3</sup>·км), обчислюється як для газотурбінних, так і для КЦ з ЕГПА за формулою:

$$W_{ВТВ_{е\text{е}}}^{КЦ} = \frac{W_{ВТВ}^{КЦ}}{A_{еттр}^{КЦ}} \cdot 10^3 \quad (2.26)$$

де  $W_{ВТВ}^{КЦ}$  обчислюється за формулою:

$$W_{ВТВ}^{КЦ} = W_{ЕК}^{КЦ} + W_{ТВ}^{КЦ} + \Delta W_{КЦ} \quad (2.27)$$

де  $W_{ЕК}^{КЦ}$  – витрата електроенергії КЦ з ЕГПА на стиснення газу за розрахунковий період, тис. кВт год, (вимірюється ЗВ технічного обліку електроенергії);

$W_{ТВ}^{КЦ}$  – витрата електроенергії на ТВ КЦ за розрахунковий період (як для ЕГПА, так і для ГГПА), тис. кВт год, вимірюється (ЗВ технічного обліку електроенергії);

$\Delta W_{КЦ}$  – технологічні втрати електроенергії в КЦ, розраховуються відповідно до Методики нормування витрат електричної енергії на об'єктах ДК «Укртрансгаз».

Питомий показник ефективності витрати ПЕР КЦ  $b_{пер}^{КЦ}$ , кг.умов.палив./(млн.м<sup>3</sup>·км), обчислюється за формулою:

$$b_{пер}^{КЦ} = \frac{B_{пер}^{КЦ}}{A_{еттр}^{КЦ}} \cdot 10^3 \quad (2.28)$$

де  $B_{пер}^{КЦ}$  обчислюється за формулою:

$$B_{пер}^{КЦ} = k_{Г} \cdot Q_{ТВ}^{КЦ} + k_{Е} \cdot W_{ТВ}^{КЦ} \quad (2.29)$$

де  $k_{Г}$  – коефіцієнт перерахунку природного газу в умовне паливо, обчислюється за формулою:

$$k_{Г} = \frac{Q_{P}^H}{7000} \quad (2.30)$$

де  $Q_{P}^H$  – фактична нижча теплота згоряння природного газу, ккал/м<sup>3</sup>; приймається згідно даних хімлабораторії;

$k_{Е} = 0.123$  – коефіцієнт перерахунку електроенергії в умовне паливо.

Питомий показник енергоефективності лінійної ділянки  $q_{лд}$ , млн.м<sup>3</sup>·км/км, обчислюється за формулою:

$$q_{\text{ЛД}} = \frac{A_{\text{ЕТТР}}^{\text{ЛД}}}{l_{\text{ЛД}}} \quad (2.31)$$

де  $l_{\text{ЛД}}$  – довжина лінійної ділянки, км;

$A_{\text{ЕТТР}}^{\text{ЛД}}$  – ЕТТР лінійної ділянки, млн.м<sup>3</sup>·км, що обчислюється за формулою:

$$A_{\text{ЕТТР}}^{\text{ЛД}} = c \cdot (P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2) \cdot Q_{\text{ЛД}} \quad (2.32)$$

де  $P_{\text{п}}, P_{\text{к}}$  – тиск на початку й кінці лінійної ділянки, кгс/см<sup>2</sup>;

$Q_{\text{ЛД}}$  – обсяг газу, що транспортується по лінійній ділянці, млн.м<sup>3</sup>.

Система нормативних показників питомих витрати ПЕР ГТС на виконання ЕТТР включає наступну номенклатуру:

- нормативне значення питомої витрати ПЕР КЦ;
- нормативне значення питомої витрати ПЕР КС;
- нормативне значення показника енергоефективності лінійної ділянки.

Нормативне значення витрати ПЕР КЦ  $[b_{\text{пер}}^{\text{КЦ}}]_{\text{н}}$ , кг умов. палив./ (млн.м<sup>3</sup>·км), обчислюється за формулою:

$$[b_{\text{пер}}^{\text{КЦ}}]_{\text{н}} = \frac{[B_{\text{пер}}^{\text{КЦ}}]_{\text{н}}}{[A_{\text{ЕТТР}}^{\text{КЦ}}]_{\text{н}}} \cdot 10^3 \quad (2.33)$$

де  $[B_{\text{пер}}^{\text{КЦ}}]_{\text{н}}$  – нормативна витрата ПЕР КЦ, т.умов.палив., вихідні дані для розрахунку надає ВДС газотранспортного підприємства на основі плану транспортування газу відповідно до СОУ 60.3-30019801-100:2012 «Газ природний горючий. Визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою та експлуатації підземних сховищ газу. Порядок розрахунку»;

$[A_{\text{ЕТТР}}^{\text{КЦ}}]_{\text{н}}$  – планова ЕТТР КЦ, млн.м<sup>3</sup>·км, розраховується за формулою (2.17); вихідні дані для розрахунку представляє ВДС газотранспортного підприємства на основі плану транспортування газу.

Нормативне значення витрати ПЕР КС  $[b_{\text{пер}}^{\text{КС}}]_{\text{н}}$ , кг умов.палив./ (млн.м<sup>3</sup>·км), обчислюється за формулою:

$$[b_{\text{пер}}^{\text{КС}}]_{\text{н}} = \frac{[B_{\text{пер}}^{\text{КС}}]_{\text{н}}}{[A_{\text{ЕТТР}}^{\text{КС}}]_{\text{п}}} \cdot 10^3 \quad (2.34)$$

де  $[B_{\text{пер}}^{\text{КС}}]_{\text{н}}$  – нормативна витрата ПЕР КС, т.умов.палив., розраховується за формулою (2.23); вихідні дані для розрахунку надає ВДС на основі плану транспортування газу;

$[A_{\text{ЕТТР}}^{\text{КС}}]_{\text{п}}$  – планова ЕТТР КС, млн.м<sup>3</sup>·км, розраховується згідно (2.16); вихідні дані для розрахунку представляє ВДС на основі плану транспортування газу.

Нормативне значення ефективності лінійної ділянки  $[q_{\text{ЛД}}]_{\text{н}}$ , млн.м<sup>3</sup>·км/км, обчислюється за формулою:

$$[q_{\text{ЛД}}]_{\text{н}} = \frac{A_{\text{ЕТТР}_0}^{\text{ЛД}}}{l_{\text{ЛД}_0}} \quad (2.35)$$

де  $l_{\text{ЛД}_0}$  – нормативна довжина лінійної ділянки, км;

$A_{\text{ЕТТР}_0}^{\text{ЛД}}$  – планова ЕТТР лінійної ділянки, млн.м<sup>3</sup>·км, що обчислюється за формулою:

$$A_{\text{ЕТТР}_0}^{\text{ЛД}} = c \cdot (P_{\text{п}_0}^2 - P_{\text{к}_0}^2) \cdot Q_{\text{ЛД}_0} \quad (2.36)$$

де  $P_{\text{п}_0}$ ,  $P_{\text{к}_0}$  – планові величини тиску на початку й кінці лінійної ділянки, кгс/см<sup>2</sup>;

$Q_{\text{ЛД}_0}$  – плановий обсяг газу, що транспортується по лінійній ділянці, млн.м<sup>3</sup>.

Аналіз системної енергоефективності ГТС полягає в наступному:

- аналіз енергоефективності розподілу газових потоків по ГТС;
- аналіз енергоефективності розподілу навантаження між КС ГТС.

### 2.2.1 Аналіз енергоефективності розподілу газових потоків по ГТС

Визначають продуктивність підсистем (газопроводів) на розглянутому режимі. Оцінюють наявний запас продуктивності кожної підсистеми (газопроводу) стосовно попередньо розрахованого їх технічно можливій

продуктивності, що відповідає реальному стану лінійної частини й КС і умовам роботи. Визначають показник енергоефективності  $b_{пер}^{ГТС}$  кожної підсистеми (газопроводу).

Визначають можливість довантаження підсистем (газопроводів), що мають знижені значення показника енергоефективності, за рахунок організації перетікань газу з менш економічних підсистем (газопроводу) у більше економічні. Формують варіанти завантаження, у т.ч.:

- варіант можливої довантаження підсистеми (газопроводу) без проведення заходів щодо підвищення технічно можливої продуктивності підсистеми (газопроводу), що навантажують;

- варіант довантаження із проведенням спеціальних заходів щодо ліквідації "енергетично вузьких місць": місць, що обмежують технічно можливу продуктивність підсистеми, а також місць, що навантажують (встановлення потужностей КС, реконструкція КС і ЛЧМГ) зі зниженим дозволеним тиском.

### 2.2.2 Аналіз енергоефективності розподілу навантаження між КС ГТС

Розглядають можливість перерозподілу навантаження в ланцюжку КС з метою:

- підвищити завантаження КС, що мають більшу енергоефективність за рахунок розвантаження КС, що мають меншу енергоефективність;

- підвищити вихідні тиски на "енергетично вузьких місцях"; виконують гідравлічні розрахунки режимів ГТС із урахуванням зазначених заходів;

- визначають відповідні показники енергоефективності  $b_{пер}^{КС}$  і тим самим визначають резерви поліпшення показників енергоефективності газопроводів за рахунок оптимізації розподілу навантаження між КС.



Формують варіанти по ліквідації "енергетичних вузьких місць", тобто пропонують технічні заходи, що дозволяють реально збільшити вихідні тиски КС за "енергетичними вузькими місцями".

### 2.2.3 Розрахунок і аналіз показників локальної енергоефективності ГТС

Питома витрата ПГ КЦ  $b_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}}$ , кг умов.палив./кВт·год, обчислюється за формулою:

$$b_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}} = \frac{Q_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}}}{L_{\text{КЦ}}} \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}{7000} \cdot 10^3 \quad (2.37)$$

де  $Q_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}}$  – обсяг ПГ КЦ, що витрачається за розрахунковий період часу, тис. м<sup>3</sup>, вимірюється ;

$Q_{\text{н}}^{\text{п}}$  – об'ємна нижча теплота згоряння газу, ккал/м<sup>3</sup>;

$L_{\text{КЦ}}$  – робота стиску КЦ за розрахунковий період часу, кВт·год, що обчислюється згідно СОУ 60.3-30019801-100:2012.

Питома витрата природного газу на ВТВ КЦ  $q_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}}$ , м<sup>3</sup>/кВт·год, обчислюється як для газотурбінних, так і для електропривідних КЦ за формулою:

$$q_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}} = \frac{Q_{\text{ВТВ}}^{\text{КЦ}}}{N_{\text{ВСТ}}^{\text{КЦ}} \cdot \tau} \quad (2.38)$$

де  $\tau$  – календарний час роботи КЦ, год;

$N_{\text{ВСТ}}^{\text{КЦ}}$  – встановлена потужність КЦ, тис. кВт, що обчислюється за формулою:

$$N_{\text{ВСТ}}^{\text{КЦ}} = \sum_{j=1}^P N_{e_i}^0 \cdot n_j \quad (2.39)$$

де  $N_{e_i}^0$  – номінальна потужність j-го ГПА, тис. кВт·год;

$n_j$  – кількість ГПА в КЦ j-го типу.

Питомі технічні витікання природного газу в КЦ  $q_{\text{ТВТ}}^{\text{КЦ}}$ , м<sup>3</sup>/кВт·год, обчислюються як для газотурбінних, так і для електропривідних КЦ за формулою:

$$q_{\text{ТВТ}}^{\text{КЦ}} = \frac{Q_{\text{ТВТ}}^{\text{КЦ}}}{N_{\text{вст}}^{\text{КЦ}} \cdot \tau} \quad (2.40)$$

Питома витрата електроенергії на стиснення газу КЦ  $w_{\text{ест}}^{\text{КЦ}}$ , кВт·год/кВт·год, обчислюється за формулою:

$$w_{\text{ест}}^{\text{КЦ}} = \frac{W_{\text{ест}}^{\text{КЦ}}}{L_{\text{КЦ}}} \cdot 10^3 \quad (2.41)$$

Питома витрата ПЕР КЦ  $b_{\text{пер}}^{\text{КЦ}}$ , кг умов.палив./кВт·год, обчислюється за формулою:

$$b_{\text{пер}}^{\text{КЦ}} = \frac{B_{\text{пер}}^{\text{КЦ}}}{L_{\text{КЦ}}} \cdot 10^3 \quad (2.42)$$

Питома витрата ПЕР КС  $b_{\text{пер}}^{\text{КС}}$  кг умов.палив./кВт·год, обчислюється за формулою:

$$b_{\text{пер}}^{\text{КС}} = \frac{B_{\text{пер}}^{\text{КС}}}{L_{\text{КС}}} \cdot 10^3 \quad (2.43)$$

де  $L_{\text{КС}}$  – робота стиску КС, обумовлена за формулою:

$$L_{\text{КС}} = \sum_{i=1}^S L_{\text{КЦ}_i} \quad (2.44)$$

де  $S$  – кількість цехів на КС.

Визначення показників локальної енергоефективності КЦ, КС проводять на основі даних, отриманих при інструментальному обстеженні. На цьому етапі проводять вимір основних параметрів, представлених у таблиці 2.6. У якості контрольного середньодобового режиму використовується сталий і стабільний у часі режим роботи КЦ як по параметрах ГПА, так і по параметрах технологічного газу.

Для аналізу ефективності витрати ПЕР КЦ розраховуються нормативні показники, наведені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.6 – Вихідні дані для розрахунку показників локальної енергоефективності КЦ

Вихідні дані	Позначення	Розмірність	Джерело інформації
1 Тип нагнітача			Дані відділу КС
2 Тип агрегату			Дані відділу КС
3 Кількість установлених ГПА	$n_{вст}$	од.	Дані відділу КС
4 Кількість працюючих ГПА	$n_{п}$	од.	Дані відділу КС
5 Кількість агрегатів, що експлуатуються з котлами-утилізаторами	$n_{ут}$	од.	Дані відділу КС
6 Відносна щільність газу по повітрю	$\Delta_E$	-	Дані хімлабораторії
7 Фактична витрата ПГ КЦ	$q_{пг}^{кц}$	млн.м <sup>3</sup> /доб	Вимір
8 Тиск на вході КЦ	$P_{1кц}$	МПа	Вимір
9 Тиск на виході КЦ	$P_{2кц}$	МПа	Вимір
10 Ступінь підвищення тиску газу в КЦ	$\varepsilon_{кц}$	-	[111]
11 Коефіцієнт стисливості газу на вході в КЦ	$z_{1кц}$	-	Додаток Е
12 Температура на вході в КЦ	$T_{1кц}$	К	Виміру
13 Температура на виході із КЦ	$T_{2кц}$	К	Виміру
14 Щільність природного газу в стандартних умовах	$\rho_0$	кг/м <sup>3</sup>	Дані хімлабораторії
15 Нижча теплота згоряння ПГ при 20С і 1,013 МПа	$Q_H^p$	ккал/м <sup>3</sup>	Дані хімлабораторії
16 Витрата газу, що перекачується КЦ	$q_{кц}$	млн.м <sup>3</sup> /доб	Вимір (дані ВДС)
17 Робота стиску КЦ	$L_{кц}$	кВт·год	[111]
18 Витрата електроенергії на ВТВ, у т.ч.	$W_{ВТВ}^{кц}$	тис. кВт·год	п. 18.1 + п. 18.2
18.1 на стиснення газу	$W_{ст}^{кц}$	тис. кВт·год	Вимір
18.2 на ВТВ	$W_{ВТВ}^{кц}$	тис. кВт·год	Вимір

Таблиця 2.7 – Нормативні показники енергоефективності КЦ

Нормативний показник	Позначення	Розмірність	Джерело інформації
1 Номінальна потужність ГПА	$N_e^0$	кВт	Зг. методики ПАТ УТГ
2 Індивідуальна норма витрати ПГ	$b_{пг}^0$	кг умов.палив./кВт·год	Зг. методики ПАТ УТГ
3 Норма витрати ПГ КЦ	$B_{пг}^{кц}$	кг умов.палив./кВт·год	Розрахунок згідно СОУ 60.3-30019801-100:2012
4 Нормативна витрата ПГ КЦ	$Q_{пг}^{кц}$	млн.м <sup>3</sup>	Розрахунок згідно СОУ 60.3-30019801-100:2012
5 Індивідуальна норма витрати електроенергії на стиснення газу	$w_{ест}^0$	кВт·год/ кВт·год	–
6 Норма витрати електроенергії ЕГПА на стиснення газу	$w_{ест}^{егпа}$	кВт·год/ кВт·год	–
7 Нормативна витрата електроенергії на ВТВ КЦ	$W_{етв,кц}^{кц}$	тис.кВт·год	–

#### 2.2.4 Оцінка ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів КЦ

Оцінка ефективності використання паливного газу (ПГ) виконується в цілому по КЦ за допомогою проведення вимірів параметрів роботи й порівнянням фактичної питомої витрати ПГ із нормою витрати ПГ. За даними вимірів виробляється розрахунок фактичної питомої витрати ПГ КЦ (таблиця 2.8).

Визначається відхилення фактичної витрати ПГ КЦ від нормативного. У випадку перевищення фактичної витрати ПГ над нормативним більш ніж на 5% виробляються подальші випробування й аналіз ефективності роботи основних елементів ГПА. При аналізі причин перевищення фактичної витрати ПГ над нормативним оцінюється:

- вплив технічного стану привода, ВЦН і ГПА в цілому з оцінкою їхніх показників енергоефективності й коефіцієнтів технічного стану по ККД і потужності;

- ефективність режимів стиснення газу (вибір складу працюючих у КЦ ГПА, схеми їхнього включення, розподілу навантаження між ГПА, відповідність ЗПЧ ВЦН режимам стиснення газу, оптимальність режимів рециркуляції газу).

Крім того, необхідно оцінити:

- втрати тиску в технологічних комунікаціях КЦ, технологічних апаратах (пиловловлювачі й АПО газу), на запірних арматурах з оцінкою їхньої відповідності розрахунковим значенням;

- збільшення витрати природного газу й електроенергії на стиснення газу при наявності рециркуляції газу через негерметичність запірних арматур на рециркуляційних контурах.

Аналогічно відбувається оцінка ефективності використання електроенергії КЦ (пункти 4, 5 таблиці 2.8).

Таблиця 2.8 – Розрахунок показників енергоефективності КЦ

Показник	Позначення	Розмірність	Джерело інформації
1 Фактична питома витрата ПГ КЦ	$b_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}}$	кг умов.палив./кВт·год	Формула (2.37)
2 Відхилення фактичної витрати ПГ КЦ від нормативного значення	$\Delta Q_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}}$	%	$\frac{Q_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}} - Q_{\text{ПГ}_\text{н}}^{\text{КЦ}}}{Q_{\text{ПГ}_\text{н}}^{\text{КЦ}}} \cdot 100$
3 Питома витрата електроенергії ЕГПА на стиснення газу	$w_{\text{ЕЕ}}^{\text{КЦ}}$	кВт· год/ кВт·год	Формула (2.26)
4 Відхилення фактичної витрати електроенергії ЕГПА на стиснення газу від нормативного значення	$\Delta W_{\text{ЕЕ}}^{\text{КЦ}}$	%	$\frac{W_{\text{ЕЕ}}^{\text{КЦ}} - W_{\text{ЕЕ}_\text{н}}^{\text{КЦ}}}{W_{\text{ЕЕ}_\text{н}}^{\text{КЦ}}} \cdot 100$
5 Відхилення фактичної витрати електроенергії на ВТВ від нормативного значення	$\Delta W_{\text{ВТВ}_\text{р}}^{\text{КЦ}}$	%	$\frac{W_{\text{ВТВ}_\text{р}}^{\text{КЦ}} - W_{\text{ВТВ}_\text{н}}^{\text{КЦ}}}{W_{\text{ВТВ}_\text{н}}^{\text{КЦ}}} \cdot 100$

Інструментальні виміри в КС включають виміри фактичних параметрів: витрати ПГ КЦ, витрати газу, що перекачується КЦ, витрати електроенергії на роботу стиснення газу й на ВТВ КЦ, витрати газу котельні, витрати газу ЕВП наявними штатними ЗВ.

### 2.3 Розрахунок планового режиму роботи та визначення показників енергоефективності ГТС

Розрахунок планових режимів проводяться при наступних нормативних коефіцієнтах гідравлічної ефективності:

- $E_n=0,95$  для лінійних ділянок, що мають пристрої для очисних поршнів;
- $E_n=0,92$  для інших лінійних ділянок.

У таблиці 2.9 наведені основні параметри, необхідні для розрахунку й аналізу системного показника енергоефективності ГТС– питомої витрати газу на ВТП ГТС.

Таблиця 2.9 – Показник енергоефективності ГТС за 2016 рік

Показник	Розмірність	Формула, джерело інформації	Значення показника				
			I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	За 2016 рік
ТТР ГТС	млрд.м <sup>3</sup> ·км	Звітні дані	320,9745	585,3414	184,7578	73,581	1164,6547
Обсяг газу, що витрачається на ВТП ГТС	тис.м <sup>3</sup>	Звітні дані	10470,4	9967,4	2607,8	513,3	23558,9
Питома витрата газу на ВТП ГТС	м <sup>3</sup> /(млн.м <sup>3</sup> ·к м)	Формула (2.1)	32,621	17,028	14,115	6,976	20,228
Питома норма витрати газу на ВТП ГТС	м <sup>3</sup> /(млн.м <sup>3</sup> ·к м)	Звітні дані	16,754	16,754	16,754	16,754	16,754

Проведемо аналіз реального режиму роботи та здійснимо розрахунок і аналіз показників системної енергоефективності ГТС Долинського ЛВУМГ. Дані щодо обсягів газу, які витрачаються на ВТП ГТС, отримані згідно місячних звітів про витрати газу на виробничо-технологічні потреби Долинського ЛВУМГ (КС, ЛЧ, ГРС та СПГ). Далі проведений розрахунок фактичної питомої витрати газу на ВТП ГТС (квартал, рік) і порівняння його з відповідними значеннями норми витрати газу на ВТП ГТС.

Як видно з таблиці 2.9, питома витрата газу на ВТП ГТС за 2016 рік перевищує питому норму витрати газу більш, ніж на 20%. Щоправда, слід звернути увагу на залежність величини даної витрати від режиму роботи Долинського ЛВУМГ. Однак, наявність такого перевищення свідчить про можливість пошуку шляхів щодо підвищення енергоефективності систем в цілому. На 2017 рік встановлена питома норма витрати газу на ВТП ГТС – 21,694 м<sup>3</sup>/(млн.м<sup>3</sup>·км). Основні результати розрахунку за наведеними залежностями подані нижче в таблицях розрахунків витрати ПЕР та ЕТТР на КЦ і КС в цілому (Додатки Б, В).

Таблиця 2.10 – Отримані нормативні значення питомих витрат ПЕР КС КС-2 (9083,1); КС-3 (16099,74)

		Qкцтв, тис. м <sup>3</sup>	кг	Wкцтв, тис. кВт год	ke	Вкцпер, умов.палива	т
Норма	2016 рік	21071.662	1.179	1043.893	0.325	25182.75	

Проведений розрахунок фактичних показників енергоефективності представлений в таблиці 2.11.

Як видно з таблиці 2.11 питомі показники ефективності витрати ПЕР по кожному КЦ та по КС в цілому перевищують відповідні нормативні значення показника, що свідчить про необхідність пошуку варіантів щодо впровадження

енергоощадних заходів. В таблиці 2.12 наведені отримані значення нормативних показників енергоефективності відповідно для КЦ-2 та КЦ-3 КС «Долина».

Таблиця 2.11 – Показники системної енергоефективності об'єктів ГТС

Показник енергоефективності	Розмірність	Позначення	Джерело, формула	КС-Долина	
				КЦ-2	КЦ-3
Витрата ПЕР КЦ	т. умов.палив.	$B_{пер}^{кц}$	Формула (2.29)	9392,13	16647,65
Витрата ПЕР КС	т. умов.палив.	$B_{пер}^{кс}$	Формула (2.23)	26039,78	
ЕТТР КЦ	млн м <sup>3</sup> ·км	$A_{еттр}^{кц}$	Формула (2.17)	29298,9	106567,7
ЕТТР КС	млн м <sup>3</sup> ·км	$A_{еттр}^{кс}$	Формула (2.16)	135866,6	
Питомий показник ефективності витрати ПЕР КЦ	кг.умов.палив./ (млн м <sup>3</sup> ·км)	$b_{пер}^{кц}$	Формула (2.28)	320,56	156,22
Норма витрати ПЕР КЦ	кг.умов. палив./ (млн м <sup>3</sup> ·км)	$[b_{пер}^{кц}]_н$	Формула (2.33)	310,01	151,08
Питомий показник ефективності витрати ПЕР КС	кг умов.палив./ (млн м <sup>3</sup> ·км)	$b_{пер}^{кс}$	Формула (2.22)	191,66	
Норма витрати ПЕР КС	кг умов.палив./ (млн м <sup>3</sup> ·км)	$[b_{пер}^{кс}]_н$	Формула (2.34)	185,35	

Таблиця 2.12 – Нормативні показники енергоефективності КС Долина

Нормативний показник	Позначення	Розмірність	Результат КЦ-2	Результат КЦ-3
Номінальна потужність ГПА	$N_e^0$	кВт	90000	80000
Індивідуальна норма витрати ПГ	$b_{пг}^0$	кг умов.палив./кВт·год	0,636 (для кожного ГПА)	0,673 (для кожного ГПА)
Норма витрати ПГ КЦ	$B_{пг}^{кц}$	кг умов.палив./кВт·год	6,378	3,354
Нормативна витрата ПГ КЦ	$Q_{пг}^{кц}$	млн.м <sup>3</sup>	9,34	9,69
Індивідуальна норма витрати електроенергії на стиснення газу	$w_{ест}^0$	кВт·год/ кВт·год	–	–
Норма витрати електроенергії ЕГПА на стиснення газу	$w_{ест}^{егпа}$	кВт·год/ кВт·год	–	–
Нормативна витрата електроенергії на ВТВ КЦ	$W_{втв,кц}^{кц}$	тис.кВт·год	–	–

В таблиці 2.13 наведено результати розрахунку показників енергоефективності для кожного КЦ КС «Долина».



Таблиця 2.13 – Розрахунок показників енергоефективності КС «Долина»

Показник	Позначення	Розмірність	Результат	
			КЦ-2	КЦ-3
Фактична питома витрата ПГ КЦ	$b_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}}$	кг умов.палив./ кВт·год	255,437	470,297
Відхилення фактичної витрати ПГ КЦ від нормативного значення	$\Delta Q_{\text{ПГ}}^{\text{КЦ}}$	%	-18,9	43,9
Питома витрата електроенергії ЕГПА на стиснення газу	$w_{\text{ЕЕ}}^{\text{КЦ}}$	кВт·год/ кВт·год	–	–
Відхилення фактичної витрати електроенергії ЕГПА на стиснення газу від нормативного значення	$\Delta W_{\text{ЕЕ}}^{\text{КЦ}}$	%	–	–
Відхилення фактичної витрати електроенергії на ВТВ від нормативного значення	$\Delta W_{\text{ВТВ}_2}^{\text{КЦ}}$	%	–	–

Згідно проведеного оцінювання параметрів енергоефективності можна зробити висновок, що реальні значення витрат паливного газу та ПЕР загалом перевищують нормативні. Це свідчить про значний потенціал енергозбереження.

Для аналізу ефективності фактичних показників енергоефективності КС розраховують нормативні показники відповідно до таблиці 2.14. Оцінку ефективності використання ПЕР роблять у цілому по КС за допомогою проведення вимірів і порівняння фактичної витрати ПЕР КС із нормативними значеннями витрати ПЕР. Відповідні розрахунки наведено в Додатку Б.

Таблиця 2.14 – Нормативні показники енергоефективності КС «Долина»

Нормативний показник	Позначення	Розмірність	Значення
1 Нормативне значення витрати газу на ВТВ КС	$Q_{\text{ВТВ}_2}^{\text{КС}}$	тис. м <sup>3</sup>	21071,662
2 Нормативне значення витрати електроенергії на ВТВ КС	$W_{\text{ЕВТВ}_2}^{\text{КС}}$	тис.кВт·год	–

В Додатках Б, В, Г наведено частину основних розрахунків параметрів енергоефективності.

Насамперед, потрібно звернути увагу на нестабільне завантаження окремих КЦ КС «Долина» (графіки режимів роботи КЦ-2 та КЦ-3 на КС «Долина» за 7 місяців наведені, відповідно, на рисунках 2.2 та 2.3). Як видно з наведених графіків, в окремі місяці КЦ-2 та КЦ-3 працювали почергово, а в певні дні деяких місяців їх робота була повністю зупинена. Тільки в незначний період на початку року відбувалась одночасна робота КЦ-2 та КЦ-3, однак навіть при цьому більша частина ГПА були незадіяні в роботі. Подібне нестабільне завантаження є характерним для всієї ГТС в цілому, що є важливою особливістю і потребує детального дослідження та оцінки можливостей підвищення ефективності експлуатації системи в таких умовах.

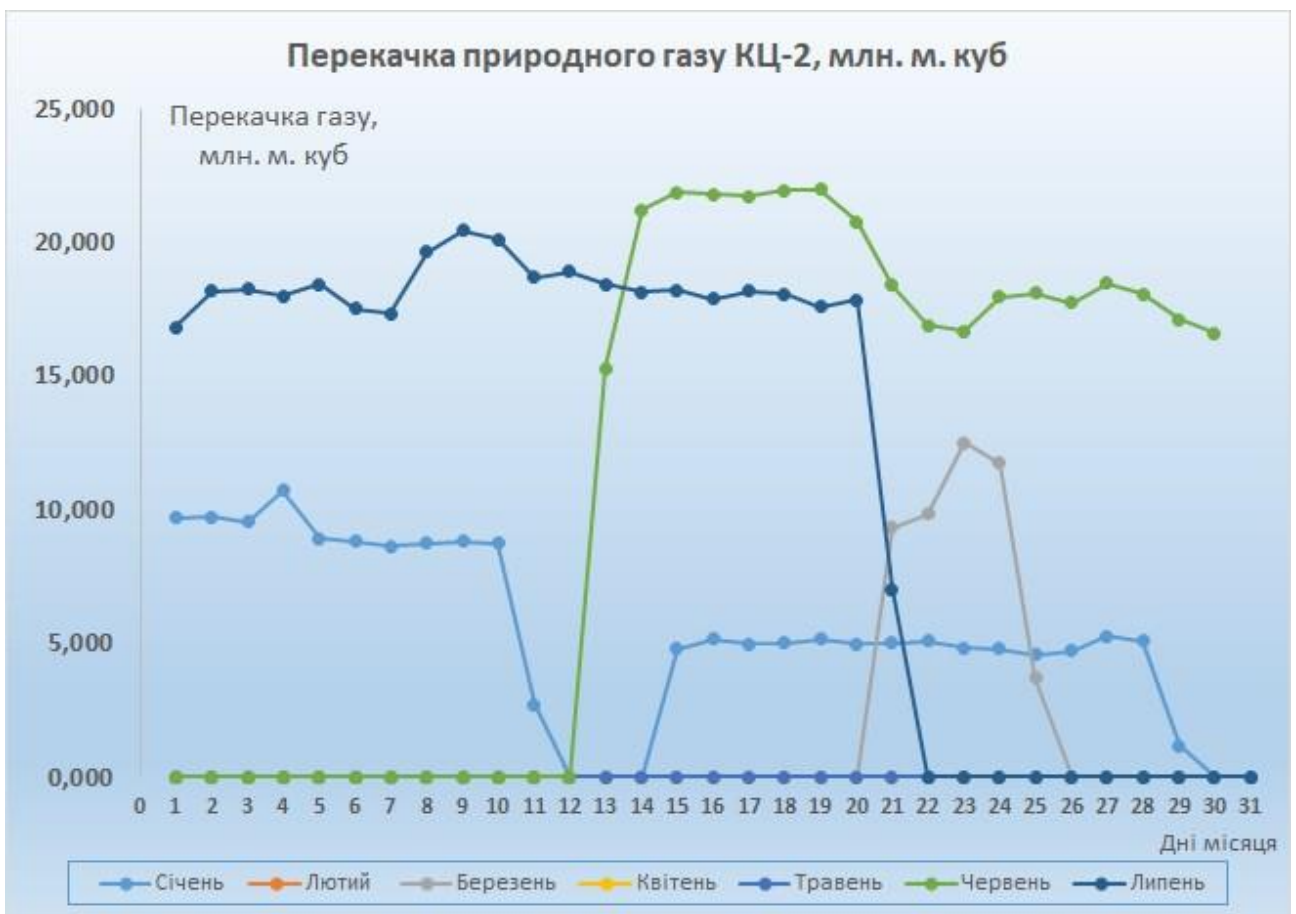


Рисунок 2.2 – Графіки режиму роботи КЦ-2 на КС «Долина»

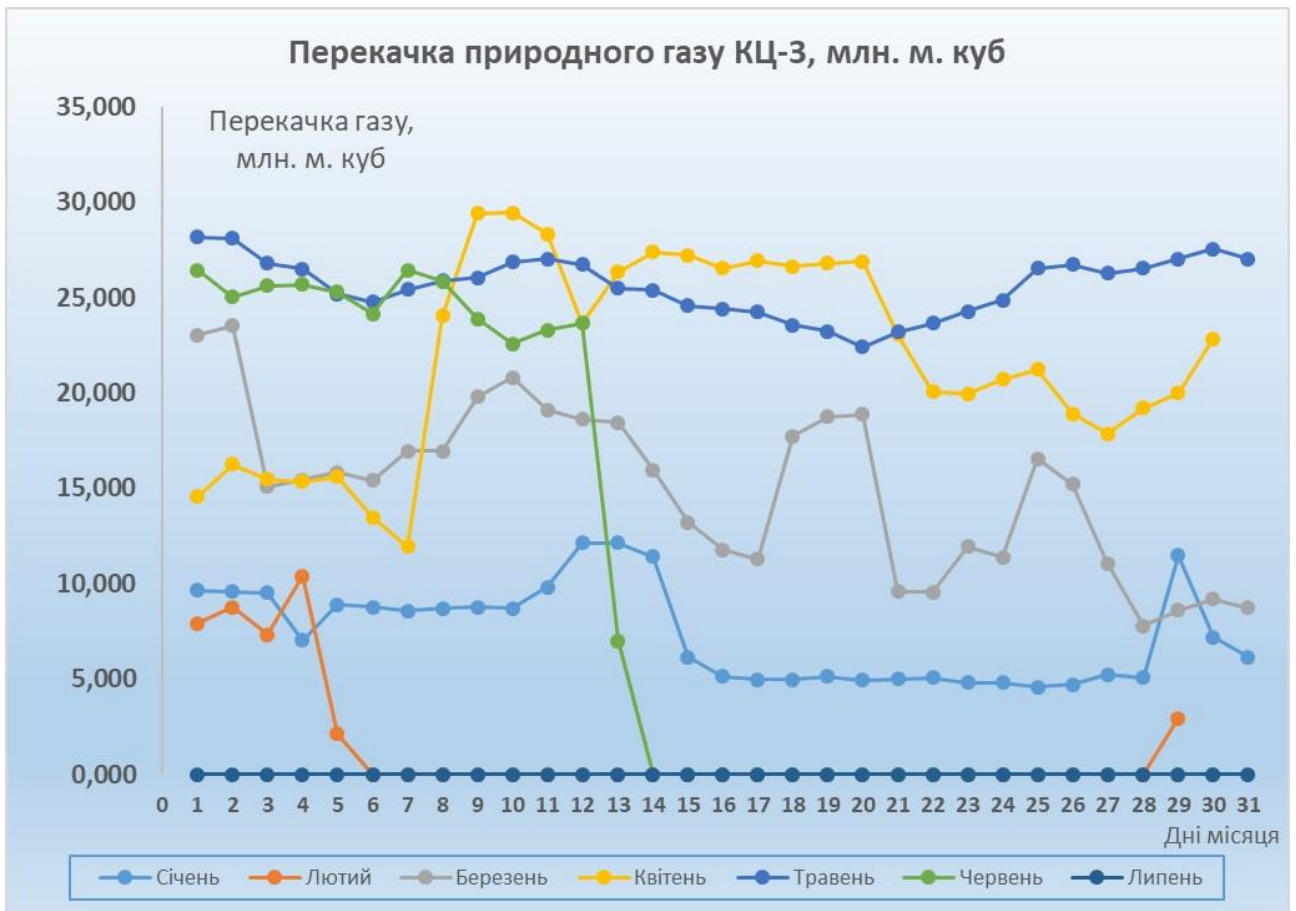


Рисунок 2.3 – Графіки режиму роботи КЦ-3 на КС «Долина»

Якщо говорити про показники енергоефективності, то одним із основних показників об'єктів ГТС є питома витрата газу на виробничо-технологічні потреби. Згідно проведеного розрахунку встановлено, що значення даного показника перевищує встановлений норматив на 2016 рік більш, ніж на 20%. Основні причини такого перевищення слід шукати серед локальних показників енергоефективності, які стосуються усіх структурних підрозділів Долинського ЛВУМГ: КС «Долина», лінійної частини МГ та ГРС.

