

Міністерство освіти і науки України
Одеський національний технологічний університет

ННІ Холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського

Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики

Ступінь вищої освіти Бакалавр

Спеціальність 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології



КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему Проектування режиму роботи компресорної станції «Орлівка»
при знижених об'ємах транспортування природного газу

Здобувача Шпаченко С.Л.

Керівник доц., к.т.н. Ашик Т.А.

Консультанти: проф. Басюркіна Н.І.

доц. Кологривов М.М.

Кваліфікаційна робота допускається до захисту

Рішення кафедри від 10 червня 2026 року протокол № 12

В.о. завідувача кафедри НТІТ Олександр ТІТЛОВ

Одеса – 2026 рік

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ННІ Холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського

Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики

Ступінь вищої освіти Бакалавр

Спеціальність 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри д.т.н., проф. Тітлов О.С.

«02» лютого 2026 року

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Шпаченко Сергія Леонідовича

1. Тема роботи Проектування режиму роботи компресорної станції Орлівка при знижених об'ємах транспортування природного газу

Затверджена наказом ОНТУ від 30.01.2026 р. наказ № 51-03

2. Термін здачі здобувачем закінченої роботи 10.06.2026 р.

3. Вихідні дані роботи

Об'єкт – КС «Орлівка», газопровід – «АТІ». Тип газоперекачувальних агрегатів ГПА-Ц-6,3/56М; кількість встановлених агрегатів в КЦ 3 шт; кількість працюючих ГПА – 1 шт. Довжина ділянки газопроводу «ШДКРІ» $L = 350$ км, діаметр ділянки газопроводу 1020×12 мм. Комерційна витрата газу $Q_{КС} = 10 \cdot 10^6$ м³/добу. Тиск газу на вході КС 3,79 МПа.

4. Перелік питань, які потрібно розробити:

характеристика об'єкта дослідження КС «Орлівка», прилеглої ділянки газопроводу «АТІ» та технологічного обладнання КС «Орлівка»; визначення фізичних властивостей природного газу; визначення наявної потужності ГТУ; математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів ГПА; розрахунок режимів роботи та енерговитратності компресорної станції; теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу «ШДКРІ» при знижених об'ємах транспортування природного газу; питання охорони праці, економічні розрахунки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

– Принципова схема КС Орлівка (КЦ-1) (формат А1);

– Газоперекачувальний агрегат ГПА-Ц-6,3. Загальний вигляд (формат А1);

– Пиловловлювач. Складальне креслення (формат А1);

– Апарат повітряного охолодження газу. Складальне креслення (формат А1).

– Презентація.

6. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи, що стосуються їх

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання видав
Розділ охорони праці	доц. Кологривов М.М.		
Економічний розділ	проф. Басюркіна Н.І.		
Нормоконтроль	доц. Кологривов М.М.		

7. Дата видачі завдання 02.02.2026 р.

Керівник Ашик Т.А.

Завдання прийняв до виконання Шпаченко С.Л.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Огляд літературних джерел, методик розрахунків, підготовка структури роботи	01.03-21.03. 2026	
2	Підготовка теоретичного розділу роботи	22.03-28.03. 2026	
3	Підготовка розрахункового розділу роботи	29.03-25.04. 2026	
4	Підготовка розділу з охорони праці	26.04-02.05. 2026	
5	Підготовка економічного розділу	03.05-09.05. 2026	
6	Оформлення пояснювальної записки кваліфікаційної роботи	10.05-16.05. 2026	
7	Підготовка графічних матеріалів	17.05-23.05. 2026	
8	Підготовка презентації та доповіді	24.05-30.05. 2026	
9	Відгук керівника, рецензування, підготовка до захисту кваліфікаційної роботи	01.06-08.06. 2026	

Здобувач-дипломник Шпаченко С.Л.

Керівник роботи доц., к.т.н. Ашик Т.А.

Несу відповідальність за ідентичність електронного та друкованого варіантів кваліфікаційної роботи, даю згоду на обробку персональних даних та не заперечую проти розміщення кваліфікаційної роботи на офіційних web-ресурсах ОНТУ.

Підтверджую, що в кваліфікаційній роботі відсутні порушення норм академічної доброчесності.

Здобувач-дипломник Шпаченко Сергій Леонідович

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 88 сторінок друкованого тексту, 12 рисунків, 24 таблиць, 35 посилань на джерела.

Мета кваліфікаційної роботи – дослідження та математичне моделювання режимів роботи КС «Орлівка» КЦ-1 при роботі в реверсному режимі з недовантаженням від проєктної потужності.

В кваліфікаційній роботі: наведено характеристику об'єкта дослідження – «КС Орлівка» КЦ-1, прилеглої ділянки газопроводу «АТІ» та технологічного обладнання КС «Орлівка»; визначено фізичні властивості природного газу, наявну потужність ГТУ, виконано математичне моделювання режимів роботи КС, розрахунок режимів роботи та енерговитратності «КС Орлівка» КЦ-1, теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу «ШДКРІ» при знижених об'ємах транспортування природного газу; розглянуто питання охорони праці; виконано економічні розрахунки.

Ключові слова: природний газ, компресорна станція, магістральний газопровід, математичне моделювання режимів роботи КС.

ABSTRACT

The qualification work consists of: 88 pages of printed text, 12 figures, 24 tables, 35 references to sources.

The purpose of the qualification work is to study and mathematically simulate the operating modes of the Orlivka CS KC-1 when operating in reverse mode with underload from the design capacity.

The qualification work: describes the object of the study – Orlivka CS KC-1, the adjacent section of the “ATI” gas pipeline and the technological equipment of Orlivka CS; the physical properties of natural gas, the available capacity of the gas turbine plant were determined, mathematical modeling of the operating modes of the compressor station was performed, the calculation of the operating modes and energy consumption of the “Orlivka” compressor station, the thermal-hydraulic calculation of the “SHDKRI” gas pipeline section with reduced volumes of natural gas transportation was performed; the issue of labor protection was considered; economic calculations were performed.

Keywords: natural gas, compressor station, main gas pipeline, mathematical modeling of the operating modes of the compressor station.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	13
1.1 Характеристика траси та лінійної частини ділянки газопроводу АТІ	13
1.2 Характеристика технологічної схеми КС «Орлівка»	15
1.3 Характеристика технологічного обладнання КС Орлівка	21
1.3.1 Газоперекачувальні агрегати з нагнітачами	22
1.3.2 Установа очищення газу	26
1.3.3 Установа охолодження газу	26
1.3.4 Установа підготовки паливного, пускового і імпульсного газу на власні потреби	27
1.3.5 Система постачання масла та палива на КС	29
1.3.6 Технологічні трубопроводи	30
1.4 Дані про склад та якість газу	31
2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ	32
2.1 Визначення фізичних властивостей природного газу	32
2.2 Визначення наявної потужності газотурбінного приводу	35
2.3 Математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів ГПА компресорної станції	37
2.4 Розрахунок режиму роботи ГПА компресорної станції	41
2.5 Розрахунок витрат газу на власні потреби	47
2.6 Теплогідрравлічний розрахунок ділянки газопроводу	51
2.7 Висновки з проектного розділу	57
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	58
3.1 Техніка безпеки при експлуатації і обслуговуванні ГПА	58
3.2 Заходи безпеки під час експлуатації пилоуловлювачів	60
3.3 Заходи безпеки під час експлуатації АПО газу	61
4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ	63
4.1 Визначення тарифів на транспортування природного газу	63
4.2 Характеристики газопроводу	66
4.3 Показники виробничої програми газотранспортного підприємства	67

	6
4.4 Показники праці і заробітної плати	69
4.4.1 Розрахунок фонду заробітної плати	69
4.4.2 Розрахунок єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування	72
4.4.3 Розрахунок матеріальних витрат	72
4.4.4 Розрахунок суми амортизаційних відрахувань	76
4.4.5 Розрахунок відрахувань до ремонтного фонду	77
4.4.6 Розрахунок інших грошових витрат	77
4.4.7 Розрахунок витрат з експлуатації обладнання КС «Орлівка»	78
4.5 Собівартість транспорту газу	78
ВИСНОВКИ	80
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	83

ГРАФІЧНА ЧАСТИНА

Аркуш 1. Принципова схема КС Орлівка (КЦ-1) (формат А1).

Аркуш 2. Газоперекачувальний агрегат ГПА-Ц-6,3. Загальний вигляд (формат А1).

Аркуш 3. Пиловловлювач. Складальне креслення (формат А1).

Аркуш 4. Апарат повітряного охолодження газу. Складальне креслення (формат А1).

Презентація.

ВСТУП

Проблема диверсифікації джерел постачання природного газу на європейському ринку виникла на тлі спроб Росії та Газпрому використовувати природний газ у якості інструменту для шантажу.

Після розпаду СРСР Україна, через територію якої проходив великий газопровід в Європу, опинилася в неоднозначному становищі: з одного боку незалежна держава, з іншого – «братська країна» на пострадянському просторі. Звідси у Україні збереглися історичні пільги на купівлю та транзит природного газу.

Перший російсько-український газовий конфлікт вибухнув 20 лютого 1993 року, коли глава Газпрому Рем Вяхірев пообіцяв припинити постачання газу в Україну в зв'язку з заборгованістю по оплаті. Конфлікт був швидко залагоджено і відключення не відбулося [1, 2].

На той момент борг України за газ становив понад 138 млрд рублів. У відповідь на погрози з боку російської влади українська влада відповідає, що перекриють транзитні газопроводи, по яких Росія веде поставки газу до Західної Європи [3].

Вже тоді Росія активно використовувала «газову карту», шляхом шантажу підштовхуючи Україну до дипломатичної відмови від євроінтеграційних прагнень на користь Росії [4, 5].

Намацавши ще у 1990-ті одну з українських «больових точок», Росія доволі швидко від звинувачень та попереджень перейшла до погроз і шантажу – у кремлі зрозуміли, як за допомогою «газового питання» можна спробувати змусити Україну поступатися спочатку активами, потім – зброєю і, зрештою, державним суверенітетом. «Газовий» шантаж України з боку Росії завжди супроводжувався вимогами воєнно-політичного характеру – поділити Чорноморський флот згідно з вимогами РФ, гарантувати продовження перебування російських військових на військово-морських базах у Криму, не допускати зближення з Україною з НАТО та ЄС, обмежити євроінтеграційні процеси, надавати преференції росіянам у всіх важливих сферах, сприяти

поширенню російського мовно-культурного домінування в українському просторі тощо [4, 5].

У березні 1995 року «Газпром» призупиняє поставки газу в Україну. На той момент борг України за газ перевищує 1 трлн. рублів. «Газпром» зажадав вирішення проблеми боргу за рахунок передачі Росії частини майнових прав на українські газопроводи і підприємства. 10 березня, в ході україно-російських переговорів, було прийнято рішення про продовження постачань газу в Україну. Причому українська сторона прийняла на себе зобов'язання протягом місяця надати графік погашення боргів за газ. Хоча графік так і не був наданий, з політичних причин Україну не відключили від газу [2].

Загострення відносин відзначалося вже до виборів президента України 2004, пізніше в Україні відбулася Помаранчева революція, яка позначила проєвропейський вектор української зовнішньої політики. У Росії ці зміни були зустрінуті вельми стримано. Стало ясно, що часи «пільг» (ціна в 50 \$/тис. м³) для колишньої «братської» республіки закінчилися [6].

Відносини між РФ і Україною знову загострилися після того як у березні 2005 російська газова монополія «Газпром» зажадала від України («Нафтогаз») платити за газ з 2006 за цінами, близькими до європейських (біля 250 \$/тис. м³) [7].

Українське керівництво до останнього моменту не було готове платити більше і Газпром, посиляючись на 4 параграф договору про постачання газу, за яким ціни на газ визначаються щорічно, у ніч на 1 січня 2006 зупинив постачання. 4 січня обом сторонам вдалося підписати договір, за яким закінчувалася практика бартерної торгівлі (транзит за газ в обмін на постачання газу) і в результаті якого ці дві речі стали розглядатися окремо [7, 8].

Українсько-російський газовий конфлікт 2008–2009 років – чергова російсько-українська економічно-політична газова війна, яка виникла наприкінці 2008 року. Закінчилась підписанням газової угоди між прем'єр-міністрами обох держав Володимиром Путін та Юлією Тимошенко проти волі Президента України Віктора Ющенка [8, 9].

Після перемоги Євромайдану у 2014 році, в процесі гібридної війни проти суверенітету і територіальної цілісності України російська влада розпочала третю газову війну проти України, що становить собою новий виток газових конфліктів великої геополітичної ваги, у якому задіяна Україна, ЄС, США/Канада (попередні заяви на енергопостачання в Європу), Росія (найбільший бенефіціар), Китай (можливий розворот енергетичних потоків з Європейських напрямів і контрактів на азійський ринок). Включає (на перших етапах російсько-української війни) захоплення і контроль транспортно-енергетичних гілок Криму, нафтогазових потужностей Чорноморнафтогазу, контроль і приєднання українського шельфу з його ресурсами і подальшим зірванням перспективних контрактів; у других – інфільтрації диверсійно-підривного елемента на схід України з контролем Юзівських площ перспективних сланцевих покладів, великого транспортно-промислового вузла (у тому числі по газу, залізницях) [8, 10].

У 1991-2008 рр. через Україну транспортувалося 110–140 млрд. м³ транзитного газу. Найбільший об'єм транзиту пройшов в 1998 році – 141 млрд. м³. Різке падіння об'ємів транзиту до менш ніж 100 млрд. м³ сталося у 2009 році після чергової газової кризи на початку року. Тоді у січні 2009 року було призупинено постачання газу через Україну у зв'язку з суперечками щодо умов постачання та транзиту газу. Ситуацію врегулювали підписанням нового контракту на транзит природного газу через Україну терміном на 10 років. Контракт містив жорсткі умови для України, включаючи принцип «бери або плати» та фіксовані обсяги транзиту. Цей інцидент став основою для багатьох реформ в європейських країнах, які почали диверсифікувати свої джерела постачання газу для зменшення залежності від одного маршруту.

Дія контракту завершилась 1 січня 2025 року та, оскільки Україна відмовилась від його продовження, то транзит газу територією України повністю зупинили.

Після побудови РФ альтернативних обхідних газопроводів («Ямал–Європа», «Північний потік», «Блакитний потік») транзит через нашу країну склав близько 40 % від загального обсягу поставок.

«Турецький потік», запущений у 2020 році, став альтернативою традиційним маршрутам, дозволяючи обійти Україну та постачати до 31,5 млрд. м³ газу щорічно через дві нитки. Він не лише зміцнив енергетичні зв'язки між країнами, але й перерозподілив потоки ресурсів у регіоні, впливаючи на економіку та геополітику.

Динаміка транзиту газу територією України за період 1991–2024 рр. наведена на рис. В.1 [28, 29, 30].

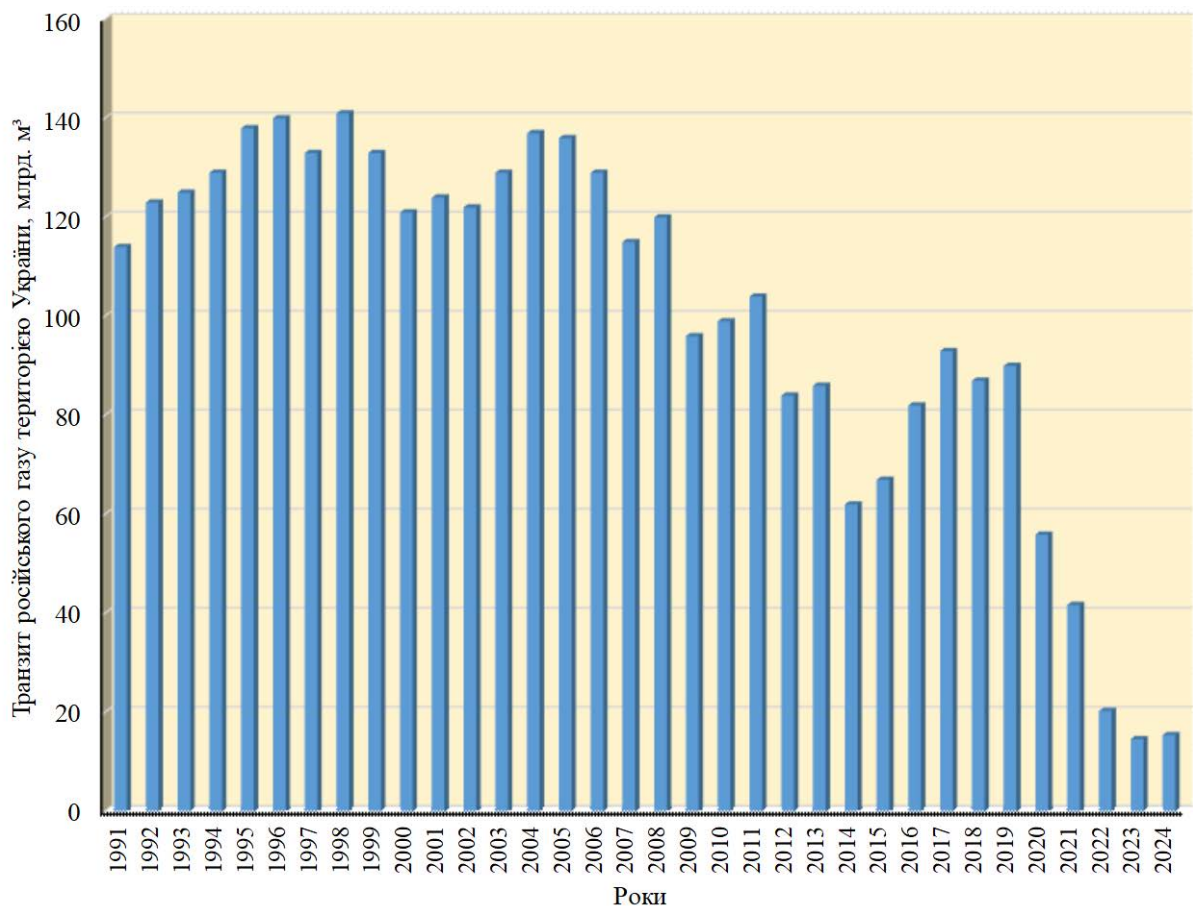


Рисунок В.1 – Динаміка транзиту газу територією України за період 1991–2024 рр.

Виклики, які постали перед Україною у зв'язку з повномасштабними воєнними діями на території нашої країни, є особливо відчутними і серйозними для енергетичної сфери. Повномасштабне вторгнення Росії в Україну призвело до масштабних змін в енергетичному балансі європейського континенту. З'являються нові маршрути, формуються нові ринки та газові

хаби. Європа переживає газовий інфраструктурний бум, який остаточно змінить конфігурацію систем та ринків. Одну з ключових ролей будуть відігравати газові хаби. Міністр енергетики України Герман Галущенко неодноразово відзначав, що Україна, маючи власний видобуток та будучи на перехресті нових маршрутів постачання, має цілком реальну перспективу стати газовим хабом Європи [11].