Причини невідповідності фактичних і нормативних значень показників енергоефективності насамперед полягають у особливості роботи системи – в 2016 році була присутня значна недовантаженість системи перекачування, що проявлялося у порядку роботи насамперед компресорних цехів на КС «Долина».

Перекачування велося тільки неповних 7 місяців впродовж року, а саме завантаження системи було дуже незначним.

Якщо звернути увагу на невідповідність нормативним значенням системних та локальних показників енергоефективності по кожному із КЦ КС «Долина», то можна прослідкувати недостатню економічність проведення певних технологічних операцій.

Насамперед, слід звернути увагу на перевитрату паливного газу на КС, що свідчить про неоптимальний режим роботи як нагнітачів окремих компресорних цехів, так і системи загалом. Враховуючи незначну завантаженість системи протягом року слід провести роботи щодо підвищення ККД процесу стискання газу. Це можна зробити на основі зміни кількості працюючих ГПА в цеху, зміни продуктивності сусіднього цеху (враховуючи, що нитки об'єднані).

Слід також звернути увагу на те, що відповідно до положень СОУ 60.3-30019801-100:2012 (п.6.9.1 СОУ) «Обсяги витрат газу (на пуски і зупинки ГПА, експлуатацію і технічне обслуговування апаратів)» для КЦ за плановий або звітний період визначаються за формулою, в яку входить значення номінальної потужності ГПА, що із врахуванням незначної завантаженості системи суттєво впливає на реальні значення витрат на ВТП. Це спричиняє значні перевитрати на проведення подібних операцій. Тому доцільно розглянути можливість узгодження проведення технологічних робіт відповідно до наявного завантаження системи в цілому.

Враховуючи, що реальне значення витрати газу на ВТВ КС становить 23558,848 тис.м<sup>3</sup> та перевищує нормативне більш, ніж на 10%, необхідно впроваджувати на КС енергозберігаючі заходи. Слід звернути увагу і на той факт, що частина наявного обладнання не завжди дозволяє оптимально використати наявні потужності системи – для прикладу є регенератори з відчутно більшою ефективністю, ніж наявні на КС. Все це є причиною понаднормових витрат ПЕР.

Також недостатньо використовуються наявні на КС ресурси, що пов'язано із відсутністю спеціальних систем для можливості їх застосування: наприклад, можна використовувати електричний нагрів технологічного газу на ГРС на основі електроенергії, виробленої в турбодетандерній установці, однак такі установки в системі не впроваджені. З метою впровадження таких систем, необхідно підбирати теплові елементи, які застосовуються для нагріву агресивних або вогнебезпечних середовищ. Ці елементи повинні обов'язково мати відповідний сертифікат.

Таким чином, можна сказати, що для оптимізації режиму роботи ГТС, необхідність впровадження енергоощадних заходів є беззаперечною та потребує чіткої оцінки економічного ефекту від конкретних робіт. Важливою умовою, щоб впровадження енергоощадних технологій сприяло ефективному режиму роботи ГТС є правильність узгодження характеристик ГПА та наявної лінійної частини ГТС.

## **Висновки до розділу 2**

1. Проведено теоретичні дослідження щодо удосконалення методів прогнозування режимів роботи газотранспортної системи із врахуванням особливостей її роботи та вимог ресурсозбереження.

2. Проведено розрахунок норм питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів та аналіз енергоефективності розподілу газових потоків по усій ГТС, а також оцінка ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів по КЦ, КС та ГТС в цілому.

3. Проведено розрахунок планового режиму роботи та визначено основні показники енергоефективності ГТС.

### **РОЗДІЛ 3**

## **ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ПРИ ПРОВЕДЕННІ РОЗРАХУНКІВ ТА ВИБОРІ РЕЖИМУ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ**

### **3.1 Теоретичні дослідження впливу параметрів природного газу на розрахунки енергоспоживання технологічних об'єктів транспорту газу**

Як вже було детально описано в попередніх розділах роботи, під час експлуатації ГТС, відбувається використання значних обсягів енергоресурсів, зокрема природного газу. Витрати газу на ВТВ під час його транспортування діляться на дві частини, а саме на ті, що визначаються за допомогою засобів вимірювання – лічильників, витратомірних комплексів тощо (паливний газ ГПА, газ, що споживається котельнями, електростанціями власних потреб, установками підігрівання газу та побутовими приладами та системами опалення будинків операторів), а також витрати газу, які розраховуються розрахунковим методом (пуски-зупинки ГПА, роботи пневмоприводу кранів і засувок, продування шлейфів, свердловин, сепараторів, пилоуловлювачів, дрипів, конденсатозбірників, очищення газопроводів очисними поршнями, діагностування газопроводів внутрішньотрубними дефектоскопами, ревізії, ремонтні роботи, витікання через ущільнення та фланцеві з'єднання тощо).

Оскільки виміряти обсяги витрат газу приладами за вказаними статтями другої частини практично неможливо, то облік таких витрат випущеного газу необхідно здійснювати розрахунковим шляхом згідно з вимогами [2].

Вихідними даними для проведення розрахунків обсягів виробничо-технологічних витрат є результати вимірювальних комплексів із використанням

витратомірів змінного перепаду тисків (діафрагм – ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5) і лічильників [1-6, 11] разом із обчислювачами та обчислювачами-коректорами, покази вимірювальних приладів, акти виконаних робіт, записи у робочих журналах та інших документах, у яких фіксують виконані роботи, пов'язані з використанням газу, а також його параметри (тиск, температура, густина).

Такі роботи повинні виконуватись відповідно до регламенту, інструкцій та інших документів щодо їх проведення. Допускається відхилення параметрів проведення робіт (тривалість, періодичність тощо), які затверджуються в установленому порядку залежно від конкретних умов експлуатації за умови забезпечення необхідної якості результатів роботи та безпечної експлуатації.

Для розрахунків використовують паспортні дані, індивідуальні характеристики, результати лабораторних та інструментальних досліджень, розміри конкретного обладнання та фактичні параметри газу. В разі відсутності вищезгаданих даних використовуються довідкова інформація з нормативних документів і таблиць та додатків цього стандарту, в яких параметри газу вказано за стандартних умов.

Значний вплив на величину, отриману під час розрахунку витрати природного газу, мають значення параметрів природного газу. До них відносимо такі параметри: густина природного газу, тиск, температура, коефіцієнт стисливості природного газу тощо.

Отже, при визначенні обсягів витрат природного газу в процесі транспортування використовуючи розрахункові формули вкрай важливо враховувати також якісні параметри природного газу такі як : калорійність, точку роси тощо. При чому, на якісні показники природного газу суттєво впливає походження газу (родовище), процес підготовки газу (очищення, осушка) та, відповідно, внутрішній стан газопроводу (наявність забруднень, гідратуотворень).

Так наявність будь-яких забруднень чи відкладень в порожнині діючих магістральних газопроводів автоматично зменшують робоче січення відповідних ділянок газопроводів, що відповідно веде до зниження ефективності роботи, збільшенню гідравлічного опору газопроводу, зменшенню пропускної здатності, збільшення падіння тиску між його ділянками та зростання витрат паливного газу необхідного для його транспортування магістральними газопроводами [111].

Крім того, рідина, яка конденсується в порожнині газопроводу, може пришвидшити руйнування тіла труби за рахунок прискорення процесу корозії металу та призвести до відповідних аварійних ситуацій.

Тому наявність значної кількості рідин в порожнині газопроводу напряду впливає на ефективність його роботи, оскільки навіть незначне зменшення внутрішнього радіусу трубопроводу може призвести до значного зростання енергетичних затрат задля забезпечення необхідного об'єму перекачування природного газу, а вчасне видалення скупчень рідин в порожнині газопроводів призведе до зменшення використання паливного газу для роботи ГПА на подолання опору газопроводу.

Тобто, наявність рідин в трубопроводі та вологи в природному газі прямо впливає на режими роботи магістральних газопроводів як в частині обсягів його витрат, так і на загальну кількість транспортованого газу певними ділянками, що розраховується за формулами, які містять в якості параметру коефіцієнт стисливості.

Точність розрахунку коефіцієнту стисливості напряду впливає на розрахунки режимів роботи магістральних газопроводів як для визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби, так і для розрахунків запасу газу в трубі.



### **3.2 Дослідження удосконаленої методики визначення коефіцієнту стисливості природного газу**

З метою спрощення та підвищення точності розрахунків, необхідних як при плануванні режимів роботи МГ, так і визначення витрат газу на ВТВ, пропонується використати удосконалену методику (формулу) визначення коефіцієнту стисливості природного газу, яка використовує тільки три фізико-хімічні показники природного газу та володіє точністю визначення 1.9%.

Для проведення аналізу застосування удосконаленої методики визначення коефіцієнту стисливості природного газу, який застосовується при теплотехнічних розрахунках, використано протоколи фізико-хімічних показників природного газу, які розміщені у вільному доступі (<http://utg.ua/utg/media/news/2020/01/gq-2019-12.html>), було створено базу з більш ніж 700 наборів даних різних сумішей природного газу (діапазон значення нижчої теплоти згоряння від 7776 ккал/м<sup>3</sup> до 8880 ккал/м<sup>3</sup>) з даними про їх хімічний склад, фізичні параметри, вищої/нижчої теплоти згоряння та вищого/нижчого значення числа Воббе.

Розроблена удосконалена методика визначення коефіцієнту стисливості природного газу, на відміну від використовуваної на даний час методики ISO 20765-1:2005 (рівняння AGA8), ISO 5168:2005), яка потребує застосування складних обчислень для визначення коефіцієнтів стану, а також наявності результатів аналізу повного компонентного складу (14 параметрів та більше), є простою та зручною в користуванні.

Також, на відміну від використовуваної на даний час методики визначення коефіцієнту стисливості природного газу, запропонована методика не потребує аналізу складових компонентів природного газу (таблиця 3.1) для вибору тих чи інших коефіцієнтів, значення яких потрібно вибирати з таблиць відповідно до

величини часток окремих компонентів природного газу, згідно фізико-хімічних показників природного газу (таблиця 3.2).

Таблиця 3.1 – Зведена таблиця компонентного складу

№ проби	Компонентний склад, % мол.											
	<a href="http://utg.ua/utg/media/news/2020/01/gq-2019-12.html">http://utg.ua/utg/media/news/2020/01/gq-2019-12.html</a>											
	метан, C1	етан, C2	пропан, C3	ізо-бутан, і- C4	н-бутан, н-C4	нео-пентан, нео-C5	ізо-пентан, і- C5	н-пентан, н- C5	гексани та вищі, C6+	кисень, O2	азот, N2	діоксид вуглецю, CO2
1	77,7329	13,3610	3,0030	0,1840	0,3080	0,0005	0,0328	0,0268	0,0143	0,0037	1,5690	3,7640
2	87,2808	5,9262	3,0725	0,3772	0,6864	0,0066	0,1469	0,1268	0,1410	0,0043	1,7217	0,5096
3	87,4710	5,8769	2,9688	0,3561	0,6298	0,0064	0,1394	0,1224	0,1714	0,0059	1,7369	0,5149
4	86,5905	9,0979	2,4656	0,1950	0,1504	0,0011	0,0111	0,0091	0,0226	0,0071	1,3708	0,0788
5	75,2303	14,8680	2,6770	0,1250	0,1930	0,0001	0,0153	0,0116	0,0030	0,0027	2,6240	4,2500
6	78,2819	12,5510	2,6610	0,1660	0,2640	0,0005	0,0323	0,0254	0,0127	0,0022	1,9680	4,0350
7	88,9433	4,9044	2,3019	0,3004	0,6554	0,0062	0,1513	0,1274	0,2247	0,0033	1,0429	1,3388
8	88,0703	7,7465	2,0861	0,1736	0,1438	0,0011	0,0133	0,0096	0,0237	0,0071	1,5684	0,1565
9	88,6964	7,7496	1,4145	0,1920	0,1793	0,0007	0,0462	0,0214	0,0145	0,0039	1,0878	0,5937
10	90,9511	4,6064	1,9187	0,2657	0,4327	0,0039	0,0952	0,0699	0,0515	0,0068	1,2021	0,3959
11	83,6015	8,9940	2,1080	0,1590	0,2580	0,0027	0,0405	0,0320	0,0279	0,0054	1,7690	3,0020
12	88,1201	5,4071	2,1590	0,2240	0,4499	0,0040	0,0860	0,0750	0,0724	0,0015	1,3404	2,0606
13	88,4912	5,2922	1,6887	0,2193	0,3820	0,0037	0,1065	0,1019	0,1977	0,0006	0,3693	3,1469
14	82,0319	8,6370	2,4350	0,1960	0,3360	0,0021	0,0550	0,0450	0,0460	0,0110	2,3740	3,8310
15	90,7833	5,0000	1,3796	0,1448	0,2171	0,0060	0,0596	0,0551	0,0649		1,7518	0,5378
16	91,6511	4,3094	1,2689	0,1578	0,2416	0,0026	0,0562	0,0454	0,0663	0,0025	0,7649	1,4331
17	92,7522	4,0332	1,0609	0,1207	0,1528	0,0020	0,0351	0,0288	0,0820	0,0059	1,4303	0,2961
18	94,5614	2,8812	1,0067	0,1505	0,1978	0,0022	0,0418	0,0351	0,0426	0,0039	0,8217	0,2553
19	88,9550	5,1780	1,1970	0,1320	0,2070	0,0040	0,0520	0,0400	0,0460	0,0050	1,8860	2,2980
20	95,3195	2,6029	0,8411	0,1257	0,1396	0,0014	0,0272	0,0203	0,0158	0,0047	0,6835	0,2183
21	95,5845	2,4552	0,6932	0,1097	0,1078	0,0025	0,0205	0,0158	0,0161	0,0049	0,7100	0,2798
22	89,1669	4,8989	1,1353	0,1260	0,1889	0,0081	0,0497	0,0416	0,0539	0,0044	1,6462	2,6801
23	91,5108	3,2836	1,0191	0,1341	0,2469	0,0015	0,0703	0,0529	0,1497	0,0095	3,4348	0,0868
24	96,4299	1,8154	0,5473	0,0931	0,0895	0,0011	0,0257	0,0161	0,0198	0,0055	0,6874	0,2692
25	93,6739	3,1010	0,6295	0,0581	0,0708	0,0035	0,0138	0,0113	0,0187	0,0062	2,0861	0,3271
26	86,6649	5,6260	1,1480	0,1000	0,1450	0,0029	0,0400	0,0360	0,0320	0,0082	1,3710	4,8260
27	98,7009	0,5134	0,1434	0,0261	0,0209	0,0002	0,0069	0,0033	0,0028	0,0067	0,5010	0,0744
28	87,3153	3,6979	1,1669	0,1580	0,2674	0,0032	0,0806	0,0712	0,0874	0,0237	4,6149	2,5135
29	97,3036	0,0390	0,0002	0,0050	0,0001	0,0002	0,0000	0,0009	0,0000	0,0233	2,5562	0,0714

Таблиця 3.2 – Зведена таблиця фізико-хімічних показників природного газу

Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа													
№ проби	Густина абсолютна,	Температура вимірювання/згоряння при 20/25°C											
		Теплота згоряння нижча			Теплота згоряння вища			Число Воббе нижче			Число Воббе вище		
		ккал/м <sup>3</sup>	МДж/м <sup>3</sup>	кВт·год/м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>	МДж/м <sup>3</sup>	кВт·год/м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>	МДж/м <sup>3</sup>	кВт·год/м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>	МДж/м <sup>3</sup>	кВт·год/м <sup>3</sup>
1	0,8443	8 880	37,18	10,33	9 802	41,04	11,40	10 607	44,41	12,34	11 708	49,02	13,62
2	0,7831	8 869	37,13	10,31	9 804	41,05	11,40	10 998	46,05	12,79	12 159	50,91	14,14
3	0,7810	8 843	37,02	10,28	9 777	40,93	11,37	10 981	45,98	12,77	12 141	50,83	14,12
4	0,7656	8 821	36,93	10,26	9 750	40,82	11,34	11 064	46,32	12,87	12 229	51,20	14,22
5	0,8561	8 766	36,70	10,19	9 676	40,51	11,25	10 397	43,53	12,09	11 477	48,05	13,35
6	0,8395	8 720	36,51	10,14	9 630	40,32	11,20	10 444	43,73	12,15	11 534	48,29	13,41
7	0,7750	8 704	36,44	10,12	9 623	40,29	11,19	10 851	45,43	12,62	11 997	50,23	13,95
8	0,7547	8 663	36,27	10,08	9 580	40,11	11,14	10 944	45,82	12,73	12 102	50,67	14,08
9	0,7513	8 601	36,01	10,00	9 516	39,84	11,07	10 889	45,59	12,66	12 047	50,44	14,01
10	0,7462	8 570	35,88	9,97	9 487	39,72	11,03	10 888	45,59	12,66	12 052	50,46	14,02
11	0,7996	8 532	35,72	9,92	9 432	39,49	10,97	10 472	43,84	12,18	11 577	48,47	13,46
12	0,7739	8 508	35,62	9,89	9 411	39,40	10,94	10 613	44,43	12,34	11 739	49,15	13,65
13	0,7791	8 470	35,46	9,85	9 374	39,25	10,90	10 532	44,10	12,25	11 655	48,80	13,56
14	0,8173	8 469	35,46	9,85	9 360	39,19	10,89	10 283	43,05	11,96	11 364	47,58	13,22
15	0,7399	8 402	35,18	9,77	9 300	38,94	10,82	10 721	44,89	12,47	11 867	49,68	13,80
16	0,7404	8 357	34,99	9,72	9 256	38,75	10,76	10 659	44,63	12,40	11 806	49,43	13,73
17	0,7237	8 321	34,84	9,68	9 217	38,59	10,72	10 734	44,94	12,48	11 890	49,78	13,83
18	0,7133	8 300	34,75	9,65	9 195	38,50	10,69	10 786	45,16	12,54	11 949	50,03	13,90
19	0,7536	8 295	34,73	9,65	9 188	38,47	10,69	10 486	43,90	12,20	11 615	48,63	13,51
20	0,7056	8 245	34,52	9,59	9 136	38,25	10,63	10 773	45,11	12,53	11 938	49,98	13,88
21	0,7028	8 200	34,33	9,54	9 088	38,05	10,57	10 734	44,94	12,48	11 897	49,81	13,84
22	0,7592	8 185	34,27	9,52	9 062	37,94	10,54	10 310	43,17	11,99	11 414	47,79	13,28
23	0,7316	8 181	34,25	9,51	9 060	37,93	10,54	10 497	43,95	12,21	11 625	48,67	13,52
24	0,6967	8 139	34,08	9,47	9 023	37,78	10,49	10 702	44,81	12,45	11 864	49,67	13,80
25	0,7115	8 099	33,91	9,42	8 976	37,58	10,44	10 539	44,12	12,26	11 680	48,90	13,58
26	0,7850	8 059	33,74	9,37	8 921	37,35	10,38	9 981	41,79	11,61	11 049	46,26	12,85
27	0,6774	8 000	33,49	9,30	8 875	37,16	10,32	10 667	44,66	12,41	11 833	49,54	13,76
28	0,7697	7 932	33,21	9,23	8 782	36,77	10,21	9 923	41,55	11,54	10 987	46,00	12,78
29	0,6822	7 776	32,56	9,04	8 629	36,13	10,04	10 332	43,26	12,02	11 465	48,00	13,33

Для визначення коефіцієнту стисливості природного газу за допомогою розробленої удосконаленої методики достатньо використати тільки 3 (три) фізико-хімічні показники, такі як нижча теплота згоряння, вище число Воббе та молярний вміст  $\text{CO}_2$ , що значно спрощує теплотехнічні розрахунки та визначення витрат природного газу.

Розроблена удосконалена методика визначення коефіцієнта стисливості природного газу у порівнянні з використовуваною на даний час методикою ISO 20765-1:2005 (рівняння AGA8), ISO 5168:2005) володіє похибкою не більше 2% при зміні компонентного складу природного газу, що відповідає діапазону значення нижчої теплоти згоряння від 7776 до 8880 ккал/м<sup>3</sup>. Проте, при проведенні теплотехнічних розрахунків та визначенні витрат природного газу на підприємствах нафтогазового комплексу України (згідно СОУ 60.3-30019801-100:2012) користуються спрощеною методикою визначення коефіцієнту стисливості природного газу, відповідно до ISO 20765-1:2005.

Згадана методика подає два варіанти розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу, кожен з яких використовує тільки один фізико-хімічний показник природного газу: в одному випадку – це густина природного газу, в другому використовується значення молярного вмісту діоксиду вуглецю ( $\text{CO}_2$ ).

Отже, на основі аналізу протоколів фізико-хімічних показників природного газу та бази з більш ніж 700 наборів даних різних сумішей природного газу, шляхом проведення регресійного аналізу залежностей між досліджуваними фізико-хімічними властивостями природного газу (теплота згоряння нижча, число Воббе вище та вмістом діоксиду вуглецю в пробі природного газу) та коефіцієнтом стиснення природного газу з використанням методу найменших квадратів, було отримано наступне рівняння (регресійний аналіз проведено в середовищі MathLab).

$$K = \left( 1,0907 - \frac{P}{46} \right) \cdot \left( 1,002 - \frac{1,974 \cdot 10^{11} \cdot Q_H^{8,1}}{T^{3,3} \cdot W_B^9} + 5 \cdot 10^{-4} \cdot (20 - x_{\text{CO}_2})^{1,2} - 1,332 \cdot 10^{-9} \cdot Q_H^2 \right), \quad (3.1)$$

де  $K$  – коефіцієнт стисливості природного газу;

$P$  – середній тиск газу на ділянці, МПа;

$x_{CO_2}$  – відсотковий молярний вміст діоксиду вуглецю в пробі природного газу;

$Q_H$  – теплота згоряння нижча, ккал/м<sup>3</sup>;

$W_B$  – число Воббе вище, ккал/м<sup>3</sup>;

$T$  – температура газу за стандартних умов, 20 °С (293,15°К);

Проведені дослідження та визначення коефіцієнту стисливості природного газу за допомогою методики, яка подана в СОУ 60.3-30019801-100:2012 та методики в ISO 20765-1:2005 (ISO 5168:2005) виявили, що похибка методики, яка подана в СОУ 60.3-30019801-100:2012 у порівнянні з методикою поданою в ISO 20765-1:2005 (ISO 5168:2005), при використанні рівняння, яке використовує тільки густину природного газу, складає майже 47%, а при використанні рівняння, в якому використовується тільки значення молярного вмісту діоксиду вуглецю складає більше 118% (таблиця 3.3).

Графік коефіцієнта стисливості природного газу наведено на рисунку 3.1.

Далі проведено дослідження та розрахунки впливу застосування удосконаленої методики визначення коефіцієнту стисливості природного газу при плануванні режимів роботи ГТС.

Для проведення досліджень та обчислень було обрано показник запасу газу в трубопроводі, який є одним з основних в ГТС та напряму впливає на режим роботи магістрального газопроводу, а також показник обсягів витрат газу для проведення вогневої роботи на ділянці магістрального газопроводу, які розраховувались за допомогою різних підходів визначення коефіцієнту стисливості газу (використано формули ISO 20765-1:2005, СОУ 60.3-30019801-100:2012, НДТОВ 07-003:2019, [111]). При чому, слід зазначити, що використання вказаного підходу справедливе та може бути застосоване до усіх розрахунків, в яких використовується коефіцієнт стисливості газу.

Таблиця 3.3 – Визначення коефіцієнту стисливості природного газу

Теплота згоряння нижча, ккал/м <sup>3</sup>	Коеф стисливості ISO 20765-1:2005	Коеф стисливості NEW	Коеф стисливості СОУ 60.3-100		РІЗНИЦЯ = (Коеф стисливості NEW)	РІЗНИЦЯ = (Коеф стисливості Г.2 СОУ 60.3-100)	РІЗНИЦЯ = (Коеф стисливості Г.1 СОУ 60.3-100)	Теплота згоряння нижча, ккал/м <sup>3</sup>
			Г.2	Г.1				
8 880	0,8779	0,8779	0,8949	0,8883	0,0000	-0,0170	-0,0104	8 880
8 869	0,8921	0,8914	0,9047	0,9217	0,0007	-0,0126	-0,0296	8 869
8 843	0,8929	0,8922	0,9050	0,9216	0,0007	-0,0121	-0,0287	8 843
8 821	0,8950	0,8951	0,9074	0,9261	-0,0001	-0,0124	-0,0311	8 821
8 766	0,8779	0,8775	0,8930	0,8833	0,0004	-0,0151	-0,0054	8 766
8 720	0,8820	0,8818	0,8957	0,8855	0,0002	-0,0137	-0,0035	8 720
8 704	0,8956	0,8951	0,9060	0,9132	0,0005	-0,0104	-0,0176	8 704
8 663	0,8998	0,8998	0,9092	0,9253	0,0000	-0,0094	-0,0255	8 663
8 601	0,9009	0,9011	0,9097	0,9208	-0,0002	-0,0088	-0,0199	8 601
8 570	0,9030	0,9026	0,9105	0,9229	0,0004	-0,0075	-0,0199	8 570
8 532	0,8932	0,8934	0,9021	0,8961	-0,0002	-0,0089	-0,0029	8 532
8 508	0,8988	0,8985	0,9061	0,9058	0,0003	-0,0073	-0,0070	8 508
8 470	0,8974	0,8975	0,9053	0,8946	-0,0001	-0,0079	0,0028	8 470
8 469	0,8914	0,8909	0,8992	0,8876	0,0005	-0,0078	0,0038	8 469
8 402	0,9068	0,9066	0,9115	0,9214	0,0002	-0,0047	-0,0146	8 402
8 357	0,9066	0,9066	0,9114	0,9122	0,0000	-0,0048	-0,0056	8 357
8 321	0,9105	0,9104	0,9140	0,9239	0,0001	-0,0035	-0,0134	8 321
8 300	0,9123	0,9119	0,9156	0,9243	0,0004	-0,0033	-0,0120	8 300
8 295	0,9060	0,9054	0,9093	0,9033	0,0006	-0,0033	0,0027	8 295
8 245	0,9143	0,9139	0,9168	0,9247	0,0004	-0,0025	-0,0104	8 245
8 200	0,9153	0,9150	0,9172	0,9240	0,0003	-0,0019	-0,0087	8 200
8 185	0,9062	0,9063	0,9085	0,8994	-0,0001	-0,0023	0,0068	8 185
8 181	0,9128	0,9125	0,9128	0,9260	0,0003	0,0000	-0,0132	8 181
8 139	0,9172	0,9169	0,9181	0,9242	0,0003	-0,0009	-0,0070	8 139
8 099	0,9162	0,9161	0,9159	0,9236	0,0001	0,0003	-0,0074	8 099
8 059	0,9029	0,9029	0,9044	0,8774	0,0000	-0,0015	0,0255	8 059
8 000	0,9221	0,9217	0,9211	0,9262	0,0004	0,0010	-0,0041	8 000
7 932	0,9106	0,9099	0,9068	0,9011	0,0007	0,0038	0,0095	7 932
7 776	0,9258	0,9256	0,9203	0,9262	0,0002	0,0055	-0,0004	7 776
min	0,8779	0,8775	0,8930	0,8774	-0,0002	-0,0170	-0,0311	min
max	0,9258	0,9256	0,9211	0,9262	0,0007	0,0055	0,0255	max
delta	0,0479	0,0481	0,0281	0,0488	0,0008	0,0225	0,0566	delta
<b>Похибка, %</b>					<b>1,8</b>	<b>46,9</b>	<b>118,2</b>	

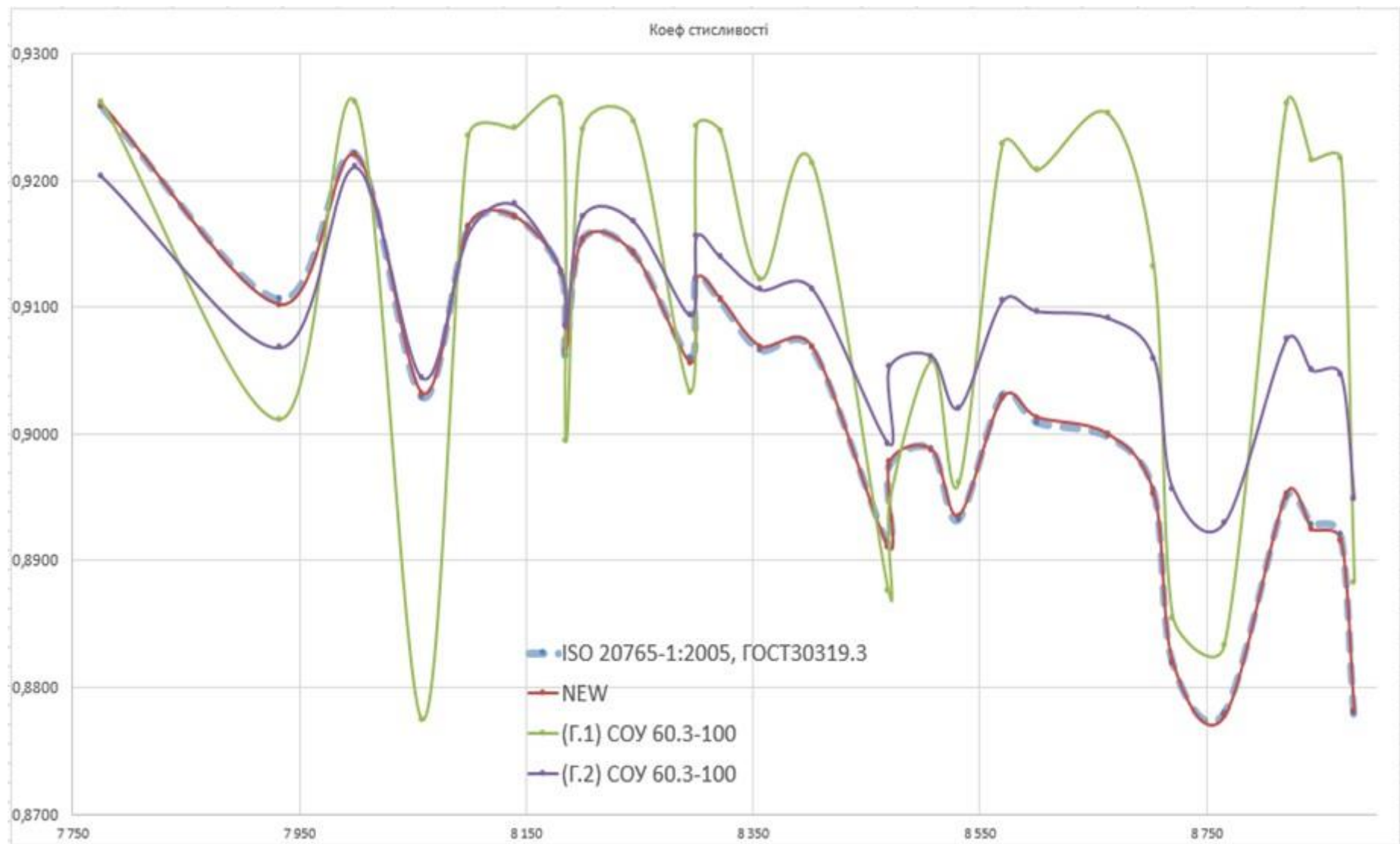


Рисунок 3.1 – Графік коефіцієнта стисливості природного газу

### **3.3 Дослідження застосування удосконаленої методики визначення коефіцієнту стисливості природного газу при розрахунках режимів роботи магістрального газопроводу**

В процесі експлуатації та забезпечення роботи газотранспортної системи витрачається велика кількість енергоресурсів, зокрема природний газ, електроенергія та теплова енергія.