Зростаюча залежність від природних вуглеводнів та недостатність зусиль по заміні природними джерелами енергії, потребують залучення додаткових природних ресурсних джерел. Початок нової фази російсько-української війни та подальше, поступове, обмеження потрапляння російських енергоносіїв на європейський ринок, як результат санкцій проти країни агресора, вимагають більшої консолідації та врегулювання внутрішніх суперечок серед країн-партнерів НАТО. Від скоординованості дій партнерів у подоланні залежності від російських енергоносіїв залежить енергетична стабільність Європи.

Враховуючи все вище сказане, актуальність тематики кваліфікаційної роботи зумовлена сучасними геополітичними, економічними, технологічними та екологічними викликами, які значно впливають на стан енергетичних ринків Європи. Ключовими завданнями енергетичної політики європейських країн є посилення енергетичної безпеки регіону, сприяння розвитку ринків відновлювальної енергетики, енергетична інтеграція сектору та розробка нових енергоефективних рішень у галузі.

Через безпосередній вплив загальних тенденцій і пріоритетів розвитку європейської енергетики на вітчизняний енергетичний сектор дослідження цих трендів має важливе значення для України.

Актуальність тематики кваліфікаційної роботи також обумовлена необхідністю диверсифікації постачання газу до України і на європейський ринок та використовувати для цього наявні потужності ГТС України та ЄС при реверсному транспортуванні газу із ЄС при знижених об'ємах транспортування природного газу.

Мета кваліфікаційної роботи – дослідження та математичне моделювання режимів роботи КС «Орлівка» КЦ-1 при знижених об'ємах транспортування природного газу.

Завдання, які треба розв'язати за для досягнення поставленої мети:

- характеристика об'єкта дослідження – «КС Орлівка» та прилеглої ділянки газопроводу «АТІ»;
- характеристика технологічного обладнання КС «Орлівка»:
 - газоперекачувальних агрегатів з нагнітачами;
 - установки очищення газу;
 - установки охолодження газу;
 - установки підготовки паливного, пускового і імпульсного газу на власні потреби;
 - технологічних трубопроводів;
- визначення фізичних властивостей природного газу;
- визначення наявної потужності газотурбінного приводу;
- математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів ГПА «КС Орлівка»;
- розрахунок режиму роботи ГПА «КС Орлівка»;
- розрахунок витрат газу на власні потреби «КС Орлівка»;
- теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу «ШДКРІ»;
- питання охорони праці;
- економічні розрахунки.

1 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Характеристика траси та лінійної частини ділянки газопроводу АТІ

Газопровід «Ананьїв – Тирасполь – Ізмаїл» (далі «АТІ») протяжністю 62,91 км, споруджений у 1980-х роках для нарощування транзиту газу до Балканського регіону (рис. 1.1) [15, 16].

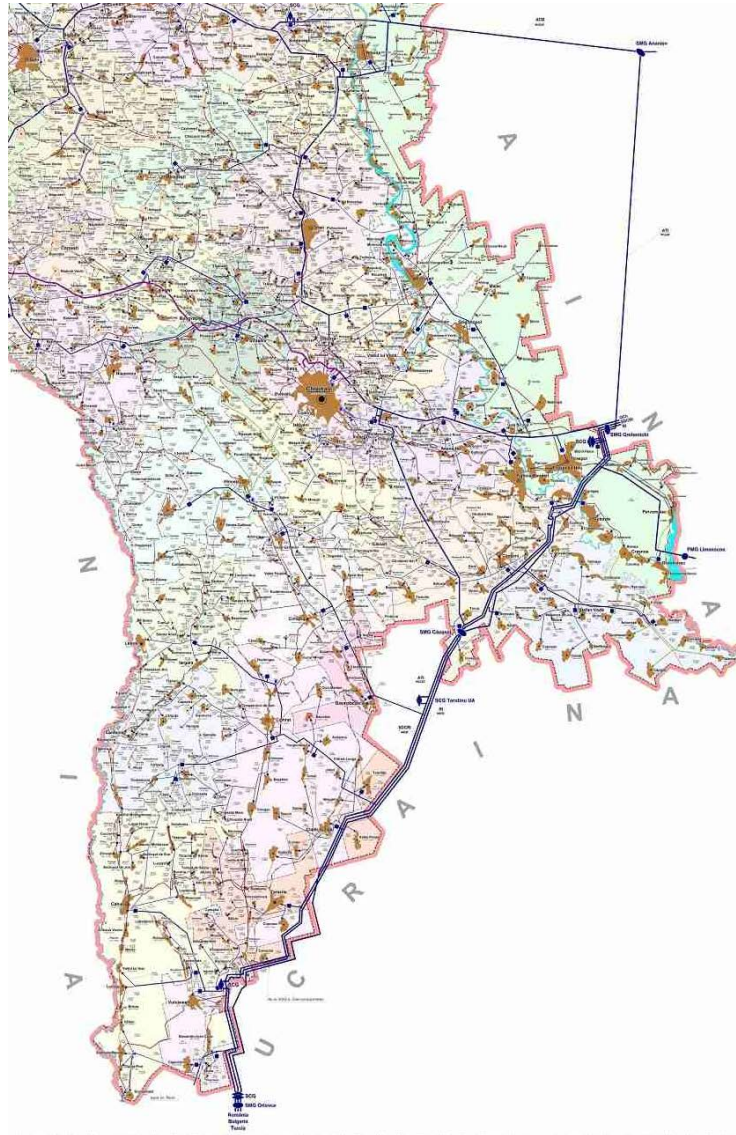


Рисунок 1.1 – Газопровід «Ананьїв – Тирасполь – Ізмаїл».

Трубопровід бере початок від КС «Ананьїв» газопроводу «Кременчук-Ананьїв-Богородчани», який в свою чергу з'єднаний із потужним газовим хабом у Єльці (Росія). Протранспортований у південному напрямку природний газ у підсумку передається до румунського газотранспортного коридору «Ісакча – Негру-Воде» [14].

Газопровід «АТІ» діаметром 1200 мм введений в експлуатацію у 1986 році разом із КС «Ананьїв».

Через два роки розпочала роботу КС «Тирасполь-2» (Молдова, станом на 2016 рік на території підконтрольного Росії сепаратистського анклаву ПМР).

Добудова інших компресорних станцій в умовах економічної кризи 1990-х років значно затягнулась: КС «Орлівка-2» (на кордоні з Румунією) введено в дію 1994-го року, КС «Бессарабське» (на трасі між Тирасполем та Орловкою) розпочала роботу аж у 2001 році. Її завершення дозволило збільшити максимальну пропускну здатність газопроводу на 4 млрд. м³ у рік, завдяки чому вона досягла 20 млрд. м³ [14].

В адміністративному відношенні майданчик КС «Орлівка» (рис. 1.2) розташований на землях КСП «Новосільське» Ізмаїльського району Одеської області.



Рисунок 1.2 – КС «Орлівка».

Район майданчика розміщений в межах Причорноморської низовини на кордоні України, Румунії та Молдови. Згідно з інженерно-геологічним районуванням описувана територія розміщена в Причорноморській впадині, в місці, де знаходиться Східно-Європейська платформа та Сківська плита. У тектонічному відношенні – в межах Ренійської плити.

Згідно інженерним дослідженням, проведеним у 1983 р. Інститутом «ВНІПТрансгаз», будинки і спорудження, розташовані на ґрунті: до глибини 3,5 м – просадочні I типу суглинок та супісь, нижче – супісь пориста, непросадочна, яка підстеляється на глибині 13,5 м шаром глини товщиною 3 м, під глиною розташована супісь текуча.

Ґрунтові води зустрічаються на глибині 4,5 м, прогнозований підйом очікується до глибини 2 м.

Ґрунти є неагресивним середовищем до бетону на усіх видах цементу. Ґрунтова вода є сильно агресивним середовищем по вмісту сульфатів для бетонів нормальної густини на звичайних цементах.

По сейсмічним властивостям ґрунти є слабкими і відносяться, згідно БНіП II–7–8I, до III категорії.

Розрахункова сейсмічність згідно інженерним дослідженням та БНіП II–7–8I, з врахуванням поганих в сейсмічному відношенні ґрунтів, складає 9 балів.

1.2 Характеристика технологічної схеми КС «Орлівка»

КС «Орлівка» є кінцевою компресорною станцією на території України. КС «Орлівка» призначалася для збільшення об'ємів подачі російського газу на експорт в Туреччину та країни Балканського регіону. Під час війни із РФ КС «Орлівка» працює у реверсному режимі.

До складу КС «Орлівка» входять 2 компресорні цехи (далі КЦ) – КЦ-1 та КЦ-2.

КЦ-1 діє в складі газопроводу «Шебелінка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Роздільна – Ізмаїл», що має умовний діаметр D_y 1000 мм і робочий тиск 5,5 МПа.

КЦ-2 діє в складі газопроводу «Ананьїв – Тирасполь – Ізмаїл», що має умовний діаметр D_y 1200 мм і робочий тиск 5,5 МПа.

У КЦ-1 КС «Орлівка» експлуатуються агрегати ГПА-Ц-6,3 у кількості три штуки, з них два робочі та один у резерві. Принципову технологічну схему КЦ-1 наведено на рис. 1.3. У КЦ-2 встановлені агрегати ГТН-6 у кількості шість штук, з них чотири робочі та два в резерві. Принципову технологічну схему КЦ-2 наведено на рис. 1.4.

Основні технологічні параметри КС «Орлівка» визначені гідравлічними та тепловими розрахунками газопроводу «АТІ» (КЦ-2) та газопроводу «ШДКРІ» (КЦ-1). Параметри роботи КЦ-1 КС «Орлівка» наведені в табл. 1.1, параметри роботи КЦ-2 КС «Орлівка» наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.1 – Параметри роботи КЦ-1 КС «Орлівка».

№ з/п	Назва параметру	Одиниці вимірювання	Значення параметру
1	Тиск газу на вході КЦ-1 (абсолютний)	МПа	3,57÷3,86
2	Тиск газу на виході КЦ-1 (абсолютний)	МПа	4,93÷5,50
3	Продуктивність при 0,1013 МПа та 293 К	10 ⁶ м ³ /доба	24
4	Температура газу на вході КЦ-1	°С	15
5	Температура газу на виході КЦ-1	°С	19-40

Таблиця 1.2 – Параметри роботи КЦ-2 КС «Орлівка».

№ з/п	Назва параметру	Одиниці вимірювання	Значення параметру
1	Тиск газу на вході КЦ-2 (абсолютний)	МПа	3,83
2	Тиск газу на виході КЦ-2 (абсолютний)	МПа	5,50
3	Продуктивність при 0,1013 МПа та 293 К	10 ⁶ м ³ /доба	24
4	Температура газу на вході КЦ-2	°С	15
5	Температура газу на виході КЦ-2	°С	19÷40

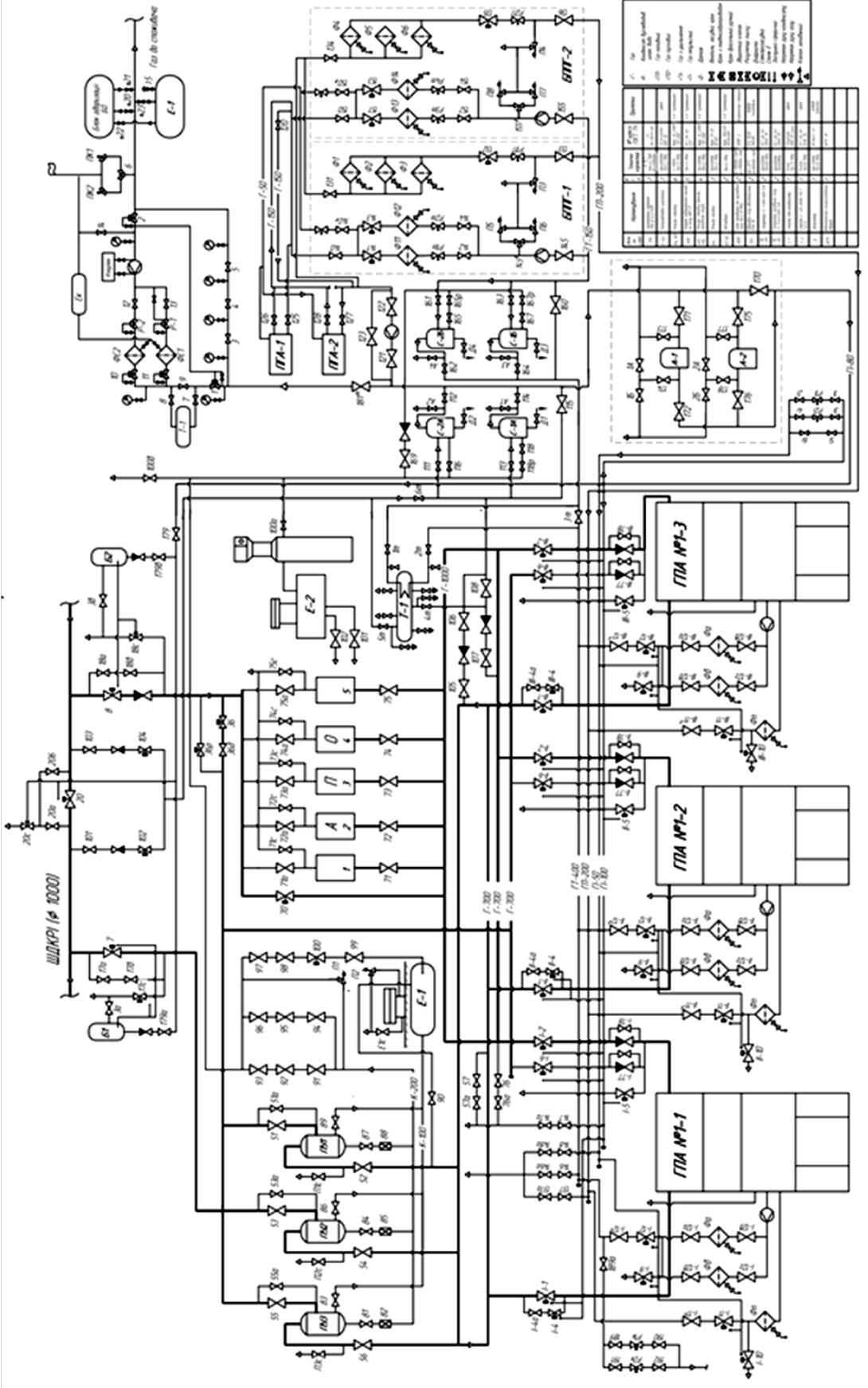


Рисунок 1.3 – Принципова технологічна схема КЦ-1 КС «Орлівка»

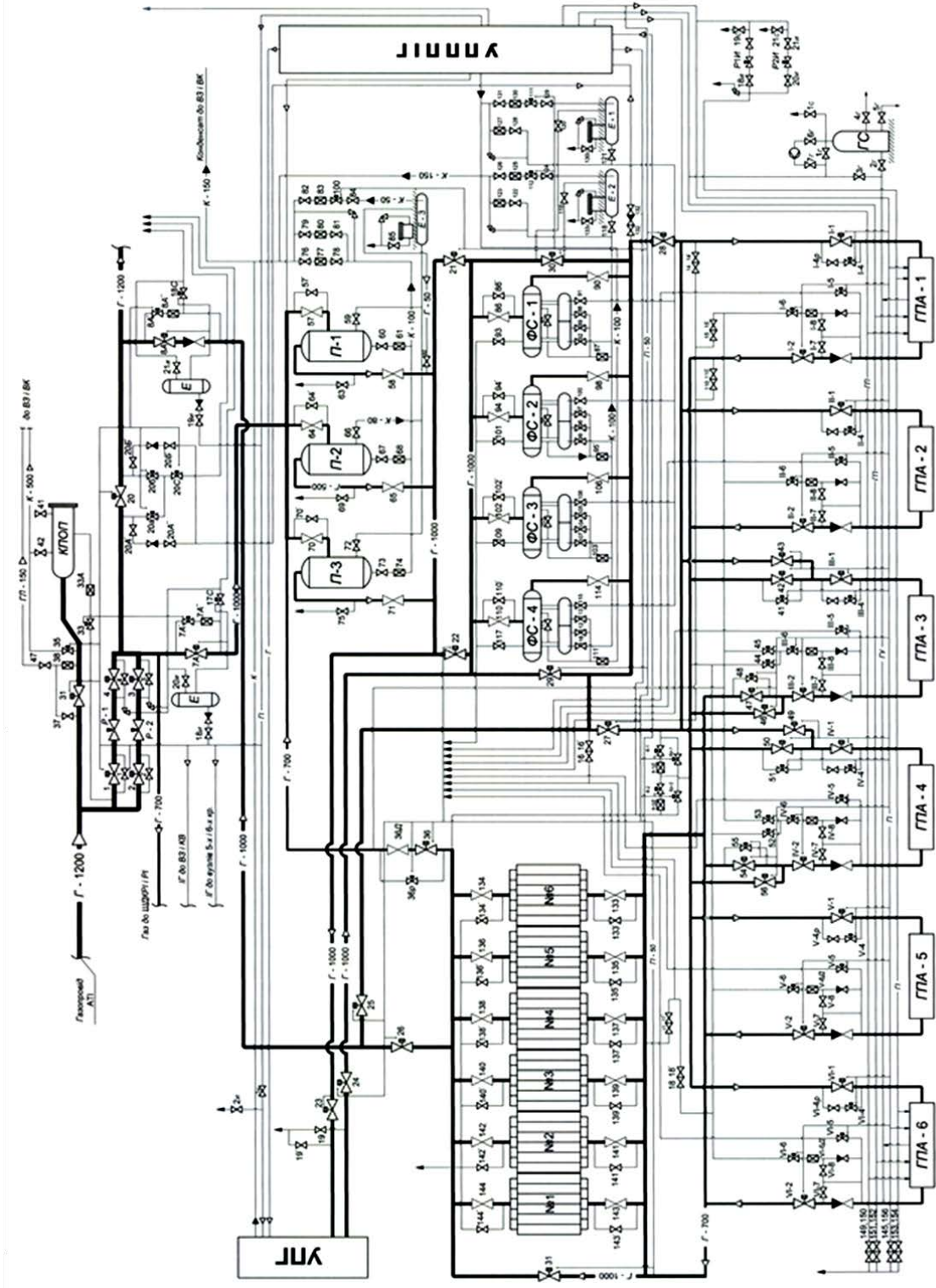


Рисунок 1.4 – Принципова технологічна схема КЦ-2 КС «Орлівка»

Основні системи КЦ-1 КС «Орлівка».

На КЦ-1 КС «Орлівка» передбачено наступні основні технологічні процеси:

- очистка газу від механічних домішок та рідини;
- компримування газу;
- охолодження газу.