До складу газотранспортної системи входять газопроводи з відводами та лупінгами з перекривною арматурою, переходами через природні і штучні перешкоди, вузлами запускання та приймання очисних засобів, компресорні станції, газорозподільні станції, установки підготовки газу, газовимірювальні станції, установки протикорозійного захисту та інші виробничі об'єкти.

Тобто, магістральний газопровід по суті є єдиним виробничим комплексом об'єктів (КС, ГРС, ГВС ЛЧМГ, тощо), які працюють узгоджено в заданому режимі роботи, при чому зміна роботи одного із об'єктів вносить зміну в робочий режим усієї системи (рисунки 3.2, 3.3).

Правильно обраний режим роботи магістрального газопроводу дозволяє не лише найбільш ефективно використовувати енергетичні ресурси, необхідні для транспортування природного газу, але й забезпечує максимальну надійність роботи газотранспортної системи.

Для визначення режиму роботи магістрального газопроводу необхідно провести багатоваріантні розрахунки з використанням реальних характеристик обладнання КС, а також стан лінійної частини МГ. Отже, вибір найбільш оптимального режиму роботи магістрального газопроводу дозволяє забезпечити максимальні обсяги перекачки природного газу при мінімальних затратах енергоресурсу (паливного газу).

Вважається, що найбільш ефективний та економний режим роботи досягається за умови максимального робочого тиску в газопроводі, що, в свою



чергу, забезпечує мінімальні швидкості газового потоку в трубі, а значить і мінімальні гідравлічні втрати.

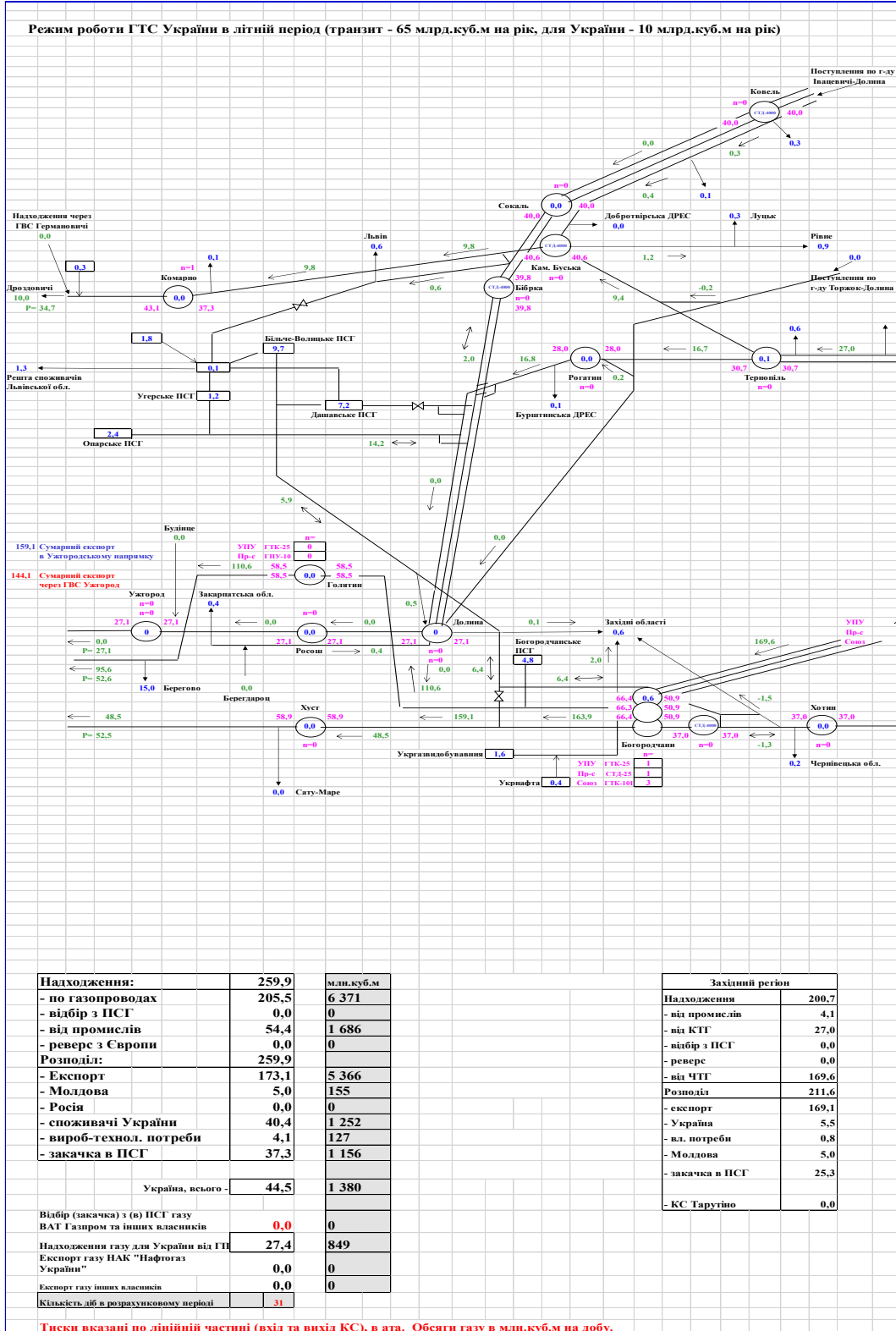


Рисунок 3.2 – Режим роботи ГТС України в літній період

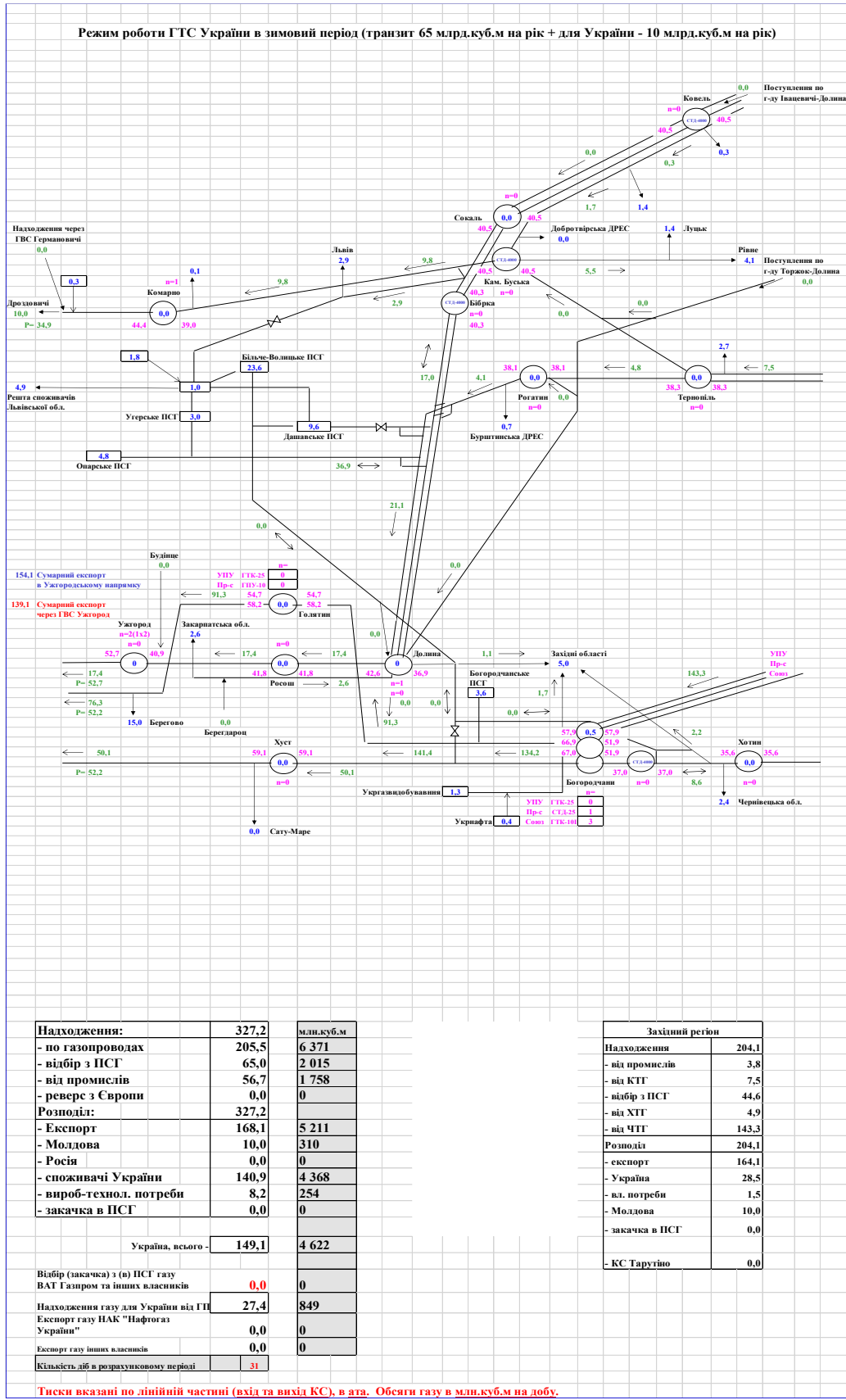


Рисунок 3.3 – Режим роботи ГТС України в зимовий період

Для визначення оптимального режиму роботи МГ треба провести гідравлічний та тепловий розрахунки ділянок газопроводів, які прилягають до КС. Основним завданням розрахунків є визначення тиску і температури на вході наступної по МГ КС, при чому вказані багатоваріантні розрахунки проводяться на ЕОМ. Складовою розрахунку режиму роботи МГ є розрахунок режиму роботи КС, а саме: розрахунок витрати газу, тисків на вході та виході із нагнітача тощо.

### **3.3.1 Методологія визначення запасу газу в магістральному газопроводі**

Для вибору оптимального режиму та коректного обліку газу, що транспортується, необхідно розраховувати об'єм газу, який знаходиться в газопроводі – запас газу. Запас газу – кількість газу в МГ залежно від тиску і температури газу, що змінюються за ходом руху газу, розрахована на певний момент часу, встановлений технологічним регламентом. Запаси газу і його зміни в МГ визначаються на основі розрахунків [111,112], з урахуванням параметрів газопроводу, фізико-хімічних параметрів природного газу та параметрів середовища. Запас природного газу,  $W$  млн.м<sup>3</sup> визначається за формулою:

$$W=(293,2 \cdot 3,14 \cdot D^2 \cdot L \cdot 10^{-6} \cdot P_{cp}) / (4 \cdot 1,033 \cdot T_{cp} \cdot Z), \text{ млн. м}^3 \quad (3.2)$$

де  $T_{ст}$  – значення температури за стандартних умов, К ( $T_{ст} = 293,15$  К);

$V$  – геометричний об'єм ділянки газопроводу, м<sup>3</sup>;

$P_{cp}$  – середнє значення абсолютного тиску природного газу на ділянці газопроводу, кгс/см<sup>2</sup>;

$P_{ст}$  – значення тиску за стандартних умов, кгс/см<sup>2</sup> ( $P_{ст} = 1,033$  кгс/см<sup>2</sup>);

$T_{cp}$  – середнє значення температури природного газу на ділянці газопроводу, К;

$K_{cp}$  – середнє значення коефіцієнта стисливості природного газу на ділянці газопроводу, безрозмірна величина.

Геометричний об'єм розрахункової ділянки газопроводу,  $V$  в кубічних метрах, визначається за формулою:

$$V = (3,14 \cdot D_{вн}^2 \cdot L) / 4, \text{ млн. м}^3 \quad (3.3)$$

де  $D_{вн}$  – внутрішній діаметр газопроводу, м;

$L$  – довжина газопроводу, м.

Середнє значення температури природного газу на ділянці газопроводу,  $T_{cp}$  в градусах Кельвіна, визначається за формулою:

$$T_{cp} = 1/2(T_{п} + T_{к}) + 273,15 \quad (3.4)$$

Середнє значення абсолютного тиску природного газу на ділянці газопроводу,  $P_{cp}$  визначається за формулою:

$$P_{cp} = 2/3(P_{п} + P_{к}^2 / (P_{п} + P_{к})), \text{ кгс/см}^2 \quad (3.5)$$

де  $P_{п}$  – абсолютний тиск природного газу на початку ділянки газопроводу, кгс/см<sup>2</sup>;

$P_{к}$  – абсолютний тиск природного газу у кінці ділянки газопроводу, кгс/см<sup>2</sup>;

Коефіцієнт стисливості природного газу на ділянці МГ визначається згідно [111]. Визначення обсягу запасу газу в трубі залежить від тиску і температури, які змінюються за ходом руху газу, а також коефіцієнту стисливості газу.

### **3.3.2 Вплив удосконаленої методики розрахунку коефіцієнту стисливості природного газу на розрахунок запасу газу в трубі та режими роботи магістрального газопроводу**

Для розрахунку запасу газу в трубі необхідний розрахунок коефіцієнта стиснення, який в ідеалі повинен розраховуватись з методики ISO 20765-1:2005

(рівняння AGA8), ISO 5168:2005), яка потребує застосування складних обчислень для визначення коефіцієнтів стану, а також наявності результатів аналізу повного компонентного складу (14 параметрів та більше).

Враховуючи, що дані розрахунку запасу газу та його зміни використовуються для забезпечення технологічного режиму роботи обладнання і точністю розрахунку можна нехтувати, фактично при плануванні режимів роботи ГТС коефіцієнт стиснення визначається за спрощеним розрахунком. Даний розрахунок коефіцієнту стисливості використовує тільки один фізико-хімічний показник природного газу – густину.

З метою покращення якості та точності розрахунків режимів роботи ГТС в цілому та обсягів запасу газу зокрема, використаємо удосконалену методика визначення коефіцієнту стисливості природного газу згідно (3.1), наведену в п. 3.2 даної роботи вище.

Для визначення впливу коефіцієнту стисливості на розрахунки режимів роботи ГТС, проведемо визначення обсягу запасу газу в трубі з урахуванням трьох формульних підходів, а саме методики ISO 20765-1:2005, діючої методики розрахунку [111,112] та запропонованої удосконаленої методики.

Точний розрахунок обсягу запасу газу в трубі дозволяє максимально коректно розрахувати режим роботи магістрального газопроводу, що в свою чергу дозволяє найбільш точно підібрати необхідну кількість працюючих ГПА, а також визначити оперативний ресурс газу, який доступний в тій чи іншій ділянці МГ ГТС, що значно підвищує показники надійності та стресостійкості його при плануванні режиму. Розрахунок запасу природного газу проведемо для магістрального газопроводу ДУД-2 (Долина-Ужгород-Держкордон) між КС Долина та КС Росош, довжиною ділянки газопроводу  $L = 102900$  м.

Розрахунки зведено в таблицю 3.4. Графік зміни запасу природного газу наведено на рисунку 3.4.

Таблиця 3.4 – Розрахунок запасу природного газу для магістрального газопроводу ДУД-2

Теплота згоряння нижча, ккал/м <sup>3</sup>	Коеф стисливості ISO 20765-1:2005	Коеф стисливості NEW	Коеф стисливості МЕТОДИКА Наказ Міненергетики №203	РІЗНИЦЯ = (Коеф стисливості ISO 20765-1:2005) - (NEW)	РІЗНИЦЯ = (Коеф стисливості ISO 20765-1:2005) - (Г.1 СОУ/ 60.3-100)	Теплота згоряння нижча, ккал/м <sup>3</sup>	<b>Розрахунок запасу природного газу на ділянці газопроводу ДУД-2 (КС "Долина" - КС "Росош")</b> Довжина ділянки газопроводу L = 102900 м; Зовнішній діаметр дільниці газопроводу Dз = 1420мм, товщина стінки δ = 17,5мм. Внутрішній діаметр дільниці газопроводу dвн = 1420мм – 2* 17,5 мм = 1385,0 мм = 1,385 м; Температура газу на початку трубопроводу +19,1градС = 292,25 К; Температура газу в кінці трубопроводу +4,3градС=277,45 К Тиск газу на початку трубопроводу - 4,54 МПа; Тиск газу в кінці трубопроводу - 4,2 МПа Тср=1/2*(292,25+282,15)=287,2 К; Рср=2/3*(4,54+4,2^2/(4,54+4,2))=4,37 МПа; Ркр=47,113Мпа; Ткр=195,983К; Рпр=0,0928; Тпр=1,465.  Густина газу в газопроводі ρ = 0,7052 кг/м <sup>3</sup> ; відносна густина Δ = 0,6866/1,206 = 0,5847 б/р.				
							ISO 20765-1:2005 тис.н.м <sup>3</sup>	NEW тис.н.м <sup>3</sup>	МЕТОДИКА Наказ Міненергетики №203 тис.н.м <sup>3</sup>	РІЗНИЦЯ = (К ISO 20765-1:2005) - (NEW) тис.м <sup>3</sup>	РІЗНИЦЯ = (К, ISO 20765-1:2005) - (К, МЕТОДИКА Наказ Міненергетики №203)
8 880	0,8779	0,8779	0,9859	0,0000	-0,1080	8 880	762,25	762,24	678,77	0,02	83,48
8 869	0,8921	0,8914	0,9879	0,0007	-0,0965	8 869	750,12	750,70	677,36	-0,58	72,76
8 843	0,8929	0,8922	0,9880	0,0007	-0,0957	8 843	749,45	750,00	677,32	-0,55	72,13
8 821	0,8950	0,8951	0,9885	-0,0001	-0,0934	8 821	747,69	747,60	676,99	0,09	70,70
8 766	0,8779	0,8775	0,9855	0,0004	-0,1079	8 766	762,25	762,56	679,06	-0,31	83,19
8 720	0,8820	0,8818	0,9860	0,0002	-0,1043	8 720	758,71	758,91	678,66	-0,19	80,05
8 704	0,8956	0,8951	0,9882	0,0005	-0,0931	8 704	747,19	747,63	677,19	-0,44	70,00
8 663	0,8998	0,8998	0,9888	0,0000	-0,0890	8 663	743,70	743,74	676,76	-0,03	66,94
8 601	0,9009	0,9011	0,9889	-0,0002	-0,0879	8 601	742,79	742,67	676,69	0,12	66,11
8 570	0,9030	0,9026	0,9891	0,0004	-0,0865	8 570	741,07	741,39	676,58	-0,33	64,48
8 532	0,8932	0,8934	0,9874	-0,0002	-0,0940	8 532	749,20	749,07	677,73	0,13	71,47

Продовження таблиці 3.4

<b>8 508</b>	0,8988	0,8985	0,9882	0,0003	-0,0897	<b>8 508</b>	<b>744,53</b>	<b>744,76</b>	<b>677,16</b>	<b>-0,23</b>	<b>67,37</b>
<b>8 470</b>	0,8974	0,8975	0,9881	-0,0001	-0,0905	<b>8 470</b>	<b>745,69</b>	<b>745,57</b>	<b>677,28</b>	<b>0,12</b>	<b>68,42</b>
<b>8 469</b>	0,8914	0,8909	0,9868	0,0005	-0,0959	<b>8 469</b>	<b>750,71</b>	<b>751,14</b>	<b>678,13</b>	<b>-0,43</b>	<b>72,58</b>
<b>8 402</b>	0,9068	0,9066	0,9893	0,0002	-0,0826	<b>8 402</b>	<b>737,96</b>	<b>738,12</b>	<b>676,46</b>	<b>-0,16</b>	<b>61,51</b>
<b>8 357</b>	0,9066	0,9066	0,9892	0,0000	-0,0826	<b>8 357</b>	<b>738,12</b>	<b>738,11</b>	<b>676,47</b>	<b>0,01</b>	<b>61,66</b>
<b>8 321</b>	0,9105	0,9104	0,9897	0,0001	-0,0794	<b>8 321</b>	<b>734,96</b>	<b>735,07</b>	<b>676,13</b>	<b>-0,11</b>	<b>58,83</b>
<b>8 300</b>	0,9123	0,9119	0,9900	0,0004	-0,0781	<b>8 300</b>	<b>733,51</b>	<b>733,80</b>	<b>675,93</b>	<b>-0,28</b>	<b>57,58</b>
<b>8 295</b>	0,9060	0,9054	0,9888	0,0006	-0,0835	<b>8 295</b>	<b>738,61</b>	<b>739,14</b>	<b>676,74</b>	<b>-0,52</b>	<b>61,88</b>
<b>8 245</b>	0,9143	0,9139	0,9902	0,0004	-0,0763	<b>8 245</b>	<b>731,91</b>	<b>732,22</b>	<b>675,78</b>	<b>-0,31</b>	<b>56,12</b>
<b>8 200</b>	0,9153	0,9150	0,9903	0,0003	-0,0753	<b>8 200</b>	<b>731,11</b>	<b>731,31</b>	<b>675,73</b>	<b>-0,21</b>	<b>55,38</b>
<b>8 185</b>	0,9062	0,9063	0,9887	-0,0001	-0,0823	<b>8 185</b>	<b>738,45</b>	<b>738,34</b>	<b>676,85</b>	<b>0,11</b>	<b>61,60</b>
<b>8 181</b>	0,9128	0,9125	0,9895	0,0003	-0,0770	<b>8 181</b>	<b>733,11</b>	<b>733,34</b>	<b>676,29</b>	<b>-0,22</b>	<b>56,82</b>
<b>8 139</b>	0,9172	0,9169	0,9905	0,0003	-0,0736	<b>8 139</b>	<b>729,59</b>	<b>729,85</b>	<b>675,62</b>	<b>-0,26</b>	<b>53,98</b>
<b>8 099</b>	0,9162	0,9161	0,9901	0,0001	-0,0739	<b>8 099</b>	<b>730,39</b>	<b>730,44</b>	<b>675,90</b>	<b>-0,05</b>	<b>54,49</b>
<b>8 059</b>	0,9029	0,9029	0,9879	0,0000	-0,0849	<b>8 059</b>	<b>741,15</b>	<b>741,11</b>	<b>677,40</b>	<b>0,04</b>	<b>63,74</b>
<b>8 000</b>	0,9221	0,9217	0,9910	0,0004	-0,0693	<b>8 000</b>	<b>725,72</b>	<b>726,06</b>	<b>675,26</b>	<b>-0,34</b>	<b>50,45</b>
<b>7 932</b>	0,9106	0,9099	0,9883	0,0007	-0,0784	<b>7 932</b>	<b>734,88</b>	<b>735,42</b>	<b>677,07</b>	<b>-0,54</b>	<b>57,81</b>
<b>7 776</b>	0,9258	0,9256	0,9909	0,0002	-0,0652	<b>7 776</b>	<b>722,82</b>	<b>722,95</b>	<b>675,35</b>	<b>-0,13</b>	<b>47,47</b>
min	0,8779	0,8775	0,9855	-0,0002	-0,1080	min	722,82	722,95	675,26	-0,58	47,47
max	0,9258	0,9256	0,9910	0,0007	-0,0652	max	762,25	762,56	679,06	0,13	83,48
delta	0,0479	0,0481	0,0055	0,0008	0,0427	delta	<b>39,44</b>	<b>39,61</b>	<b>3,80</b>	<b>0,71</b>	<b>36,02</b>
<b>Похибка, %</b>				<b>1,8</b>	<b>88,8</b>						<b>%</b>

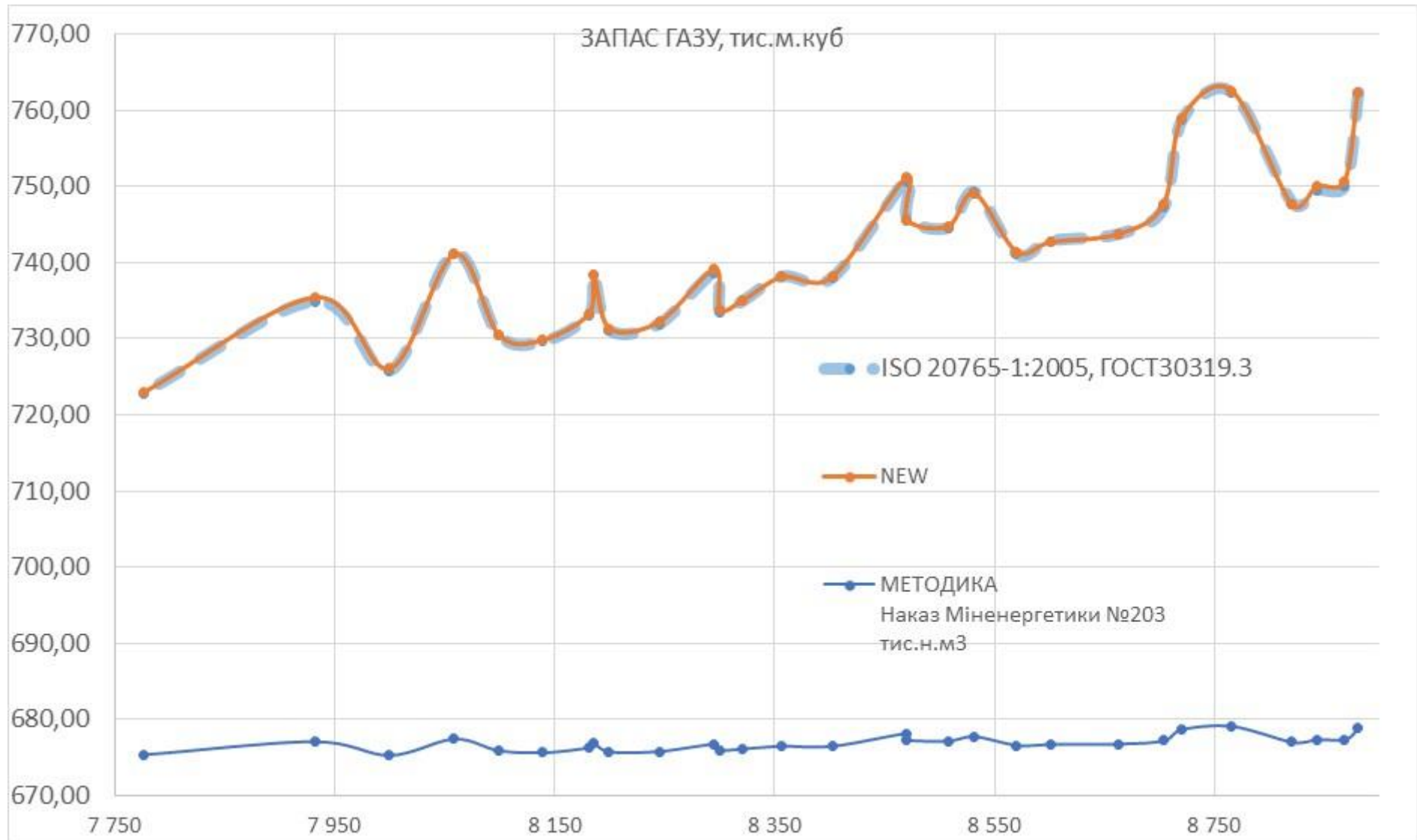


Рисунок 3.4 – Графік зміни запасу природного газу



Як бачимо з вищенаведених розрахунків, виходить, що у разі неврахування реальних значень якісних параметрів природного газу (теплоту згоряння нижчу, число Воббе вище та вміст діоксиду вуглецю в пробі природного газу), з великою імовірністю обсяги запасу газу в трубі розраховуються із значною похибкою (понад 10%) залежно від калорійності газу. Дана похибка не дозволяє точно прогнозувати режими роботи ГТС, оскільки показник обсягу запасу газу в трубі для конкретно розраховуваної ділянки має високу волатильність.

Тобто, розрахунок запасу газу в трубі для МГ, проведений без врахування якісних показників природного газу призводить до значного відхилення отриманих значень, а також сприяє росту зони невизначеності, що в свою чергу сприяє розбалансуванню газу.

### **3.4 Розрахунок витрат газу із застосування удосконаленої методики визначення коефіцієнту стисливості природного газу**

Під час експлуатації газотранспортної системи значний обсяг виробничо-технологічних витрат природного газу припадає на проведення планових вогневих та газонебезпечних робіт. Обсяги витрат газу  $Q_p$  на проведення ремонтних, профілактичних, вогневих та інших робіт (на випускання газу з ділянок газопроводу, комунікацій КС, ПВ, сепаратора, фільтра, апарата повітряного охолодження тощо та на їх продування після проведення робіт для видалення газоповітряної суміші), визначають за формулою згідно СОУ 60.3-30019801-100:2012, НДТОВ 07-003:2019, м<sup>3</sup>:

$$Q_p = \frac{T_c \cdot V \cdot P}{T \cdot K \cdot P_c} + 3 \cdot V, \quad (3.6)$$

де:  $V$ ,  $P$ ,  $T$  – відповідно геометричний об'єм ділянки газопроводу, комунікацій КС і апаратів, м<sup>3</sup>; абсолютний тиск газу, МПа; температура газу, К;

$K$  – коефіцієнт стисливості газу в ділянці газопроводу, комунікаціях КС і апаратах (визначають згідно з додатком Д).

Проведемо порівняльний аналіз застосування розробленої (удосконаленої) методики (формули) визначення коефіцієнту стисливості природного газу, який застосовується при теплотехнічних розрахунках, а також класичного розрахунку з використанням ISO 20765-1:2005 та розрахунками згідно СОУ 60.3-30019801-100:2012, НДТОВ 07-003:2019.

Коефіцієнт стисливості газу  $K = F(P, T, \rho_c)$  визначають за допомогою рівняння (26) п. 3.4.4 ГОСТ 30319.1 та СОУ 60.3-30019801-100:2012, НДТОВ 07-003:2019 :

$$K = K_0 + P(K_1 + K_2/T + K_3 \rho_c + K_4 x_{N_2} + K_5 x_{CO_2}), \quad (3.7)$$

де:  $K_0$ ,  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$ ,  $K_4$  і  $K_5$  – коефіцієнти апроксимації, значення яких відповідно дорівнюють:  $K_0 = 1,00185$ ;  $K_1 = 0,0523625$ ;  $K_2 = -20,5799$ ;  $K_3 = 0$ ;  $K_4 = 0$  і  $K_5 = -0,244369$ ;

$P$  – абсолютний тиск газу, МПа ( $0,1 \leq P \leq 1,2$ );

$T$  – температура газу, К ( $273,15 \leq T \leq 303,15$ );

$\rho_c$  – густини газу за стандартних умов, кг/м<sup>3</sup>  $0,66 \leq \rho_c \leq 0,70$ ;

$x_{N_2}$  і  $x_{CO_2}$  – відповідно молярні частки азоту та діоксиду вуглецю, ( $0 \leq x_{CO_2} \leq 0,5$ ;  $0 \leq x_{N_2} \leq 0$ ), %.

Методична похибка розрахунку коефіцієнта стисливості газу за формулою (3.7) складає 0,11%, оскільки  $K_3 = 0$ ;  $K_4 = 0$  формула (3.7) матиме вигляд:

$$K = 1,00185 + P(0,0523625 - 20,5799/T - 0,244369 x_{CO_2}), \quad (3.8)$$

Тобто, формула 3.7 і, відповідно, 3.8 враховують частково компонентний склад і вона має обмеження по тиску не більше 1,2 МПа (середній тиск). Оскільки тиск в мережі може бути і більший 1,2 МПа, то скористатися формулою 3.8 ми не можемо, тому для розрахунку на діапазон великих тисків, який ми вибрали,

скористаємось формулою 3.9 додатку Г СОУ 60.3-30019801-100:2012, НДТОВ 07-003:2019:

$$K = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{P \cdot \Delta_{II}^{1,3}}{T^{3,3}} \quad (3.9)$$

де:  $P = 4,2$  МПа – абсолютний тиск газу перед штуцером, МПа;

$T = 293,15$  К – абсолютна температура газу перед діафрагмою, К;

$\tau = 21600$  с (6 годин) – час продування, с;

$n = 5$  – кількість продувань.

Для прикладу, проведемо розрахунок обсягів витрат газу для проведення вогневої роботи на ділянці магістрального газопроводу „Союз” Ду 1420x19,5 мм між кранами №478(2478,2 км) - № 520 (2520,1км) з метою ремонту байпасного крану №520А шляхом приварювання напівмуфт. Довжина ділянки газопроводу  $L = 2520,1 \text{ м} - 2478,2 \text{ м} = 41,9 \text{ км} = 41900 \text{ м}$ ; Зовнішній діаметр ділянки газопроводу  $D_z = 1420 \times 19,5 \text{ мм}$ , товщина стінки  $\delta = 19,5 \text{ мм}$ . Внутрішній діаметр ділянки газопроводу  $d_{вн} = 1420 \text{ мм} - 2 \times 19,5 \text{ мм} = 1381,0 \text{ мм} = 1,381 \text{ м}$ ; Середній тиск газу на ділянці  $P_{ср} = 4,2$  МПа; густина газу в газопроводі  $\rho = 0,6864 \text{ кг/м}^3$ ; відносна густина  $\Delta = 0,6866/1,206 = 0,569$  б/р. Температура природного газу  $T = 20^\circ\text{C} = 293,15^\circ\text{K}$ .

Проведемо три порівняльні розрахунки обсягів витрат газу на  $Q_p$  на проведення ремонтних робіт за допомогою формули згідно 2.13 СОУ 60.3-30019801-100:2012, НДТОВ 07-003:2019. Коефіцієнт стисливості природного газу розраховуватимемо в першому і другому випадках за СОУ 60.3-30019801-100:2012 та методикою ISO 20765-1:2005 (ISO 5168:2005), а в третьому випадку із застосуванням удосконаленої методики, за формулою (3.1). Результати розрахунків наведено в наступній таблиці 3.5.

Графіки витрат та різниць витрат природного газу на проведення вогневих робіт наведені, відповідно, на рисунках 3.5 та 3.6.

Таблиця 3.5 – Визначення витрат природного газу на вогневу роботу, м<sup>3</sup>

Розрахунок обсягів витрат газу для проведення вогневої роботи на ділянці МГ						
ISO 20765-1:2005 тис.м <sup>3</sup>	NEW тис.м <sup>3</sup>	п. 6.3. (3) (Г.2) тис.м <sup>3</sup>	п. 6.3. (3) (Г.1) тис.м <sup>3</sup>	РІЗНИЦЯ = (К NEW) тис.м <sup>3</sup>	РІЗНИЦЯ = (К, Г.2 СОУ 60.3- 100)тис.м <sup>3</sup>	РІЗНИЦЯ = (К, Г.1 СОУ 60.3- 100)тис.м <sup>3</sup>
2962,55	2962,48	2906,30	2927,90	0,07	56,25	34,65
2915,39	2917,65	2874,83	2821,79	-2,26	40,56	93,60
2912,78	2914,91	2873,78	2821,96	-2,13	39,01	90,82
2905,95	2905,59	2866,09	2808,32	0,36	39,86	97,63
2962,55	2963,75	2912,53	2944,43	-1,20	50,02	18,12
2948,78	2949,53	2903,78	2937,10	-0,75	45,00	11,68
2904,00	2905,70	2870,77	2848,09	-1,70	33,23	55,91
2890,45	2890,58	2860,70	2810,74	-0,13	29,74	79,70
2886,92	2886,43	2859,03	2824,44	0,48	27,89	62,48
2880,20	2881,47	2856,53	2818,23	-1,27	23,67	61,98
2911,80	2911,29	2883,18	2902,35	0,51	28,63	9,46
2893,66	2894,56	2870,22	2871,39	-0,89	23,44	22,27
2898,18	2897,71	2872,82	2907,17	0,47	25,35	-9,00
2917,68	2919,35	2892,24	2930,17	-1,66	25,44	-12,48
2868,13	2868,75	2853,45	2822,68	-0,62	14,68	45,45
2868,77	2868,72	2853,70	2851,11	0,05	15,07	17,65
2856,48	2856,89	2845,61	2815,10	-0,42	10,87	41,38
2850,84	2851,94	2840,63	2813,83	-1,10	10,21	37,02
2870,67	2872,70	2860,16	2879,13	-2,03	10,51	-8,47
2844,61	2845,82	2836,96	2812,67	-1,22	7,64	31,94
2841,50	2842,30	2835,64	2814,59	-0,80	5,86	26,91
2870,03	2869,60	2862,92	2891,69	0,43	7,11	-21,65
2849,28	2850,15	2849,42	2808,57	-0,87	-0,14	40,71
2835,61	2836,62	2832,75	2814,26	-1,01	2,86	21,35
2838,71	2838,90	2839,77	2816,07	-0,20	-1,06	22,64
2880,52	2880,38	2875,79	2964,27	0,14	4,73	-83,75
2820,54	2821,87	2823,72	2808,19	-1,33	-3,18	12,36
2856,16	2858,27	2868,13	2886,20	-2,10	-11,96	-30,03
2809,27	2809,79	2825,96	2808,09	-0,52	-16,69	1,18
2809,27	2809,79	2823,72	2808,09	-2,26	-16,69	-83,75
2962,55	2963,75	2912,53	2964,27	0,51	56,25	97,63
153,28	153,96	88,80	156,18	2,77	72,94	181,38
				%	96,21	98,47

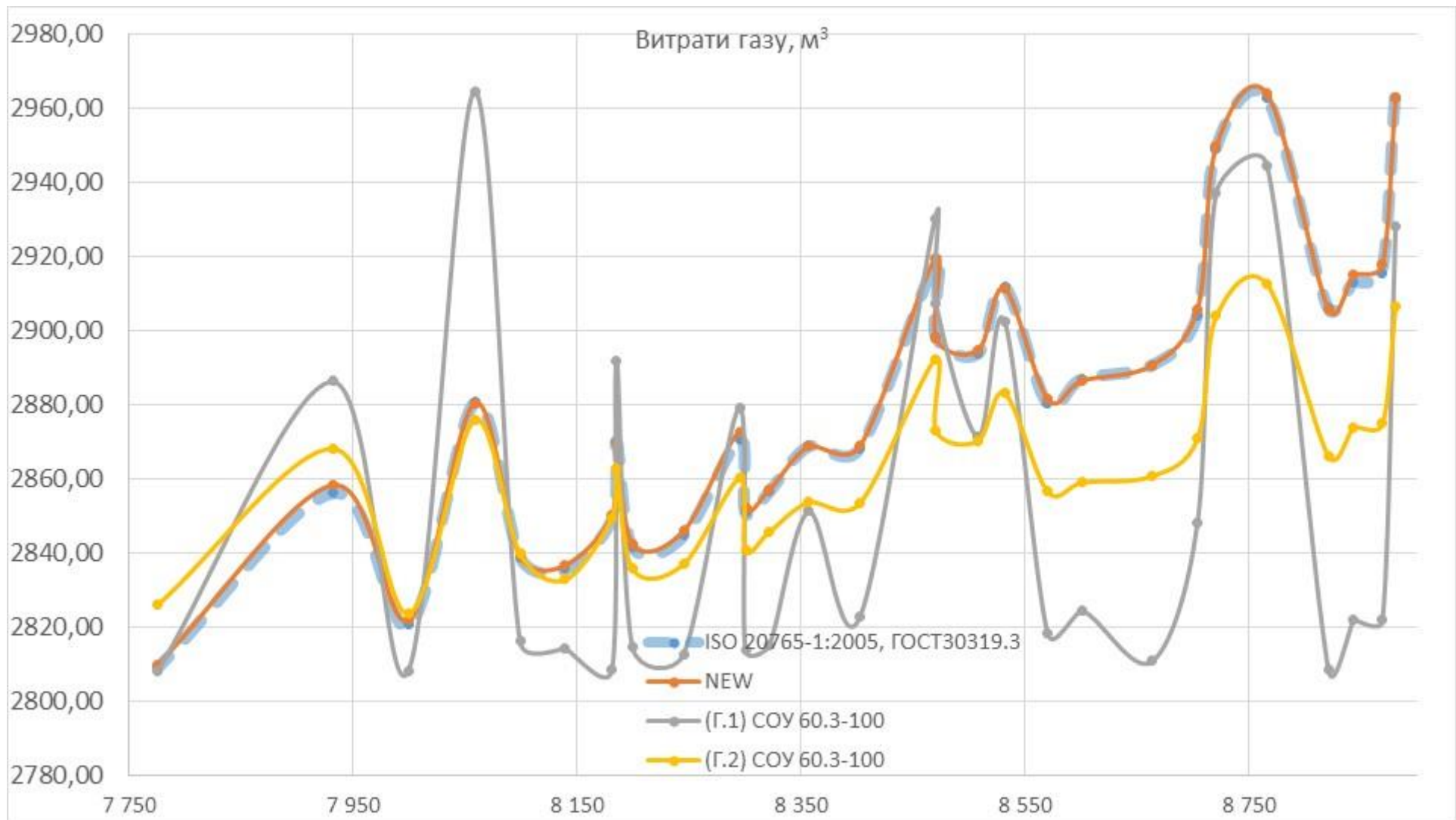


Рисунок 3.5 – Графік витрат природного газу на проведення вогневої роботи

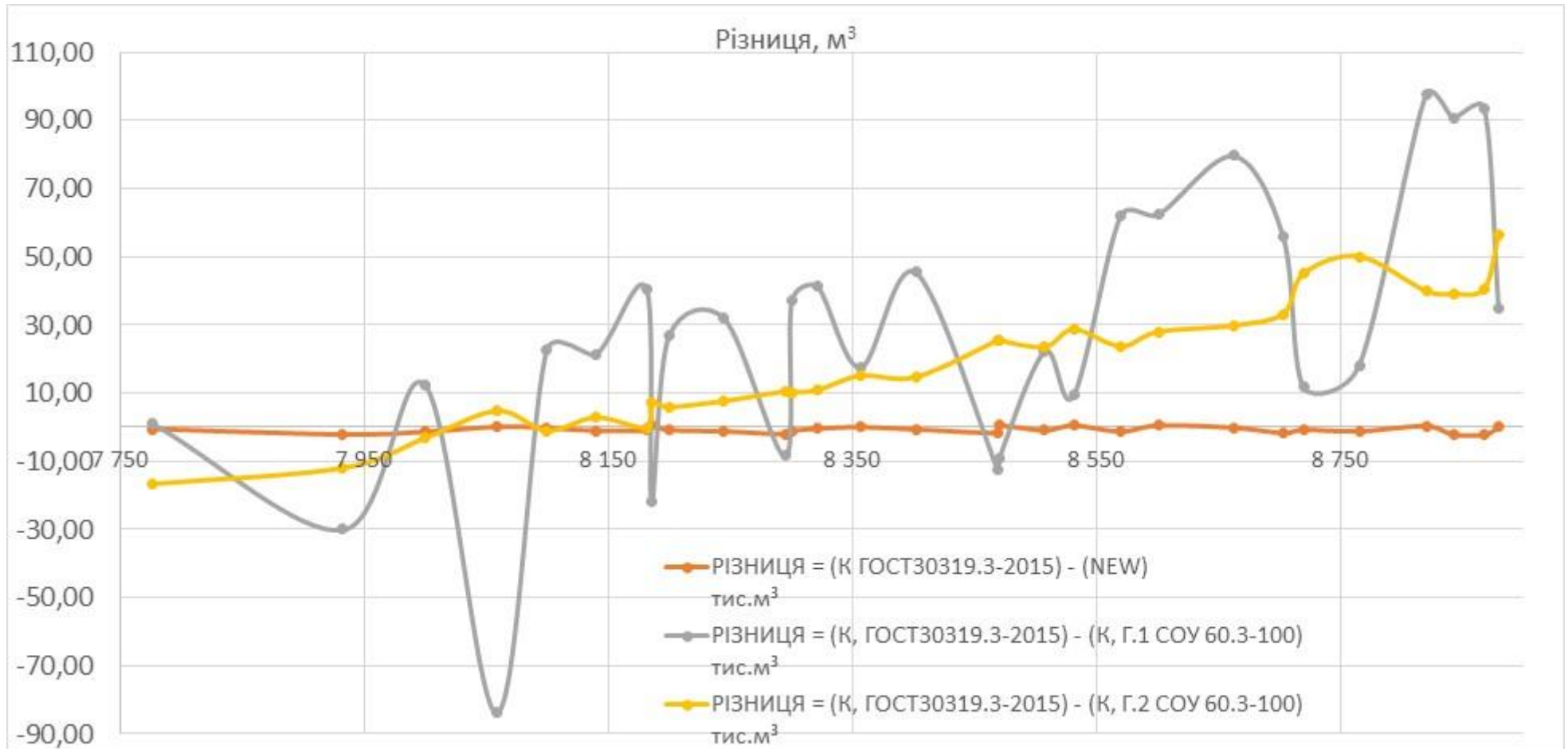


Рисунок 3.6 – Графік різниць витрат природного газу при проведенні вогневої роботи

Як бачимо з проведених розрахунків, найменша різниця (похибка) обсягу газу, в порівнянні із розрахунками за ISO 20765-1:2005, необхідного для проведення вогневої роботи на ділянці магістрального газопроводу розраховується згідно запропонованої методики визначення коефіцієнту стисливості газу.

Всебічний та повний перерахунок розрахункових величин витрат природного газу із застосуванням вищевказаної формули, дозволить не лише покращити точність обчислень, але й суттєво зменшити показники використання газу, що дозволить підвищити енергоефективність роботи ГТС в цілому.

### **Висновки до розділу 3**

1. Запропонована удосконалена методика визначення коефіцієнту стисливості природного газу.

2. Досліджено застосування удосконаленої методики при визначенні коефіцієнту стисливості природного газу для розрахунків режимів роботи магістрального газопроводу, а саме: при визначенні запасу газу в магістральному газопроводі та при розрахунках планових витрат газу при проведенні штатних технологічних операцій.

3. Проведено порівняння запропонованої методики із існуючими методами розрахунку та встановлено, що розроблена методика є значно простішою у застосуванні порівняно із міжнародними стандартами та, водночас, точнішою, ніж ті методики, які використовуються на сьогодні в управлінні ГТС.

## РОЗДІЛ 4

### МЕТОДИЧНЕ ТА ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ЗАПРОПОНОВАНИХ МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОПРОВОДІВ ІЗ ВРАХУВАННЯ ВИМОГ РЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ

#### 4.1 Удосконалення методів та заходів експлуатування ГТС з урахуванням вимог ресурсозбереження

Газотранспортна система для підвищення енергетичної ефективності, потребує насамперед інвестиційні кошти для забезпечення стабільної, ефективної та надійної роботи з безперебійного постачання газу та системний підхід в сфері енергозбереження. На сьогодні є значний потенціал впровадження комплексного системного управління енергоресурсами в ГТС.

Сьогодні завдяки науково-технічному прогресу та відкритості світових ринків, створюється унікальна можливість рухатися в унісон з західноєвропейськими країнами в сфері транспортування газу з метою використання новітніх та передових технологій для підвищення енергетичної ефективності на об'єктах газотранспортної системи.

Для підвищення енергетичної ефективності на об'єктах ГТС насамперед необхідно розробити і затвердити єдиний (базовий) комплекс заходів та проводити його системне впровадження на усіх ланках виробничого процесу транспортування газу, а саме:

1. Створення служби енергоменеджменту наділеної реальними повноваженнями в частині:

- Контролю закупівель енергетичного обладнання;



- Прийняття рішень щодо матеріального стимулювання працівників за економію паливно-енергетичних ресурсів;
  - Контролю за дотриманням встановлених показників енергоспоживання;
  - Супровід впровадження енергозберігаючих заходів.
2. Комплектація служби енергоменеджменту кваліфікованими працівниками, у сфері електро- та теплотехнічного устаткування.
  3. Проведення комплексного енергоаудиту усіх структурних підрозділів.
  4. Встановлення планових показників скорочення витрат енергетичних ресурсів за рахунок впровадження певних енергозберігаючих заходів.
  5. Моніторинг виконання заходів і досягнення запланованих показників економії енергоресурсів.

Таким чином головним завданням служби енергоменеджменту є скорочення витрат на виробництво продукції за рахунок зниження видатків на паливно-енергетичні та інші ресурси.

Служба енергоменеджменту повинна забезпечити:

- створення цілісної картини споживання та виробництва паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) та води на підприємстві;
- створення системи обліку та контролю за споживанням ПЕР та води;
- проведення регулярного аналізу ефективності споживання ПЕР та води;
- розроблення та впровадження енергозберігаючих заходів (ЕЗЗ); при цьому першочергову увагу слід приділяти розробленню та запровадженню організаційних, тобто практично безвитратних, а також швидкоокупних маловитратних заходів;
- на постійній основі забезпечувати візуальною та іншою, зокрема – кількісною, інформацією щодо рівня споживання та витрат на ПЕР і воду керівництво підприємства.

- встановлення, доведення та контроль за дотриманням лімітів споживання енергоресурсу на конкретний об'єкт, процес, тощо.
- брати участь у налагодженні процесу бюджетування на підприємстві.

Оскільки в кожному УМГ є затверджена річна Програма енергозбереження, висновки енергоаудиту по пропонованих енергозберігаючих заходах повинні доповнювати або конкретизувати дану Програму або бути покладені в основу нової розроблюваної Програми [3].

Основний принцип, закладений при формуванні програми технологічних енергозберігаючих заходів – першочергова реалізація заходів з мінімальними витратами, які дають максимальний енергозберігаючий ефект.

Всі заходи ранжовані по категоріях окупності: безвитратні, маловитратні, витратні.

- Безвитратні – заходи, проведені УМГ з впровадження оптимальних технологічних режимів, дотримання режиму економії і здійснювані в порядку поточної діяльності підприємства.
- Маловитратні – заходи зі строком окупності до 3 років. Фінансування їх може бути здійснене за рахунок засобів самого УМГ.
- Витратні – заходи зі строком окупності до 6 років. Фінансування цих заходів вимагає централізованого фінансування Компанії, або інвестицій сторонніх організацій.

Аналіз окупності витрат на реалізацію енергозберігаючих заходів проводився з урахуванням цін на енергоносії: на зекономлений газ – за ціною газу на ВТП; на електроенергію – за середньою ціною наведеного (двоставочного) тарифу; на теплову енергію – за ціною тарифу покупної теплової енергії.

При виборі й обґрунтуванні енергозберігаючих заходів було орієнтування на пріоритетні напрямки енергозбереження [3]:

- оптимізація технологічних режимів транспортування газу;

- заміна й модернізація ГПА;
- капітальний ремонт лінійних ділянок зі зниженим допустимим тиском;
- підтримка ККД ГПА внаслідок їхнього ремонту;
- удосконалювання технологічних операцій (скорочення кількості пусків-зупинок ГПА, перехід на зупинку ГПА без випускання газу, впровадження економічних схем продувки пиловловлювачів, врізання газопроводів-відводів під тиском, зниження гідравлічного опору лінійних ділянок до нормативного рівня внаслідок їх очищення тощо);
- усунення витоків і перетікань газу в комунікаціях, КС і на ЛЧ магістральних газопроводів.

Пріоритетні напрямки енергозбереження з економії електроенергії відповідають напрямкам:

- оптимізація режимів роботи устаткування;
- заміна й модернізація устаткування;
- поліпшення технічного стану устаткування внаслідок ремонту;
- впровадження удосконалених приладів обліку електроенергії;
- впровадження раціональних схем освітлення, опалення й вентиляції.

Пріоритетні напрямки енергозбереження з економії теплової енергії відповідають напрямкам:

- режимно-налагоджувальні роботи на системах тепlopостачання;
- оптимізація функціонування приточно-витяжній вентиляції;
- заходи, пов'язані з модернізацією основного технологічного устаткування (реконструкція котелень, заміна пальників);
- заходи, пов'язані із впровадженням приладів обліку, автоматизацією комерційного обліку тепло і водоспоживання;
- заходи, пов'язані з обладнанням котелень приладами обліку газу.

Енергозберігаючий ефект визначається як різниця між споживанням ПЕР об'єктами ГТС після впровадження енергозберігаючого заходу і базовим

варіантом, розрахунок відповідає СОУ 60.3-30019801-096:2012, а оцінка економічної ефективності проводиться відповідно до СОУ 74.1-20077720-012:2007. Строк окупності ЕЗЗ – час окупності капіталовкладень.

Об'єктом розробки є комплекс заходів, які відображають в собі комплекс нормативно-правових, науково-технічних, методологічних заходів та дій щодо підвищення ефективності використання ПЕР. Розглянуті заходи, які приводять до економії енергоресурсів, і заходи, які приводять до запобігання їх перевитрат [3].

Заходи, від впровадження яких значно збільшується ККД енергетичного обладнання, дають реальну економію ПЕР.

Заходи, від впровадження яких відновлюються техніко-економічні характеристики енергетичного обладнання до рівня паспортних або нормованих значень (звичайно під час виконання всіх видів капітальних і аварійних ремонтів) – є заходами з запобігання перевитрат газу або електроенергії і їх реальної економії не дають.

Заходи, які дають економію від їх впровадження, розділяються на технічні (реконструкція, модернізація обладнання або технологічного процесу, тощо) і оптимізаційні (наприклад, забезпечення роботи нагнітача в зоні максимально можливих значень політропного ККД, оптимізація процесу обслуговування технологічного обладнання тощо).

Розрізняються заходи, впровадження яких забезпечує економію ПЕР на технологічному об'єкті, що використовує енергію, і заходи, впровадження яких на даному об'єкті забезпечує економію енергоресурсу на інших об'єктах.

Розрахунок економії від впровадження енергозберігаючих заходів для конкретного обладнання передбачає визначення необхідних показників (ККД, витрата палива, витрата електроенергії, тощо) за результатами експлуатаційних випробовувань і вимірювань параметрів. Якщо немає експериментальних даних випробовувань конкретного обладнання, тоді використовуються

середньостатистичні дані, які отримані в результаті випробовувань (проведених за окремими методиками) парку такого ж або схожого за параметрами типу обладнання та зібраної інформації в процесі експлуатації [4].

Величина економії паливно-енергетичних ресурсів для кожного заходу розрахована на одиницю енергоспоживаючого об'єкту або на технологічну операцію. Для заходів, економія від впровадження яких утворюється під час роботи обладнання протягом певного періоду, використовувалась питома річна економія ПЕР за умови роботи 8760 годин.

Величина економії природного газу від впровадження енергозберігаючого заходу за певний період ( $Q_E$ , тис. т умов. палив) з урахуванням фактичного (середнього) часу роботи обладнання визначається за формулою:

$$Q_E = \frac{\Delta q}{8760} \cdot \tau_\phi \quad (4.1)$$

де:  $\Delta q$  – економія природного газу за умови роботи 8760 годин на рік від впровадження енергозберігаючого заходу, тис. т умов. палив/рік;

$\tau_\phi$  – фактичний (середній) час роботи обладнання за певний період, годин.

Величина економії електроенергії від впровадження енергозберігаючого заходу за певний період ( $E_E$ , тис. кВт·год, ) з урахуванням фактичного (середнього) часу роботи обладнання визначається за формулою:

$$E_E = \frac{\Delta E}{8760} \cdot \tau_\phi, \quad (4.2)$$

де:  $\Delta E$  – економія електроенергії за умови роботи 8760 годин на рік від впровадження енергозберігаючого заходу, тис. кВт·год/рік;

$\tau_\phi$  – фактичний (середній) час роботи обладнання за звітний період, годин.

Якщо економія ПЕР від впровадження заходів утворюється одноразово і не залежить від часу роботи обладнання (наприклад, ремонт газопроводу без випускання газу в атмосферу), то розраховується середньорічний обсяг зекономлених ПЕР (в тис. т умов. палив) за формулами, наведеними у

відповідних пунктах стандарту Методики ПАТ «УКРТРАНСГАЗ». Газотранспортна система. Порядок проведення аналізу енергоспоживання». Затверджена наказом ПАТ УКРТРАНСГАЗ» від 30.08.2013 р. № 319 [20].

Величина економії природного газу визначається в "тонах умовного палива", оскільки калорійність газу коливається в межах 10%. Результат розрахунку в цих одиницях отримується автоматично для заходів, де вихідними даними для розрахунку є енергетичні параметри (потужність, ККД, теплопродуктивність). В тих випадках, коли в якості вихідних даних для розрахунку використовуються об'ємні параметри (геометричні розміри обладнання, обсяги газу для продування тощо), у формулі застосовувалась  $K_y^{\phi}$  – коефіцієнт перерахунку.

Для переведення визначеної економії природного газу відомого фактичного складу в умовне паливо застосовується коефіцієнт перерахунку:

$$K_y^{\phi} = \frac{H_{z.\phi}}{H_{y.n.}} \quad (4.3)$$

де:  $H_{z.\phi}$  – теплотворна здатність природного газу фактичного складу (визначається за даними розрахунку хім. лабораторії), ккал/м<sup>3</sup> (кДж/м<sup>3</sup>);

$H_{y.n.}$  – теплотворна здатність умовного палива;

$H_{y.n.} = 7000$  ккал/кг.умов. палив (29310 кДж/кг.умов. палива).

Якщо невідомий фактичний склад газу і його теплотворна здатність, то в теплотехнічних розрахунках приймається  $H_{г.н} = 8250$  ккал/м<sup>3</sup> (34540 кДж/м<sup>3</sup>) відповідно до ОНТП-51 і коефіцієнт перерахунку приймає значення:

$$K_y^y = \frac{H_{z.n.}}{H_{y.n.}} = 1,179$$

Для переведення визначеної економії електроенергії в умовне паливо застосовується коефіцієнт перерахунку  $K_y = 0,123$  кг умов. палив/ кВт·год.

В розрахунках величини економії, що планується для деяких заходів проводились порівняння з "базовим" періодом. За "базовий" приймався

аналогічний період минулого року. Це обумовлено щорічним переглядом норм питомих витрат ПЕР і затвердженням нових. В окремих випадках за "базовий" період може прийматись інший, якщо на це є відповідний документ.

Сумарна величина планової економії ПЕР від впровадження енергозберігаючого заходу за період, що планується на n-ій кількості об'єктів ( $Q_3$ , в тис. т умов. палив або млн.  $m^3$  за стандартних умов та тис. кВт год. – в залежності від призначення розрахунків) визначалась за формулою:

$$Q_3 = \sum_{i=1}^n Q_{Ei} \quad (4.4)$$

де:  $Q_{Ei}$  – величина планової економії ПЕР від впровадження енергозберігаючого заходу на i-му об'єкті.

Отже, для забезпечення удосконалення експлуатування ГТС, необхідно сприяти впровадженню системи енергозбереження на усіх ланках виробничого процесу транспортування газу, а також провадити системне застосування єдиного комплексу заходів спрямованих на підвищення енергоефективності об'єктів ГТС, що включає в себе масштабне впровадження заходів відновлювальної енергетики.

## **4.2 Практичні результати та кращі практики підвищення енергоефективності об'єктів ГТС**

Виконання комплексних планових та позапланових обстежень, збір інформації, вимірювання технологічних параметрів, визначення місць витоків, негерметичності технологічних систем, теплоізоляція теплотрас та технологічного обладнання систем тепlopостачання, вимірювання кількості спожитих та згенерованих енергетичних ресурсів, моніторинг ККД

енергетичного обладнання, інструментальні вимірювання, тощо дозволить максимально якісно та системно оцінити реальні потреби в енергоресурсах.

Всі ці заходи покликані для підвищення енергетичної ефективності та здійснюються в ході проведення енергетичних аудитів. Одним із завдань енергоаудиту є розробка енергозберігаючих заходів як на поточний період, так і на перспективу.

Енергоаудит (згідно з ДСТУ 4065-2001) – вид діяльності, спрямований на зниження споживання паливно-енергетичних ресурсів суб'єктами господарювання, який полягає у проведенні енерготехнологічної і техніко-економічної експертизи, веденні обліку паливно-енергетичних ресурсів, а також у розробленні і обґрунтуванні енергоощадних заходів.

Завданням енергетичного аудиту є:

- складання карти використання об'єктом ПЕР;
- розробка організаційних і технічних заходів, спрямованих на зниження втрат енергії;
- визначення потенціалу енергозбереження;
- фінансова оцінка енергозберігаючих заходів.

Якісне проведення енергетичного аудиту, достовірність отриманої інформації та зроблених висновків залежать як від кваліфікації енергоаудитора так і від неявних технічних засобів.

Об'єктами дослідження є: системи вироблення, перетворення, транспортування, зберігання, споживання, моніторингу ефективності використання енергоносіїв в газотранспортній галузі.

Для виконання даної роботи було використано методи математичного моделювання, системного аналізування та синтезу. Як апаратуру було використано спеціалізоване устаткування для проведення енергетичного аудиту – комплекс для виконання вимірювань в інфрачервоному діапазоні випромінювання, геодезії, електромагнетизму, ультразвукових коливань тощо.



За результатами виконання роботи було проведено аналіз причин невідповідності фактичних і нормативних значень показників енергоефективності, розроблено організаційно-технічні заходи щодо підвищення ефективності використання ПЕР, визначено перелік робіт, необхідних для реалізації конкретних енергозберігаючих заходів. Проведено оцінку факторів, що впливають на економічну ефективність заходів. Оцінено вартість запропонованих енергозберігаючих заходів та проведено їх ранжування за енергетичною ефективністю.

Для досягнення зниження споживання енергоресурсів треба провести визначення та аналіз показників енергоефективності лінійної частини магістральних газопроводів, компресорних станцій, цехів, газорозподільних та газовимірювальних станцій та технологічних процесів, складання енергетичних балансів за всіма видами енергетичних ресурсів, а також провести інструментальний контроль за ефективністю витрат паливно-енергетичних ресурсів на прикладі виробничого підрозділу Долинського ЛВУМГ (Додаток Ж).

За результатами проведення аналізу причин невідповідності фактичних і нормативних значень показників енергоефективності об'єктів ГТС (на прикладі виробничого підрозділу), розроблено організаційно-технічні заходи щодо підвищення енергетичної ефективності використання ПЕР, визначено перелік робіт, необхідних для реалізації конкретних енергозберігаючих заходів. Проведено оцінку факторів, що впливають на економічну ефективність заходів. Оцінено вартість запропонованих енергозберігаючих заходів та проведено їх ранжування за енергетичною ефективністю.

Далі наведено короткий опис запропонованих енергоефективних заходів для Долинського ЛВУМГ.

#### 4.2.1 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Регенератори на основі плоско-овальних труб»

На даний час впровадження регенераторів ПАТ «Факел» забезпечує ступінь регенерації  $\rho = 0,78 \div 0,8$ . Фірма «EKOL» (Словаччина) постачає на ринок регенератори з  $\rho = 0,82$ . Підвищення ступені регенерації при застосуванні регенераторів нового покоління в порівнянні з існуючими конструкціями дозволить збільшити ступінь регенерації на  $\Delta\rho=0,03\div0,05$ . Враховуючи кількість годин експлуатації ГПА ГТК-10 за рік, економія паливного газу становить:

Час експлуатації всіх ГПА –  $\tau = 3312$  год/рік., одного – 552 год/рік.

Номинальна витрата паливного газу (паспортні дані) –  $G = 3720$  нм<sup>3</sup>/год.

Питома економія паливного газу при збільшенні ступеня регенерації:

при  $\Delta\rho = 0,03$   $\delta G_{\text{пг}} = 2,34\%$  (в порівнянні з „EKOL”);

при  $\Delta\rho = 0,05$   $\delta G_{\text{пг}} = 3,89\%$  (в порівнянні з ПАТ „Факел”).

Загальна економія паливного газу протягом року становить:

при  $\Delta\rho = 0,03$   $Q = G \cdot \tau \cdot \delta G_{\text{пг}} = 3720 \cdot 552 \cdot 0,0234 = 48050$  нм<sup>3</sup>/рік (фірма «EKOL»);

при  $\Delta\rho = 0,05$   $Q = G \cdot \tau \cdot \delta G_{\text{пг}} = 3720 \cdot 552 \cdot 0,0389 = 79879$  нм<sup>3</sup>/рік (ПАТ «Факел»).