Для забезпечення нормальної роботи основного технологічного обладнання передбачені допоміжні системи:

- система підготовки паливного, пускового і імпульсного газу та газу на власні потреби КС «Орлівка»;
- система повітропостачання;
- система масло постачання;
- система збору твердих забруднень та рідини, уловлених на установці очистки газу та установці підготовки газу;
- автомобільний газозаправний пункт;
- система постачання паливом дизельної електростанції.

Основні системи КЦ-2 КС «Орлівка».

На КЦ-2 КС «Орлівка» передбачено наступні основні технологічні процеси:

- очистка газу від механічних домішок та рідини;
- компримування газу;
- охолодження газу.

Для забезпечення нормальної роботи основного технологічного обладнання передбачені допоміжні системи:

- система підготовки паливного, пускового і імпульсного газу;
- система повітря постачання;
- система масло постачання;
- система збору твердих забруднень та рідини, уловлених на установці очистки газу та установці підготовки газу.

Компресорний цех КЦ-1 КС «Орлівка». Для компримування газу застосовуються ГПА типу ГПА-Ц-6,3/56М. Приводами служать конвертовані

двигуни НК-12СТ. Схема роботи ГПА: 2+1 (2 – в роботі; 1 – в резерві).

Колекторна схема газової обв'язки ГПА дозволяє виконувати запуск та зупинку будь-якого ГПА при працюючому компресорному цеху. Для забезпечення нормального пуску та зупинки ГПА, а також для захисту нагнітача від помпажу схемою передбачено пусковий контур ГПА умовним діаметром D_y 700 мм з необхідною запірною та регулюючою арматурою.

З метою тривалої роботи ГПА без підключення до магістрального газопроводу передбачено цеховий контур з охолодженням компримованого газу. До КЦ-1 також підводяться:

- паливний, пускового та імпульсний газ від установки підготовки газу;
- масло із складу ПММ;
- повітря від компресорної стисненого повітря.

В КЦ-1 прокладені колектори:

- газу всмоктування та нагнітання;
- паливного, пускового та імпульсного газу;
- масла чистого та відпрацьованого;
- стисненого повітря та повітря обігріву;
- гарячої та холодної води.

Паливний газ до ГПА подається з тиском 24 ± 1 кгс/см² та температурою $15 \div 40$ °С. Запуск двигуна виконується за допомогою ВС-12. Час пуску та навантаження – до 20 хвилин.

Компресорний цех КЦ-2 КС «Орлівка».

Для компримування газу застосовуються ГПА типу ГТН-6 с нагнітачем Н-6-56-2. Схема роботи ГПА: 4+2 (4 – в роботі; 2 – в резерві).

Колекторна схема газової обв'язки ГПА дозволяє виконувати запуск та зупинку будь-якого ГПА при працюючому компресорному цеху.

Для забезпечення нормального пуску та зупинки ГПА, а також для захисту нагнітача від помпажу схемою передбачено пусковий контур ГПА умовним діаметром D_y 300 мм та розвантажувальний колектор КЦ-2 умовним діаметром D_y 300 мм з необхідною запірною та регулюючою арматурою.

З метою тривалої роботи ГПА без підключення до магістрального

газопроводу передбачено цеховий контур з охолодженням компримованого газу.

До КЦ-2 також підводяться:

- паливний та імпульсний газ від установки підготовки газу;
- масло із складу ПММ;
- повітря від компресорної стисненого повітря.

В компресорному цеху прокладені колектори:

- газу всмоктування та нагнітання;
- паливного, пускового та імпульсного газу;
- масла чистого та відпрацьованого;
- стисненого повітря;
- гарячої та холодної води.

Паливний газ до ГПА подається з тиском $9 \pm 0,5$ кгс/см² та температурою $15 \div 40$ °С.

Запуск ГПА виконується за допомогою турбодетандера, який працює на пусковому газі з тиском 10 кгс/см². Час пуску та навантаження – до 20 хвилин.

1.3 Характеристика технологічного обладнання КС Орлівка

Перелік основного обладнання КЦ-1 КС «Орлівка» наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Перелік основного обладнання КЦ-1 КС «Орлівка».

Назва	Тип	Кількість
Газоперекачувальні агрегати	ГПА–Ц–6,3/56М з двигуном НК-12СТ	3
Пилевловлювачі	0308368743910004	3
Апарати повітряного охолодження газу	$\frac{AB3 - Д - 9 - Ж - 64 - Б1 - 133Г}{6 - 1 - 8}$	5
Установка підготовки газу		1
Резервуари складу ПММ		

Перелік основного обладнання КЦ-2 КС «Орлівка» наведено в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Перелік основного обладнання КЦ-2 КС «Орлівка».

Назва	Тип	Кількість
Газоперекачуючі агрегати	ГТН-6 з нагнітачем Н-6-56-2	6
Пиловловлювачі	0308368743910005	3
Фільтри-сепараторі	ГП605	4
Апарати повітряного охолодження газу	$\frac{AB3-9-64-B1-B3T}{8-1-6}$	6
Блок підготовки газу (БПТГ)		1

1.3.1 Газоперекачувальні агрегати з нагнітачами

Згідно проекту КЦ-1 КС «Орлівка» оснащений агрегатами типу ГПА-Ц-6,3/56М з двигуном НК-12СТ (далі ГПА-Ц-6,3/56М) у блоково-контейнерному виконанні (рис. 1.5).

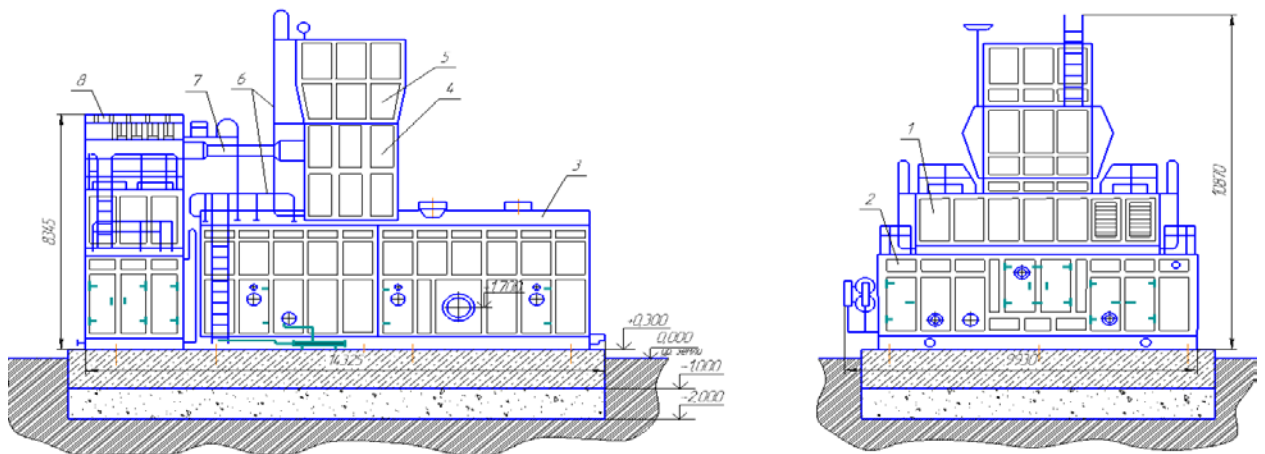


Рисунок 1.5 – Блоково-контейнерний ГПА-Ц-6,3/56М:

1 - блок маслоохолоджувачів з шумоглушником всасу; 2 – блок систем забезпечення; 3 – турбоблок; 4 – вихлопний пристрій; 5 – шумоглушник; 6 – огорожі; 7 – система підігріву циклового повітря; 8 – повітроочисний пристрій.

КЦ-2 КС «Орлівка» оснащений газотурбінними установками ГТН-6 (КЦ-2) з нагнітачем Н-6-56-2 (далі ГТН-6) у блоковому виконанні (рис. 1.6).

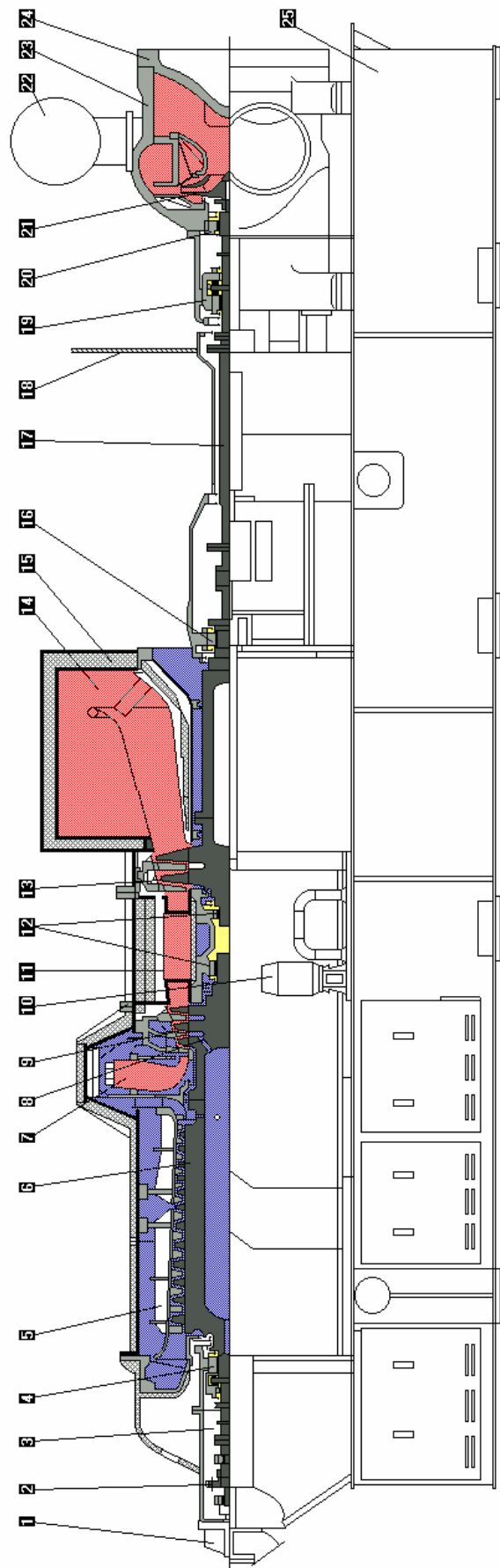


Рисунок 1.6 – Газотурбінна установка ГТН-6:

- 1 – турбодетандер; 2 – зубчастий привід від ТД до компресора; 3 – блок переднього підшипника; 4 – передній підшипник; 5 – осьовий компресор; 6 – ротор компресора; 7 – камера згоряння; 8 – повітря на охолодження; 9 – турбіна високого тиску; 10 – аварійний маслосос; 11 – промпагробок; 12 – середній підшипник; 13 – турбіна низького тиску; 14 – вихлопний газохід; 15 – ізоляція; 16 – задній підшипник; 17 – промвал; 18 – стіна між машалом та нагнітачем; 19 – опорно-упорний підшипник; 20 – опорний підшипник; 21 – ротор нагнітача; 22 – акумулятор оливи; 23 – корпус нагнітача; 24 – кришка нагнітача; 25 – рама-маслобак.

Технічні характеристики агрегатів ГПА-Ц-6,3/56М наведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Технічні характеристики агрегату ГПА-Ц-6,3/56М.

Найменування параметру		Одиниці виміру	Значення параметру
Продуктивність, приведена до температури 288 К та тиску 0,1013 МПа.		10 ⁶ м ³ /доба	10,52
Продуктивність, приведена до температури 293 К та тиску 0,1013 МПа.		10 ⁶ м ³ /доба	10,7
Продуктивність за умов всмоктування, не менше		м ³ /хв.	196,0
Тиск початковий	номінальний	МПа	3,79
	мінімальний		1,96
Тиск кінцевий	номінальний		5,49
	максимальний		6,18
Відношення тисків (розрахункове)		–	1,45
Потужність на муфті двигуна в номінальному режимі в станційних умовах		кВт	6300 ₋₁₂₅
Ефективний ККД на муфті двигуна, не менше		%	24,5
Політропний ККД нагнітача, не менше		%	82
Витрата паливного газу за номінальної потужності		кг/год.	1844
Тиск паливного газу на вході у двигун		МПа	2,4
Температура газу на вході у двигун, не менше		К	288
Пуск ГПА до виходу на номінальний режим, не більше		хв.	20
Частота обертання валу силової турбіни	номінальна	хв ⁻¹ .	8200
	максимальна		8500
	мінімальна		6150
Маса агрегату		т	77,5
Габаритні розміри ГПА		мм	10330×14210×9640
Температура продуктів згорання на вихлопе ГПА		°С	410

Технічні характеристики агрегатів ГТН-6 наведені в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Технічні характеристики агрегату ГТН-6.

Найменування параметру	Одиниці виміру	Значення параметру	
Продуктивність, приведена до температури 288 К та тиску 0,101 МПа.	10 ⁶ м ³ /доба	20,0	
Продуктивність за умов всмоктування, не менше	м ³ /хв.	300,0	
Тиск початковий номінальний	МПа	4,41	
Тиск кінцевий номінальний		5,49	
Відношення тисків (розрахункове)	–	1,24	
Потужність на муфті двигуна в номінальному режимі в станційних умовах	кВт	6300	
Ефективний ККД на муфті двигуна, не менше	%	24,0	
Політропний ККД нагнітача, не менше	%	84,5	
Витрата паливного газу за номінальної потужності	кг/год.	2730	
Тиск паливного газу на вході у двигун	МПа	0,98	
Температура газу на вході у двигун, не менше	К	288	
Пуск ГПА до виходу на номінальний режим, не більше	хв.	20	
Частота обертання валу силової турбіни	номінальна	хв ⁻¹ .	6150
	максимальна		6450
	мінімальна		4600
Маса агрегату	т	67,5	
Габаритні розміри ГПА	мм	11800×3200×3900	
Температура продуктів сгорання на вихлопе ГПА	°С	415	

1.3.2 Установа очищення газу

Установа очищення газу КЦ-1 КС «Орлівка». На КЦ-1 КС «Орлівка» передбачено одноступеневе очищення газу в блоках циклонних пиловловлювачів типу 0308368743910004. Кількість блоків пиловловлювачів – 3 шт. Підключення блоків пиловловлювачів – колекторне. Кількість апаратів установки очищення газу дозволяє відключати один із них без виходу тих, що залишаються в роботі, за межі їх максимальної продуктивності, а при роботі всіх пиловловлювачів – забезпечення їх мінімальної продуктивності.

Установа очищення газу КЦ-2 КС «Орлівка». На КЦ-2 КС «Орлівка» передбачено двоступеневе очищення газу в блоках циклонних пиловловлювачів типу 0308368743910004 та блоках фільтр-сепараторів типу ГП 605. Кількість блоків пиловловлювачів – 3 шт. Підключення блоків пиловловлювачів – колекторне. Кількість апаратів установки очищення газу дозволяє забезпечення їх мінімальної продуктивності. Кількість блоків фільтр-сепараторів – 4 шт. Підключення блоків фільтр-сепараторів – колекторне. Кількість блоків дозволяє відключати один із них без виходу тих, що залишаються в роботі, за межі їх максимальної продуктивності, а при роботі всіх пиловловлювачів – забезпечення їх мінімальної продуктивності.

1.3.3 Установа охолодження газу

Установа охолодження газу КЦ-1 КС «Орлівка». Для підвищення стійкості лінійної частини магістрального газопроводу (далі ЛЧМГ), збільшення його продуктивності та забезпечення умов нормальної експлуатації ізоляції газопроводу компримований газ охолоджується безпосередньо на КЦ-1 КС «Орлівка». Охолодження газу передбачено в апаратах повітряного охолодження газу (АПО газу) типу АВЗ-Д-9-Ж-64-Б1-133Г.
6-1-8

Привід кожного вентилятора – від електродвигуна ВАСО 37-14 потужністю 37 кВт. Кількість встановлених вентиляторів в апараті

повітряного охолодження газу – 2 шт. Кількість встановлених АПО газу – 5 шт. Обв'язка АПО газу – колекторна.

Схемою передбачена можливість подачі газу по байпасній лінії Ду 1000 мм.

Установка охолодження газу КЦ-2 КС «Орлівка». Для підвищення стійкості ЛЧМГ, збільшення його продуктивності та забезпечення умов нормальної експлуатації ізоляції газопроводу компримований газ охолоджується на КЦ-2 КС «Орлівка».

Охолодження газу передбачено в апаратах повітряного охолодження газу (АПО газу) типу $\frac{AB3-9-64-B1-B3T}{8-1-6}$.

Привід кожного вентилятора – від електродвигуна ВАСО 16-34-24 потужністю 90 кВт.

Кількість встановлених АПО газу – 6 штук. Обв'язка АПО газу – колекторна.

Схемою передбачена можливість подачі газу по байпасній лінії Ду 1000 мм. До установки охолодження газу підведене стиснене повітря.

1.3.4 Установка підготовки паливного, пускового і імпульсного газу на власні потреби

Установка підготовки паливного, пускового, імпульсного газу КЦ-1 та газу на власні потреби КС «Орлівка».

Установка призначена для підготовки частини газу, що транспортується по магістральному газопроводу, для використання його:

- в якості палива ГПА КЦ-1 КС «Орлівка»;
- в якості пускового газу для ГПА КЦ-1 КС «Орлівка»;
- в якості імпульсного газу для управління пневмокранами в системах КЦ-1 КС «Орлівка»;
- в якості газу на власні потреби КС «Орлівка».

Відбір газу в систему підготовки здійснюється:

- до та після крану № 20 на вузлі підключення КЦ-1 КС «Орлівка»;

- після пиловловлювачів із всмоктувального трубопроводу;
- після ГПА із кільцевого нагнітаючого колектору.

Склад системи підготовки паливного, пускового і імпульсного газу та газу на власні потреби КЦ-1 КС «Орлівка» наведено у табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Склад системи підготовки паливного, пускового і імпульсного газу та газу на власні потреби КЦ-1 КС «Орлівка».

Назва складової частини установки підготовки газу	Тип обладнання
Блок очистки газу	ГП.743.01.00.000-02
Блок редукування паливного газу	БППГ-2
Блок підігріву газу	
Блок заміру газу	
Блок осушки	
Підігрівач газу	ПГА 10.00.000.00

Установка підготовки паливного, пускового і імпульсного газу КЦ-2 та газу на власні потреби УПГ КС «Орлівка».

Установка призначена для підготовки частини газу, що транспортується по магістральному газопроводу, для використання його:

- в якості палива ГПА КЦ-2 КС «Орлівка»;
- в якості пускового газу для ГПА КЦ-2 КС «Орлівка»
- в якості імпульсного газу для управління пневмокранами в системах КЦ-2, УПГ КС «Орлівка»;
- в якості газу на власні потреби УПГ КС «Орлівка».

Відбір газу в систему підготовки здійснюється:

- до та після крану № 20 на вузлі підключення КЦ-2 КС «Орлівка»;
- після фільтрів – сепараторів із всмоктувального трубопроводу.

Склад системи підготовки паливного, пускового і імпульсного газу та газу на власні потреби КЦ-2 КС «Орлівка» наведено у табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Склад системи підготовки паливного, пускового і імпульсного газу та газу на власні потреби КЦ-2 КС «Орлівка».

Назва складової частини установки підготовки газу	Тип обладнання
Блок очистки газу	ГП 606.01.00.000
Блок редукування паливного і пускового газу	ГП 606.06.00.000
Блок підігрівачу газу	ГП 606.02.00.000
Блок заміру газу	ГП 606.04.00.000
Блок осушки та зберігання імпульсного газу	ГП 606.03,00.000
Блок підігрівачу газу регенерації	ГП 606.07.00.000
Теплообмінники	ГП 599.01.000.ВО

1.3.5 Система постачання масла та палива на КС

Маслосистема КЦ-1 складається із індивідуальних систем змащування, ущільнення і регулювання ГПА та масло господарства КЦ-1. Система змащування ГПА розрахована на використання масла турбінного ТП-22С по ТУ 38.10821–83. Система змащування ГПА циркуляційна, під тиском. Охолодження масла повітряне, безпосереднє.

Для збирання дренажу піддонів ГПА, а також збирання переливів та розливів встановлено дренажну ємність $V = 12,5 \text{ м}^3$.

Маслосистема КЦ-2 складається із індивідуальних систем змащування, ущільнення і регулювання ГПА та масло господарства компресорного цеху.

Система змащування ГПА розрахована на використання масла турбінного ТП-22С по ТУ 38.10821–83. Система змащування ГПА циркуляційна під тиском. Охолодження масла повітряне, безпосереднє.

Для збирання дренажу піддонів ГПА, а також збирання переливів та розливів встановлено дренажну ємність $V = 12,5 \text{ м}^3$.

Склад ПММ та система постачання маслом та паливом КС «Орлівка». Для зберігання та видачі масла на КС «Орлівка» існує маслогосподарство, яке включає:

– резервуарний парк, що складається з:

- 3 блоків ємностей $2 \times 25 \text{ м}^3$ для чистого масла;
- 2 блоків ємностей $2 \times 25 \text{ м}^3$ для відпрацьованого масла;
- блоку ємностей $2 \times 25 \text{ м}^3$ для дизпалива;
- блоку ємностей $2 \times 25 \text{ м}^3$ для бензину;
- насосну станцію масел с ПСМ-2-4;
- насосну станцію світлих нафтопродуктів;
- блок паливороздавальный із 3 паливороздавальных колонок;
- БОМ с ПСМ-2-4 (КЦ-2 КС «Орлівка»);
- БОМ с ПСМ-3000 (КЦ-1 КС «Орлівка»);
- системи маслопроводів чистого та відпрацьованого масла з відповідною запірною арматурою та масло очисною установкою ПСМ-2-4 – 2 шт., ПСМ-3000 – 1 шт.

Для забезпечення паливом аварійної дизельної електростанції в її складі передбачено спеціальну ємність, заповнення якої здійснюється через продуктопровід із складу ПММ. В районі дизельної електростанції передбачено ємність для аварійного зливу пального.

1.3.6 Технологічні трубопроводи

Діаметри технологічних трубопроводів визначені з умови допустимих швидкостей потоку в них.

Товщина стінок технологічних трубопроводів КС розраховані згідно вимог розділу 8 БНіП 2.05.06–85 «Магістральні трубопроводи».

Вибір матеріалу труб виконано залежно від конкретних умов району розташування КС, температури експлуатації трубопроводів, робочого середовища.

На території КС всі технологічні газопроводи прийняті категорії В.

Прокладка газопроводів високого тиску виконана підземно. Глибина закладання трубопроводів до верху труби прийнята згідно п.5.1 БНіП 2.05.06–85 – при умовному діаметрі менше D_y 1000 мм – 0,8 м.

Конструктивні розміри прокладених трубопроводів враховують забезпечення само компенсації.

Організовано захист від корозії сталевих трубопроводів, укладених в землі. Ізоляція підземних газопроводів виконана підсиленого типу. В місцях виходу підземних трубопроводів на поверхню трубопроводи за ізольовані на 500 мм вище рівня землі. Надземні ділянки газопроводів захищаються від корозії пофарбуванням емаллю ХВ 124 за два рази. Пізнавальне фарбування надземних трубопроводів виконано згідно ГОСТ 14202–69.

Трубопроводи та апарати після монтажу пройшли зовнішній огляд, випробувані на міцність і щільність.

1.4 Дані про склад та якість газу

Склад газу (% по об'єму), прийнято згідно за даними УМГ «Прикарпаттрансгаз» (лист № 32-1847 від 12.05.1995 р.) та згідно з контрактними зобов'язаннями (№ 1 ГУ-97) на поставку газу та наведені у табл. 1.9 [16].

Таблиця 1.1 – Склад газу (% по об'єму).

Компоненти	Склад газу (% по об'єму)	
	За даними УМГ «Прикарпаттрансгаз»	Згідно з контрактними зобов'язаннями
Метан CH_4	97,12	Не менше 90
Етан C_2H_6	1,54	max 7
Пропан C_3H_8	0,62	max 3
Бутан C_4H_{10}	0,01	max 2
Пентан C_5H_{12}	0,00	max 1
Азот N_2	0,68	max 5
Вуглекислий газ CO_2	0,03	max 2

Точка роси компримованого газу по воді та вуглеводнях відповідає ТУ У 320.00158764.008-2000 [24, 25].

Питома вага газу (при 0 °С та 1,03 кгс/см²) $\rho = 0,726$ кг/м³. Відносна питома вага по повітрю $\Delta = 0,561$ [24, 25].

2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ

Вихідні дані для розрахунків:

1. Склад природного газу (табл. 2.1);
2. Об'єкт – КС «Орлівка», газопровід – «ШДКРІ»;
3. Тип ГПА та нагнітача – ГПА-Ц-6,3/56М-1,45;
4. Кількість встановлених ГПА – 3 шт.;
5. Кількість працюючих ГПА – 1;
6. Тиск газу на вході нагнітача $P_{вс} = 3,79$ МПа;
7. Тиск газу на виході КС $P_n = 5,40$ МПа;
8. Комерційна витрата газу – $10 \cdot 10^6$ м³/доба;
9. Діаметр прилеглої ділянки: умовний діаметр D_y 1000 (прямошовні труби зі сталі контрольованої прокатки 1020×12 ТУ 14-3-1573-99, з сталі 13Г1С-У, із зовнішнім діаметром $D_3 = 1020$ мм та номінальною товщиною стінки $\delta = 12$ мм);
10. Довжина ділянки – $L = 350$ км.

2.1 Визначення фізичних властивостей природного газу

Методика розрахунку відповідно до [22, 24].

Необхідний для розрахунків склад природного наведений в табл. 2.1, властивості компонентів природного газу в табл. 2.2.

Склад природного газу (% об.), прийнято за табл. 2.1 та відповідає вимогам Кодексу ГТС України [17].

Таблиця 2.1 – Склад природного газу.

Компоненти	Склад газу, x_i , % об.	
	Фактичний склад	Згідно з нормами
Метан	97,12	min 90
Етан	1,54	max 7
Пропан	0,62	max 3
Бутан	0,01	max 2
Пентан	0,00	max 1
Азот	0,68	max 5
Вуглекислий газ	0,03	max 2

Таблиця 2.2 – Властивості складових компонентів природного газу [18]

Складова газу	μ_i , кг/кмоль	$P_{кр}$, МПа	$T_{кр}$, К	$Q_{пр}$, кДж/м ³
Метан	16,043	4,5988	190,555	35812
Етан	30,070	4,880	305,83	63750
Пропан	44,097	4,250	369,82	91160
Бутан	58,123	3,784	425,14	118570
Пентан	72,150	3,364	469,69	145980
Азот	28,0135	3,390	126,20	–
Двоокис вуглецю	44,010	7,386	304,20	–

Молярна маса природного газу μ , кг/моль, визначається за формулою:

$$\mu = \sum_{i=1}^n (\mu_i \cdot r_i), \quad (2.1)$$

де μ_i – молярна маса складових природного газу, кг/кмоль;

r_i – об'ємні частки складових природного газу, частки одиниці;

n – кількість складових природного газу, $n = 7$,

$$\begin{aligned} \mu &= 0,9712 \cdot 16,043 + 0,0154 \cdot 30,070 + 0,0062 \cdot 44,097 + \\ &+ 0,0001 \cdot 58,123 + 0,0068 \cdot 28,0135 + 0,0003 \cdot 44,010 = 16,5269 \text{ кг/кмоль.} \end{aligned}$$

Газова стала природного газу R , Дж/(кмоль·К), визначається за формулою:

$$R = \frac{R_*}{\mu}, \quad (2.2)$$

де R_* – універсальна газова стала, $R_* = 8314$ Дж/(кмоль·К),

$$R = 5269 = 503,06 \text{ Дж/(кмоль·К)}.$$

Відносна густина газу по повітрю Δ визначається за формулою:

$$\Delta = \frac{R_{нов}}{R} = \frac{287}{R}, \quad (2.3)$$

де Δ – відносна густина газу по повітрю;

$R_{нов}$ – газова стала сухого повітря, $R_{нов} = 287$ Дж/(кг·К),

$$\Delta = \frac{287}{503,06} = 0,5705.$$

Густина природного газу за н.у. ρ_n , кг/м³, визначається за формулою:

$$\rho_n = \rho_{нов,n} \cdot \Delta = 1,293 \cdot \Delta, \quad (2.4)$$

де $\rho_{нов.н}$ – густина сухого повітря за н.у., $\rho_{нов.н} = 1,293$ кг/м³,

$$\rho_n = 1,293 \cdot 0,5705 = 0,7377 \text{ кг/м}^3.$$

Густина природного газу за ст.у. $\rho_{см}$, кг/м³, визначається за формулою:

$$\rho_{см} = \rho_{нов.см} \cdot \Delta = 1,204 \cdot \Delta, \quad (2.5)$$

де $\rho_{нов.см}$ – густина сухого повітря за ст.у., $\rho_{нов.см} = 1,204$ кг/м³,

$$\rho_{см} = 1,204 \cdot 0,5705 = 0,6869 \text{ кг/м}^3.$$

Критичний тиск природного газу $P_{кр}$, МПа, визначається за формулою:

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^n (P_{кр_i} \cdot r_i), \quad (2.6)$$

де $P_{кр_i}$ – критичний тиск складових природного газу, МПа,

$$P_{кр} = 0,9712 \cdot 4,5988 + 0,0154 \cdot 4,880 + 0,0062 \cdot 4,250 + \\ + 0,0001 \cdot 3,784 + 0,0068 \cdot 3,390 + 0,0003 \cdot 7,386 = 4,594 \text{ МПа.}$$

Критична температура природного газу $T_{кр}$, К, визначається за формулою:

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^n (T_{кр_i} \cdot r_i), \quad (2.7)$$

де $T_{кр_i}$ – критична температура i -го компоненту газу, К,

$$T_{кр} = 0,9712 \cdot 190,555 + 0,0154 \cdot 305,83 + 0,0062 \cdot 369,82 + \\ + 0,0001 \cdot 425,14 + 0,0068 \cdot 126,20 + 0,0003 \cdot 304,20 = 193,06 \text{ К.}$$

Нижча теплота згорання природного газу $Q_{нр}$, кДж/м³, визначається за формулою:

$$Q_{нр} = \sum_{i=1}^m (Q_{нр_i} \cdot r_i), \quad (2.8)$$

де $Q_{нр_i}$ – нижча теплота згорання складових компонентів газу кДж/м³,

m – кількість горючих складових природного газу, $m = 5$,

$$Q_{нр} = 0,9712 \cdot 35812 + 0,0154 \cdot 63750 + \\ + 0,0062 \cdot 91160 + 0,0001 \cdot 118570 = 36339,41 \text{ кДж/м}^3.$$

2.2 Визначення наявної потужності газотурбінного приводу

Розрахунок наявної потужності газотурбінного двигуна, що використовується як привід відцентрових нагнітачів компресорної станції, здійснюється відповідно до методики [24].

Середньодобові температури для Одеської області наведені у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Середньодобова температура для Одеської області протягом року

Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Середньодобова температура t_{ai} , °C	-1,3	-0,6	2,9	9,2	15,3	19,6	22	21,6	17	11,3	5,8	1,1

Температура повітря на вході ГТУ ГПА-Ц-6,3/56М-1,45 T_{zi} , К, визначається за формулою:

$$T_{zi} = T_{ai} + \delta T_a, \quad (2.9)$$

де T_{zi} – температура зовнішнього повітря на вході в ГТУ ГПА-Ц-6,3/56М-1,45 (розрахункова), К;

T_{ai} – температура зовнішнього повітря середня за місяць для Одеської області, К [10];

δT_a – поправка, що враховує зміну кліматичних параметрів та місцевий підігрів повітря на вході ГТУ, для ГПА-Ц-6,3/56М-1,45 $\delta T_a = 5$ К.

Тоді для січня отримуємо:

$$T_{z1} = 273,15 + (-1,3) + 5 = 276,85 \text{ К.}$$

Наявна потужність ВН ГПА-Ц-6,3/56М-1,45 $(N_e^p)_1$, кВт, визначається за формулою:

$$(N_e^p)_i = N_e^H \cdot K_{N_e} \cdot K_{об} \cdot K_y \cdot \left(1 - K_t \cdot \frac{T_{zi} - T_3^H}{T_{zi}} \right) \cdot \frac{P_a}{0,1013}, \quad (2.10)$$

де $(N_e^p)_i$ – наявна потужність ГТУ для приводу відцентрового нагнітача, кВт;

K_{N_e} – коефіцієнт врахування допусків і технічного стану ГТУ, для ГПА-Ц-6,3/56М-1,45 $K_{N_e} = 0,95$;

$K_{об}$ – коефіцієнт врахування впливу системи протидії обмерзанню, для ГПА-Ц-6,3/56М-1,45 $K_{об} = 1,0$;

K_y – коефіцієнт врахування впливу системи утилізації тепла відпрацьованих газів, для ГПА-Ц-6,3/56М-1,45, за її відсутності $K_y = 1,0$;

K_t – коефіцієнт врахування впливу температури зовнішнього середовища, для ГПА-Ц-6,3/56М-1,45 $K_t = 1,3$;

T_3^H – температура повітря на вході в ГТУ (номінальна), $T_3^H = 288$ К;

T_{zi} – температура зовнішнього повітря на вході в ГТУ (розрахункова), К;

P_a – тиск атмосферного повітря, що залежить від висотної відмітки розташування компресорного цеху ≈ 9 м (розрахунковий), $P_a = 0,0997$ МПа.

Тоді для січня отримуємо:

$$(N_e^p)_1 = 6300 \cdot 0,95 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot \left(1 - 1,3 \cdot \frac{276,85 - 288}{276,85} \right) \cdot \frac{0,0997}{0,1013} = 6198,88 \text{ кВт.}$$

Далі використовуємо дані табл. 2.3 та розраховуємо температури повітря на вході ГТУ T_{zi} , К, за формулою (2.9) і наявну потужність ГТУ $(N_e^p)_i$, кВт, протягом року за формулою (2.10). Результати виведені в табл. 2.4 та на рис. 2.1.

Таблиця 2.4 – Значення наявної потужності ГПА протягом року.

Місяць	Температура повітря на вході в ГТУ (розрахункова), T_3 , К	Наявна потужність ГТУ для привода відцентрових нагнітачів, N_e^H , кВт
січень	276,85	6198,88
лютий	277,55	6178,78
березень	281,05	6079,83
квітень	287,35	5907,79
травень	293,45	5748,25
червень	297,75	5639,72
липень	300,15	5580,49
серпень	299,75	5590,30
вересень	295,15	5704,96
жовтень	289,45	5852,11
листопад	283,95	5999,69
грудень	279,25	6130,41

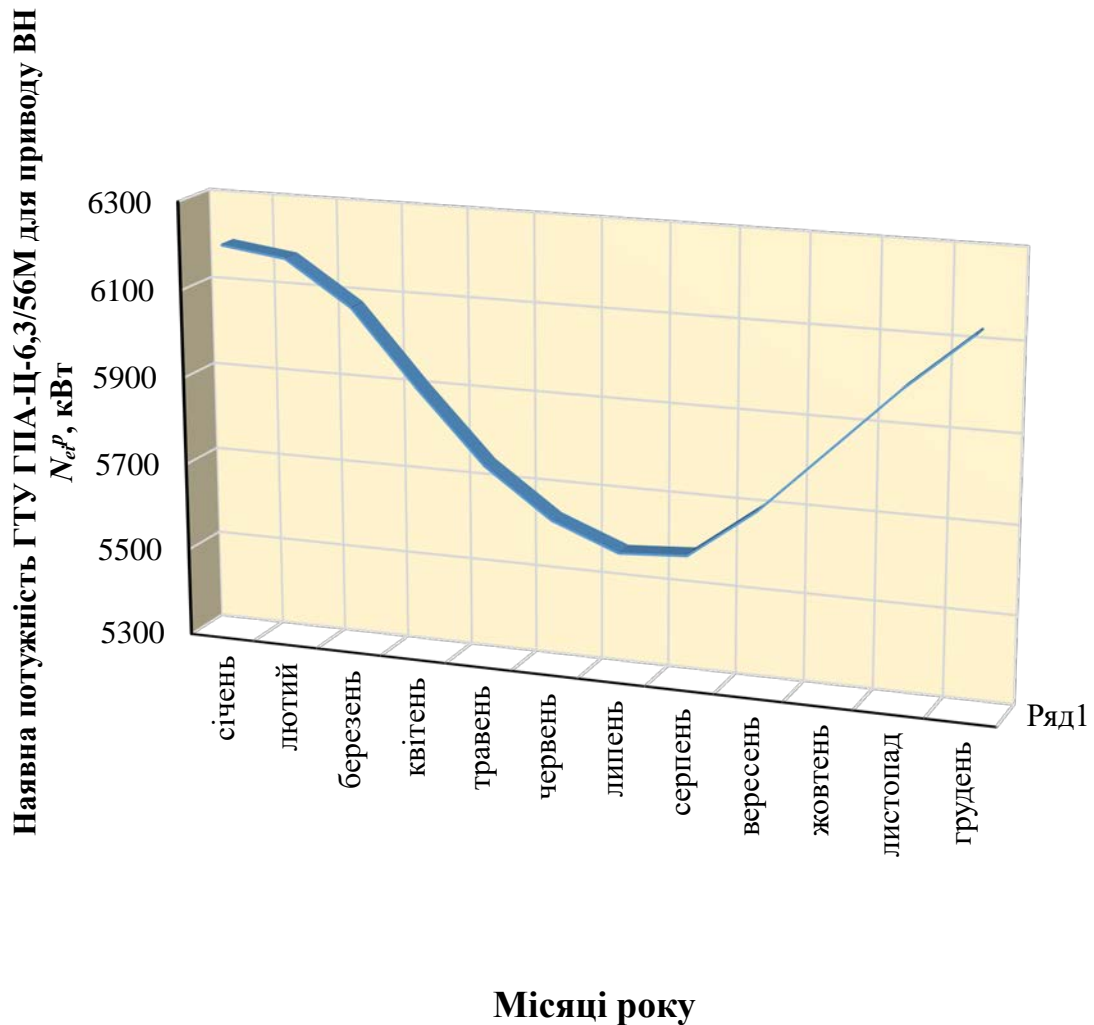


Рисунок 2.1 – Значення наявної потужності ГПА N_e^p , кВт, протягом року.