При вартості паливного газу 6700 грн за 1000 м<sup>3</sup> (вартість газу на ВТВ в 2016р) економічний ефект становить:

при  $\Delta\rho = 0,03$   $= 48,050 \cdot 6.7 = 321,9$  тис.грн (в порівнянні з фірма «EKOL»);

при  $\Delta\rho = 0,05$   $= 79,879 \cdot 6.7 = 535,2$  тис.грн (в порівнянні з ПАТ «Факел»).

Термін окупності відповідно розраховується (в порівнянні з «EKOL») :

1. Вартість впровадження регенераторів – 9000 тис.грн

2. Термін окупності – 27,95 роки.

Термін окупності, відповідно, розраховується (в порівнянні з ПАТ «Факел»):

1. Вартість впровадження регенераторів – 9000 тис.грн.
2. Термін окупності – 16,8 років.

Значний термін окупності насамперед пов'язаний із низькою завантаженістю ГПА. Термін окупності може бути зменшений при більшому завантаженні ГПА. При завантаженні ГПА не менше 5000 год/рік термін окупності становитиме 6 років. Слід зазначити, що ціна впровадження, зазвичай, є договірною або закладається в тендерній документації. З досвіду заміни регенераторів в попередні роки ця величина складає близько 9 млн. грн.

#### **4.2.2 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження «Системи комбінованого охолодження мастила ГПА з використанням у другому блоці в якості охолоджувача паливного газу після редукування»**

Використання теплообмінного обладнання в систему підготовки паливного газу типу ГТК-10, в якому підігрів газу відбувається за рахунок теплоти мастила, що циркулює в системі змащення ГПА (схема впровадження у Додатку Д), дозволить отримати економічний ефект.

Враховуючи кількість годин експлуатації ГПА ГТК-10 за рік, економія паливного газу становить:

1. Час експлуатації одного ГПА –  $\tau = 552$  год/рік.
2. Номінальна витрата паливного газу (паспортні дані) –  $G = 3720$  нм<sup>3</sup>/год.
3. Кількість теплоти, що витрачається на підігрів паливного газу складає

$$Q = \frac{G \cdot \tilde{N}_g \cdot \Delta t}{3600 \cdot \rho} = 141,714 \text{ кВт}, \quad (4.5)$$

де  $C_p$  – питома теплоємність паливного газу,

$\rho$  – густина паливного газу,

$\Delta t$  – зміна температури паливного газу в підігрівачі.

### 4.2.3 Економія паливного газу за рахунок відключення підігрівачів газу типу ПГВ

Економія паливного газу за рахунок відключення підігрівачів газу типу ПГВ становить:

$$G_{\text{еэ}} = \frac{Q \cdot 3600}{Q_0^i \cdot \eta} = 18,22 \text{ нм}^3/\text{год}, \quad (4.6)$$

де  $Q_0^i$  – нижня теплотворна здатність паливного газу,

$\eta$  – ККД підігрівача газу типу ПГ.

При вартості паливного газу 6700 грн за 1000 м<sup>3</sup> економічний ефект становить  $18,22 \cdot 552 \cdot 6700 = 67,385$  тис.грн.

Вартість проекту та виготовлення системи складає 130 тис.грн.

Термін окупності відповідно становить 1,9 роки.

### 4.2.4 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження турбодетандерної установки

Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження „Використання електричного нагріву технологічного газу на ГРС з

використанням електричної енергії, яка виробляється в турбодетандерній установці”.

Для забезпечення необхідного температурного режиму технологічного газу передбачається встановлення на байпасі підігрівачів газу типу ПГВ теплообмінного апарату з електронагрівачами. Використання електроенергії, яка виробляється в турбодетандерній установці, зменшує витрату паливного газу. Розрахунок економічного ефекту при використанні електроенергії для підігріву паливного газу.

Враховуючи кількість годин експлуатації ПГВ-10 за рік, економія технологічного газу становить:

1. Час експлуатації –  $\tau = 6 \cdot 365 = 2190$  год/рік.

2. Номінальна витрата паливного газу (паспортні дані) –  $G = 23,5$  нм<sup>3</sup>/год.

Економія технологічного газу за рахунок відключення пальників підігрівачів газу типу ПГВ становить:

$G \cdot \tau = 23,5 \cdot 2190 = 51,465$  тис. нм<sup>3</sup>/рік, або 344,8 тис.грн при ціні на газ 6700 грн за 1000 м<sup>3</sup>. Ця економія збільшується якщо враховувати вартість покупної електричної енергії.

Кількість електричної енергії, яка заміщує паливний газ розраховується при умовах співвідношення 1 м<sup>3</sup> природного газу відповідає 6,58 кВт·год електричної енергії (при ККД підігрівача 0,7) і складає  $51,465 \cdot 6,58 = 338,648$  тис.кВт·год.

Необхідно відзначити, що електроенергія, що виробляється ТДУ, є власністю ДЛВУМГ, а не отримується зі сторони.

При вартості покупної електричної енергії по:

1-му класу ця величина складає –  $1,53 \cdot 338,648 = 518,119$  тис.грн;

2-му класу ця величина складає –  $2,03 \cdot 338,648 = 687,455$  тис.грн.

Загальна величина економії по:

1-му класу  $344,8 + 518,119 = 862.919$  тис.грн;

2-му класу  $344,8 + 687,455 = 1032.255$  тис.грн.

При вартості турбодетандерної установки орієнтовно 1200 тис.грн (без врахування витрат на проектування), термін окупності складає 1,5-2,0 роки.

Схема установки розробляється при розробці проекту впровадження індивідуально для кожного об'єкта, з огляду на його специфіку, при ухваленні рішення про впровадження даного заходу. Економічний ефект від впровадження цього заходу буде ще вище якщо врахувати, що підігрівачі газу блоку підготовки паливного і імпульсного газу цеху №3 відключені, а в цеху №2 вони відсутні.

#### **4.2.5 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження «Використання електричного нагріву технологічного газу на ГРС в нічний період (нічний тариф)»**

При заміщенні паливного газу покупною електричною енергією за нічним тарифом, ця економія розраховується з врахуванням часу роботи підігрівача в нічні часі з 23-00 по 7-00 годин. Згідно з діючим тарифним коефіцієнтом для двозонного обліку електроенергії 0,35.

$G_{річ} = G \cdot \tau = 23,5 \cdot 730 = 17,155$  тис.  $\text{нм}^3/\text{рік}$ , або 114,9 тис.грн при ціні на газ 6700 грн за 1000  $\text{м}^3$ .

Кількість електричної енергії, яка заміщує паливний газ розраховується при умовах співвідношення 1  $\text{м}^3$  природного газу відповідає 6,58 кВт·год електричної енергії і складає  $17,155 \cdot 6,58 = 112,879$  тис.кВт·год При вартості покупної електричної енергії по:

1-му класу ця величина складає –  $1,53 \cdot 112,879 = 172,706$  тис.грн;

2-му класу ця величина складає –  $2,03 \cdot 112,879 = 229,144$  тис.грн.

Вартість економії по:

1-му класу  $172,706 - 172,706 \cdot 0,5 = 86,353$  тис.грн;

2-му класу  $229,144 - 229,144 \cdot 0,5 = 114,587$  тис.грн.

При вартості двотарифного лічильника біля 4000 грн. (в залежності від виробника та фазності) термін окупності складає менше, ніж місяць. Вибір теплового елемента здійснюється при реалізації заходу і розробки робочого проекту. Промисловість випускає широкий спектр даних елементів.

#### **4.2.6 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження «Використання електричного нагріву технологічного газу на ГРС»**

При заміщенні паливного газу покупною електричною енергією за діючим тарифом, ця економія розраховується з врахуванням часу роботи підігрівача в добу. Враховуючи кількість годин експлуатації ПГ-10 за рік, економія технологічного газу становить:

1. Час експлуатації –  $\tau = 6 \cdot 365 = 2190$  год/рік.

2. Номінальна витрата паливного газу (паспортні дані) –  $G = 23,5$  м<sup>3</sup>/год.

3. Економія технологічного газу за рахунок відключення пальників підігрівачів газу типу ПГВ становить:

$G \cdot \tau = 23,5 \cdot 2190 = 51,465$  тис. м<sup>3</sup>/рік, або 344,8 тис.грн при ціні на газ 6700 грн за 1000 м<sup>3</sup>.

Кількість електричної енергії, яка заміщує паливний газ розраховується при умовах співвідношення 1 м<sup>3</sup> природного газу відповідає 6,58 кВт·год

електричної енергії і часткової заміни газу (0,25) складає  $51,465 \cdot 6,58 \cdot 0,25 = 84,659$  тис.кВт·год

При вартості покупної електричної енергії по:

1-му класу ця величина складає –  $1,53 \cdot 84,659 = 129,528$  тис.грн;

2-му класу ця величина складає –  $2,03 \cdot 84,659 = 171,858$  тис.грн.

Загальна величина економії досягається тільки при використанні «нічного тарифу» по:

1-му класу  $344,8 - 129,528 = 215,272$  тис.грн;

2-му класу  $344,8 - 171,858 = 172,942$  тис.грн.

При вартості переобладнання ПГВ-10 у 200 тис.грн. термін окупності складає по 1-ому і 2-ому класу 1 рік.

#### **4.2.7 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Використання турбостанцій в якості джерела електричної енергії на пунктах зниження тиску газу»**

Метою цього заходу є збереження енергоресурсів, економія капітальних вкладень і підвищення надійності електропостачання ГРС, що досягається установкою на пунктах зниження тиску газу (ГРС і ГРП) турбостанцій електроживлення. Оскільки енергія вже підведена до газу на етапі закачування в газопровід, повернення її дозволяє раціональніше використовувати витрачені ресурси, знизити собівартість транспортних послуг та отримати додатковий прибуток.

Джерело електропостачання є комплексом з турбогенераторного агрегату, трубної обв'язки з запірною-регулюючою арматурою, а також системи



автоматичного управління турбостанцією. При зменшенні електричного навантаження турбостанції, внаслідок відключення частини споживачів ГРС, що виробляється електроенергія йде на зарядку акумуляторних батарей, що служать для електроживлення споживачів першої категорії. Виріб пристосований до експлуатації як в приміщенні, так і на відкритому повітрі.

Турбостанція не впливає на працездатність ГРС, оскільки турбіна розташована на байпасі до основних ліній редукування, через неї проходить невеликий відсоток від всього газу що редукується і крім того в лінії з турбостанцією також встановлено регулятор тиску. Робота, що відводиться турбостанцією з потоку газу, невелика, тому температура газу знижується незначно. Крім того, обсяг охолодженого газу малий у порівнянні із загальним обсягом, що проходить через регулятори, і температура газу підвищується, коли він у вихідному колекторі ГРС змішується з основним потоком газу.

У таблиці 4.1 вказана мінімальна величина витрати газу через ТДУ і ступінь розширення турбіни. При збільшенні витрати вище необхідного в схемі передбачений байпас перепуску газу, що здійснюється системою автоматичного регулювання роботою ТДУ.

Слід відмітити, що вплив зниження температури на загальну температуру газу є незначною або дорівнює температурі при скороченні газу звичайним методом, але регулювання цієї температури більш плавне і оперативне. Час роботи ТДУ є безперервним протягом року, тому приймається на рівні 8760 годин при можливості відключення від системи.

Економічна оцінка заходу. Ефективність використання коштів можна розглядати для 2-ох варіантів:

1. Порівняння різних варіантів електропостачання, як за вартістю електроенергії що отримуємо, так і за капітальними витратами на будівництво систем електропостачання ГРС ГРП.

2. Порівняння вартості електроенергії для різних тарифів при термінах експлуатації 2,5 і 10 років.

Більш коректний перший варіант розрахунку, так як в цьому випадку відбувається рівноправне порівняння варіантів при будівництві систем електропостачання від нуля «під ключ». Однак оскільки до більшості ГРС і ГРП вже підведені ЛЕП розрахунки виконуємо за другим варіантом, враховуючи тільки вартість електроенергії.

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики і параметри турбостанції

№п/п	Найменування параметра	розмірність	значення
1	Потужність номінальна $N_{H0M}$	кВт	15
2	Потужність максимальна, $N_{max}$	кВт	20
3	Напруга постійного струму, $U$	В	27
4	Напруга змінного струму, $U$	В	220/380
5	Частота змінного струму, $\omega$	Гц	50
6	Робочий тиск газу на вході, $P_{вх}$	МПа	до 6,4
7	Ступінь розширення турбіни $\mu_T = P_{вх} / P_{вих.}$		1,05 ... 4,0
8	Максимальна частота обертання ротора, $n$	об / хв	11000
9	Мінімальна продуктивність по газу, $Q$	н.м / год	2000
10	Середнє напрацювання до відмови, не менше	год	20 000
11	Середній термін служби до списання, не менше	років	15

В якості вихідних даних приймаємо:

- кількість годин в році:  $24 \cdot 365 = 8760$  годин.
- потужність турбостанції номінальна 15 кВт і максимальна 20 кВт.
- кількість електроенергії, що виробляється турбостанцією потужністю 15 кВт за рік становить 131400 кВт-год;

- кількість електроенергії, що виробляється турбостанцією потужністю 20 кВт за рік становить 175200 кВт-год.

Розрахуємо вартість витрат при використанні в якості джерела енергії: звичайних електромереж, електростанцій з приводом від дизельного, бензинового або газового двигунів.

Електрогенератори потужністю 15-20 кВт з приводом від двигунів на дизельному паливі, бензині або газі коштують відносно недорого (від 120 тис.грн. до 220 тис.грн.), зводячи до мінімуму початкові капітальні витрати. Однак, при розрахунку споживаного палива, стає зрозумілою їхня низька рентабельність в порівнянні з турбостанцією, що не споживає паливо. Для установки автономних електростанцій необхідний проект з узгодженнями і монтажні роботи вартістю від 1200 тис.грн. до 1800 тис.грн. (без врахування проектування). Термін окупності залежить від обсягу фактичного споживання електричної енергії на конкретному об'єкті. Результати розрахунків витрат при різних способах отримання електроенергії відомостей – таблиці 4.2 та 4.3.

Таблиця 4.2 – Витрати для різних варіантів отримання 15 кВт електроенергії

№ п / п	Варіант отримання електроенергії	Часова витрата енергоносія	Ціна енергоносія	Сумарна витрата енергоносія за рік 8760 год	Вартість електроенергії, - тис.грн. за термін				Термін окупності
					1 рік	2,5	5	10	
1	Від мережі через ЛЕП	15 кВт	2.03грн/кВт.год	131400 кВт.год	267	667	1335	2670	4,5
2	Бензинова станція	7,0 л / год	23,5грн / л	61334л	1441	3603	7205	14410	1
3	Дизель-генератор	4,8 л / год	20,3грн / л	42048л	854	2134	4270	8540	2
4	Газова станція	8,0 л / год	11,5грн / л	70080л	806	2015	4030	8060	2

Таблиця 4.3 – Витрати для різних варіантів отримання 20 кВт електроенергії

№ п \ п	Варіант отримання електроенергії	Часовий витрата енергоносія	Ціна енергоносія	Сумарна витрата енергоносія за рік 8760 годин	Вартість електроенергії, - тис.грн. за термін				Термін окупності
					1 рік	2,5	5	10	
1	Від мережі через ЛЕП	20 кВт	2.03грн / кВт.год	175200кВт.год	356	890	1780	3560	5,1
2	Бензинова станція	9,2 л / год	23,5 грн / л	80592л	1894	4735	9470	18940	1
3	Дизель-генератор	6,4 л / год	20,3 грн / л	56064л	1138	2845	5690	11380	1,6
4	Газова станція	11,0 л / год	11,5 грн / л	96360л	1108	2770	5540	11080	1,6

#### 4.2.8 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Оптимізація роботи нагнітачів окремих КЦ багатощаблових КС і окремих КС»

Економія природного газу забезпечується підвищенням політропічного ККД процесу стискання газу за рахунок переведення роботи точки режиму з правої частини характеристики нагнітача ( $ККД \leq 0,5$ ) в середню зону ( $ККД \geq 0,8$ ). Досягнення оптимального режиму нагнітача можливе внаслідок зміни кількості працюючих ГПА в цеху або зміни продуктивності сусіднього цеху (якщо нитки об'єднані).

Для реалізації цього заходу необхідно мати програмний комплекс по визначенню значення політропічного ККД на фактичному режимі роботи нагнітача. Подібні можливості має програмний комплекс «EXPERT». В ньому за даними фактичних параметрів роботи нагнітачів розраховується середній політропічний ККД працюючих нагнітачів. Маючи ці дані є можливість оцінити,

в якій зоні вони працюють та прийняти рішення по переводу режиму роботи в оптимальну зону з підвищеним ККД.

Для ефективної роботи програмного комплексу необхідно поліпшити методологічну базу і приладове оснащення спеціалізованої організації, яка проводить теплотехнічні випробування ГПА до і після капітального ремонту в частині визначення фактичного політропічного ККД на робочих і номінальному режимах. Це дозволить оперативно і точно розраховувати оптимальні режими роботи нагнітачів.

Для прикладу, в червні 2016 року середній політропічний ККД був на рівні 0,65-0,7, в липні на рівні 0,7-0,75 при номінальному значенні 0,85.

При оптимізації режиму роботи нагнітачів можливо досягнути економії паливного газу у розмірі:

$$\Delta q = 1,0767 \cdot 10^{-3} \cdot 10000 \cdot (1/0,73 - 1/0,82) = 1,619 \text{ тис. т. у. п/рік, або}$$

$$1,619 \cdot 7000 / 8190 = 1,384 \text{ млн. м}^3 \text{ газу,}$$

з врахуванням фактичного часу роботи ця величина складає

$$1,384 \cdot 3312 / 8760 = 0,523 \text{ млн. м}^3 \text{ газу.}$$

де: 10000 – номінальне значення потужності ГТК-10;

0,73 – середнє значення політропічного ККД на фактичному режимі;

0,82 – середнє значення політропічного ККД після оптимізації;

7000 – значення теплотворної здатності умовного палива;

8190 – фактичне середнє значення теплотворної здатності природного газу.

У зв'язку з тим, що всі основні витрати несуть структурні підрозділи додаткові витрати будуть незначні, а термін окупності буде складати від двох до чотирьох місяців.

#### 4.2.9 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Оптимізація роботи ГТУ окремих компресорних цехів багатоцехових КС та окремих КС»

Економія природного газу забезпечується роботою ГТУ з підвищеним ефективним ККД. Досягнення економічного режиму роботи КЦ можливо за рахунок підбору кількості ГТУ з більш високим значенням ефективного ККД. Рекомендації для реалізації цього заходу є аналогічними попереднього.

Аналізуючи результати теплотехнічних випробувань бачимо, що ККД ГПА значно різняться, а саме ГПА 1- 0,305, ГПА 2 – 0,311, ГПА 3 – 0,286, ГПА 4 – 0,310, ГПА 5 – 0,279, ГПА 6 – 0,305, ГПА 7 – 0,274, ГПА 8 – 0,250, ГПА 9 – 0,263. Використовувати в роботі ГПА 1,2,4,6 більш економічно, ніж ГПА 3,5,7,8,9.

Цей захід маловитратний але ефективний.

$\Delta q = 1,0767 \cdot 10^{-3} \cdot 10000 \cdot (1/0,25 - 1/0,305) = 7,766$  тис.т.у.п/рік , або

$7,766 \cdot 7000 / 8190 = 6,638$  млн.м<sup>3</sup> газу,

з врахуванням фактичного часу роботи ця величина складає

$6,638 \cdot 552 / 8760 = 0,418$  млн.м<sup>3</sup> газу.

де: 10000 – номінальне значення потужності ГТК-10, кВт;

0,25 – значення ККД ГПА №8 який заміщується;

0,305 – значення ККД ГПА №1 на який заміщується ;

7000 – значення теплотворної здатності умовного палива, ккал;

8190 – фактичне середнє значення теплотворної здатності газу, ккал;

552 – середній час напрацювання ГПА в рік, год.

#### **4.2.10 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Своєчасна заміна шайб вузлу виміру природного газу на ГРС»**

Одною з великих статей витрат природного газу в балансі підприємства є стаття «розбаланс». Одною з причин виникнення «розбалансу» є наявність коефіцієнта невизначеності при підрахунку обсягу газу, який передається споживачам. Значення коефіцієнта невизначеності в усіх діапазонах роботи звужуючого пристрою неоднаково. Найменше значення в діапазоні 35-95% витрати. На практиці діафрагми працюють в діапазоні нижче за 35%. Це пов'язано з низьким споживанням природного газу споживачами через занадто дорогий газ.

Проведення постійного аналізу робочої точки звужуючого пристрою дозволить (при наявності змінних шайб на більш низькі витрати газу) значно знизити значення коефіцієнту невизначеності, тобто більш точно рахувати витрату газу, який передається споживачам і тим самим скоротити значення «розбалансу». Середнє значення коефіцієнта невизначеності замірних вузлів на ГРС становить 1,3-1,5% в оптимальній зоні і значно збільшується в роботі в неоптимальній зоні. Зниження його значення на 0,3-0,5%, за рахунок роботи в оптимальній зоні дозволить знизити «розбаланс» на відповідний відсоток.

При значенні розбалансу за 2016 рік по ЛВУ – 1890,3 тис.м<sup>3</sup> зниження буде відповідно на  $1890,3 * 0,03 = 56,71$  тис.м<sup>3</sup>, або 389,95 тис. грн.

Термін окупності незначний, за рахунок малих затрат на виготовлення комплекту діафрагм та обсягу газу, який випускається при їх заміні.

#### 4.2.11 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Уточнення підрахунку запасу газу в трубі»

Десятки і сотні мільйонів кубометрів газу, що рухаються під великим тиском в газотранспортній системі з середньою швидкістю 30-40 кілометрів на годину, і насправді представляють досить солідний запас. ГТС є «подушкою», яка по-перше, для кінцевого споживача згладжує нерівномірності надходження в систему газу, а по-друге, навіть при повному припиненні надходження ззовні деякий час забезпечує споживачів енергоносієм. Природно, що цей запас слід ретельно прораховувати.

Розрахунок запасу газу в діючому газопроводі досить складний, тому що тиск і температура газу на початку ділянки газопроводу завжди більше, ніж в кінці, змінюється хімічний склад газу, що транспортується і як наслідок змінюється щільність і коефіцієнт стисливості. Якщо всі ці величини можна виміряти, то необхідно якомога частіше вводити їх в розрахунок запасу газу.

Одна складова у формулі розрахунку є постійною – це геометричний обсяг труби, від точності розрахунку якого, в великій мірі залежить точність складання балансу газу по підприємству. Поділ зон відповідальності між ЛВУ не завжди збігається з поділом геометричного обсягу труби. Для підвищення точності розрахунку і зниження статті витрат «розбалансу» необхідно якомога ближче розміщувати ці дві зони і в місцях розмежування облаштувати точки виміру тиску і температури, які зазвичай знаходяться на кранових вузлах. Уточнення геометричного обсягу дозволить потенційно знизити «розбаланс» на 1-2% від обсягу газу в трубі.



#### 4.2.12 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Впровадження нових прогресивних джерел світла»

Використання малоефективних світлових приладів з відносно невисоким коефіцієнтом корисної дії (світловіддавачі, кольоропередавачі), які обладнані морально застарілими, а найчастіше фізично зношеними відбивачами світла призводить до перевитрат електроенергії.

Найефективнішими майже за всіма показниками є світлодіодні лампи, маючи при цьому найдовший термін служби і максимальну світловіддачу. Завдяки цьому вони ідеально підходять для тих об'єктів нафтогазової промисловості, що потребують цілодобового освітлення (КС, КЦ, ГРС, ГВС, тощо). Загалом під час експлуатації неефективного джерела світла втрачається  $\approx 70\%$  електроенергії.

Газотранспортна система потребує значної кількості якісної світлової енергії для організації нормального виробничого процесу. Причому саме на виробничих об'єктах ГТС таких, як проммайданчики виробничих управлінь, компресорні станції, газорозподільчі станції вимоги до освітлення є одними з найвищих порівняно з іншими галузями. Слід враховувати нормативні вимоги до систем освітлення для використання у вибухонебезпечних місцях, світлові прилади повинні бути сконструйовані у вибухозахищеному виконанні.

Впровадження нових прогресивних джерел світла, застосування світильників з високим ККД, впровадження нових конструкцій відбиваючої арматури і раціональних схем освітлення дозволяють у багатьох випадках різко підвищити ефективність електроосвітлювальних установок, збільшити освітленість робочих місць, досягти економії електроенергії. Річна економія електроенергії від використання ламп з високою світловою віддачею:

$$\Delta W = P_n * (1 - \eta_n / \eta_v) * \tau_{oc} \quad (4.7)$$

де  $P_n$  – сумарна потужність ламп з низькою світловою віддачею, кВт;

$\eta_n, \eta_v$  – світлова віддача ламп з низькою світловою віддачею та з високою світловою віддачею, лм/Вт;

$\tau_{oc}$  – години використання максимуму освітлювального навантаження, год.

Світлова віддача джерела світла (лм/Вт) – відношення випромінюваного джерелом світлового потоку до споживаної ним потужності. Є показником ефективності і економічності джерел світла. Термін окупності можливо визначити на прикладі заміні двох ламп розжарювання ЛОН100 ( $10 \cdot 2 = 20$  грн) на один світильник LED панель GLOBAL 600\*600 30W 5000K 220VWT (GBL-PS-600-3050WT-01) (441 грн).

Річна економія електроенергії від використання світлодіодних ламп з високою світловою віддачею замість ламп розжарювання при однозмінній роботі складають:  $\Delta W = 0,4 \cdot (1 - 20/70) \cdot 250 = 71,4$  кВт/рік;

Вартість електроенергії по: 1-му класу –  $71,4 \cdot 1,53 = 109,3$  грн.; 2-му класу –  $71,4 \cdot 2,03 = 144,0$  грн. Термін окупності: 1-му класу  $(441 - 40) / 109,3 = 3,7$  року; 2-му класу  $(441 - 40) / 144 = 2,8$  року.

#### **4.2.13 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Оптимізація потужностей електроприводів»**

Електропривід – як основний «постачальник» механічної енергії на пром підприємствах, так і основний споживач електричної енергії. В роботі з електродвигунами головне – правильна експлуатація. Якщо електродвигуни перевантажені – швидко виходять з ладу, якщо недовантажені – працюють неефективно, знижується їх ККД і  $\cos\phi$ . За результатами енергоаудиту принципово є два підходи до підвищення енергоефективності електроприводу:

- заміна недовантажених двигунів на двигуни меншої потужності;
- застосування регульованого електроприводу.

Зі зміною технологічного процесу можливе недовантаження асинхронних електродвигунів. Якщо підвищення корисного навантаження робочої машини протягом тривалого періоду часу неможливе, а електродвигун має невикористаний резерв потужності, доцільна постановка питання про заміну недовантаженого електродвигуна. Заміна дозволить збільшити ступень використання електродвигуна, збільшити коефіцієнт навантаження і зменшити споживання реактивної і активної енергії. Заміна рекомендується, якщо середній коефіцієнт навантаження менший 40-50%, якщо в межах 45-70%, тоді доцільність заміни вирішується ТЕО.

Втрати в системі електропостачання у випадку заміни електродвигуна повинні знижуватися вилученням надлишкової потужності асинхронних електродвигунів, доцільність вилучення якої визначається наступним чином:

$$(P_1 + K_E \cdot Q_1) - (P_2 + K_E \cdot Q_2) > 0, \quad (4.8)$$

де  $P_1$  і  $Q_1$  – витрати активної потужності реактивна потужність двигуна, який замінюється, за існуючого навантаження;

$P_2$  і  $Q_2$  – витрати активної потужності реактивна потужність двигуна, яким замінюють наявний, при тому самому навантаженні;

$K_E$  – коефіцієнт підвищення втрат (можна прийняти 0,05-0,10; більші значення стосуються часу максимуму енергосистеми).

Доцільність застосування регульованого електропривода визначається характером механічного, а отже і електричного навантаження зі змінним кутовим моментом – для pomp, вентиляторів, відцентрових компресорів, нагнітачів. На практиці найкращі можливості для економії енергії існують тоді, коли помпи чи вентилятори протягом тривалого часу працюють у режимі часткового навантаження.

Мета застосування електроприводів зі керованою швидкістю – це підтримка швидкості двигуна якнайближчою до оптимальної або заданої. Значення економії електроенергії при заміні нерегульованого електропривода регульованим такі: для вентиляційних систем – 50%; для компресорів – 40-50%; для повітродувок і вентиляторів – 30%; для pomp – 25%.

#### **4.2.14 Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження заходу «Реконструкція та обслуговування систем опалення приміщень»**

Одним з видів нефективного високоенергоспоживаючого обладнання яке слід модернізувати є котельні установки; водогрійні – які задіяні в процесі обігріву приміщень та парові котли – які використовуються в виробничому процесі транспорту газу (установки осушування газу). Основними критеріями оцінки ефективності і економічності роботи котлів являються : коефіцієнт корисної дії і питома витрата палива на 1 Гкал виробленої теплоенергії.

Для визначення річної витрати природного газу котлом скористаємося наступною формулою[4]:

$$V=1000 \cdot Q \cdot \tau / Q_{H^P} \cdot \eta , \quad (4.9)$$

де:  $Q$  – встановлена теплопродуктивність котельні, Гкал/год;

$\tau$  – річна кількість годин роботи котлом вказаної теплопродуктивності г/рік;

$Q_{H^P}$  – нижча теплота згоряння природного газу,  $Q_{H^P}=8050$  ккал/кг;

$\eta$  - к.к.д. котельної установки.

Розрахуємо економію від заміни котла з ККД 82% на котел з ККД 91%.

Припустимо, що експлуатація здійснюється протягом опалювального періоду, який складає 6 місяців  $\tau=4320$ год/рік, тоді при теплопродуктивності 0,5 Гкал/год у котла з ККД 82% річна витрата газу становитиме:

$$V_1 = 1000 \cdot 0,5 \cdot 4320 / 8050 \cdot 0,82 = 327,223 \text{ тис.м}^3/\text{рік.}$$

Для котла з ККД 91% при аналогічних параметрах річна витрата газу буде:

$$V_2 = 1000 \cdot 0,5 \cdot 4320 / 8050 \cdot 0,91 = 294,86 \text{ тис.м}^3/\text{рік.}$$

Річна економія природного газу, отримана за рахунок підвищення коефіцієнта корисної дії котельної установки, складатиме:

$$\Delta V = V_1 - V_2 = 327,223 - 294,86 = 32,363 \text{ тис.м}^3/\text{рік.}$$

Отже, з розрахунку випливає, що економічний ефект від заміни котла з коефіцієнтом корисної дії 82% на котел з ККД – 91% становитиме в натуральній величині 32,363 тис.м<sup>3</sup>/рік (що складає понад 200,0 тис.грн).

В таблиці 4.4 згруповані основні енергозберігаючі заходи модернізації процесу транспортування газу та наведена їх техніко-економічна оцінка.

Таблиця 4.4 – Техніко-економічна оцінка енергозберігаючих заходів

№ п/п	Заходи щодо енергозбереження	Необхідні витрати, тис. грн.	Ефект енергозбереження	Термін окупності, років
1	Впровадження регенераторів на основі плоско-овальних труб (ПАТ «Факел»)	9000,0	79,879 тис. м <sup>3</sup>	27,95
2	Впровадження регенераторів на основі плоско-овальних труб (Фірма «EKOL»)	9000,0	48,050 тис. м <sup>3</sup>	16,8
3	Впровадження системи комбінованого охолодження мастила ГПА з використанням у другому блоці в якості охолоджувача паливний газ після редукування	130,0	18,22 м <sup>3</sup> /год	1,9
4	Використання електричного нагріву технологічного газу на ГРС з використанням електричної енергії, яка виробляється в ТДУ	1200,0	51,465 тис. м <sup>3</sup>	1,5-2,0
5	Використання електричного нагріву технологічного газу на ГРС в нічний період (нічний тариф)	4,0	17,155 тис. м <sup>3</sup> /рік	1 місяць
6	Використання електричного нагріву технологічного газу на ГРС	200,0	51,465 тис. м <sup>3</sup> /рік	1 рік

Продовження таблиці 4.4

7	Використання турбостанцій в якості джерела електричної енергії на пунктах зниження тиску газу (для отримання 15 або 20 кВт електроенергії)	267 / 356	Від мережі через ЛЕП	4,5 / 5,1
		1441 / 1894	Бензинова станція	1
		854 / 1138	Дизель-генератор	1,6 / 2
		806 / 1108	Газова станція	1,6 / 2
8	Оптимізація роботи нагнітачів окремих КЦ багатоцехових КС та окремих КС	500,0-600,0	0,523 млн. м <sup>3</sup> /рік	2-4 місяці
9	Оптимізація роботи ГТУ окремих КЦ багатоцехових КС та окремих КС	–	0,418 млн. м <sup>3</sup> /рік	–
10	Своєчасна заміна шайб вузлу виміру природного газу на ГРС	Залежно від кількості діафрагм та обсягів газу стравленого, при заміні	56,71 тис. м <sup>3</sup> (при вибраному значенні «розбалансу» за 2016 рік)	Залежно від к-ті діафрагм та обсягів газу, який випускається при заміні
11	Уточнення підрахунку запасу газу в трубі	–	Зменшення розбалансу на 1-2 %	–
12	Впровадження прогресивних джерел світла: - заміна ламп розжарювання на світлодіодні - встановлення автоматичних вимикачів освітлення - встановлення вимикачів для зонного керування декількома джерелами світла	0,441	71,4 кВт/рік на 1 лампу	2,8-3,7
		Залежно від к-ті вимикачів	70-80 %	1,2-1,5
			40-50 %	1,3-1,7
13	Оптимізація потужностей електроприводів	Економія електроенергії: 50 % (для вентсистем); 40-50% (для компресорів); 30 % - для вентиляторів; 25 % - для pomp		
14	Реконструкція та обслуговування систем опалення приміщень	Залежно від типу та марки котла	32,363 тис. м <sup>3</sup> /рік	2-6 років

Базовими нормативними документами для розроблення заходів були [4,20, 21,25, 27].