2.3 Математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів ГПА компресорної станції

Виконаємо математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик ВН НЦ-6,3/56-1,45. У сучасній практиці для представлення характеристики ВН переважно використовується поліном другого степеню:

$$\varepsilon = a_0 + a_1 \cdot Q_{38} + a_2 \cdot Q_{38}^2; \quad (2.11)$$

$$\eta_{пол} = k_0 + k_1 \cdot Q_{38} + k_2 \cdot Q_{38}^2; \quad (2.12)$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{6x}} \right]_{38} = c_0 + c_1 \cdot Q_{38} + c_2 \cdot Q_{38}^2; \quad (2.13)$$

де $Q_{зв}$ – зведена витрата газу на всмоктуванні ВН, м³/хв.;

ε – ступінь підвищення тиску ВН НЦ-6,3/56-1,45;

$\eta_{пол}$ – політропічний ККД ВН НЦ-6,3/56-1,45;

$\left[\frac{N_i}{\rho_{вх}} \right]_{зв}$ – зведена відносна потужність ВН НЦ-6,3/56-1,45;

a_i, c_i, k_i – коефіцієнти математичних моделей зведених газодинамічних характеристик нагнітача НЦ-6,3/56-1,45 ($i = 0, 1; 2$).

Коефіцієнти математичних моделей коефіцієнтів a_i, k_i, c_i можна визначити методом найменших квадратів шляхом обробки паспортних або фактичних характеристик ВН НЦ-6,3/56-1,45.

Достатня точність результатів може бути забезпечена при визначенні коефіцієнтів моделей за координатами трьох точок у робочій зоні нагнітача НЦ-6,3/56-1,45.

Для першого рівняння (2.11) формули для визначення коефіцієнтів мають вигляд:

$$a_2 = \frac{\varepsilon_3 - \varepsilon_2 - \frac{(\varepsilon_2 - \varepsilon_1) \cdot (Q_{зв3} - Q_{зв2})}{Q_{зв2} - Q_{зв1}}}{(Q_{зв3} - Q_{зв2}) \cdot (Q_{зв3} - Q_{зв1})}, \quad (2.14)$$

$$a_1 = \frac{(\varepsilon_1 - \varepsilon_2) - a_2 \cdot (Q_{зв1}^2 - Q_{зв2}^2)}{(Q_{зв1} - Q_{зв2})}, \quad (2.15)$$

$$a_0 = \varepsilon_1 - a_1 \cdot Q_{зв1} - a_2 \cdot Q_{зв1}^2, \quad (2.16)$$

де $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$ – значення ступеня підвищення тиску (за умови рівності одиниці зведених відносних обертів ротора ВН НЦ-6,3/56-1,45) при зведеній продуктивності нагнітача $Q_{зв1}, Q_{зв2}, Q_{зв3}$, м³/хв., відповідно.

Для визначення коефіцієнтів математичних моделей обираємо три значення витрат $Q_{зв1} = 140$ м³/хв.; $Q_{зв2} = 200$ м³/хв.; $Q_{зв3} = 260$ м³/хв. на газодинамічній характеристиці нагнітача НЦ-6,3/56-1,45 (рис. 2.2) та

випишемо відповідні значення $\varepsilon_i, \eta_{пол}, \left[\frac{N_i}{\rho_{вх}} \right]_{зв}$ (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Дані для визначення коефіцієнтів математичних моделей

№	$Q_{36_i}, \text{ м}^3/\text{хв}$	$\left[\frac{N_i}{\rho_{ec}} \right]_{36_i}, \text{ кВт}/(\text{кг}/\text{м}^3)$	$\eta_{\text{пол}_i}$	ϵ_i
1	140	199,00	0,752	1,534
2	200	219,35	0,820	1,450
3	260	181,00	0,492	1,154

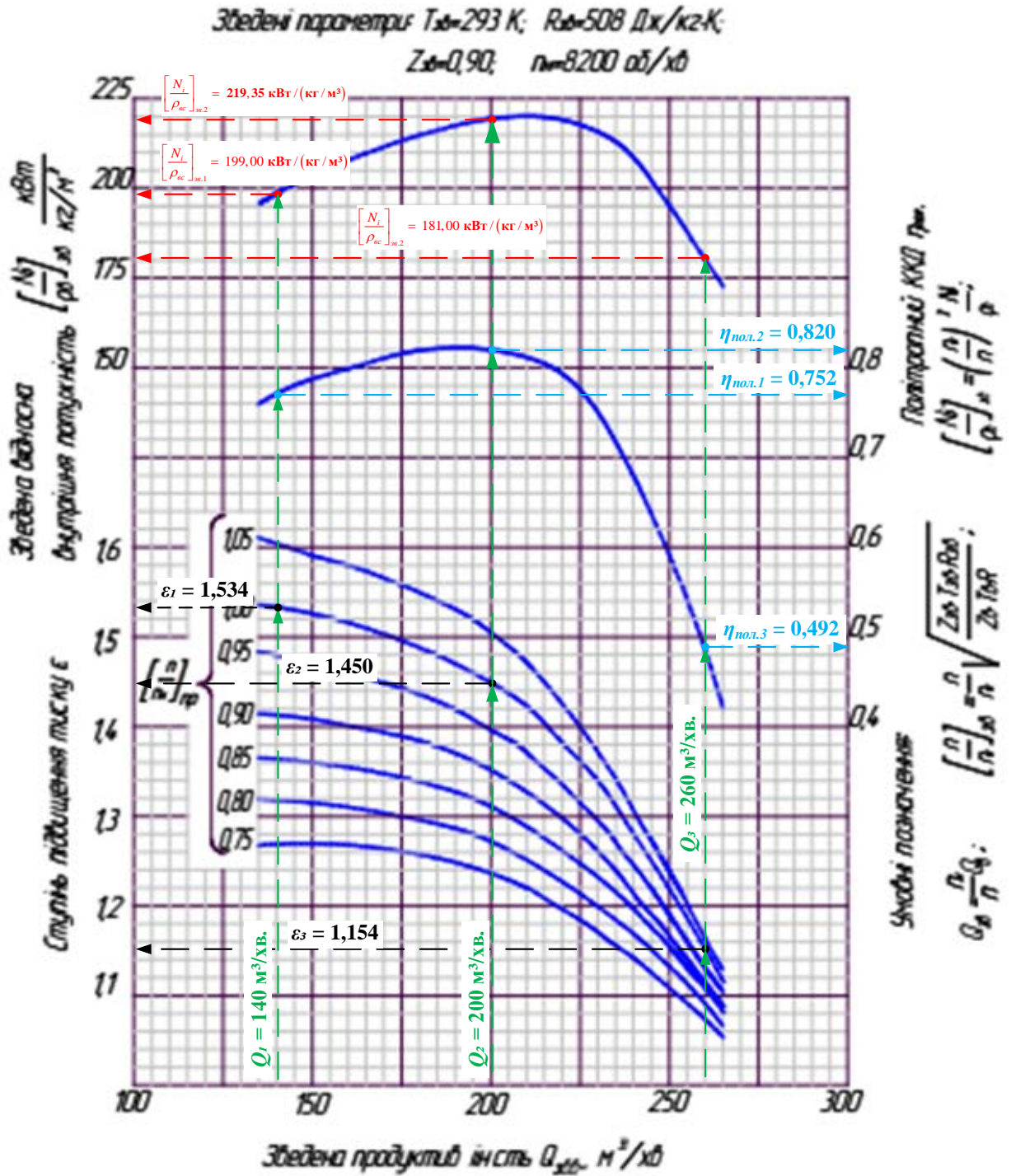


Рисунок 2.2 – Зведені газодинамічні характеристики ВН НЦ-6,3/56-1,45.

Тоді отримуємо згідно рівнянь (2.11) – (2.13):

$$1,534 = a_0 + a_1 \cdot 140 + a_2 \cdot 140^2; \quad (2.17)$$

$$1,450 = a_0 + a_1 \cdot 200 + a_2 \cdot 200^2; \quad (2.18)$$

$$1,154 = a_0 + a_1 \cdot 260 + a_2 \cdot 260^2; \quad (2.19)$$

$$0,752 = k_0 + k_1 \cdot 140 + k_2 \cdot 140^2; \quad (2.20)$$

$$0,820 = k_0 + k_1 \cdot 200 + k_2 \cdot 200^2; \quad (2.21)$$

$$0,492 = k_0 + k_1 \cdot 260 + k_2 \cdot 260^2; \quad (2.22)$$

$$199,00 = c_0 + c_1 \cdot 140 + c_2 \cdot 140^2; \quad (2.23)$$

$$219,35 = c_0 + c_1 \cdot 200 + c_2 \cdot 200^2; \quad (2.24)$$

$$181,00 = c_0 + c_1 \cdot 260 + c_2 \cdot 260^2. \quad (2.25)$$

Тоді, за формулами (2.14)-(2.16) знаходимо

$$a_2 = \frac{1,154 - 1,450 - \frac{(1,450 - 1,534) \cdot (260 - 200)}{200 - 140}}{(260 - 200) \cdot (260 - 140)} = 0,906;$$

$$a_1 = \frac{(1,154 - 1,450) - 0,906 \cdot (140^2 - 200^2)}{140 - 200} = 0,00861;$$

$$a_0 = 1,534 - 0,00861 \cdot 140 - 0,906 \cdot 140^2 = -0,0000294.$$

Далі по аналогії розраховуємо коефіцієнти математичних моделей k_i та

c_i :

$$k_2 = \frac{0,752 - 0,820 - \frac{(0,820 - 0,752) \cdot (260 - 200)}{200 - 140}}{(260 - 200) \cdot (260 - 140)} = -0,947;$$

$$k_1 = \frac{(0,492 - 0,820) - (-0,947) \cdot (140^2 - 200^2)}{140 - 200} = 0,01983;$$

$$k_0 = 0,752 - 0,01983 \cdot 140 - (-0,947) \cdot 140^2 = -0,0000550;$$

$$c_2 = \frac{181,00 - 219,35 - \frac{(219,35 - 199,00) \cdot (260 - 200)}{200 - 140}}{(260 - 200) \cdot (260 - 140)} = -76,761;$$

$$c_1 = \frac{(199,00 - 219,35) - (-76,761) \cdot (140^2 - 200^2)}{140 - 200} = 3,11111;$$

$$c_0 = 199,00 - 3,11111 \cdot 140 - (-76,761) \cdot 140^2 = -0,0081528.$$

Отримані наступні аналітичні моделі для розрахунку ε , $\eta_{пол}$, $\left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{зв}$:

$$\varepsilon = 0,0000294 + 0,00861 \cdot Q_{зв} + 0,906 \cdot Q_{зв}^2; \quad (2.26)$$

$$\eta_{пол} = -0,0000294 + 0,01983 \cdot Q_{зв} - 0,947 \cdot Q_{зв}^2; \quad (2.27)$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{зв} = -0,0081528 + 3,11111 \cdot Q_{зв} - 76,761 \cdot Q_{зв}^2. \quad (2.28)$$

2.4 Розрахунок режиму роботи ГПА компресорної станції

Основною метою розрахунку режиму роботи газоперекачувального агрегату компресорної станції є визначення обертової частоти ротора нагнітача таким чином, щоб тиск на його виході не був меншим за номінальний, а ефективна потужність максимально наближалася до наявної потужності газотурбінної установки, при одночасному дотриманні умов щодо зведеної витрати та зведених відносних обертів нагнітача.

Компресорний цех працює з недовантаженням від проєктної потужності.

Вихідні дані для режиму роботи ГПА:

- витрата комерційна $Q_{КС} = 10 \cdot 10^6$ м³/доба;
- абсолютний тиск на вході в ВН $P_{вс} = 3,57$ МПа;
- абсолютна температура газу у всмоктувальному патрубку ВН $T_{вс} = 293$ К;
- кількість паралельно працюючих груп ГПА $N = 1$ шт.

Коефіцієнт стисливості газу на вході в нагнітач $Z_{вс}$ визначається за формулою:

$$Z_{вс} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot P_{вс} \cdot \frac{\Delta^{1,3}}{T_{вс}^{3,3}}, \quad (2.29)$$

де $Z_{вс}$ – коефіцієнт стисливості газу за умов входу у ВН НЦ-6,3/56-1,45.

$$Z_{вс} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot 3,57 \cdot \frac{0,5705^{1,3}}{293^{3,3}} = 0,932.$$

З використанням рівняння стану реального газу Менделєєва-Клапейрона визначаємо густину газу $\rho_{вс}$, кг/м³, на вході у ВН НЦ-6,3/56-1,45:

$$\rho_{вс} = \frac{P_{вс} \cdot 10^6}{Z_{вс} \cdot R \cdot T_{вс}}, \quad (2.30)$$

де $\rho_{вс}$ – густина газу за умов входу у ВН НЦ-6,3/56-1,45, кг/м³.

$$\rho_{вс} = \frac{3,57 \cdot 10^6}{0,932 \cdot 503,06 \cdot 293,0} = 26,00 \text{ кг/м}^3.$$

Задаємося комерційною продуктивністю КС (за стандартних фізичних умов) $Q_{КС} = 10^6$ м³/доба. Комерційна продуктивність через один нагнітач НЦ-6,3/56-1,45 Q_0 , 10⁶ м³/доба, визначається за формулою:

$$Q_0 = \frac{Q_{КС}}{N}, \quad (2.31)$$

$$Q_0 = \frac{10,0 \cdot 10^6}{1} = 10,0 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{доба}.$$

Об'ємна витрата газу за умов входу в нагнітач $Q_{вс}$, м³/хв., визначається за формулою:

$$Q_{вс} = \frac{\rho_{ст} \cdot Q_0 \cdot 10^6}{1440 \cdot \rho_{вс}}, \quad (2.32)$$

де $Q_{вс}$ – об'ємна витрата газу за умов входу в нагнітач, м³/хв.

$$Q_{вс} = \frac{0,6869 \cdot 10,0 \cdot 10^6}{1440 \cdot 26,00} = 183,46 \text{ м}^3/\text{хв}.$$

В першому наближенні приймаємо, що обертова частота ВН $\frac{n}{n_H} = 0,866$.

Зведена витрата газу $Q_{зв}$, м³/хв., визначається за формулою:

$$Q_{зв} = Q_{вс} \cdot \left(\frac{n}{n_n} \right)^{-1}, \quad (2.33)$$

де $Q_{зв}$ – зведена витрата газу, м³/хв.;

$$Q_{зв} = 183,46 \cdot 0,866^{-1} = 211,85 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

Зведена відносна обертова частота нагнітача $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.}$ визначається за формулою:

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.} = \frac{n}{n_n} \cdot \sqrt{\frac{Z_{зв.} \cdot R_{зв.} \cdot T_{зв.}}{Z_{вс} \cdot R \cdot T_{вс}}}, \quad (2.34)$$

де $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.}$ – зведена відносна обертова частота нагнітача;

$Z_{зв.}$ – коефіцієнт стисливості газу, при якому побудовані заводські зведені газодинамічні характеристики нагнітача НЦ-6,3/56-1,45 (вказаний на полях рис. 2.2), $Z_{зв.} = 0,90$;

$R_{зв.}$ – газова стала, при якій побудовані заводські зведені газодинамічні характеристики нагнітача НЦ-6,3/56-1,45 (вказана на полях рис. 2.2), $R_{зв.} = 508 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$;

$T_{зв.}$ – температура газу на вході, при якій побудовані заводські зведені газодинамічні характеристики нагнітача НЦ-6,3/56-1,45 (вказана на полях рис. 2.2), $T_{зв.} = 293 \text{ К}$.

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.} = 0,866 \cdot \sqrt{\frac{0,90 \cdot 508,0 \cdot 293,0}{26,00 \cdot 503,06 \cdot 293,0}} = 0,840.$$

Використовуючи математичні моделі (2.26) – (2.28) визначаємо номінальний ступінь підвищення тиску газу ε_n , політропний ККД $\eta_{пол}$ та зведену відносну внутрішню потужність нагнітача $\left[\frac{N_i}{\rho_{вх}} \right]_{зв.}$, кВт/(кг/м³), підстановкою в них зведених витрат $Q_{зв} = 211,85 \text{ м}^3/\text{хв.}$:

$$\varepsilon_n = -0,0000294 + 0,00861 \cdot 211,85 - 0,906 \cdot 211,85^2 = 1,408;$$

$$\eta_{пол} = -0,0000550 + 0,01983 \cdot 211,85 - 0,947 \cdot 211,85^2 = 0,787;$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{ex}} \right]_{36} = -0,0081528 + 3,11111 \cdot 211,85 - 76,761 \cdot 211,85^2 = 216,43 \text{ кВт/(кг/м}^3\text{)}.$$

Використання теореми подібності режимів роботи відцентрових машин дозволяє скоригувати ступінь підвищення тиску ε при зведеній відносній

обертовій частоті нагнітача $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{36.1} = 0,866$ за формулою:

$$\varepsilon = \left\{ \left(\varepsilon_n^\beta - 1 \right) \cdot \left[\frac{n}{n_n} \right]_{36}^2 + 1 \right\}^{\frac{1}{\beta}}, \quad (2.35)$$

де ε – ступінь підвищення тиску нагнітача НЦ-6,3/56-1,45;

ε_n – номінальний ступінь підвищення тиску нагнітача НЦ-6,3/56-1,45

для першого наближення, $\varepsilon_n = 1,408$;

$\eta_{пол}$ – політропічний ККД для першого наближення, $\eta_{пол} = 0,787$;

β – розрахунковий параметр, визначається за формулою:

$$\beta = \frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}, \quad (2.36)$$

де k – показник адіабати природного газу, $k = 1,31$;

$$\beta = \frac{1,31-1}{1,31 \cdot 0,787} = 0,301;$$

$$\varepsilon = \left\{ \left(1,408^{0,301} - 1 \right) \cdot 0,840^2 + 1 \right\}^{\frac{1}{0,301}} = 1,28.$$

Тиск газу на нагнітанні (виході з нагнітача, абсолютний) P_n , МПа, визначається за формулою:

$$P_n = \varepsilon \cdot P_{6c}, \quad (2.37)$$

де P_n – абсолютний тиск газу на виході нагнітача, МПа.

$$P_n = 1,28 \cdot 3,57 = 4,56 \text{ МПа.}$$

Температура газу на виході нагнітача НЦ-6,3/56-1,45 T_n , К, визначається за формулою:

$$T_n = T_{вс} \cdot \varepsilon^\beta, \quad (2.38)$$

де T_n – температура газу на виході нагнітача НЦ-6,3/56-1,45, К.

$$T_n = 293 \cdot 1,28^{0,301} = 315,42 \text{ К.}$$

Внутрішня (індикаторна) потужність нагнітача N_i , кВт, визначається за формулою:

$$N_i = \rho_{вс} \cdot \left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{зв} \cdot \left(\frac{n}{n_n} \right)^3, \quad (2.39)$$

де N_i – внутрішня (індикаторна) потужність нагнітача, кВт.

$$N_i = 26,00 \cdot 216,43 \cdot 0,866^3 = 3654,73 \text{ кВт.}$$

Потужність, спожита нагнітачем (ефективна потужність), N_e , кВт, визначається за формулою:

$$N_e = \frac{N_i}{0,95 \cdot \eta_m}, \quad (2.40)$$

де N_e – потужність, спожита нагнітачем (ефективна потужність), кВт;

η_m – механічний ККД нагнітача, $\eta_m = 0,984$ [24].

$$N_e = \frac{3654,731}{0,95 \cdot 0,984} = 3909,64 \text{ кВт.}$$

Розраховані параметри режиму роботи КС повинні бути перевірені на виконання наступних технологічних обмежень [24]:

– величина тиску газу на нагнітанні $P_n = 4,56$ МПа, повинна обмежуватися максимально допустимим рівнем, що встановлений вимогами міцності трубопроводів і обладнання:

$$P_n \leq P_{дон}, \quad (2.41)$$

$$P_n = 4,56 \text{ МПа} \leq P_{дон} = 7,450 \text{ МПа};$$

– при заданих умовах на вході зведена продуктивність нагнітача повинна залишатися в межах від мінімального значення $Q_{зв}^{min}$, яке забезпечує безпомпажний режим, до максимального значення $Q_{зв}^{max}$:

$$Q_{зв}^{min} \leq Q_{зв} \leq Q_{зв}^{max}, \quad (2.42)$$

$$Q_{зв}^{min} = 196,00 \text{ м}^3/\text{хв.} \leq Q_{зв} = 211,85 \text{ м}^3/\text{хв.} \leq Q_{зв}^{max} = 280,00 \text{ м}^3/\text{хв.};$$

– потужність, спожита нагнітачем N_e , кВт, повинна не перевищувати мінімальну наявну потужність газотурбінної установки протягом року (у липні згідно табл. 2.4):

$$N_e \leq (N_e^p)_{min}, \quad (2.43)$$

$$N_e = 3909,64 \text{ кВт} \leq (N_e^p)_{min} = 5580,49 \text{ кВт};$$

– зведені відносні оберти нагнітача повинні бути не менші за мінімально допустиму $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.}^{min} = 0,7$ та не більші за максимально допустиму $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.}^{max} = 1,1$ паспортну величину:

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.}^{min} \leq \left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.} \leq \left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.}^{max}, \quad (2.44)$$

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.}^{min} = 0,7 \leq \left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.} = 0,787 \leq \left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв.}^{max} = 1,1.$$

Всі умови (2.41) – (2.44) виконуються.

Аналіз роботи компресорної станції показав, що за умов недовантаження (41,67 % від проектної потужності) фактична експлуатація здійснюється лише одним газоперекачувальним агрегатом, тоді як схема «два в роботі – один в резерві» відповідає проектному режиму при повному навантаженні (пп. 1.2). Розрахунки показали, що протягом року ГПА

спроможний розвинути необхідну потужність для забезпечення заданого рівня тиску при сталій продуктивності компримованого газу: агрегат здатний забезпечити потрібний тиск при заданій продуктивності. Результати розрахунків підтверджені табличними даними та графічними залежностями. Робота компресорної станції має виражену сезонну залежність, що необхідно враховувати при оптимізації експлуатаційних режимів.

2.5 Розрахунок витрат газу на власні потреби

Витрати газу на власні потреби КС $Q_{\text{впн}}$, 10^6 м³/доба, визначаються за формулою:

$$Q_{\text{впн}} = Q_{\text{пг}} + Q_{\text{тп}}, \quad (2.45)$$

де $Q_{\text{впн}}$ – втрати газу на власні потреби КС, 10^6 м³/доба;

$Q_{\text{пг}}$ – сумарна витрата паливного газу по КЦ, 10^6 м³/доба.

$Q_{\text{тп}}$ – витрата газу на технологічні потреби та технічні втрати КС та лінійної ділянки, 10^6 м³/доба.

$$Q_{\text{впн}} = 0,132 \cdot 10^6 + 0,007 \cdot 10^6 = 0,139 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{доба}.$$

Сумарна витрата паливного газу по КЦ $Q_{\text{пг}}$, 10^6 м³/доба, визначається за формулою:

$$Q_{\text{пг}} = 0,024 \cdot N \cdot q_{\text{пг}}, \quad (2.46)$$

де $Q_{\text{пг}}$ – сумарна витрата паливного газу по КЦ, 10^6 м³/доба.

$q_{\text{пг}}$ – витрата паливного газу на один газотурбінний привід, тис. м³/год.

Витрата паливного газу на один газотурбінний привід $q_{\text{пг}}$, тис. м³/год., визначається за формулою:

$$q_{\text{пг}} = q_{\text{пг}}^{\text{н}} \cdot \left(0,75 \cdot \frac{N_{\text{ei}}}{N_{\text{e}}^{\text{н}}} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{T_{\text{зи}}}{T_3^{\text{н}}}} \cdot \frac{P_{\text{a}}}{0,1013} \right) \cdot \frac{Q_{\text{нр}}^{\text{н}}}{Q_{\text{нр}}}, \quad (2.47)$$

де $q_{\text{пг}}^{\text{н}}$ – витрата паливного газу (номінальна), $q_{\text{пг}}^{\text{н}} = 3,28$ тис. м³/год.;

N_e – потужність, спожита нагнітачем (п. 2.4), кВт;

N_e^H – потужність ГТУ (номінальна), $N_e^H = 6300$ кВт;

T_{zi} – температура зовнішнього повітря на вході в ГТУ, К;

T_3^H – температура повітря на вході в ГТУ (номінальна), $T_3^H = 288$ К;

P_a – тиск атмосферного повітря, що залежить від висотної відмітки розташування компресорного цеху ≈ 9 м (розрахунковий), $P_a = 0,0997$ МПа;

$Q_{\text{нр}}^H$ – нормативна нижча теплота згорання природного газу [22, 24],

$$Q_{\text{нр}}^H = 34500 \text{ кДж/м}^3;$$

$Q_{\text{нр}}$ – розрахункове значення теплоти згорання природного газу (пп. 2.1), $Q_{\text{нр}} = 36339,41$ кДж/м³.

Тоді витрата паливного газу на один газотурбінний привід $q_{\text{пт1}}$, тис. м³/год. та сумарна витрата паливного газу по КС $Q_{\text{пт1}}$, 10⁶ м³/доба, у січні за формулами (2.46), (2.47) складає:

$$q_{\text{пт1}} = 3,28 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{3909,64}{6300} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{276,85}{288} \cdot \frac{0,0997}{0,1013}} \right) \cdot \frac{34500}{36339,41} = 2,201 \text{ тис. м}^3/\text{год.};$$

$$Q_{\text{пт1}} = 0,024 \cdot 1 \cdot 2,201 = 0,0528 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{доба}.$$

Витрати газу на технологічні потреби та технічні втрати КС та лінійної ділянки у січні $Q_{\text{тп1}}$, 10⁶ м³/доба, визначаються за формулою:

$$Q_{\text{тп}} = 24 \cdot 10^{-6} \cdot H_{\text{тп}} \cdot N_e^H \cdot N \cdot \frac{Q_{\text{нр}}^H}{Q_{\text{нр}}}, \quad (2.48)$$

де $Q_{\text{тп}}$ – витрата газу на технологічні потреби та технічні втрати КС та лінійної ділянки, 10⁶ м³/доба;

$H_{\text{тп}}$ – середня питома витрата, $H_{\text{тп}} = 0,015$ м³/кВт·год. (табл. 27 [24]).

$$Q_{\text{тп}} = 24 \cdot 10^{-6} \cdot 0,015 \cdot 6300 \cdot 1 \cdot \frac{34500}{36339,41} = 0,0022 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{доба}.$$

Тоді витрати газу на власні потреби КС $Q_{\text{вп1}}$, 10⁶ м³/доба, у січні за формулою (2.45) складуть:

$$Q_{\text{впі}} = 0,0528 \cdot 10^6 + 0,0022 \cdot 10^6 = 0,0550 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{доба}.$$

Об'ємна продуктивність лінійної ділянки газопроводу $Q_{\text{лді}}$, $10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$, визначається за формулою:

$$Q_{\text{лді}} = Q_{\text{КС}} + Q_{\text{впі}}, \quad (2.49)$$

де $Q_{\text{лді}}$ – об'ємна продуктивність лінійної ділянки газопроводу, $10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$.

Тоді об'ємна продуктивність лінійної ділянки газопроводу $Q_{\text{лді}}$, $10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$, у січні за формулою (2.49) складе:

$$Q_{\text{лді}} = 10,0 \cdot 10^6 + 0,0550 \cdot 10^6 = 10,0550 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{доба}.$$

Далі використовуємо дані табл. 2.4 та розраховуємо витрати паливного газу на один газотурбінний привід $q_{\text{пгі}}$, тис. $\text{м}^3/\text{год}$. за формулою (2.47); сумарні витрати паливного газу по КС $Q_{\text{пгі}}$, $10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$, за формулою (2.46); витрати газу на власні потреби КС $Q_{\text{впі}}$, $10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$, за формулою (2.45); об'ємну продуктивність лінійної ділянки газопроводу $Q_{\text{лді}}$, $10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$, за формулою (2.49) для кожного місяця року.

Результати виведені в табл. 2.6 та на рис. 2.3, 2.4, 2.5.

Таблиця 2.6 – Значення $q_{\text{пгі}}$, тис. $\text{м}^3/\text{год}$.; $Q_{\text{пгі}}$, $10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$; $Q_{\text{впі}}$, $10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$; $Q_{\text{лді}}$, $10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$ протягом року.

Місяць	$q_{\text{пгі}}$, тис. $\text{м}^3/\text{год}$.	$Q_{\text{пгі}}$, 10^6 $\text{м}^3/\text{доба}$	$Q_{\text{впі}}$, 10^6 $\text{м}^3/\text{доба}$	$Q_{\text{лді}}$, 10^6 $\text{м}^3/\text{доба}$
січень	2,2006	0,0528	0,0550	10,0550
лютий	2,2062	0,0529	0,0551	10,0551
березень	2,2147	0,0532	0,0553	10,0553
квітень	2,2228	0,0533	0,0555	10,0555
травень	2,2284	0,0535	0,0556	10,0556
червень	2,2315	0,0536	0,0557	10,0557
липень	2,2310	0,0535	0,0557	10,0557
серпень	2,2250	0,0534	0,0556	10,0556
вересень	2,2175	0,0532	0,0554	10,0554
жовтень	2,2101	0,0530	0,0552	10,0552

листопад	2,2038	0,0529	0,0550	10,0550
грудень	2,2006	0,0528	0,0550	10,0550

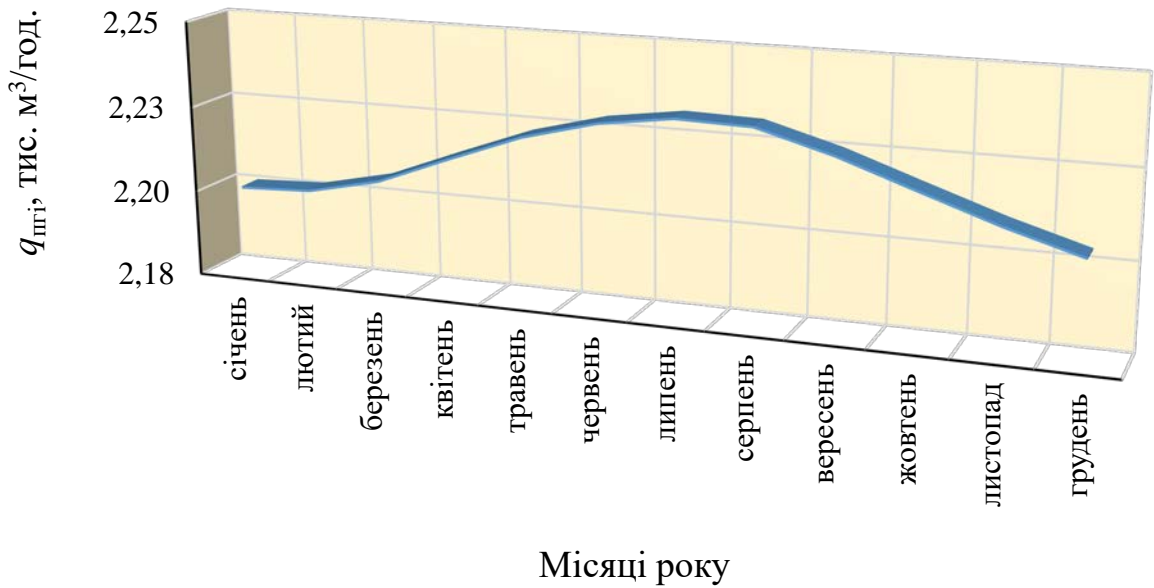


Рисунок 2.3 – Значення витрат газу на один газотурбінний привід $q_{пгг}$, тис. $m^3/год.$, протягом року.

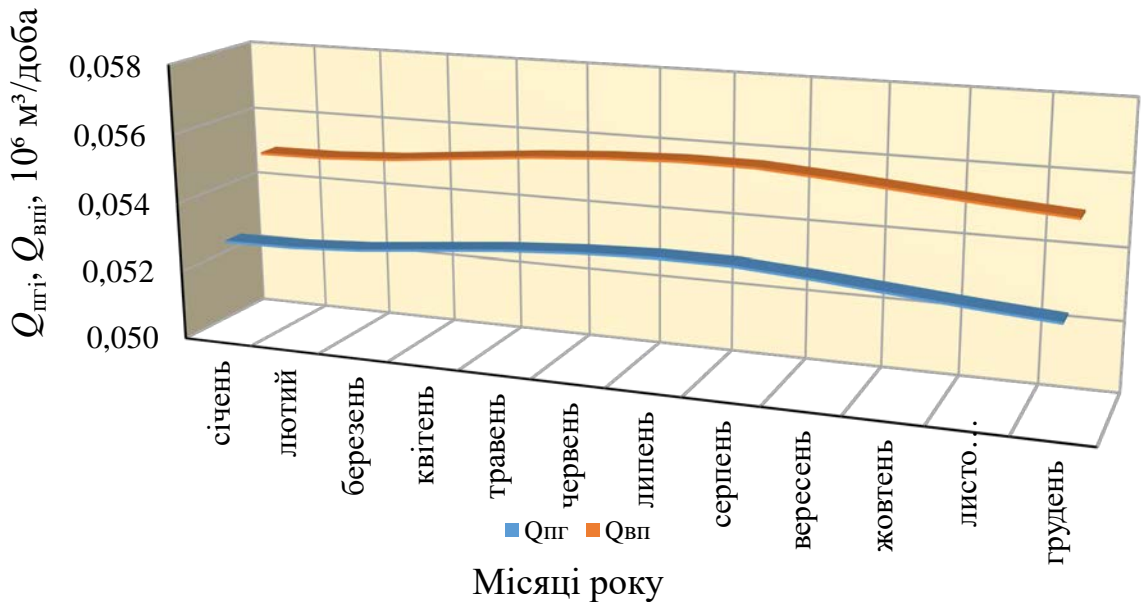


Рисунок 2.4 – Значення витрат газу $Q_{пгг}$, $10^6 m^3/доба$; $Q_{впг}$, $10^6 m^3/доба$, протягом року.

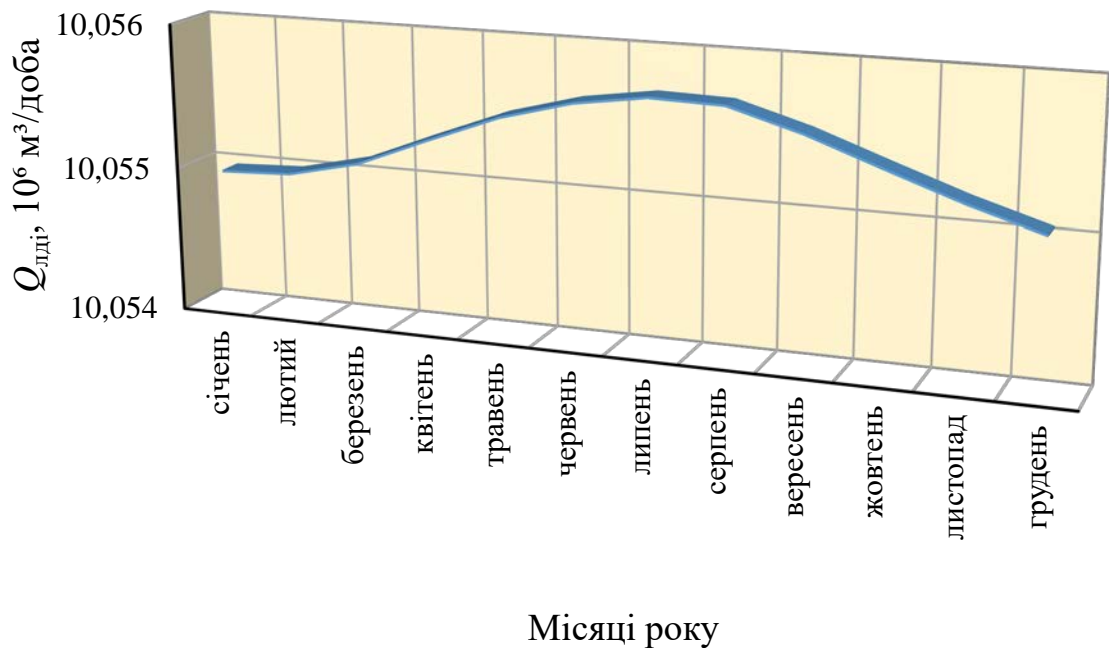


Рисунок 2.5 – Значення витрат газу $Q_{\text{лді}}, 10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$, протягом року.

2.6 Теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу

Методика розрахунку відповідно до [38, с. 150–153; 40, с. 62–83; 41].

Метою теплогідравлічного розрахунку є визначення параметрів руху та стану газу в трубопроводі після компресорної станції, зокрема розподілу тиску, температури, інколи швидкості потоку, а також оцінка гідравлічних втрат і теплових взаємодій із навколишнім середовищем. Такий розрахунок забезпечує перевірку відповідності експлуатаційних режимів проєктним умовам, підтверджує стабільність підтримання тиску та дозволяє своєчасно виявити потенційні ділянки з підвищеними втратами чи ризиком відхилень від нормативних показників.