Як впливає із вищевикладеного, саме системний підхід визначення та аналізу показників енергоефективності газотранспортної системи дав змогу обрати максимально енергоефективні шляхи експлуатації та модернізації процесу транспортування газу враховуючи її особливості.

У результаті виконання досліджень розроблено організаційно-технічні заходи щодо підвищення ефективності використання ПЕР, визначено перелік робіт, необхідних для реалізації конкретних енергозберігаючих заходів. Проведено оцінку факторів, що впливають на економічну ефективність заходів, а також оцінено економічні складові таких заходів, а саме: вартість впровадження запропонованих енергозберігаючих заходів і термін їх окупності та проведено їх ранжування за енергетичною ефективністю.

#### **4.3 Програмне та інформаційне забезпечення прогнозування режимів роботи газопроводів**

Газотранспортна система є значним споживачем енергоресурсів, тому важливим завданням є правильне нормування та контроль за використанням енергоресурсів залежно від режиму роботи ГТС, що можливо досягти при якісному методичному та нормативному забезпеченні.

Як вже було зазначено у попередніх розділах роботи, в Товаристві функціонує система обліку і планування (нормування) використання енергоресурсів, при чому для вирішення вказаних задач використовується спеціально розроблений програмний комплекс «EXPERT». Програмний комплекс призначений для функціонування на персональному комп'ютері з архітектурою IBM PC, операційна система – Windows 2000 або вище, має бути встановлено Microsoft Excel із пакету Microsoft Office. ПК «EXPERT» не потребує встановлення на клієнтських робочих місцях додаткового програмного забезпечення, вид діалогових вікон зображено на рисунку 4.1.

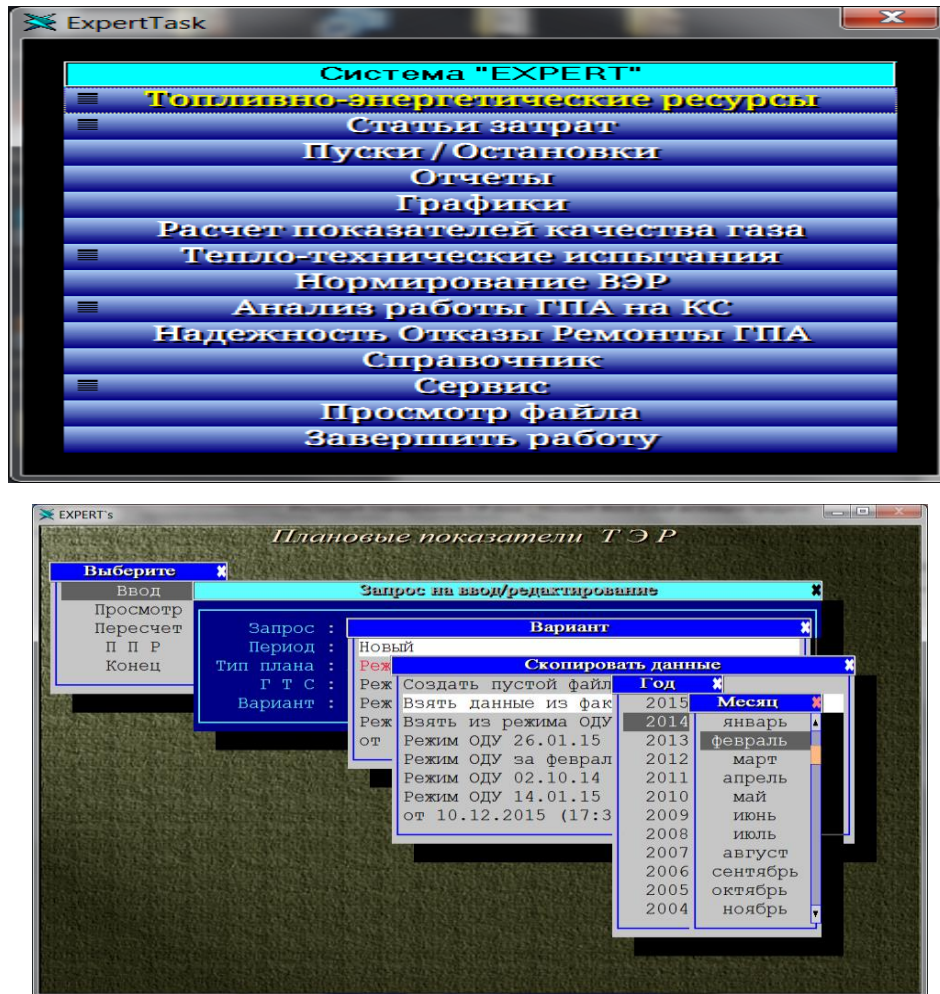


Рисунок 4.1 – Діалогові вікна програмного комплексу «EXPERT»

Програмний комплекс “EXPERT” призначений для:

- обробки інформації щодо витрат природного газу на ВТП за статтями витрат споживачів виробничих об’єктів;
- аналізу цієї інформації за відповідним алгоритмом та на основі аналізу і планових режимів транспортування газу розрахунок планових витрат природного газу на ВТП на відповідний період (місяць, квартал).
- планування за статтями витрат електричної енергії споживачів виробничих об’єктів, здійснення розрахунків за відповідним алгоритмом на відповідний період (місяць, квартал);



- планування витрат теплової енергії за статтями витрат споживачів виробничих об'єктів, здійснення розрахунків за відповідним алгоритмом на відповідний період (місяць, квартал).

Комплекс «EXPERT» дозволяє виконувати прогнози розрахунки витрат природного газу, електричної та теплової енергії на ВТП, облік режимних даних, розрахунок витрат паливного газу, розрахунок витрат електричної енергії на роботу ЕГПА, розрахунок витрат природного газу на ВТП, формування місячних/квартальних даних, щодо потреби газу відповідно технічного завдання та розрахунок товаротransпортної роботи.

Основним методом, який використовується в алгоритмі для визначення планових витрат газу, є розрахунково-аналітичний з використанням паспортних характеристик та статистичних даних з фактичних витрат газу в різних експлуатаційних умовах відповідно до структури ВТВ газу під час транспортування його в мережах МГ та зберігання в ПСГ, що експлуатуються.

Індивідуальні норми витрат газу переглядаються і поновлюються щоразу, коли визначаються фактичні характеристики обладнання та устанавлюються для нових типів обладнання, яке вводиться в експлуатацію та оновлюються в довідковій базі даних програмного комплексу «EXPERT».

Розрахунки планових витрат газу здійснюються з метою визначення оптимальних обсягів його використання на ВТП під час транспортування та зберігання в ПСГ. Вихідними даними для програмного комплексу «EXPERT» в частині розрахунків планових витрат газу є: організаційна структура підприємства; бази даних з інформацією про структуру витрат природного газу на ВТП; інформація про фактичні дати закінчення ремонтів ГПА та показники надійності роботи ГПА за місяць, квартал; інформація про структуру витрат і фактичні витрати електро- та теплоенергії за минулі періоди; показники хімічного складу газу що транспортується; паспортні (номінальні) та фактичні

характеристики газовикористовуючого та енерговикористовуючого обладнання та його функціональне призначення.

Програмний комплекс “EXPERT” складається з модулів, які були розроблені на підставі алгоритмів згідно діючих нормативних документів щодо визначення обсягів ВТВ газу, електричної та теплової енергії під час експлуатації КС, ДКС, ПСГ, ЛЧМГ, ГРС, ГВС та проммайданчиків об’єктів (служб) відповідно із структурою його витрат на цих об’єктах на рівні газотранспортних підприємств та інших організаційних структур.

1. Модуль розрахунку планових витрат природного газу на ВТП.
2. Модуль розрахунку планових витрат електричної енергії на ВТП
3. Модуль розрахунку планових витрат теплової енергії на ВТП

Модулі планування базуються на використанні нормативних обсягів витрат енергоресурсів. Усі прораховані варіанти у вигляді звітів при необхідності виводиться на друк, при чому усі звіти в зазначених завданнях можна вивести так само в Excel. Вцілому програмний комплекс “EXPERT” при наявності великого функціоналу є застарілим та громіздким і потребує для його використання досить специфічної підготовки.

#### **4.4 Розрахунок витрат природного газу для функціонування ГТС при різних режимах транспортування газу з використанням сучасних методологій та програмного забезпечення**

Система збору і використання інформації про витрати природного газу на базі програмного комплексу «EXPERT» забезпечує: внесення і передачу інформації про витрати газу на рівні виробничого підрозділу (ЛВУМГ), УМГ та

апарату управління; накопичення бази даних; формування звітних форм; планування витрат, тощо.

Програмний комплекс «EXPERT» розроблений понад 20 років тому для операційної системи MS-DOS, доповнювався різними функціональними блоками, частково оновлювався та перелаштовувався під операційну систему Windows, при чому оновлення відбувались у різні періоди та різними фахівцями. Оскільки програмне середовище, в якому створена програма, морально застаріле, досить часто виникає потреба в технічній підтримці та супроводженні програми.

Також виникають проблеми налаштування комп'ютерів під програмний комплекс «EXPERT», а також коригування звітних форм внаслідок структурних змін на підприємстві та перерозподілу об'єктів. Зважаючи на вищенаведені обставини, а також задля покращення оперативності та ефективності ведення обліку та моніторингу витрат природного газу за виробничими статтями, є необхідність в створенні нової автоматизованої системи збору інформації.

Нова система дозволить зокрема більш оперативно пристосовуватись до структурних змін, за рахунок модернізації алгоритму розрахунку показників точніше планувати витрати газу для різних режимів роботи ГТС, а також в режимі онлайн (за попередню добу) отримувати показники використання природного газу в розрізі структурних підрозділів та статей витрат.

Оскільки в Оператора ГТС вже функціонує система SAP, яка має всі можливості для підтримки відповідних баз даних, то доцільно впровадити саме в ній систему збору інформації про планування та витрати газу. Вказану інформацію автоматично зможуть використовувати всі зацікавлені підрозділи Товариства в оперативному режимі. Організувати та впровадити вказану систему «Обліку витрати газу» можна за наступним алгоритмом.

1. Створення технічних місць виникнення витрат газу. Спочатку здійснити перегляд технічних місць списком та проставлення ознаки споживання газу на

технічних об'єктах ГТС, транзакція «ІН06». Ввести необхідні значення для вибору списку технічних місць та провести аналіз кожного об'єкту, окремо або групою (рисунки 4.2 – 4.5).

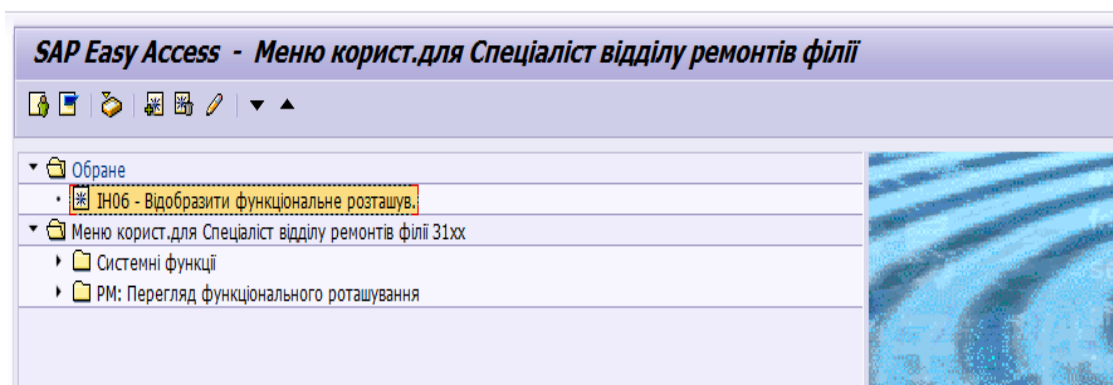


Рисунок 4.2 – Меню входу в систему

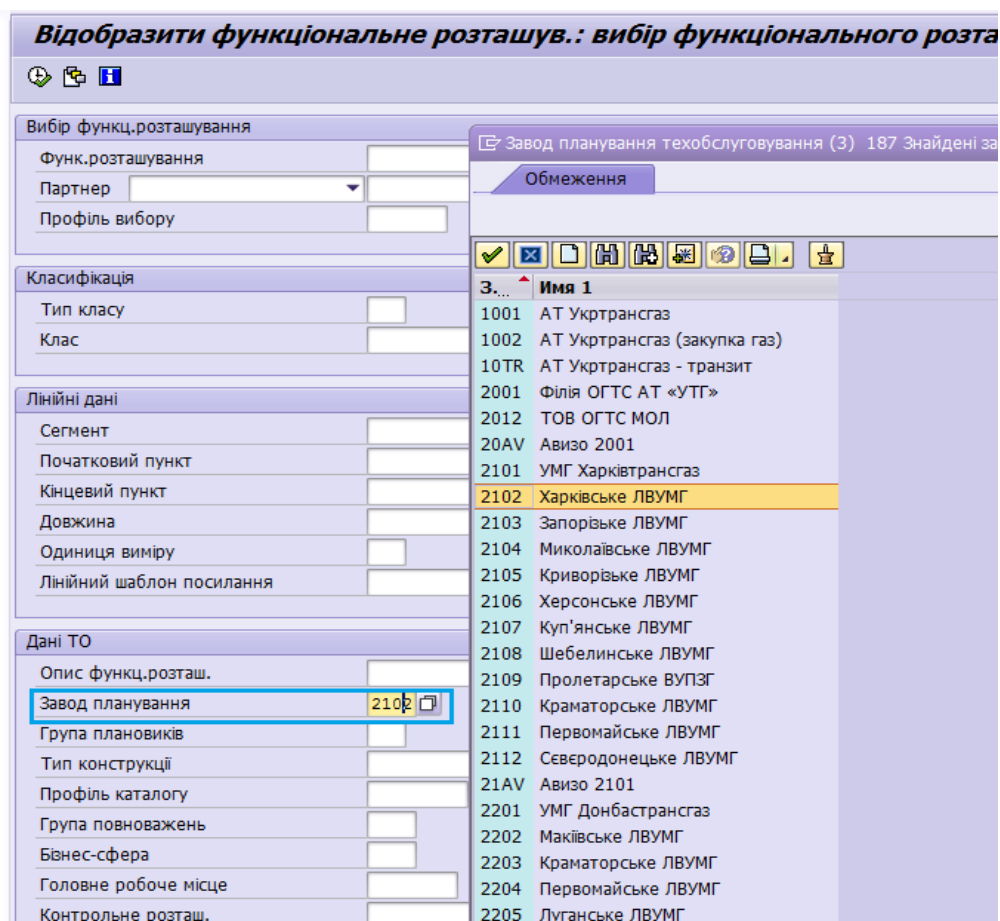


Рисунок 4.3 – Меню вибору технічних місць для перегляду

Список Редагувати Перейти до Структура Середовище Настройки Система Довідка

Відобразити функціональне розташув.: список функціональних розташувань

ОЗ (Знак класу)

В. Функ.розташування	Опис функціонального розташування	З.пл	Мтка	ОЗ	Ознак	Опис ознаки	Опис технічного місця (Довгий)	Основний засіб	Інвентарний номер
10001-01-001-002	Длянка ЛЧ км 00,00 - км 14,02 Ду 400	2102	03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 14,02 Ду 400	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 14,02 Ду 400	103000051999	103000051999
10001-01-001-003	Длянка ЛЧ км 14,02 - км 30,00 Ду 400		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 14,02 - км 30,00 Ду 400	Длянка ЛЧ км 14,02 - км 30,00 Ду 400	103000052000	103000052000
10001-01-001-004	Длянка ЛЧ км 30,00 - км 41,80 Ду 400		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 30,00 - км 41,80 Ду 400	Длянка ЛЧ км 30,00 - км 41,80 Ду 400	103000052002	103000052002
10001-01-001-005	Длянка ЛЧ км 41,80 - км 53,18 Ду 400		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 41,80 - км 53,18 Ду 400	Длянка ЛЧ км 41,80 - км 53,18 Ду 400	103000052004	103000052004
10001-01-001-007	Длянка ЛЧ км 53,18 - км 53,60 Ду 400		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 53,18 - км 53,60 Ду 400	Длянка ЛЧ км 53,18 - км 53,60 Ду 400	103000052010	103000052010
10001-01-001-207	Длянка ЛЧ км 53,60 - км 57,70 Ду 400		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 53,60 - км 57,70 Ду 400	Длянка ЛЧ км 53,60 - км 57,70 Ду 400	103000052258	103000052258
10001-01-002	МГ "Шебелинка-Харків 2 нитка" (ХЛВУМГ)		03	L9999	для техн. місць верхн. рівня (ТМ1абоТМ2)	МГ "Шебелинка-Харків 2 нитка" (Харківське ЛВУМГ)	МГ "Шебелинка-Харків 2 нитка" (Харківське ЛВУМГ)	103000018123	1417
10001-01-002-001	Длянка ЛЧ км 00,00 - км 11,46 Ду 1000		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 11,46 Ду 1000	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 11,46 Ду 1000	103000052012	103000052012
10001-01-002-002	Длянка ЛЧ км 11,46 - км 41,67 Ду 1000		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 11,46 - км 41,67 Ду 1000	Длянка ЛЧ км 11,46 - км 41,67 Ду 1000	103000052013	103000052013
10001-01-002-003	Длянка ЛЧ км 41,67 - км 49,10 Ду 1000		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 41,67 - км 49,10 Ду 1000	Длянка ЛЧ км 41,67 - км 49,10 Ду 1000	103000052014	103000052014
10001-01-002-006	Длянка ЛЧ км 49,10 - км 67,80 Ду 1000		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 49,10 - км 67,80 Ду 1000	Длянка ЛЧ км 49,10 - км 67,80 Ду 1000	103000052015	103000052015
10001-01-003	МГ "Шебелинка-Харків 3 нитка" (ХЛВУМГ)		03	L9999	для техн. місць верхн. рівня (ТМ1абоТМ2)	МГ "Шебелинка-Харків 3 нитка" (Харківське ЛВУМГ)	МГ "Шебелинка-Харків 3 нитка" (Харківське ЛВУМГ)	103000018125	1587
10001-01-003-001	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 6,64 Ду 700		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 6,64 Ду 700	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 6,64 Ду 700	103000052016	103000052016
10001-01-003-002	Длянка ЛЧ км 6,64 - км 19,70 Ду 700		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 6,64 - км 19,70 Ду 700	Длянка ЛЧ км 6,64 - км 19,70 Ду 700	103000052259	103000052259
10008-01	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 0,70 Ду 700		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 0,70 Ду 700	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 0,70 Ду 700	103000051950	103000051950
10008-01-001	Длянка ЛЧ км 0,70 - км 3,00 Ду 800		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 0,70 - км 3,00 Ду 800	Длянка ЛЧ км 0,70 - км 3,00 Ду 800	103000051951	103000051951
10008-01-002	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 0,70 Ду 700		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 0,70 Ду 700	Длянка ЛЧ км 0,00 - км 0,70 Ду 700	103000051952	103000051952
10008-01-002-001-001	Длянка ЛЧ км 0,70 - км 3,00 Ду 800		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 0,70 - км 3,00 Ду 800	Длянка ЛЧ км 0,70 - км 3,00 Ду 800	103000051954	103000051954
10008-01-003	МГ "Шебелинка-Бєлгород 1 нитка" (ХЛВУМГ)		03	L9999	для техн. місць верхн. рівня (ТМ1абоТМ2)	МГ "Шебелинка-Бєлгород 1 нитка" (Харківське ЛВУМГ)	МГ "Шебелинка-Бєлгород 1 нитка" (Харківське ЛВУМГ)	103000018100	930
10008-01-003-001	Длянка ЛЧ км 3,00 - км 7,50 Ду 700		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 3,00 - км 7,50 Ду 700	Длянка ЛЧ км 3,00 - км 7,50 Ду 700	103000051955	103000051955
10008-01-003-001-201	Длянка ЛЧ км 7,50 - км 28,80 Ду 700		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 7,50 - км 28,80 Ду 700	Длянка ЛЧ км 7,50 - км 28,80 Ду 700	103000052262	103000052262
10008-01-003-001-202	Длянка ЛЧ км 28,80 - км 34,80 Ду 700		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 28,80 - км 34,80 Ду 700	Длянка ЛЧ км 28,80 - км 34,80 Ду 700	103000052264	103000052264
10008-01-003-002	Длянка ЛЧ км 34,80 - км 37,00 Ду 500		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 34,80 - км 37,00 Ду 500	Длянка ЛЧ км 34,80 - км 37,00 Ду 500	103000051960	103000051960
10008-01-003-003	Длянка ЛЧ км 37,00 - км 44,50 Ду 700		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 37,00 - км 44,50 Ду 700	Длянка ЛЧ км 37,00 - км 44,50 Ду 700	103000051962	103000051962
10008-01-003-004	Длянка ЛЧ км 44,50 - км 67,10 Ду 700		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 44,50 - км 67,10 Ду 700	Длянка ЛЧ км 44,50 - км 67,10 Ду 700	103000051963	103000051963
10008-01-003-005	Длянка ЛЧ км 67,10 - км 96,20 Ду 700		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 67,10 - км 96,20 Ду 700	Длянка ЛЧ км 67,10 - км 96,20 Ду 700	103000051965	103000051965
10008-01-003-008	Длянка ЛЧ км 96,20 - км 98,097 Ду 700		03	L0000	Длянка ЛЧ МГ	Длянка ЛЧ км 96,20 - км 98,097 Ду 700	Длянка ЛЧ км 96,20 - км 98,097 Ду 700	103000051971	103000051971

Рисунок 4.4 – Вибір технічних місць функціональних розташувань

Функціональне розташування Редагувати Перейти до Додатково Структура Середовище

Відобразити функціональне розташув.: Основні дані

Класифікація Точки вимірювання/лічильники Походження даних...

Функ.розташув. 10001-01-001 Кат. Лінійне функціонал...

Опис МГ "Шебелинка-Харків 1 нитка" (ХЛВУМГ)

Статус СТВР СТВР

Загальний Місцезнаходження Організація Структура

Дані користувача

Опис ознаки для техн. місць верхн. рівня (ТМ1абоТМ2)

Опис ТехнічМісця(Довгий) МГ "Шебелинка-Харків 1 нитка" (Харківське ЛВУМГ)

Рисунок 4.5 – Об'єкт функціонального розташування

Для встановлення мітки ВТВ для відповідного об'єкту в SAP, на якому використовується природний газ, потрібно в даному звіті додати стовпчик «Ознака споживання газу на об'єкті ГТС» та проставити мітку (рисунок 4.6).

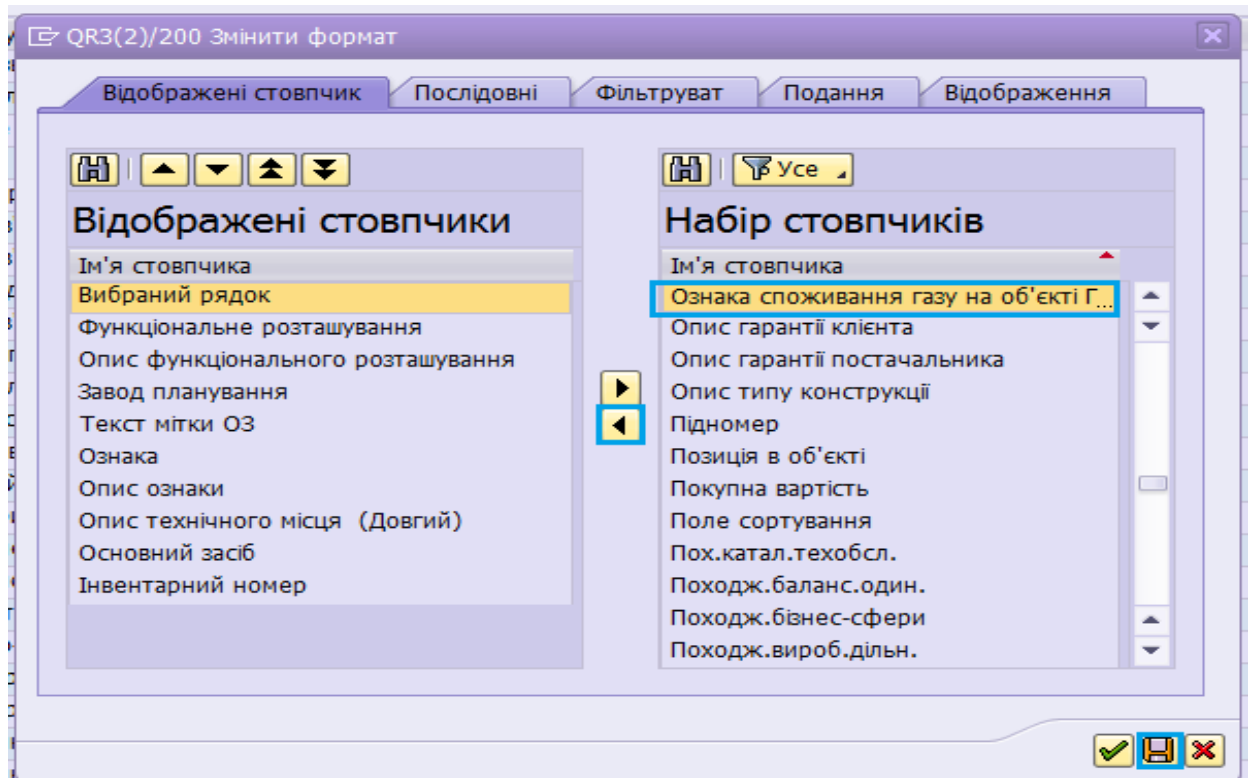


Рисунок 4.6 – Вибір ознаки споживання газу на об'єкті ГТС

Після внесення усіх технічних місць де можлива витрата природного газу з'явиться можливість для внесення показників використання газу.

2. Внесення витрат по статтям ВТВ. Внесення даних проводиться в продуктивній системі PR3 згідно повноважень. Після внесення ознак споживання газу на об'єктах ГТС відкриється можливість для внесення витрати по статтям ВТВ через транзакцію «ZPM\_VVS\_VTV» (рисунок 4.7).

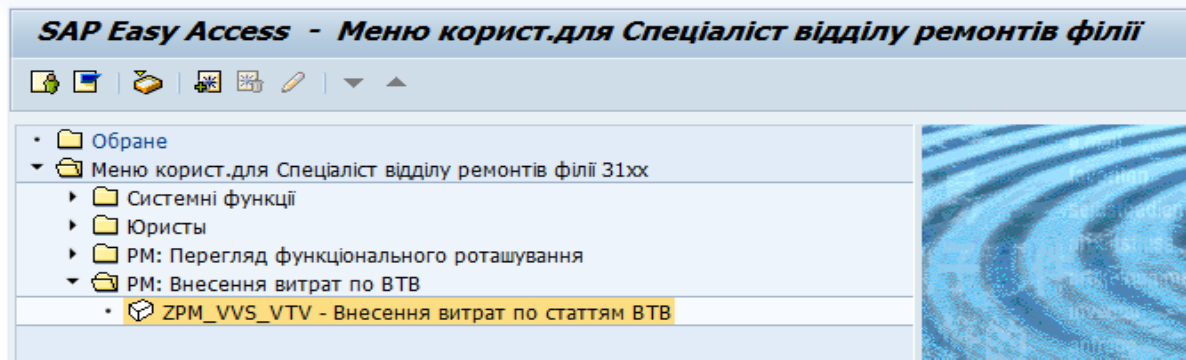


Рисунок 4.7 – Запуск транзакції «ZPM\_VVS\_VTV»

З'явиться нижченаведений екран вибору технічних місць для перегляду (рисунок 4.8).

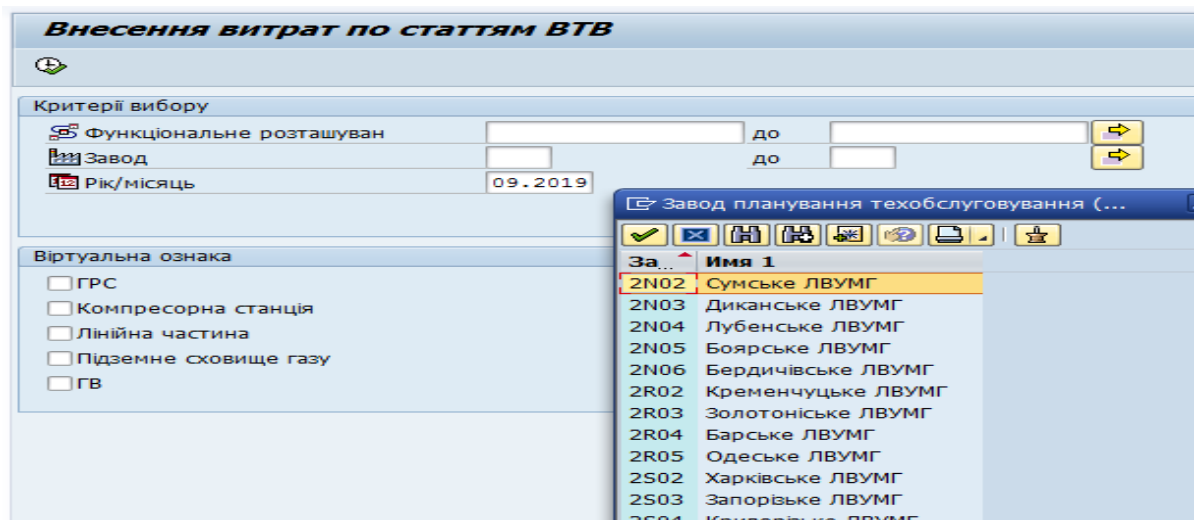


Рисунок 4.8 – Внесення витрат газу по статтям

Статті для внесення відповідають НДТОВ 07-003:2019 (таблиця 4.5).

Після цього переглядаються обсяги, які можливо були вже внесені, якщо необхідно скоригувати переходимо до режиму зміни записів «Поля» за статтями, які доступні для редагування, мають можливість для внесення обсягу (в м<sup>3</sup>) з двома знаками після коми. Після внесення перевіряється записи, підтвердить зміни, натиснувши кнопку «Зберегти» (рисунок 4.9).

Таблиця 4.5 – Статті витрат газу на виробничо-технологічні потреби

	Назва статті	Можливість внесення обсягів (X – можливо)
1	Паливний газ на роботу ГПА	X
2	Паливний газ електростанцій власних потреб	X
3	Установками підігріву та осушування газу	X
4	Паливний газ котельень та котлів опалення для постачання тепла і гарячої води на виробничі об'єкти	X
5	Хімлабораторіями	X
6	При виконанні планових вогневих і газонебезпечних робіт	X
7	При очищенні порожнини ЛЧ МГ очисними поршнями	X
8	При виконанні внутрішньо-трубною діагностики	X
9	При експлуатації УПГ	X
10	Газ, що випускається при пусках, зупинках і зміні режимів роботи ГПА, КЦ, ГРС та інших об'єктів ГТС	X
11	При роботі пневмоприводу	X
12	При роботі пневморегуляторів	X
13	На продування пиловловл-в, конденсатозб-в, дрипів, інших ПВТ	X
14	Через свічки маслоскопів, газовідділювачів та ін.	X
15	Через сальники штоків газомотокомпресорів (ГМК)	X
16	Через ущільнення, штоки, фланцеві з'єднання перекривн. арм. та іншого обладн. ГТС	X
17	При заправці метанольниць	X
18	На продування ділянки, відводу МГ від пилу і конденсату	X
19	При заміні сезонних діафрагм приладів обліку газу	X
20	При проведенні ГВ та ВО пилоуловлювачів, інших ПВТ і апаратів	X
21	При налаштуванні, опробуванні перекривної, запобіжн. і регул. арматури	X
...		



**Внесення витрат по статтям ВТВ**

Оновити Відобразити/Змінити

Функ. розст.	Функ. розташування	Дата запуску	Дата завер	З.пл	НазваЗаводу/План	Ознака	Назва вірт. ознаки	Σ 1 Паливний газ на роботу Г...	Σ 2 Паливний газ електростанції власн. пот
								0,00	6,00
40575	ГРС Троянець	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	G0000	Назва ГРС	0,00	1,00
20072-01	Компресорна станція КС-1 Ромненська	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	K0000	Компресорна станція (назва)	0,00	1,00
20072-02	Компресорна станція Суми	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	K0000	Компресорна станція (назва)	0,00	1,00
20071-01	Компресорна станція КС-32 Ромненська	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	K0000	Компресорна станція (назва)	0,00	1,00
20071-02	Компресорна станція КС-32П Ромненська	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	K0000	Компресорна станція (назва)	0,00	1,00
20071-03	Компресорна станція КС-3 Ромненська	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	K0000	Компресорна станція (назва)	0,00	1,00
10070-01	МГ ТШК Сумське ЛВУМГ	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	L9999	для техн. місць верхн. рівня (ТМ1абоТМ2)	0,00	0,00
10082-01	МГ "УПУ" Сумське ЛВУМГ	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	L9999	для техн. місць верхн. рівня (ТМ1абоТМ2)	0,00	0,00
40631	ГРС-1 Суми	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	G0000	Назва ГРС	0,00	0,00
40632	ГРС-2 Суми	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	G0000	Назва ГРС	0,00	0,00
40633	ГРС Дослідна станція	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	G0000	Назва ГРС	0,00	0,00
40634	ГРС Білопілья	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	G0000	Назва ГРС	0,00	0,00
40635	ГРС Буринь	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	G0000	Назва ГРС	0,00	0,00
40636	ГРС Глухів	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	G0000	Назва ГРС	0,00	0,00
40637	ГРС Конотоп	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	G0000	Назва ГРС	0,00	0,00
40638	ГРС Краснопілья	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	G0000	Назва ГРС	0,00	0,00
40639	ГРС Кролевець	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	G0000	Назва ГРС	0,00	0,00
40640	ГРС Липова Долина	01.09.2019	30.09.2019	2N02	Сумське ЛВУМГ	G0000	Назва ГРС	0,00	0,00

Рисунок 4.9 – Формат режиму зміни записів

Таким чином, впровадження системи «Обліку витрати газу» на базі системи SAP дозволить відповідальному підрозділу Оператора ГТС: оперативно реагувати на структурні зміни виробництва, отримувати в режимі онлайн показники використання природного газу в розрізі структурних підрозділів та виробничих статей витрат, відслідковувати місця можливих перевитрат енергоресурсу, точніше планувати витрати газу для різних режимів роботи ГТС, автоматично формувати необхідні форми звітності, графічні матеріали із сформованої бази даних тощо.

В розділі було проведено комплексне дослідження стану та розроблення методичного забезпечення для визначення обсягів витрат газу на виробничо-технологічні потреби. В результаті роботи визначено, що найкращий варіант для

керування витратами паливно-енергетичних ресурсів газотранспортним підприємством, є щодобовий моніторинг за їх виникненням та обрахунками, та постійне порівняння з плановими показниками, які були розраховані при моделювання відповідного режиму роботи ГТС.

#### **Висновки до розділу 4**

1. Проведено дослідження щодо експериментальної перевірки розроблених методів зниження питомого споживання ПЕР у процесі експлуатування газопроводів. З метою зменшення вартості транспортування та підвищення надійності роботи газотранспортної системи необхідне впровадження системи моніторингу енергетичної ефективності.

2. На основі визначених причин невідповідності фактичних і нормативних значень показників енергоефективності розроблено організаційно-технічні заходи щодо підвищення ефективності використання ПЕР, а також визначено перелік робіт, необхідних для реалізації конкретних енергозберігаючих заходів. Проведено оцінку факторів, що впливають на економічну ефективність заходів, а також оцінено економічні складові таких заходів, а саме: вартість впровадження запропонованих енергозберігаючих заходів і термін їх окупності та проведено їх ранжування за енергетичною ефективністю.

3. Проведено комплексне дослідження методичного, інформаційного та нормативного забезпечення реалізації запропонованих методів експлуатації газопроводів. Проведено розроблення методичного та нормативного забезпечення реалізації визначення обсягів витрат газу на виробничо-технологічні потреби.

## ВИСНОВКИ

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішена актуальна науково-прикладна задача, яка полягає в удосконаленні методів прогнозування режимів роботи газотранспортної системи в умовах нестабільного завантаження шляхом встановлення закономірностей впливу фізико-хімічних показників транспортованого природного газу на енергоефективність її роботи.

1. Проведено аналіз сучасних методів, засобів і технологій забезпечення ефективного функціонування газотранспортної системи. Проаналізовано чинні методики оцінки споживання паливно-енергетичних ресурсів у процесі експлуатування газопроводів, а також розглянуто особливості структури витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів під час транспортування природного газу. Встановлено, що існуючі на сьогодні методики щодо зменшення енергетичних витрат на виробничо-технологічні потреби вимагають удосконалення, оскільки не можуть повною мірою врахувати усі наявні реалії роботи газотранспортної системи в умовах її нестабільного завантаження.

2. Проведено теоретичні дослідження щодо удосконалення методів експлуатації газопроводів із врахуванням нестабільності завантаження газотранспортної системи, а також вимог ресурсозбереження. На основі проведених досліджень отримана залежність для визначення коефіцієнту стисливості природного газу від його фізико-хімічних показників, що дало можливість спростити математичну модель та водночас підвищити точність визначення витрат газу на виробничо-технічні потреби. На основі запропонованої моделі здійснено вибір планового режиму роботи газотранспортної системи із визначенням показників енергоефективності технологічних об'єктів магістрального транспортування газу та встановлено

перевищення встановленого нормативу даного показника на 2016 рік на 20 %, що пов'язано з нестабільним завантаженням та не точно підібраним режимом роботи газотранспортної системи.

3.3 метою перевірки запропонованого методу зниження питомого споживання паливно-енергетичних ресурсів у процесі експлуатування газопроводів проведено визначення об'єму запасу природного газу в трубах на основі показників енергоефективності роботи газотранспортної системи з врахуванням реальних витрат та втрат паливно-енергетичних ресурсів при транспортуванні природного газу, що дозволяє підвищити точність прогнозування режимів її роботи. Встановлено точність даної методики на рівні 1,9 %. Використання даного методу дозволить здійснити перерахунок усіх технологічних операцій пов'язаних з використанням природного газу, які отримані аналітичним способом.

4. Запропоновано керування витратами паливно-енергетичних ресурсів газотранспортним підприємством за рахунок впровадження системи «Обліку витрати газу» на базі системи SAP для забезпечення ведення щодобового моніторингу за їх виникненням та обрахунками, а також постійне порівняння з плановими показниками, які були отримані при моделюванні відповідного режиму роботи ГТС. Вказана система дозволить оперативно реагувати на структурні зміни виробництва, отримувати в режимі онлайн показники використання природного газу в розрізі структурних підрозділів та виробничих статей витрат, відслідковувати місця можливих перевитрат енергоресурсу, якісно планувати витрати газу для різних режимів роботи ГТС, автоматично формувати необхідні форми звітності, графічні матеріали із сформованої бази даних тощо.

Результати досліджень, викладені у дисертаційній роботі, можуть бути використані в газотранспортній системі з метою удосконалення прогнозування

режимів роботи газопроводів та оптимізації витрат природного газу під час його транспортування та розробки відповідних нормативних документів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. «Структура та порядок списання природного газу на виробничо-технологічні потреби під час експлуатації магістральних газопроводів та підземних сховищ газу» наказ ДК «Укртрансгаз» № 329 від 12.09.2011р.

2. СОУ 60.3-30019801-100:2012 «Газ природний горючий визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою та експлуатації підземних сховищ газу. Порядок розрахунку» наказ ДК «Укртрансгаз» № 4 від 11.01.2012р.

3. СОУ 60.3-30019801-019:2005 «Енергозбереження. Планування та облік виконання організаційно-технічних заходів щодо економії паливно-енергетичних ресурсів» Київ 2005р.

4. СОУ 60.3-30019801-096:2012. Економія паливно-енергетичних ресурсів від впровадження енергозберігаючих заходів в ДК «Укртрансгаз». Методи визначення. Затверджено наказом ДК «Укртрансгаз» від 11.01.2012р. № 4.

5. А. В. Яворський, Р. Ю. Банахевич, І. В. Рибіцький, М. О.Карпаш, О. М. Карпаш. 4-та Міжнародна науково-технічна конференція Нафтогазова енергетика 2015 (Голіней О.М., м. Івано-Франківськ, 2015). С. 258-262. (doi.org/10.31471/1993-9868-2018-2(30)).

6. Равич М.Б. Газ и эффективность его использования в народном хозяйстве. М.: Недрa, 1987. 238 с.

7. Волковыский Е.Г., Шустер А.Г. Экономия топлива в котельных установках. М.: «Энергия», 1973. 304 с.

8. Методика визначення виробничо-технологічних витрат природного газу на його видобування, транспортування магістральними газопроводами та експлуатацію підземних сховищ газу. Частина I. Паливний та пусковий газ, затверджена наказом Мінпаливенерго України 23.06.2008р. № 340.

9. Методика визначення виробничо-технологічних витрат природного газу на його видобування, транспортування магістральними газопроводами та експлуатування підземних сховищ газу. Частина II. Технологічний газ, затверджена наказом Мінпаливенерго України 02.03.2011р. № 43.

10. Методика визначення виробничо-технологічних витрат природного газу на його видобування, транспортування магістральними газопроводами та експлуатування підземних сховищ газу. Частина III. Обсяги розбалансування газу, затверджена наказом Мінпаливенерго України 02.03.2011р. № 42.

11. Barrau B. Profile indicator helps predict pipeline holdup, slugging. *Oil & Gas Journal*. 2000. Т. 98. №. 8. С. 58-62.

12. Ge J. et al. Wet Gas Pipeline Liquid Holdup and Pressure Calculation by Different Calculation Methods. PSIG Annual Meeting. – Pipeline Simulation Interest Group, 2009.

13. Режими газотранспортних систем. Є.І.Яковлев, О.С.Казак, В.Б.Михалків та ін. Львів: Світ, 1992. 170 с.

14. Справочник по математике для научных работников и инженеров. (под. Ред. Корн Г., Корн Т.) М.: Наука, 1984. 831с.

15. Седов П.И. Механика сплошной среды. М.: Наука, 1984, т.2. 572 с.

16. А.Р. Щокін. Стан та проблеми на шляху розвитку в Україні систем когенерації, 2004р. 26 с.

17. Пилипчук Р.В., Щиренко В.В., Яремчук Р.Ю. Промышленное освещение. Тернопіль, 2006. 124 с.

18. Юренко В.В. Теплотехнические испытания котлов, работающих на газовом топливе. Л.:Недра, 1987. 176с.

19. СНиП 2.04.14-88 “Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов”.

20. Методика ПАТ «Укртрансгаз». Газотранспортна система. Порядок проведення аналізу енергоспоживання. К.: ПАТ «Укртрансгаз», 2013 р.

21. СОУ 74.1-20077720-012:2007 «Оцінка економічної ефективності впровадження енергозберігаючих заходів та технологій. Методика. Затверджена наказом НАК «Нафтогаз України» від 10.02.2007 №48.

22. «Методика приведення об'єму природного газу до стандартних умов за показами побутових лічильників у разі відсутності приладів для вимірювання температури та тиску газу». Затверджено Наказом Міністерства палива та енергетики України від 26 лютого 2004 року N 116, Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 19 березня 2004 р. за N 346/8945.

23. РМУ 037-2015. Рекомендація. Метрологія. Вузли обліку природного газу з лічильниками та коректорами. Метод та основні принципи вимірювань, характеристики та загальні вимоги.

24. СОУ 60.3-30019801-077:2010 Метрологія. Вимірювання об'єму природного газу із застосуванням лічильників газу в ПАТ «УКРТРАНСГАЗ». Затверджено наказом ДК «УКРТРАНСГАЗ» від 2010.05.25 № 196.

25. Методика нормування витрат електричної енергії на об'єктах ДК «Укртрансгаз». К.: УкрНДІгаз, введено наказом ДК «Укртрансгаз» від 24.01.2007 р. №20.

26. ДСТУ 3682-98 Енергозбереження. Методика визначення повної енергоємності продукції, робіт та послуг.

27. Порядок проведення перевірок ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів на підприємствах, в установах та організаціях та усунення фактів їх неефективного використання. Київ: Держкоменергозбереження, 2000 р.

28. СОУ 49.9-30019801-104:2012 Компресорні станції. Контроль теплотехнічних та екологічних характеристик газоперекачувальних агрегатів.

29. ДСТУ 2826-94 Станції компресорні стаціонарні. Правила експлуатації та ремонту.



30. СТП 320.30019801.056-2002 Комплексні обстеження надземного механічного технологічного обладнання компресорних станцій магістральних газопроводів.

31. ДСТУ 4313:2004 Газ природний горючий. Вимірювання витрати. Терміни та визначення понять.

32. Методика нормування витрат теплової енергії на об'єктах магістральних газопроводів. К.: ПАТ «Укртрансгаз», 2015 р.

33. НПАОП 60.3-1.01.10. Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів.

34. СОУ 60.3-30019801-098:2012 «Газотранспортна система та газосховища. Порядок нормування витрат ПЕР. Настанова» наказ ДК «Укртрансгаз» № 4 від 11.01.2012р.

35. Методики проведення інструментальних обстежень об'єктів ГТС ПАТ «Укртрансгаз».

36. Інструкції до наявного технічного обладнання для інструментального обстеження.

37. Нормативні документи щодо порядку проведення енергетичного аудиту.

38. Р 50-071-98 Метрологія. Лічильники газу побутові. Методи та засоби повірки.

39. ДСТУ 3336-96 Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги.

40. ДСТУ 3607-97 Лічильники газу побутові. Правила приймання та методи випробувань.

41. ДСТУ EN 12261:2006 Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови.

42. ДСТУ EN 12405:2006 Коректори до лічильників газу електронні. Загальні технічні умови.

43. ДСТУ EN 12480:2006 Лічильники газу роторні. Загальні технічні умови.

44. ДСТУ ISO 10715:2009 (ISO 10715:1997, IDT) Природний газ. Настанови щодо відбирання проб.

45. ГОСТ 30319.1-96. Межгосударственный стандарт. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости.

46. Методика визначення питомих виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України 30.05.2003 N 264. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 9 липня 2003 р. за N 571/7892

47. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям/Под ред. М.О. Штейнберга. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Машиностроение, 1992. 672с.

48. Довідник працівника газотранспортного підприємства; за заг. ред. А.А. Рудкіна; Нац. акціонерн. комп. «Нафтогаз України», ДК «Укртансгаз». К: Росток. 2011. 1090 с.

49. Сідак В.С. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання: навч. посібник. Харків: ЧНАМГ, 2005. 227 с.

50. [www.netl.doe.gov](http://www.netl.doe.gov) (The National Energy Technology Laboratory (NETL), part of DOE's national laboratory system, is owned and operated by the U.S. Department of Energy (DOE)). 2. Field testing of remote sensor gas leak detection systems. Final report. Rocky Mountain oilfield testing center. [Електронний ресурс]— Project № 18.10485. — U.S. Department of Energy. — National Energy Technology Laboratory (NETL), 2004. ([http://www.netl.doe.gov/technologies-/oil-gas/-publications/td/Final%20Report\\_RMOTC.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies-/oil-gas/-publications/td/Final%20Report_RMOTC.pdf))

51. Natural gas Leak detection in pipelines. Technology status report № DE-FC26-03NT41857. U.S. Department of Energy. — National Energy Technology Laboratory (NETL), 2004. ([http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/-publications/Status\\_Assessments /scanner\\_technology\\_0104.pdf](http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/-publications/Status_Assessments /scanner_technology_0104.pdf)).

52. Белашов А.Д. Особенности эксплуатации газового хозяйства в зимних условиях. Л.: Недра. 1982. 168с.
53. Дослідження герметичності устаткування і обладнання, технологічних витрат і втрат газу при експлуатації об'єктів МГ, включаючи лінійну частину, КС, ГРС, станції ПЗГ АТ "Укргазпром". Звіт УкрНДІгазу за темою № 45.365/97-98. Харків, 1998. 107 с.
54. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом. П.М. Єнін, Г.Г. Шишко, К.М. Предун. К.: Логос, 2002. 198 с.
55. Неруйнівний контроль. Кваліфікація і сертифікація персоналу в галузі неруйнівного контролю (EN 473:2000, IDT): ДСТУ EN 473-2001.–[Чинний від 2003-07-01]. К.: Держспоживстандарт України, 2003. 28 с.
56. Експлуатаційникові газонафтового комплексу. Довідник. Київ: Росток, 1998. 432 с.
57. Справочник работника магистрального газопровода. Изд. 2-е. Л.: Недра, 1974. 431 с.
58. Правила подачі та використання природного газу в народному господарстві України. Затверджено наказом Держнафтогазпрому від 01.11.1999 р. № 355.
59. Довідник з нафтогазової справи. В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. Львів, 1996. 619 с.
60. Жаріков В. М. Сучасний стан питання оптимізації режимів роботи газотурбінних газоперекачувальних агрегатів. Вісник двигунобудування. Науково-технічний журнал. Запоріжжя: ОАО «Мотор-Січ», 2010. № 2. С. 34–39.
61. Визначення оптимального режиму роботи компресорного цеху при паралельному включенні ГПА. М. В. Беккер, В. В. Гулічев, В. І. Мелешко, А. О. Стрілець, Д. В. Артеменко. Нафтова і газова промисловість. 2005, № 2. С. 45–48.

62. Выбор характеристик газовых турбин, применяемых для привода центробежных компрессоров. Блаузер, Джулати. Тр. америк. общ. инж. мех. Сер.: Энергетические машины и установки. 1984, № 4. С. 177–185.

63. Герасименко В. П. Определение характеристик центробежного нагнетателя газоперекачивающего агрегата в эксплуатационных условиях. Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць. Х.: УкрНДІгазу. 2009. Вип. XXXVII. С. 293–299.

64. Математичне моделювання газотурбінного приводу газоперекачувального агрегату. В. П. Герасименко, А. С. Мандра, М. В. Кучерук, Т. М. Нурмухаметов. Нафтова і газова промисловість. 2002, № 4. С. 37–38.

65. Стандарт організації України. Компресорні станції: СОУ 60.3-30019775-162-2009. Визначення основних технічних параметрів компресорних агрегатів під час підготовки завдань на проектування дотискних компресорних станцій [Текст]. Наказ ДК «Укргазвидобування» від 31.12.2009 № 640. — 27 с.

66. Касперович В.К. Трубопровідний транспорт газу: Підручник. Івано-Франківськ: Факел, 1999. 194 с.

67. Трубопровідний транспорт газу. М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків, Д.Ф. Тимків, Л.С. Шлапак. К.: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. 210 с.

68. ОНТП 51-1-85. Нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Ч. I. Газопроводы. Мингазпром. – М., 1985.

69. Когенераційні установки на базі газових мотор-генераторів. Л.М. Крутой, Є.Г. Заславський. Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. 2005. №4. С. 50–57.

70. Комбіноване виробництво електричної й теплової енергії [Електронний ресурс] – [www.madec.com.ua](http://www.madec.com.ua).

71. Деклараційний патент на корисну модель № 9325. Газорозподільна станція. Моїсеєв С. В., Бурняшев А. В., Лапицький Я. Ю. Опубл. 15.09.2005. Бюл. № 9.

72. Информация сектора РНТИ ОАО «НПО им. М. В. Фрунзе». Газоперекачивающие агрегаты, компрессорные станции и установки для газовой и нефтяной промышленности. РВА «Комп'ютерні Системи», 1999. С. 13.

73. Оптимизация распределения нагрузок между газоперекачивающими агрегатами компрессорного цеха магистрального газопровода. Ю. Э. Исерлис, В. А. Малин. Энергомашиностроение. 1986, № 7. С. 2–5.

74. Деклараційний патент на корисну модель № 14877. Газоперекачувальна компресорна станція магістрального газопроводу. Говдяк Р. М., Пужайло А. Ф., Чабанович Л. Б., Шелковський Б. І. Опубл. 15.05.2006. Бюл. №5.

75. Энергозбереження. Енергетичний аудит підприємств нафтогазового комплексу. Основні положення (СОУ 74.1-20077720-024:2006, IDT) [Текст]: СОУ 74.1-20077720-024:2006. [Чинний від 2007 – 01 – 01]. К.:НАК «Нафтогаз України», 2006. VII, 39 с.

76. Контроль неруйнівний. Терміни та визначення: ДСТУ 2865-94. [Чинний від 1996 – 01 – 01]. К.: Держспоживстандарт України, 1996. IV, 56 с.

77. Надійність техніки. Терміни та визначення: ДСТУ 2860-94. [Чинний від 1996 – 01 – 01]. К.: Держспоживстандарт України, 1996. IV, 96 с.

78. Метрологія. Терміни та визначення: ДСТУ 2681-94. [Чинний від 1995 – 01 – 01]. К.: Держспоживстандарт України, 1995. VI, 72 с.

79. Металлы и сплавы. Метод измерения твёрдости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия [Текст]: ГОСТ 22761 – 77. – [Чинний від 1979 – 01 – 01]. – М.: Издательство стандартов, 1989. – V, 10 с.

80. Контроль неразрушающий. Методы оптического вида. Общие требования [Текст]: ГОСТ 23479 – 79. – [Чинний від 1980 – 01 – 01]. – М.: Издательство стандартов, 1985. – V, 13 с.

81. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые: ГОСТ 14782–86. [Чинний від 1988 – 01 – 01]. М.: Издательство стандартов, 1986. VII, 27 с.

82. Неруйнівний контроль і оцінка фактичного технічного стану металоконструкцій бурових веж в розібраному та зібраному станах: ГСТУ 320.02829777.14-99. [Чинний від 2000 – 02 – 09]. К.: Міністерство енергетики України, 2000. II, 191 с.

83. Сталь. Методи вихрострумового контролю: ГОСТ 2828 – 94. [Чинний від 1996 – 01 – 01]. К.: Держспоживстандарт України, 1996. VII, 23 с.

84. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования: ГОСТ 18442-80 [Чинний від 1981 – 07 – 01]. М.: Издательство стандартов, 1986. V, 17 с.

85. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический контроль: ГОСТ 7512 - 82 [Чинний від 1984 – 01 – 01]. М.: Издательство стандартов, 1986. IV, 20 с.

86. Металлы. Методы испытаний на растяжение (ISO 6892-84, IDT, СТ СЭВ 471-88): ГОСТ 1497-84 [Чинний від 1986 – 01 – 01]. М.: Издательство стандартов, 1984. III, 24 с.

87. Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах (СТ СЭВ 472-77): ГОСТ 9454-78 – [Чинний від 1979 – 01 – 01]. М.: Издательство стандартов, 1979. VII, 12 с.

88. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность (СТ СЭВ 596-86, СТ СЭВ 597-77, СТ СЭВ 1039-78, СТ СЭВ 1040-88, СТ СЭВ 1041-88): ГОСТ 14249-89 [Чинний від 1990 – 01 – 01]. М.: Издательство стандартов, 1990. VI, 55 с.

89. Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій (ISO/IEC 17025: 2005, IDT): ДСТУ ISO/IEC 17025-2006 [Чинний від 2007 – 07 – 01]. К.: Держспоживстандарт України, 2007. VIII, 13 с.

90. Загальні критерії щодо діяльності органів різного типу, що здійснюють інспектування (ISO/IEC 17020:1998, IDT): ДСТУ ISO/IEC 17020-2001 [Чинний від 2002 – 03 – 01]. К.: Держспоживстандарт України, 2001. VIII, 18 с

91. Правила атестації фахівців з неруйнівного контролю: ДНАОП 0.00-1.27-97: Затв.06.05.1997 р. № 118. Держ. комітет України по нагляду за охороною праці.

92. Квалификация и сертификация персонала в области неразрушающего контроля. Общие требования (EN 473-92): ГОСТ 30489-97 [Чинний від 1999 – 03 – 01]. М.: Государственный комитет по стандартизации Республики Беларусь, 1998. 24 с.

93. Система сертифікації УкрСЕПРО. Вимоги до органів з сертифікації продукції та порядок їх призначення і надання повноважень на діяльність у системі: ДСТУ 3411:2004 [Чинний від 2005 – 01 – 01]. К.: Державний комітет стандартизації метрології та сертифікації України, 2005. VII, 28 с.

94. Система сертифікації УкрСЕПРО. Вимоги до випробувальних лабораторій та порядок їх акредитації: ДСТУ 3412-96 [Чинний від 1997 – 04 – 01]. К.: Державний комітет стандартизації метрології та сертифікації України, 2005. IV, 34 с.

95. НДТОВ 07-003:2019 – Методика визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою. Київ 2019, наказ ТОВ «Оператор ГТС України» №103 від 16.08.2019р.

96. НДТОВ 07-003:2019 – Структура та порядок списання природного газу на виробничо-технологічні та інші потреби під час експлуатації магістральних газопроводів. Київ 2019, наказ ТОВ «Оператор ГТС України» №103 від 16.08.2019р.

97. ДСТУ ISO 12213-1:2009 Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 1. Настанови (ISO 12213-1:2006, IDT).

98. ДСТУ ISO 12213-2:2009 Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 2. Обчислення на основі молярного складу (ISO 12213-2:2006, IDT).

99. ДСТУ ISO 12213-32:2009 Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 3. Обчислення на основі фізичних властивостей (ISO 12213-3:2006, IDT).

100. ДСТУ ISO 10715:2009 (ISO 10715:1997, IDT) Природний газ. Настанови щодо відбирання проб.

101. ДСТУ ГОСТ 27577-2005 Газ природний паливний компримований для двигунів внутрішнього згоряння. Технічні умови.

102. ГОСТ 28775-90 Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. Общие технические условия.

103. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям/Под ред. М.О. Штейнберга. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Машиностроение, 1992. 672 с.

104. МВУ 034/03-2008 Інструкція. Метрологія. Об'єм природного газу за стандартних умов. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу.

105. Р 50-071-98 Метрологія. Лічильники газу побутові. Методи та засоби повірки.

106. Sridhar N. et al. Effects of water and gas compositions on the internal corrosion of gas pipelines—modeling and experimental studies. *Corrosion*. 2001. Т. 57. №. 3. С. 221-235.

107. Uhlig's Corrosion Handbook 3rd edition. Electrochemical Society Series, John Wiley & Sons Ltd, 2011, pp. 210-212.

108. Nyborg R. et al. Top of line corrosion and water condensation rates in wet gas pipelines. *CORROSION* 2007. Nace International, 2007.



109. СОУ 60.3-30019801-097:2012 «Газотранспортна система. Порядок розрахунку і коригування загальновиробничих норм питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів на виробничо-технологічні потреби в ДК «Укртрансгаз». Настанова» наказ ДК «Укртрансгаз» № 4 від 11.01.2012р.

110. Ресурсоенергозбереження. Під редакцією академіка УНГА, к.т.н. Халявка Н.П., к.т.н. Халявко К.П., к.х.н. Прозорової М.В.

111. Довідник інженера диспетчерської служби; за заг. ред. канд. техн.наук, акад. УНГА Ю.В. Пономарьова та М.П. Химка. К.-Х.: УЦЕБОПНафтогаз, 2007. 248 с.

112. Методика визначення запасів природного газу, що знаходяться в магістральному газопроводі під час його експлуатування. – Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України 29.03.2012 N 203.

113. I.V. Rybitskyi, A.P. Oliynyk, A.V. Yavorskyi, O.M. Karpash, M.O. Karpash, V.S. Tsykh, M.B. Slobodyan. Impact Assessment of Non-Technological Fluid Accumulations in the Cavity of an Existing Gas Pipeline on the Energy Efficiency of Its Operation. PHYSICS AND CHEMISTRY OF SOLID STATE. V. 20, № 4 (2019) p. 457-466. Vasyl Stefanyk Precarpathian National University. ISSN 1729-4428. УДК 622.691.4, 620.179.17. DOI: 10.15330/pcss.20.4.457-466. <http://journals.pu.if.ua/index.php/pcss/issue/view/233>.

## ДОДАТОК А

### Список публікацій здобувача за темою дисертації

#### Наукові праці, в яких опубліковано наукові результати дисертації

1. Rybitskyi I. V., Oliynyk A. P., Yavorskyi A. V., Karpash O.M., Karpash M. O., Tsykh V. S., Slobodyan M. B. Impact Assessment of Non-Technological Fluid Accumulations in the Cavity of an Existing Gas Pipeline on the Energy Efficiency of Its Operation. *PHYSICS AND CHEMISTRY OF SOLID STATE*. V. 20, № 4 (2019) p. 457-466. ISSN 1729-4428. DOI: 10.15330/pcss.20.4.457-466. <http://journals.pu.if.ua/index.php/pcss/issue/view/233>. (**Scopus**). (Особистий внесок – приймав участь у оцінці впливу нетехнологічних скупчень в порожнині магістральних газопроводів, а також впливу якості природного газу на його коефіцієнт стисливості, що, в свою чергу, є основною для оцінки ефективності роботи ГТС. Приймав участь у підготовці статті до публікації).
2. Карпаш М. О., Слободян М. Б., Прищепо І. О. Проблемні питання оцінки ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів на об'єктах ГТС. *Нафтогазова енергетика*. 1 (27), 2017. С. 56-64. ISSN 2415-3109. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – Провів аналіз сучасних методик, які використовуються при оцінці ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів під час експлуатації об'єктів ГТС. Приймав участь у підготовці статті до публікації).
3. Карпаш М. О., Слободян М. Б., Рибіцький І. В. Аналіз організаційних заходів щодо підвищення енергоефективності на об'єктах газотранспортної системи України. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №4(65). С. 111-115. ISSN 2415 – 332X. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – Провів теоретичні дослідження щодо удосконалення існуючих методик підвищення енергетичної ефективності на

об'єктах ГТС із врахуванням планових режимів роботи системи та вимог ресурсозбереження. Приймав участь у підготовці статті до публікації).

4. Rybitsky I., Slobodyan M., Kogut G., Popovych V., Karpash M. Analysis of measures to enhance energy efficiency and sustainable development of the gas transmission system of Ukraine. *New Trends in Production Engineering*. Monograph, Part 2. Warsaw. 2019. p.76-84. ISBN 978-973-741-645-2. URL: <https://doi.org/10.2478/ntpe-2019-0046>. <https://content.sciendo.com/view/journals/ntpe/2/1/article-p432.xml?lang=en&result=4&rskey=FdnWpB>. (Особистий внесок – Обґрунтував доцільність впровадження енергоефективних заходів на об'єктах ГТС. Приймав участь у підготовці розділу монографії до публікації).

#### **Опубліковані праці апробаційного характеру**

1. Слободян М. Б., Карпаш М. О., Рибіцький І. В. Розроблення технічних рішень для забезпечення технологічної та екологічної безпеки на газовому транспорті. Збірник доповідей 1-шої науково-технічної конференції з міжнародною участю «*Неруйнівний контроль в контексті асоційованого членства України в Європейському Союзі – NDT-UA 2017*». 24–27 жовтня 2017 року. Люблін, Польща: УТ НКТД, 2017. С. 81-84. (Форма участі – публікація тез).

2. Слободян М. Б. Комплексний підхід до забезпечення енергоефективності газотранспортних підприємств. Міжнародна науково-технічна конференція «*Нафтогазова енергетика – 2017*». ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ, Україна. С. 275-277. (Форма участі – публікація тез, усна доповідь).

3. Рибіцький І. В., Карпаш О. М., Слободян М. Б. Технічне діагностування трубопровідних систем з врахуванням критеріїв їх енергоефективності. Матеріали XXII Міжнародної конференції «*Сучасні методи та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики*». 10-14 вересня 2018р., м. Одеса. С. 15. (Форма участі – публікація тез).