Для виконання даного розрахунку необхідно врахувати наступні вихідні дані: геометричні параметри трубопроводу, фізичні характеристики транспортованого газу, теплофізичні властивості ґрунту на глибині укладання труби, а також абсолютний тиск і температуру газу на початку лінійної ділянки між КС:

- зовнішній діаметр газопроводу $D_3 \times \delta = 1020 \times 12$ мм;
- довжина ділянки газопроводу $L = 350$ км;
- фізичні властивості транспортованого газу (п. 2.1);
- температури ґрунту на різних глибинах $t_{гр}$, °С, надані в табл. 2.7;

Таблиця 2.7 – Температура ґрунту на різних глибинах у деяких пунктах України, °С

Пункти	Глиби-на, м	Місяці											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Київ	1,2	2,6	1,6	1,3	3,6	9,3	14,1	16,9	17,3	16,0	12,1	7,7	4,4
	1,6	3,8	2,8	2,2	3,5	7,9	12,4	13,5	16,2	15,7	12,7	9,0	5,7
Одеса	1,2	5,4	4,0	3,9	6,3	10,3	13,7	16,6	17,9	17,3	15,6	11,9	8,2
	1,6	9,5	7,8	6,5	6,3	8,2	10,8	13,1	15,1	15,9	15,2	13,6	11,5
Харків	1,2	4,3	3,3	2,7	3,3	7,9	11,3	13,9	15,2	14,7	12,3	9,2	6,4
	1,6	5,6	4,5	3,7	4,0	6,3	9,3	12,2	13,3	13,9	12,5	10,1	7,6

– теплофізичні властивості ґрунту на глибині укладання труби надані в табл. 2.8;

Таблиця 2.8 – Середні значення коефіцієнта теплопровідності ґрунтів.

Ґрунт	Ступінь вологості	$\lambda_{гр}$, Вт/(м·К)
Глина	Суха	1,0
	Помірно волога	1,9
	Волога	2,7
Суглинок	Сухий	0,8
	Помірно вологий	1,8
	Вологий	2,4
Супісок	Сухий	0,6
	Помірно вологий	1,7
	Вологий	2,2
Пісок	Сухий	0,4
	Помірно вологий	1,6
	Вологий	2,0
Ґрунт насипний	Сухий	0,2
Ґрунт скельний	По сухій піщаній подушці	0,35
Ґрунт на підводних переходах	Сильно обводнений	3,0

- абсолютний тиск газу на виході нагнітача $P_n = 4,56$ МПа (п. 2.4);
- абсолютний мінімальний тиск газу в кінці лінійної ділянки газопроводу $P_{\min \text{ вх}} = 3,79$ МПа.

Для отримання в першому наближенні значення абсолютного тиску газу на виході з ділянки газопроводу, з урахуванням практики теплогідравлічних розрахунків МГ, приймаємо такі припущення:

- середня температура транспортованого газу на ділянці $T_{\text{сер}} = 300$ К;
- середнє значення коефіцієнта стисливості газу $Z_{\text{сер}} = 0,9$;
- значення коефіцієнту гідравлічного опору $\lambda = 0,009$.

Внутрішній діаметр газопроводу d , м, визначається за формулою:

$$d = (D_3 - 2 \cdot \delta) \cdot 10^{-3}, \quad (2.50)$$

$$d = (1020 - 2 \cdot 12) \cdot 10^{-3} = 0,996 \text{ м.}$$

Абсолютний тиск газу на початку лінійної ділянки газопроводу P_n , МПа, визначається за формулою:

$$P_n = P_n - \delta P_{\text{вих}} - \delta P_{\text{ох}}, \quad (2.51)$$

де P_n – абсолютний тиск газу на початку лінійної ділянки газопроводу, МПа;

$\delta P_{\text{вих}}$ – втрати тиску в комунікаціях між компресорним цехом і вузлом підключення до лінійної частини газопроводу, $\delta P_{\text{вих}} = 0,07$ МПа;

$\delta P_{\text{охл}}$ – втрати тиску в системі охолодження газу, включно із її обв'язкою, $\delta P_{\text{охл}} = 0,06$ МПа.

$$P_n = 4,56 - 0,07 - 0,06 = 4,43 \text{ МПа.}$$

Значення абсолютного тиску газу у кінці ділянки газопроводу між КС P_k , МПа, визначається за формулою:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - \frac{Q_{\text{КС}}^2 \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot z_{\text{сер}} \cdot T_{\text{сер}} \cdot L}{(105,087 \cdot E)^2 \cdot D^5}}, \quad (2.52)$$

де P_k – абсолютний тиск газу у кінці ділянки газопроводу, МПа;

E – коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу, $E = 0,95$.

$$P_{\kappa} = \sqrt{4,43^2 - \frac{10,0 \cdot 0,009 \cdot 0,5705 \cdot 0,90 \cdot 300 \cdot 350}{(105,087 \cdot 0,95)^2 \cdot 0,996^5}} = 3,83 \text{ МПа.}$$

Середнє значення тиску газу на лінійній ділянці $P_{\text{сер}}$, МПа, визначається за формулою:

$$P_{\text{сер.}} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_n + \frac{P_{\kappa}^2}{P_n + P_{\kappa}} \right), \quad (2.53)$$

де $P_{\text{сер.}}$ – середній тиск газу на лінійній ділянці, МПа.

$$P_{\text{сер.}} = \frac{2}{3} \cdot \left(4,43 + \frac{3,83^2}{4,43 + 3,83} \right) = 4,14 \text{ МПа.}$$

Середнє значення теплоємності транспортованого газу на лінійній ділянці C_p , кДж/(кг·К), визначається за формулою:

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{\text{сер}} + 1,96 \cdot 10^6 \cdot \frac{P_{\text{сер}} - 0,1}{T_{\text{сер}}^3}, \quad (2.54)$$

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 300 + 1,96 \cdot 10^6 \cdot \frac{4,14 - 0,1}{300^3} = 2,54 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К).}$$

Середнє значення коефіцієнта Джоуля-Томсона D_j , К/МПа, визначається за формулою:

$$D_j = \frac{1}{C_p} \cdot \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{\text{сер}}^2} - 1,5 \right), \quad (2.55)$$

де D_j – Коефіцієнт Джоуля-Томсона, К/МПа.

$$D_j = \frac{1}{2,54} \cdot \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{300^2} - 1,5 \right) = 3,70 \text{ К/МПа.}$$

Повний коефіцієнт теплопередачі від транспортованого газу до навколишнього середовища у випадку підземного укладання газопроводу K , Вт/(м²·К), визначається за формулою:

$$K = \frac{2 \cdot \lambda_{ep}}{D_3} \cdot \left\{ \ln \left[\frac{2 \cdot h_0}{D_3} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot h_0}{D_3} \right)^2 - 1} \right] \right\}^{-1}, \quad (2.56)$$

де $\lambda_{гр}$ – середнє значення коефіцієнта теплопровідності ґрунту вздовж лінійної ділянки газопроводу (табл. 2.8), $\lambda_{гр} = 1,75$ Вт/(м·К);

D_3 – зовнішній діаметр газопроводу, $D_3 = 1,020$ м;

h_0 – глибина залягання осі трубопроводу, $h_0 = 1,61$ м.

$$K = \frac{2 \cdot 1,75}{1,020} \cdot \left\{ \ln \left[\frac{2 \cdot 1,61}{1,020} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 1,61}{1,020} \right)^2 - 1} \right] \right\}^{-1} = 1,89 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Параметр Шухова α , 1/км, визначається за формулою:

$$\alpha = \frac{0,225 \cdot K \cdot D_3}{C_p \cdot Q_{КС} \cdot \Delta}, \quad (2.57)$$

де α – параметр Шухова, 1/км;

$$\alpha = \frac{0,225 \cdot 1,89 \cdot 1,020}{2,54 \cdot 10 \cdot 0,5705} = 0,0299 \text{ 1/км}.$$

Середня температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу (табл. 2.7): $T_{гр} = 284,28$ К.

Зведена температура ґрунту (з урахуванням ефекту Джоуля-Томсона) $T_{зв}$, К, визначається за формулою:

$$T_{зв} = T_{гр} - \frac{D_j \cdot (P_n^2 - P_k^2)}{2 \cdot \alpha \cdot L \cdot P_{сер}}, \quad (2.58)$$

де $T_{зв}$ – зведена температура ґрунту (з урахуванням ефекту Джоуля-Томсона), К.

$$T_{зв} = 284,28 - \frac{3,70 \cdot (4,43^2 - 3,83^2)}{2 \cdot 0,0299 \cdot 350 \cdot 4,14} = 284,06 \text{ К}.$$

Середня температура транспортованого газу на лінійній ділянці з урахуванням ефекту Джоуля-Томсона $T'_{сер}$, К, визначається за формулою:

$$T'_{cep} = T_{36} + \frac{T_n - T_{36}}{\alpha \cdot L} \cdot [1 - \exp(-\alpha \cdot L)], \quad (2.59)$$

де T_n – температура газу на початку ділянки МГ, приймається рівною температурі на виході ВН T_H , якщо її розрахункове значення $T_H \leq 313$ К. Якщо $T_H > 313$ К, $T_n = T_H > 313$ К, приймається $T_n = 313$ К.

$$T'_{cep} = 284,06 + \frac{313 - 284,06}{0,0299 \cdot 350} \cdot [1 - \exp(-0,0299 \cdot 350)] = 286,83 \text{ К.}$$

Середній коефіцієнт стисливості газу Z'_{cep} визначається за формулою:

$$Z'_{cep} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot P_{cep} \cdot \frac{\Delta^{1,3}}{(T'_{cep})^{3,3}}, \quad (2.60)$$

$$Z'_{cep} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot 4,14 \cdot \frac{0,5705^{1,3}}{286,83^{3,3}} = 0,915.$$

Значення числа Рейнольдса Re визначається за формулою:

$$Re = 17,75 \cdot \frac{Q_{KC} \cdot \Delta}{d \cdot \eta}, \quad (2.61)$$

де Re – значення числа Рейнольдса;

η – коефіцієнт динамічної в'язкості природного газу за умов транспортування магістральними газопроводами, $\eta = 12,5 \cdot 10^{-6}$ Па·с.

$$Re = 17,75 \cdot \frac{10 \cdot 10^6 \cdot 0,5705}{0,996 \cdot 12,5 \cdot 10^{-6}} = 8133801,06.$$

Коефіцієнт гідравлічного опору в газопроводі λ визначається за формулою:

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot k_e}{D} \right)^{0,2}, \quad (2.62)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору в газопроводі;

k_e – еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні стінки труби, $k_e = 0,03$ мм = 0,00003 м.

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{8133801,06} + \frac{2 \cdot 0,00003}{0,996} \right)^{0,2} = 0,0096.$$

Уточнений абсолютний тиск газу у кінці лінійної ділянки $P_{ку}$, МПа, визначається за формулою (2.52):

$$P_{ку} = \sqrt{4,43^2 - \frac{10,0 \cdot 0,0096 \cdot 0,5705 \cdot 0,915 \cdot 286,83 \cdot 350}{(105,087 \cdot 0,95)^2 \cdot 0,996^5}} = 3,81 \text{ МПа.}$$

Перевіряємо умову

$$P_{ку} > P_{min \text{ вх}}, \quad (2.63)$$

$$P_{ку} = 3,81 \text{ МПа} > P_{min \text{ вх}} = 3,79 \text{ МПа.}$$

Умова (2.63) виконується.

Температура газу у кінці ділянки газопроводу $T_{к}$, К, визначається за формулою:

$$T_{к} = T_{зв} + (T_{н} - T_{зв}) \cdot \exp(-\alpha \cdot L), \quad (2.64)$$

де $T_{к}$ – температура газу у кінці ділянки газопроводу, К;

L – довжина ділянки газопроводу, $L = 350$ км.

$$T_{к} = 284,06 + (313 - 284,06) \cdot \exp(-0,0299 \cdot 350) = 284,06 \text{ К.}$$

Теплогідравлічний розрахунок засвідчує, що в умовах недовантаження КС «Орлівка» забезпечує стабільне підтримання тиску в заданих межах, що створює передумови для тимчасового виведення з роботи наступної станції та дає змогу транспортувати газ до кінцевого пункту призначення без додаткового дотискування.

2.7 Висновки з проектного розділу

Аналіз результатів розрахунків показує, що мету кваліфікаційної роботи – дослідження та математичне моделювання режимів роботи КС «Орлівка» КЦ-1 при реверсному транспортуванні газу із ЄС при знижених об'ємах транспортування природного газу досягнуто. Цей режим роботи КС «Орлівка» цілком працездатний та його реально реалізувати на практиці, так як в умовах недовантаження КС «Орлівка» забезпечує стабільне підтримання тиску в заданих межах.

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Техніка безпеки при експлуатації і обслуговуванні ГПА

До роботи на КС допускаються особи не молодше 18 років, які пройшли ввідний інструктаж, навчання безпечним прийомам і методам роботи, інструктаж на робочому місці по правилах внутрішнього розпорядку, техніці безпеки при експлуатації технологічного устаткування по професіях і виконанні окремих видів робіт, правилам пожежної безпеки на КС і іспитах, що успішно здали, на допуск до самостійної роботи. Весь персонал повинен уміти надавати першу допомогу постраждалим.

Особам, не зайнятим експлуатацією або ремонтом газоперекачуючих агрегатів (ГПА) і їх устаткування, забороняється заходити в приміщення компресорних цехів або блок-бокси контейнерного типу, на майданчики стаціонарних колекторів, вузли підключення КС без дозволу керівництва КС.

Кожен працівник повинен негайно повідомити свого безпосереднього начальника про порушення правил і інструкцій, а також про несправності устаткування, захисних пристроїв і тому подібне.

Відповідальність за дотримання правил техніки безпеки несе весь персонал КС відповідно до виконуваних обов'язків.

Персонал має бути забезпечений засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) відповідно до типових галузевих норм і характеру виконуваної роботи.

Експлуатація ГПА має бути припинена у випадках, обумовлених технічними інструкціями з експлуатації окремих типів агрегатів, у тому числі при несправності запірної і регулюючої арматури, контрольних приладів, кнопок управління і сигналізації на щиті управління, мастилонасосів або масляних фільтрів; зниженні рівня мастила в мастилобаці або тисках масла в системі нижче за допустиме значення; значних витоків масла або газу; відключених автоматичних захистів; в разі спалаху ГПА і інших обставинах, загрозливих цілісності устаткування і життя обслуговуючого персоналу. Виявлені несправності не можна усувати на працюючому ГПА.

Черговий персонал КС при прийомі зміни зобов'язаний перевірити установки, що діють або підготовлені до пуску, з метою виявлення можливих несправностей або дефектів; отримати інформацію від тих, що здають зміну про технологічні особливості і режими роботи устаткування, а також зведення про справність захисних пристроїв і пристосувань; негайно повідомити вищестоящого керівника або диспетчера про всі відмічені порушення або незвичайні умови роботи КС або ГПА при прийомі зміни.

Прийом і здача зміни під час виконання перемикань, при операціях по пуску або зупинці устаткування, як правило, не дозволяються.

Обслуговування устаткування компресорного цеху виконується на об'єктах магістральних газопроводів, що діють, високого тиску, у вибухонебезпечних приміщеннях і пов'язано з експлуатацією важко навантажених швидкохідних агрегатів з високою температурою продуктів згорання, тому обслуговуючий персонал повинен твердо знати правила поведінки з природним газом і його основні властивості.

Куріння на компресорній станції, в машинному залі і інших виробничих приміщеннях категорично забороняється.

Мають бути виділені спеціальні приміщення і відведені місця для куріння.

Обв'язувальні газопроводи, що знаходяться на території і в цехах компресорної станції, характеризуються високими тисками газу, що транспортується, як в самих газопроводах, так і в апаратах, установках і інших комунікаціях, з яких можливий вихід газу при порушенні герметичності фланцевих з'єднань і арматури, а також можливими утвореннями пірофорних з'єднань в пиловловлювачах, відстійниках, ємностях і інших місцях.

Шкідливими для організму людини є підвищена температура, вібрація устаткування і шуми в компресорних цехах, тому при виконанні будь-яких робіт у виробничих приміщеннях, усередині апаратів, судин і на інших комунікаціях КС від персоналу вимагається строге дотримання правил техніки безпеки і організація безпечних умов праці.

3.2 Заходи безпеки під час експлуатації пилоуловлювачів

При експлуатації пиловловлювачів обслуговуючий персонал здійснює такі основні операції:

- щозмінну перевірку справності арматури, контрольно-вимірювальних приладів та запобіжних пристроїв;
- постійний контроль за технологічними режимами роботи пиловловлювачів, їх відповідність паспортним даним;
- періодичний контроль роботи апаратів за показаннями приладів із реєстрацією в журналі витрати газу, тиску, температури, перепаду тисків та числа продувок (через кожні 2 години);
- постійний контроль при мінусових температурах навколишнього повітря за роботою системи обігріву апаратів, трубопроводів, арматури та КВП;
- контроль за автоматичним скиданням рідини та механічних домішок зі збірки, у виняткових випадках проводять короткочасне продування апарату вручну з періодичністю не рідше 4 разів на добу.

Апарат негайно зупиняють:

- при перевищенні в ньому максимально допустимого тиску та перепаду тисків;
- при несправності запобіжного клапана, манометра та неможливості його заміни;
- при виявленні в основних елементах апарату тріщин, випучин, значних потовщень стінок, перепусток або потіння в зварних швах, течі в болтових з'єднаннях;
 - при розриві прокладок;
 - при виникненні пожежі, яка безпосередньо загрожує апарату;
 - при забитті гідратами циклонів.

Розбирання апарату, зупиненого для внутрішнього огляду, чищення та ремонту, приступають тільки після повного звільнення його від газу, рідини та механічних домішок; відключення апарату від технічних трубопроводів

заглушеними з ясно видимими хвостовиками; продування його інертним газом; пропарювання; миття водою і продування чистим повітрям.

Крижані та гідратні пробки в апараті усувають розігрівом їх парою або гарячою водою.

3.3 Заходи безпеки під час експлуатації АПО газу

При пуску АПОГ в роботу по всьому тракту системи з верхніх точок через повітряник повинен бути випущений повітря. Слід переконатися, що всі колектори та секції АПОГ заповнені водою. Після пуску робочого насоса слід простежити за рівнем води в розширювальній ємності та баку, при необхідності здійснити підживлення. При експлуатації АПОГ в зимовий період стежити, щоб стріла прогину оребрених труб не становила більше половини їхнього внутрішнього діаметра. При прогинанні труб більш допустимого необхідно їх відключити, попередньо здійснивши злив охолоджуючої рідини. Періодично слід контролювати температуру охолодження після секцій АПОГ.