4. Рибіцький І. В., Слободян М. Б., Дослідження комплексу заходів підвищення енергоефективності на об'єктах газотранспортної системи України. *Прикладні науково-технічні дослідження: матеріали III міжнар. наук.-практ. конф., 3-5 квіт. 2019 р. Академія технічних наук України. Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2019. С. 242. ISBN 978-966-286-154-9. (Форма участі – публікація тез).*

## ДОДАТОК Б – Розрахунок витрати ПЕР на КЦ та КС

Таблиця А1 – розрахунок витрати ПЕР на КЦ та КС в цілому

КЦ-2					
Місяць	Qкцтв, тис. м <sup>3</sup>	кг	Wкцтв, тис. кВт год	ке	Вкцпер, кг умов.палива/(млн. м <sup>3</sup> км)
1	2948.505	1.179	100.784	0.325	3509.042
2	22.894	1.179	21.151	0.325	33.8661
3	249.115	1.179	31.406	0.325	303.9135
4	17.63	1.179	21.212	0.325	27.67967
5	33.527	1.179	20.762	0.325	46.27598
6	2112.529	1.179	90.076	0.325	2519.946
7	2402.971	1.179	92.563	0.325	2863.186
8	12.392	1.179	26.219	0.325	23.13134
9	5.833	1.179	28.096	0.325	16.00831
10	4.295	1.179	32.208	0.325	15.53141
11	2.059	1.179	35.596	0.325	13.99626
12	4.938	1.179	42.249	0.325	19.55283
Сума	7816.688		542.322		9392.13

КЦ-3					
Місяць	Qкцтв, тис. м <sup>3</sup>	кг	Wкцтв, тис. кВт год	ке	Вкцпер, кг умов.палива/(млн. м <sup>3</sup> км)
1	3630.933	1.179	96.147	0.325	4312.118
2	344.384	1.179	28.805	0.325	415.3904
3	2658.899	1.179	51.163	0.325	3151.47
4	3242.953	1.179	50.008	0.325	3839.694
5	2982.403	1.179	55.368	0.325	3534.248
6	1106.425	1.179	32.842	0.325	1315.149
7	1.28	1.179	24.994	0.325	9.63217
8	2.208	1.179	23.99	0.325	10.39998
9	1.261	1.179	24.707	0.325	9.516494
10	2.453	1.179	35.833	0.325	14.53781
11	0.058	1.179	39.891	0.325	13.03296
12	8.628	1.179	37.823	0.325	22.46489
Сума	13981.89		501.571		16647.65
Всього, КС					26039.78

### ДОДАТОК В – Помісячний розрахунок ЕТТР КЦ та КС

Січень	КЦ-2					
	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A2, млн. м³ км
1	29.9	40.7	6	9685093.6	9.685094	310.901185
2	29.2	41	6	9731123.2	9.731123	339.369014
3	28.7	40.4	5	9562785.7	9.562786	326.660781
4	28	40.3	6	10719609	10.71961	379.135871
5	28.2	40.8	7	8940523.3	8.940523	326.076634
6	28.2	40.6	8	8827525.2	8.827525	314.802906
7	28.3	40.8	7	8617704.1	8.617704	312.260278
8	28.2	40.3	7	8741074	8.741074	303.932988
9	28.3	40.4	8	8807297.3	8.807297	306.03733
10	28.4	40.7	8	8745569.9	8.74557	310.714068
11	28.5	40.6	9	2698452.2	2.698452	93.9779199
12	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0

Січень	КЦ-3					
	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A3, млн. м³ км
1	40.3	55.9	30.5	9637068.37	9.637068	559.75638
2	40.5	56.3	32.1	9589499.82	9.5895	564.67747
3	40	55.5	32.1	9512347.33	9.512347	542.11925
4	40	55.4	33.9	7025884.53	7.025885	395.08335
5	40.4	55.8	34.8	8890439.66	8.89044	502.651
6	40.2	55.6	35.2	8777412.76	8.777413	493.5561
7	40.5	56.1	34.7	8568829.86	8.56883	492.96015
8	40	55.4	34.5	8691073.03	8.691073	487.768
9	39.9	55.2	34.7	8758759.72	8.75876	486.52273
10	40.2	55.7	34.9	8697398.06	8.697398	493.22623
11	34.6	44.1	16.9	9806772.64	9.806773	297.08403
12	32.7	41.6	9	12142122	12.14212	334.44221
13	32.7	41.6	8.6	12129697	12.1297	334.5743

## Продовження додатку В

14	0	0	0	0	0	0
15	32.5	37.7	6	4808183.7	4.808184	73.8944125
16	31.9	37.9	6	5144686	5.144686	90.7100991
17	31.5	37.4	5	4979692.9	4.979693	85.530786
18	31	36.6	5	4994934.1	4.994934	79.893814
19	30.5	36.5	5	5150837.4	5.150837	87.4888203
20	30.9	36.3	5	4966050.5	4.966051	76.1417459
21	30.8	36.3	4	5017122.6	5.017123	78.5150246
22	30.4	35.7	4	5081688.4	5.081688	75.4915268
23	30.8	36.1	4	4831406.7	4.831407	72.642106
24	30.9	35.8	5	4809809.6	4.80981	66.419938
25	31.2	36.3	5	4579208.8	4.579209	66.6059552
26	31.3	36.8	6	4730767.7	4.730768	74.5987452
27	31	36.4	6	5257086.7	5.257087	80.5543301
28	31.7	37	7	5097606.4	5.097606	77.8638745
29	32.2	37.7	6	1167966.1	1.167966	18.9042826
30			0	0	0	0
31			0	0	0	0
						<b>4429.12444</b>

14	33.1	41.7	8	11434654	11.43465	307.47706
15	36.2	49.7	16.8	6161561.35	6.161561	289.61585
16	37.7	53.4	19.7	5132451.02	5.132451	294.59498
17	37.2	52.7	19.2	4967912.05	4.967912	278.28508
18	36.5	51.3	19.2	4983126.86	4.983127	260.30518
19	36.3	51.4	19.2	5138353.57	5.138354	273.54272
20	36.2	50.4	18.2	4954437.48	4.954437	245.76119
21	36.1	50.6	18.4	5005372.38	5.005372	253.65193
22	35.6	49.8	18.1	5069600.57	5.069601	248.07429
23	35.9	49.1	17.3	4820232.35	4.820232	218.8352
24	35.8	47.9	16.9	4799047.38	4.799047	196.93401
25	36.1	49.1	18	4567756.2	4.567756	204.21931
26	36.7	52	18.6	4719574.29	4.719574	258.00893
27	36.2	51.8	19.2	5244860.33	5.24486	289.44485
28	36.8	51.7	19	5085864.58	5.085865	269.78399
29	32.6	44.3	12.5	11490231.9	11.49023	425.3383
30	32.5	44.8	10	7193394.5	7.193395	283.87663
31	32.9	44.5	7.8	6167173	6.167173	231.62412
						<b>10813.795</b>

## Продовження додатку В

Лютий	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A2, млн. м³ км
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						

Лютий	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A3, млн. м³ км
1	32.1	43.8	8.3	7909470.5	7.909471	293.29288
2	32.1	43.8	7.2	8757940	8.75794	326.02941
3	34.1	43.2	5.4	7318776	7.318776	217.21205
4	32.8	43.6	4.2	10406514	10.40651	363.84964
5	32.5	43.3	3.7	2125383.5	2.125384	73.860708
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						



## Продовження додатку В

16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						

16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29	32.5	41.8	7.3	2954601.5	2.954602	85.55452

**1359.7992**

## Продовження додатку В

Бере- зень	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A2, млн. м³ км
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						

Бере- зень	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A3, млн. м³ км
1	32.5	43.1	5.6	23042068	23.04207	778.50601
2	32.2	43	5.6	23534229	23.53423	805.8504
3	31.4	43.4	3.7	15079774.2	15.07977	574.59373
4	31.2	42.8	3	15453443.5	15.45344	564.54382
5	31.3	44	3.5	15833334	15.83333	643.23272
6	31.2	44	3.9	15422773	15.42277	629.73793
7	32.4	44.6	4.3	16943724	16.94372	674.22123
8	32.9	44.8	4.2	16953326	16.95333	664.23607
9	32.9	45.6	5	19802046.3	19.80205	834.12687
10	33	45.7	5.5	20825756	20.82576	877.90579
11	33.6	45.9	5.6	19101365.5	19.10137	787.49809
12	33.8	45.8	5.6	18633178	18.63318	750.4022
13	33.6	45.4	5.3	18440780	18.44078	725.55258
14	33.5	45	4.8	15965868	15.96587	609.42615
15	33.8	44.6	3.7	13210152	13.21015	474.822

## Продовження додатку В

16						
17						
18						
19						
20						
21	31.5	38.2	5	9323501.4	9.323501	183.965035
22	31.4	38.2	5	9840720.1	9.84072	196.785773
23	33	38.9	5	12509587	12.50959	224.219065
24	32.9	39.1	2	11725162	11.72516	223.563679
25	32.6	39	5	3703979.6	3.70398	71.7150405
26						
27						
28						
29						
30						
31						
						<b>900.248592</b>

16	34.2	44.7	3.7	11795999	11.796	414.84344
17	34.2	44.8	4.2	11288178	11.28818	400.54966
18	32.5	44.8	5.4	17737442	17.73744	711.54138
19	32.2	45.1	4.5	18763032	18.76303	791.95823
20	31.7	44	5.2	18889746	18.88975	742.61482
21	37.1	51.6	19.8	9573337.59	9.573338	493.95709
22	38	53	23.1	9556953.88	9.556954	517.5133
23	38.7	52.9	20.4	11951165.1	11.95117	622.35718
24	39	54	19.8	11403811	11.40381	638.20242
25	34.4	46.6	11.2	16544103.4	16.5441	675.71348
26	33.5	44	7.8	15214870	15.21487	517.91435
27	34.6	44.3	7	11046081.8	11.04608	354.64521
28	34.8	43.8	6	7801092.5	7.801093	232.33283
29	34.5	43.7	5.4	8601615	8.601615	261.09536
30	31.7	41.1	4.3	9179107	9.179107	266.07414
31	35	45.2	4.7	8738475	8.738475	302.36221
						<b>18338.331</b>

## Продовження додатку В

Квітень	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A2, млн. м³ км
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						

Квітень	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A3, млн. м³ км
1	34.3	44.3	5.1	14549959.5	14.54996	483.03309
2	32.5	42.9	5.4	16260693.5	16.26069	537.98271
3	31.7	42.2	5.9	15466938	15.46694	505.4565
4	31.8	42.9	5.7	15340347.1	15.34035	536.0877
5	30	41	4.8	15610447	15.61045	515.49852
6	34.5	45.5	4.7	13484795	13.4848	501.93138
7	33.9	44.5	5.3	11958539	11.95854	419.45035
8	33.9	44.1	7.6	24038904	24.0389	800.60335
9	34.8	45.1	7.3	29411688	29.41169	1014.3229
10	34.9	46.3	7.1	29449659	29.44966	1143.2027
11	34.7	46.1	6.3	28332687	28.33269	1097.5583
12	31.1	43.1	6.8	23660816	23.66082	884.42727
13	33	44.8	7.2	26348299	26.3483	1014.0079
14	33.7	45.7	7.4	27397257	27.39726	1093.5189
15	33.5	45.4	7.5	27224824	27.22482	1070.4139

## Продовження додатку В

16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						

16	33.4	45.8	8	26546919	26.54692	1089.8096
17	34.2	46.4	8.3	26932655	26.93266	1105.8609
18	34.6	46.3	7.9	26634314	26.63431	1054.1928
19	34.7	45.9	8	26808921	26.80892	1011.6308
20	34.6	45.3	8.4	26907020	26.90702	960.21471
21	34.2	45.7	7.6	23085496	23.0855	887.95671
22	34.1	45.7	7.5	20066741	20.06674	777.85815
23	34.5	46.3	7.3	19954159	19.95416	797.25836
24	34.9	46.5	6.9	20708297	20.7083	820.57623
25	34.7	46.4	6.5	21231962	21.23196	846.66138
26	32.4	45	6.6	18912040	18.91204	774.83194
27	32	44.3	7	17867650	17.86765	703.45155
28	33.2	45.6	7.1	19219990	19.21999	787.55913
29	34.1	46.4	7.1	19982699	19.9827	829.73087
30	36.7	48.6	7.4	22840320	22.84032	971.21556

**25036.304**

## Продовження додатку В

Травень	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A2, млн. м³ км
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						

Травень	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A3, млн. м³ км
1	36.4	48	8.5	28175046	28.17505	1151.0205
2	34.5	46.2	9.2	28127661	28.12766	1105.4343
3	33.7	45.7	9.5	26805516	26.80552	1061.9514
4	33.6	45.6	9.7	26511872	26.51187	1046.9317
5	34.6	48.9	9.8	25194263	25.19426	1249.5171
6	34.7	49.7	10.1	24757536	24.75754	1300.4658
7	34.9	49.6	9.9	25417013	25.41701	1310.8806
8	35	49.6	10.1	25889017	25.88902	1326.7729
9	35	49.5	10.1	26036344	26.03634	1323.6176
10	34.5	47.5	10.4	26861498	26.8615	1186.8218
11	33.8	45.9	10.6	27026005	27.02601	1079.487
12	33.7	45.5	10.9	26730361	26.73036	1033.582
13	34.5	47.9	11	25503516	25.50352	1164.6948
14	35.1	49.6	11.1	25404268	25.40427	1289.9871
15	34.5	49.2	10.9	24583122	24.58312	1251.4479

## Продовження додатку В

16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						

16	34.6	48.6	10.9	24428643	24.42864	1177.2905
17	33.9	48.1	10.8	24249123	24.24912	1168.649
18	33.9	48.5	10.9	23551869	23.55187	1172.299
19	34	48.8	11.1	23249017	23.24902	1177.942
20	34.4	50.2	11.7	22428656	22.42866	1236.9217
21	34.7	50.1	11.5	23213593	23.21359	1251.6286
22	34.7	49.7	11.6	23668604	23.6686	1236.717
23	34.7	49.1	11.8	24288608	24.28861	1208.8383
24	35.5	50.3	11.9	24862284	24.86228	1301.6575
25	35.7	48.5	11.6	26532768	26.53277	1180.2353
26	35.6	49	11.8	26744619	26.74462	1250.4624
27	35.8	49.9	12	26288998	26.289	1309.2673
28	36.2	49.8	12.4	26542513	26.54251	1277.6884
29	36.5	49.7	12.5	27029931	27.02993	1265.3761
30	36.4	49.1	12.6	27548666	27.54867	1230.3025
31	36.2	49.4	12.5	27032248	27.03225	1256.6761

**37584.564**

## Продовження додатку В

Червень	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A2, млн. м³ КМ
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13	35.8	44.5	11	15275598	15.2756	441.380446
14	35.2	44.7	11	21207223	21.20722	665.785384
15	35.7	45.3	11	21863006	21.86301	703.147108

Червень	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A3, млн. м³ КМ
1	35.5	48.4	12.7	26449941	26.44994	1176.9714
2	35.6	48.6	12.7	25038397	25.0384	1126.8121
3	35.8	49.1	12.6	25631733	25.63173	1190.3613
4	35.9	49.1	12.9	25699850	25.69985	1184.7023
5	35.3	49.2	13.1	25299326	25.29933	1220.008
6	35	47.5	13.1	24142612	24.14261	1022.1872
7	35.1	46.9	12.8	26438582	26.43858	1051.4089
8	34.3	47	13.1	25839783	25.83978	1095.3814
9	34.9	47.5	13.3	23894594	23.89459	1017.8325
10	35.2	48.1	13.3	22570694	22.57069	995.08121
11	35.8	48.5	13.2	23302289	23.30229	1023.9068
12	35.7	48.3	13.2	23674563	23.67456	1028.4007
13	35.4	48	13.2	6998868.95	6.998869	301.85265
14						
15						



## Продовження додатку В

16	36	45.7	12	21809186	21.80919	712.34044
17	36	45.7	12	21715882	21.71588	709.292908
18	36.4	46.2	12	21930554	21.93055	731.661291
19	36.5	46.6	12	21967266	21.96727	759.893553
20	35.7	45.7	12	20790778	20.79078	697.508492
21	35.5	45.1	11	18402319	18.40232	588.923519
22	36.9	45.5	12	16892386	16.89239	493.36804
23	36.7	46.8	11	16676896	16.6769	581.705446
24	37.5	47.2	12	17949330	17.94933	607.795863
25	37.8	47.1	12	18094828	18.09483	588.842911
26	37.8	47.3	12	17738478	17.73848	591.049525
27	37.5	47.3	11	18456074	18.45607	634.368076
28	37.1	46.7	11	18066568	18.06657	601.133568
29	36.6	45.7	12	17124073	17.12407	528.570156
30	36.5	44.8	11	16610573	16.61057	463.589212
						<b>11100.3559</b>

16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
						<b>13434.906</b>

## Продовження додатку В

Липень	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A2, млн. м³ км
1	35.5	44.7	12	16838416	16.83842	512.056367
2	35.9	45.9	13	18175342	18.17534	610.618382
3	35.5	45.3	13	18245920	18.24592	593.385844
4	35.3	45.2	12	17995470	17.99547	591.083209
5	35.1	45.2	13	18440425	18.44043	614.245275
6	35.5	47.1	13	17510787	17.51079	689.09275
7	36.6	48.9	13	17325783	17.32578	748.338477
8	36.4	46.4	13	19655577	19.65558	668.421042
9	36.8	46.5	13	20439426	20.43943	678.296241
10	36.7	46.3	13	20109381	20.10938	658.085023
11	35.7	45.5	14	18687036	18.68704	608.613296
12	34	44.4	13	18920823	18.92082	633.612015
13	32.9	43.5	14	18438753	18.43875	611.152622
14	32.8	43.2	14	18131781	18.13178	586.55171
15	33	43.8	14	18203519	18.20352	617.958394
16	32.9	44.2	13	17901648	17.90165	640.559998
17	32.8	43.7	13	18171181	18.17118	622.307545
18	32.6	43.6	13	18072706	18.07271	622.163916
19	32.8	44.4	12	17589343	17.58934	649.201121
20	33.1	44.7	12	17847222	17.84722	663.838697

Липень	P1, АТА	P2, АТА	T1, °C	Q, м³	Q1, млн. м³	A3, млн. м³ км
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						

## Завершення додатку В

21	33.6	44.7	14	7017120.5	7.017121	249.610347
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
						<b>12869.1923</b>
					<b>Сума</b>	<b>29298.9212</b>

21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						

<b>Сума</b>	<b>106567.7</b>
<b>Всього</b>	<b>135866.62</b>



## Продовження додатку Г

<b>КЦ-2</b>					
<b>Місяць</b>	<b>Окцтв</b>	<b>кг</b>	<b>Вкцтв</b>	<b>ке</b>	<b>Вкцпер</b>
<b>1</b>	2948.505	1.179	100.784	0.325	3509.042
<b>2</b>	22.894	1.179	21.151	0.325	33.8661
<b>3</b>	249.115	1.179	31.406	0.325	303.9135
<b>4</b>	17.63	1.179	21.212	0.325	27.67967
<b>5</b>	33.527	1.179	20.762	0.325	46.27598
<b>6</b>	2112.529	1.179	90.076	0.325	2519.946
<b>7</b>	2402.971	1.179	92.563	0.325	2863.186
<b>8</b>	12.392	1.179	26.219	0.325	23.13134
<b>9</b>	5.833	1.179	28.096	0.325	16.00831
<b>10</b>	4.295	1.179	32.208	0.325	15.53141
<b>11</b>	2.059	1.179	35.596	0.325	13.99626
<b>12</b>	4.938	1.179	42.249	0.325	19.55283
<b>Сума</b>	<b>7816.688</b>		<b>542.322</b>		<b>9392.13</b>

<b>КЦ-3</b>					
<b>Місяць</b>	<b>Окцтв</b>	<b>кг</b>	<b>Вкцтв</b>	<b>ке</b>	<b>Вкцпер</b>
<b>1</b>	3630.933	1.179	96.147	0.325	4312.118
<b>2</b>	344.384	1.179	28.805	0.325	415.3904
<b>3</b>	2658.899	1.179	51.163	0.325	3151.47
<b>4</b>	3242.953	1.179	50.008	0.325	3839.694
<b>5</b>	2982.403	1.179	55.368	0.325	3534.248
<b>6</b>	1106.425	1.179	32.842	0.325	1315.149
<b>7</b>	1.28	1.179	24.994	0.325	9.63217
<b>8</b>	2.208	1.179	23.99	0.325	10.39998
<b>9</b>	1.261	1.179	24.707	0.325	9.516494
<b>10</b>	2.453	1.179	35.833	0.325	14.53781
<b>11</b>	0.058	1.179	39.891	0.325	13.03296
<b>12</b>	8.628	1.179	37.823	0.325	22.46489
<b>Сума</b>	<b>13981.885</b>		<b>501.571</b>		<b>16647.65</b>

<b>Всього, КС</b>	<b>26039.78</b>
-------------------	-----------------

<b>Норм</b>	<b>2016 рік</b>	<b>21071.662</b>	<b>1.179</b>	<b>1043.893</b>	<b>0.325</b>	<b>25182.75</b>
-------------	-----------------	------------------	--------------	-----------------	--------------	-----------------



## Завершення додатку Г

КЦ-2					
Місяць	Qкцтв	кг	Wкцтв	ке	Вкцпер
1	2948.505	1.179	100.784	0.325	3509.042
2	22.894	1.179	21.151	0.325	33.8661
3	249.115	1.179	31.406	0.325	303.9135
4	17.63	1.179	21.212	0.325	27.67967
5	33.527	1.179	20.762	0.325	46.27598
6	2112.529	1.179	90.076	0.325	2519.946
7	2402.971	1.179	92.563	0.325	2863.186
8	12.392	1.179	26.219	0.325	23.13134
9	5.833	1.179	28.096	0.325	16.00831
10	4.295	1.179	32.208	0.325	15.53141
11	2.059	1.179	35.596	0.325	13.99626
12	4.938	1.179	42.249	0.325	19.55283
<b>Сума</b>	<b>7816.688</b>		<b>542.322</b>		<b>9392.13</b>

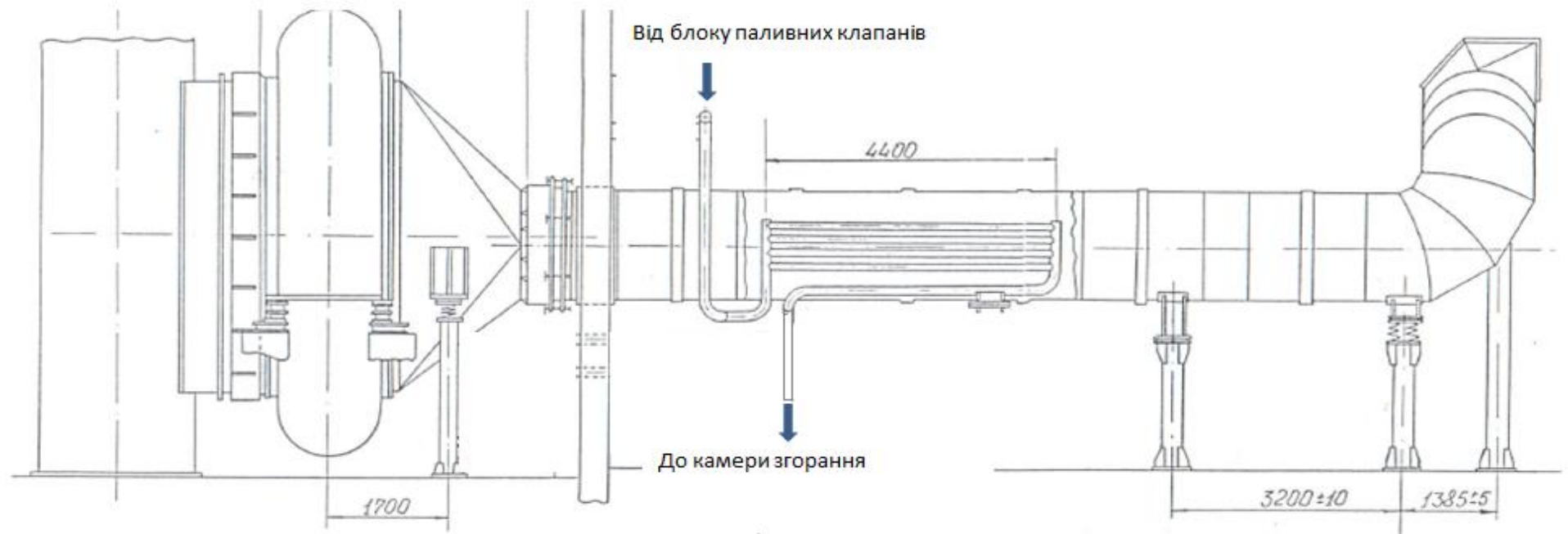
КЦ-3					
Місяць	Qкцтв	кг	Wкцтв	ке	Вкцпер
1	3630.933	1.179	96.147	0.325	4312.118
2	344.384	1.179	28.805	0.325	415.3904
3	2658.899	1.179	51.163	0.325	3151.47
4	3242.953	1.179	50.008	0.325	3839.694
5	2982.403	1.179	55.368	0.325	3534.248
6	1106.425	1.179	32.842	0.325	1315.149
7	1.28	1.179	24.994	0.325	9.63217
8	2.208	1.179	23.99	0.325	10.39998
9	1.261	1.179	24.707	0.325	9.516494
10	2.453	1.179	35.833	0.325	14.53781
11	0.058	1.179	39.891	0.325	13.03296
12	8.628	1.179	37.823	0.325	22.46489
<b>Сума</b>	<b>13981.885</b>		<b>501.571</b>		<b>16647.65</b>

<b>Всього, КС</b>	<b>26039.78</b>
-------------------	-----------------

<b>Норм</b>	<b>2016 рік</b>	<b>21071.662</b>	<b>1.179</b>	<b>1043.893</b>	<b>0.325</b>	<b>25182.75</b>
-------------	-----------------	------------------	--------------	-----------------	--------------	-----------------

## ДОДАТОК Д – Схема підігріву паливного газу

Схема підігріву паливного газу ГТК-10 КС Бердичів





## ДОДАТОК Е – Визначення коефіцієнту стисливості газу

Коефіцієнт стисливості газу  $K = F(P, T, \rho_C)$  визначають за допомогою рівняння (26) п. 3.4.4 ГОСТ 30319.1 :

$$K = K_0 + P(K_1 + K_2/T + K_3 \rho_C + K_4 x_{N_2} + K_5 x_{CO_2}), \quad (1)$$

де:  $K_0, K_1, K_2, K_3, K_4$  і  $K_5$  – коефіцієнти апроксимації, значення яких відповідно дорівнюють:  $K_0 = 1,00185$ ;  $K_1 = 0,0523625$ ;  $K_2 = -20,5799$ ;  $K_3 = 0$ ;  $K_4 = 0$  і  $K_5 = -0,244369$ ;

$P$  – абсолютний тиск газу, МПа ( $0,1 \leq P \leq 1,2$ );

$T$  – температура газу, К ( $273,15 \leq T \leq 303,15$ );

$\rho_C$  – густини газу за стандартних умов,  $\text{кг/м}^3$   $0,66 \leq \rho_C \leq 0,70$ ;

$x_{N_2}$  і  $x_{CO_2}$  – відповідно молярні частки азоту та діоксиду вуглецю, ( $0 \leq x_{CO_2} \leq 0,5$ ;  $0 \leq x_{N_2} \leq 2,0$ ), %.

Методична похибка розрахунку коефіцієнта стисливості газу за формулою Г.1 складає 0,11 %.

В разі відсутності компонентного складу газу коефіцієнт стисливості газу визначається за формулою:

$$K = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{P \cdot \Delta_{\Pi}^{13}}{T^{3,3}}, \quad (2)$$

де:  $P$  – абсолютний тиск газу, МПа;

$T$  – температура газу, К;

$\Delta_{\Pi}$  – відносна густина газу.

## ДОДАТОК Ж – Акти проведення енергоаудиту Долинського ЛВУМГ

УДК 620.179  
КП  
№ держреєстрації  
Інв. №

Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019  
тел. (03422) 4-00-89, факс (03422) 4-20-15



**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
Ректор ІФНТУНГ,  
д-р техн. наук, проф.

Крижанівський Є.І.

### ЗВІТ ПРО НАУКОВО-ДОСЛІДНУ РОБОТУ

Послуги щодо наукового досліджування та експериментального розроблення у сфері інших природничих наук (енергетичні та суттєві послуги) (послуги з енергоаудиту, моніторингу та аналізу енергоспоживання, визначення показників енергоефективності, розробка пропозицій щодо енергозбереження для об'єктів пат «укртрансгаз»)

договір № 1606000541 від 17.06.2016р.

(1 етап «Ознайомлення з об'єктом та підсумковими результатами попереднього виду моніторингу, енергетичним паспортом, уточнення календарного плану і програми проведення робіт з аналізу, збір документальної і обліково-статистичної інформації про витрачання ПЕР»)

Керівник НДР  
п.н.с НДІ НГЕіЕ,  
канд.техн. наук, доц.

Рибіцький І.В.

2016 р.

Рукопис закінчено

30 серпня 2016 р

Продовження додатку Ж

Івано-Франківський національний  
технічний університет нафти і газу

м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15

76019  
Одержувач: ІФНТУНГ  
Код: 02070855  
Банк одержувача: ДКСУ  
МФО: 820172  
Роз. рах.: 31252256104276  
сч. №: 42872203  
п/п. №: 020708509158

Філія "Управління  
магістральних газопроводів  
"ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ"  
ПАТ "УКРТРАНСГАЗ"  
76018, м. Івано-Франківськ  
вул. Незалежності, 48  
код ЄДРПОУ 00153133  
р/р 26009200002860  
в ПАТ "Діамантбанк" м. Київ, МФО 320854  
Номер реєстрації:  
код ЄДРПОУ 30019801,  
ПАТ "УКРТРАНСГАЗ"  
філія УМГ "ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ"  
код філії 2601, ІПН №300198026656  
Клодецький узвіз, буд. 9/1, Петерський р-н,  
м. Київ, 01021

АКТ приймання-передачі наданих послуг № 8

м. Івано-Франківськ

31 серпня 2016 р.

Ми, що нижче підписалися, представники Замовника ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «УКРТРАНСГАЗ» філія Управління магістральних газопроводів «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ», з одного боку, і представник Виконавця «Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу», з іншого боку, склали цей акт про те, що на підставі наведених документів: Договір № [REDACTED] від 17.06.2016р. «Послуги щодо наукового досліджування та експериментального розроблення у сфері інших природничих наук (Енергетичні та супутні послуги) (Послуги з енергомоніторингу, моніторингу та аналізу енергоспоживання, лічильника показників енергоефективності, розробка пропозицій щодо енергозбереження для об'єктів ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»». Виконавцем були виконані наступні роботи (надані такі послуги):

№ п/п	Обсяг послуг	Вартість надання етапу послуг, грн. без ПДВ	Вартість надання етапу послуг, грн. з ПДВ
1	Ознайомлення з об'єктом Долинського ДВУМГ та підсумковими результатами попереднього виду моніторингу, енергетичним паспортом, уточнення календарного плану і програми проведення робіт з аналізу, збір документальної і об'єктивно-статистичної інформації про витрачання ПЕР.	[REDACTED]	[REDACTED]

Загальна вартість робіт (послуг) складає [REDACTED] гривень, 00 копійок з (з) ПДВ [REDACTED] гривень, 00 копійок.

Замовник претензій по об'єму, якості та строкам виконання робіт (послуг) не має.

Від Виконавця: [Signature]  
Карпан О.М.

Від Замовника: [Signature]  
Пилип Р.Я.  
Обсяг наданих послуг підтверджує [Signature]  
Бойко В.Т.  
Начальник [Signature]  
Долинського ДВУМГ [Signature]  
Стефанцишин І.М.

## Завершення додатку Ж

Івано-Франківський національний  
технічний університет нафти і газу

м.Івано-Франківськ, вул.Карпатська,15

76019  
Одержувач: ІФНТУНГ  
Код: 02070855  
Банк одержувача: ДКСУ  
МФО: 820172  
Роз.рах.: 31252256104276  
св.№12872203  
інд.под.№020708509155

Філія "Управління  
магістральних газопроводів  
"ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ"  
ПАТ "УКРТРАНСГАЗ"  
76018, м. Івано-Франківськ  
вул. Незалежності, 48  
код ЄДРПОУ 00153133  
р/р 26009300002860  
в ПАТ "Діамантбанк" м. Київ, МФО 320854  
Податкові реквізити:  
код ЄДРПОУ 30019801,  
ПАТ "УКРТРАНСГАЗ"  
філія УМІ "ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ"  
код філії 2601, ІПН №300198026656  
Кловський узвіз, буд.9/1, Печерський р-н,  
м.Київ, 01021

АКТ приймання-передачі наданих послуг № 2

м. Івано-Франківськ

27 грудня 2016 р.

Ми, що нижче підписалися, представники Замовника ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «УКРТРАНСГАЗ» Філія Управління магістральних газопроводів «ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ», з одного боку, і представник Виконавця «Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу», з іншого боку, склали цей акт про те, що на підставі наведених документів:

Договір № [REDACTED] від 17.06.2016р. «Послуги щодо наукового досліджування та експериментального розроблення у сфері інших природничих наук (Енергетичні та супутні послуги) (Послуги з енергоаудиту, моніторингу та аналізу енергоспоживання, визначення показників енергоефективності, розробка пропозицій щодо енергозбереження для об'єктів ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»)».

Виконавцем були виконані наступні роботи (надані такі послуги):

№ п/п	Обсяг послуг	Вартість надання етапу послуг, грн. без ПДВ	Вартість надання етапу послуг, грн. з ПДВ
1	Складання паливно-енергетичних балансів ЛВУ МГ (ВУ ПЗГ). Узагальнення результатів аналізу використання ПЕР по групах устаткування, технологічним процесам, видам палива й енергоносіїв.	[REDACTED]	[REDACTED]

Загальна вартість робіт (послуг) складає [REDACTED] гривень 00 копійок  
в т.ч. ПДВ [REDACTED] 00 копійок.

Замовник претензій по об'єму, якості та строкам виконання робіт (надання послуг) не має.



Від Виконавця:

Карпаш О.М.



Від Замовника:

Пилипів Р.Я.

Обсяг наданих послуг підтверджую

Начальник

Долинського ЛВУМГ

Бойко В.Т.

Начальник АВДС

Стефанцишин І.М.