У процесі експлуатації слід контролювати рівномірність зазорів між кінцями лопатей та патрубками вентиляторів АПОГ. Зазори регулюються гвинтовими розтяжками. У зимовий період експлуатації сніг, танучи на трубах секцій АПОГ, особливо в період пуску, може утворювати на внутрішніх стінках патрубків та лопатях вентилятора крижану кірку. В результаті може підвищитися вібрація вентилятора, або він заклинить. Слід своєчасно сколювати або здувати пором льоду. У літній період при проведенні ремонтних робіт рекомендується очищати від пилу та бруду зовнішню поверхню оребрених труб АПОГ, промиваючи її водою під тиском. Колеса вентиляторів

АПОГ типів АВГ та АВЗ (діаметром 2,8 та 5,0 відповідно) піддаються на заводі-виробнику статичному балансуванню. Допустимий дисбаланс становить: для коліс діаметром 2,8 – 2500 г-см, діаметром 5,0 – 3000 г-см.

У процесі експлуатації рекомендується проводити додаткове статичне балансування коліс вентилятора дома монтажу, при розбалансуванні коліс

вентиляторів у процесі експлуатації, після ремонту, вимушеної заміни окремих лопатей чи його повного комплекту за збереження маточини вентилятора. У процесі експлуатації АПОГ порушується герметичність вузла вальцювального з'єднання оребрених труб з трубними ґратами секцій, а також герметичність самих труб внаслідок корозійного руйнування. У першому випадку потрібне підвальцювання труб у трубних решітках, у другому – в дефектні труби встановлюються заглушки, які при необхідності приварюються. Порушення герметичності трубного простору можна визначити візуально за слідами підтікання середовища, що охолоджується.

4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

В даному розділі кваліфікаційної роботи необхідно розрахувати техніко-економічні показники з експлуатації обладнання КС «Орлівка», а саме:

- виробничу програму КС «Орлівка»;
- поточні витрати з експлуатації КС «Орлівка» за рік.

4.1 Визначення тарифів на транспортування природного газу

Згідно Постанові НКРЕКП від 30.12.2024 № 2387 «Про встановлення тарифів для ТОВ «ОПЕРАТОР ГТС УКРАЇНИ» на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на регуляторний період 2025–2029 років» [34, 35] встановлені тарифи наведено у табл. 4.1, 4.2.

Таблиця 4.1 – Тарифи на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу в/згазотранспортну(ої) систему(и) на міждержавних з'єднаннях на регуляторний період 2025 – 2029 років для ТОВ «ОПЕРАТОР ГТС УКРАЇНИ».

№ з/п	Назва точки входу в газотранспортну систему України/точки виходу з газотранспортної системи України	Тариф для точки входу	Тариф для точки виходу
		ЄВРО (EUR) за 1000 м ³ на добу без ПДВ	ЄВРО (EUR) за 1000 м ³ на добу без ПДВ
1	Віртуальні або фізичні точки (Германовичі, Дроздовичі, Устилуг) на міждержавному з'єднанні з Польщею	10,61	15,05
2	Віртуальні або фізичні точки (Будінце, Ужгород/Велькі Капушани) на міждержавному з'єднанні зі Словаччиною	10,61	16,08
3	Віртуальні або фізичні точки (Берегдароц, Берегове) на міждержавному з'єднанні з Угорщиною	10,61	16,24
4	Ананьїв	–	15,70
5	Гребеники	10,61	15,70
6	Каушани	10,61	2,58
7	Олексіївка	10,61	15,70
8	Орлівка/Ісакча	10,61	2,58
9	Текове/Медіаш Аурит	10,61	15,04
10	Віртуальна точка Республіка Молдова	–	15,70

Таблиця 4.2 – Тарифи на послуги транспортування природного газу для внутрішніх точок входу і точок виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и) на регуляторний період 2025 – 2029 років для ТОВ «ОПЕРАТОР ГТС УКРАЇНИ».

№ з/п	Назва точки входу в газотранспортну систему України/точки виходу з газотранспортної системи України	Тариф для точки входу	Тариф для точки виходу
		грн. за 1000 м ³ на добу без ПДВ	грн за 1000 м ³ на добу без ПДВ
1	Точки входу з фізичним розташуванням від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств)	464,37	–
2	Віртуальні точки входу з невизначеним фізичним розташуванням з газорозподільних систем (місце надходження газу від газовидобувного підприємства в точці його підключення до газорозподільної системи, через яку, у тому числі, може передаватися газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств)	464,37	–
3	Віртуальні точки входу з невизначеним фізичним розташуванням від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств)	464,37	–
4	Точки виходу з фізичним розташуванням до прямих споживачів	–	501,97
5	Точки виходу з фізичним розташуванням до газорозподільних систем	–	501,97
6	Віртуальні точки виходу з невизначеним фізичним розташуванням до газорозподільних систем	–	501,97

У 2026 році в Україні зберігається базова ставка ПДВ 20 %.

Коефіцієнти, які враховують період замовлення потужності, що застосовуються до тарифів на послуги транспортування природного газу для

точок входу і точок виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и) на міждержавних з'єднаннях на регуляторний період 2025 - 2029 років:

- коефіцієнт, який застосовується при замовленні потужності на добу наперед, – 1,45 умовних одиниць;

- коефіцієнт, який застосовується при замовленні потужності на місячний період, – 1,2 умовних одиниць;

- коефіцієнт, який застосовується при замовленні потужності на кварталний період, – 1,1 умовних одиниць.

Коефіцієнти, які враховують період замовлення потужності, що застосовуються до тарифів на послуги транспортування природного газу для внутрішніх точок входу і точок виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и) на регуляторний період 2025 – 2029 років:

- коефіцієнт, який застосовується при замовленні потужності на добу наперед, – 1,10 умовних одиниць;

- коефіцієнт, який застосовується при замовленні потужності на місячний період, – 1,04 умовних одиниць;

- коефіцієнт, який застосовується при замовленні потужності на кварталний період, – 1,02 умовних одиниць.

Для точки входу в газотранспортну систему України на міждержавних з'єднаннях Орлівка/Ісакча при замовленні потужності на кварталний період тариф на послуги транспортування 1000 м³ природного газу з урахуванням ПДВ $T_{мдз}$, євро, складе:

$$T_{мдз} = 1,2 \cdot 1,1 \cdot 2,58 = 3,41 \text{ євро.} \quad (4.1)$$

Для внутрішньої точки входу в газотранспортну систему України на Орлівка/Ісакча при замовленні потужності на кварталний період тариф на послуги транспортування 1000 м³ природного газу з урахуванням ПДВ $T_{вн}$, грн., складе:

$$T_{вн} = 1,2 \cdot 1,02 \cdot 464,37 = 568,39 \text{ грн.} \quad (4.2)$$

4.2 Характеристики газопроводу

Вихідні дані для розрахунку:

- продуктивність КЦ-1 КС «Орлівка» $Q_{КЦ1} = Q_{КС} = 10 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$;
- тип ГПА, встановлених в КЦ-1 КС «Орлівка» – ГПА-Ц-6,3/56М;
- кількість ГПА, встановлених в КЦ-1 КС «Орлівка» $N_{ГПА1} = 3 \text{ шт.}$;
- кількість робочих ГПА в КЦ-1 КС «Орлівка» $N_1 = 1 \text{ шт.}$;
- номінальна потужність ГПА-Ц-6,3/56М $N_{e1}^H = 6300 \text{ кВт}$;
- продуктивність КЦ-2 КС «Орлівка» $Q_{КЦ2} = 12 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{доба}$;
- тип ГПА, встановлених в КЦ-2 КС «Орлівка» – ГТН-6;
- кількість ГПА, встановлених в КЦ-2 КС «Орлівка» $N_{ГПА2} = 6 \text{ шт.}$;
- кількість робочих ГПА в КЦ-2 КС «Орлівка» $N_2 = 4 \text{ шт.}$;
- номінальна потужність ГТУ ГТН-6 $N_{e2}^H = 6300 \text{ кВт}$;
- витрати мастила турбінного ТП-22С:
 - в КЦ-1 КС «Орлівка» $G_{\Sigma M1} = 36,0 \text{ кг/доба}$;
 - в КЦ-2 КС «Орлівка» $G_{\Sigma M2} = 170,10 \text{ кг/доба}$;
- фактичні добові витрати паливного газу для всіх ГПА КС «Орлівка» складають $q_{\text{пт}}^{\Phi} = 74,12 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{доба}$;
- витрати газу при аварійній зупинці КС «Орлівка» $Q_{ав.} = 8,01 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{рік}$;
- зовнішній діаметр магістрального газопроводу $D_3 = 1020 \text{ мм}$;
- довжина ділянки магістрального газопроводу $L = 350 \text{ км}$;
- витрати газу на пуск/зупинку одного ГПА-Ц-6,3/56М $q_1^{ПЗ} = 4000 \text{ м}^3$;
- витрати газу на пуск/зупинку одного ГПА ГТН-6 $q_2^{ПЗ} = 3500 \text{ м}^3$;
- усереднена кількість пусків/зупинок одного ГПА протягом року для КС, $M^{ПЗ} = 20$;
- втрати газу через системи ущільнення на один ГПА-Ц-6,3/56М за годину $q_1^{BY} = 0,0320 \text{ м}^3/(\text{кВт-год.} \cdot \text{год.})$;
- втрати газу через системи ущільнення на один ГПА ГТН-6 за годину $q_2^{BY} = 0,0284 \text{ м}^3/(\text{кВт-год.} \cdot \text{год.})$;
- відсоток витрати газу на інші потреби від витрат газу на ГПА КС «Орлівка» $H_{\text{ини}} = 7,5 \%$.

4.3 Показники виробничої програми газотранспортного підприємства

Об'єм транспортування газу в КЦ-1 КС «Орлівка» та КЦ-2 КС «Орлівка» Q_p , м³/рік, протягом року розраховується за формулою:

$$Q_p = (Q_{КЦ1} + Q_{КЦ2}) \cdot T_k \cdot K_g, 10^6 \text{ м}^3, \quad (4.3)$$

де Q_p – річний обсяг транспортування газу, м³;

T_k – річний календарний фонд часу, $T_k = 365$ доба;

K_g – коефіцієнт використання пропускної спроможності газопроводу, $K_g = 0,89$.

$$Q_p = (10 \cdot 10^6 + 12 \cdot 10^6) \cdot 365 \cdot 0,89 = 7146,70 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Усереднена кількість годин роботи одного ГПА за рік t , год., розраховується за формулою:

$$t = \frac{24 \cdot (N_1 + N_2) \cdot T_k}{N_{ГПА1} + N_{ГПА2}}, \quad (4.4)$$

де t – усереднена кількість годин роботи одного ГПА за рік, год.;

24 – тривалість однієї доби, год.

$$t = \frac{24 \cdot (1 + 4) \cdot 365}{3 + 6} = 4866,67 \text{ год}.$$

Витрати газу за рік на роботу ГПА під навантаженням $Q_{ПГ}$, м³/рік, розраховуються за формулою:

$$Q_{ПГ}^p = \frac{q_{ПГ}^{КС} \cdot t}{24}, \quad (4.5)$$

де $Q_{ПГ}^p$ – витрати газу на роботу ГПА під навантаженням, м³/рік.

$$Q_{ПГ}^p = \frac{74,12 \cdot 10^3 \cdot 4866,67}{24} = 15029,89 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Витрати газу на пуски та зупинки ГПА протягом року $Q^{ПЗ}$, м³/рік, розраховуються за формулою:

$$Q^{ПЗ} = \sum q_i^{ПЗ} \cdot M^{ПЗ} \cdot N_{ГПАi}, \quad (4.6)$$

де $Q^{ПЗ}$ – витрати газу на пуски та зупинки ГПА протягом року, м³/рік.

$$Q^{ПЗ} = 4000 \cdot 20 \cdot 3 + 3500 \cdot 20 \cdot 6 = 660,00 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Втрати газу через системи ущільнення ГПА при роботі протягом року Q^{BV} , м³/рік, розраховуються за формулою:

$$Q^{BV} = \sum q_i^{BV} \cdot t \cdot N_{ei}^n \cdot N_{ГПАi}, \quad (4.7)$$

де Q^{BV} – втрати газу через системи ущільнення ГПА при роботі протягом року, м³/рік.

$$Q^{BV} = (0,0320 \cdot 4866,67 \cdot 6300 \cdot 3 + 0,0284 \cdot 4866,67 \cdot 6300 \cdot 6) = 8167,82 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Загальні витрати газу на ГПА за рік $Q_{ГПА}$, м³/рік, розраховуються за формулою:

$$Q_{ГПА} = Q_{ПГ} + Q^{ПЗ} + Q^{BV}, \quad (4.8)$$

де $Q_{ГПА}$ – загальні витрати газу на ГПА за рік, м³/рік.

$$Q_{ГПА} = 15029,89 \cdot 10^3 + 660,00 \cdot 10^3 + 8167,82 \cdot 10^3 = 23857,71 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Витрати газу на інші потреби КС «Орлівка» $Q_{інш.}$, м³/рік, розраховуються за формулою:

$$Q_{інш.} = \frac{Q_{ГПА} \cdot H_{інш.}}{100}, \quad (4.9)$$

де $Q_{інш.}$ – витрати газу на інші потреби КС «Орлівка», м³/рік.

$$Q_{інш.} = \frac{23857,71 \cdot 10^3 \cdot 7,5}{100} = 1789,33 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Загальні витрати газу на власні потреби КС «Орлівка» за рік $Q_{ВП}$, м³, розраховуються за формулою:

$$Q_{ВП} = Q_{ГПА} + Q_{ини.}, \quad (4.10)$$

де $Q_{ВП}$ – загальні витрати газу на власні потреби КС за рік, м³/рік.

$$Q_{ВП} = 23857,71 \cdot 10^3 + 1789,33 \cdot 10^3 = 25647,04 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{рік.}$$

Об'єм товарного газу $Q_{тов.}$, 10⁶ м³/рік, розраховується за формулою:

$$Q_{тов.} = Q_p - Q_{ВП} - Q_{ав.}, \quad (4.11)$$

де $Q_{тов.}$ – об'єм товарного газу $Q_{тов.}$, 10⁶ м³/рік.

$$Q_{тов.} = 7146,70 \cdot 10^6 - 25647,04 \cdot 10^3 - 8,01 \cdot 10^6 = 7113,04 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{рік.}$$

4.4 Показники праці і заробітної плати

До складу показників праці і заробітної плати по КС «Орлівка» входять наступні статті витрат:

1. Фонд заробітної плати.
2. Єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування (скорочено ЄСВ).
3. Матеріальні затрати.
4. Амортизаційні відрахування.
5. Відрахування у ремонтний фонд.
6. Інші грошові витрати.

4.4.1 Розрахунок фонду заробітної плати

Основна заробітна плата в дипломного проєкті розраховується на підставі штатного розкладу персоналу 2-х компресорних цехів (КЦ-1 та КЦ-2) КС «Орлівка», установлених тарифних ставок і посадових окладів (згідно [31]). Розрахунок основного фонду заробітної плати за місяць виконано в

табличній формі за штатним розкладом персоналу 2-х компресорних цехів (КЦ-1 та КЦ-2) КС «Орлівка» (табл. 4.3).

Таблиця 4.3 – Розрахунок місячного фонду заробітної плати персоналу КС «Орлівка» $Z_{міс.}$ грн. (згідно [31]).

Найменування посад і професій	Розряд	Кількість, осіб	Місячна тарифна ставка (оклад), грн.	Місячний тарифний фонд заробітної плати, грн.	Премія		Місячний фонд основної заробітної плати, грн.
					%	Сума, грн.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Начальник КС		1	14500,0	14500,0	–	–	14500,0
Старші диспетчери		5	11700,0	58500,0	22	12870,0	71370,0
Старший інженер з ремонту КС		1	12300,0	12300,0	–	–	12300,0
Старший інженер по КВП і А		1	12450,0	12450,0	–	–	12450,0
Технік-хімік		1	9200,0	9200,0	15	1380,0	10580,0
Машиністи КС	VI	2	11000,0	22000,0	20	4400,0	26400,0
Машиністи КС	V	6	10300,0	61800,0	20	12360,0	74160,0
Машиністи КС	IV	7	9600,0	67200,0	20	13440,0	80640,0
Оператор КВП	V	1	10300,0	10300,0	15	1545,0	11845,0
Оператор КВП	IV	2	9700,0	19400,0	15	2910,0	22310,0
Оператор по регенерації мастил	IV	1	10300,0	10300,0	15	1545,0	11845,0
Акумуляторщик	IV	1	9700,0	9700,0	10	970,0	10670,0
Токарь	IV	1	9800,0	9800,0	15	1470,0	11270,0
Фрезеровщик	IV	1	9800,0	9800,0	15	1470,0	11270,0
Електромонтери	IV	5	9700,0	48500,0	15	7275,0	55775,0
Слюсарі по ремонту трубопроводів	IV	4	9600,0	38400,0	15	5760,0	44160,0
Слюсарі монтажники	IV	4	9600,0	38400,0	15	5760,0	44160,0
Хімік-лаборант	IV	1	9850,0	9850,0	15	1477,5	11327,5
Підсобні робочі, прибиральниці	II	4	8250,0	33000,0	10	3300,0	36300,0
Всього по КС		49	197650,0	495400,0		77932,5	573332,5

Продовження таблиці 4.3.

Найменування посад і професій	Розряд	Кількість, осіб	Місячна тарифна ставка (оклад), грн.	Місячний тарифний фонд заробітної плати, грн.	Премія		Місячний фонд основної заробітної плати, грн.
					%	Сума, грн.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Загально станційний персонал		10	9600,0	96000,0	12	11520,0	107520,0
Лінійна експлуатаційна служба		51	9800,0	499800,0	18	89964,0	589764,0
Служба зв'язку і телемеханіки		15	9900,0	148500,0	15	22275,0	170775,0
Автотранспортна служба		16	10300,0	164800,0	12	19776,0	184576,0
Ремонтно – будівельна група		9	9500,0	85500,0	12	10260,0	95760,0
Охорона		6	8920,0	53520,0	10	5352,0	58872,0
Всього по КС «Орлівка»		107	255670,0	1543520,0		237079,5	1780599,5

Річний фонд основної заробітної плати $Z_{осн.}$, грн., розраховується за формулою:

$$Z_{осн.} = 11 \cdot Z_{міс.}, \quad (4.12)$$

де $Z_{осн.}$ – річний фонд основної заробітної плати, грн.;

$$Z_{осн.} = 11 \cdot 1780599,5 = 19586594,5 \text{ грн.}$$

До складу додаткової заробітної плати включається виплата обов'язкових надбавок і доплат, передбачених Законом України «Про оплату праці» [32]. В даному випадку додаткова заробітна плата $Z_{дод.}$, грн., приймається в розмірі 10 % від основної заробітної плати і розраховується за формулою:

$$Z_{дод.} = Z_{осн.} \cdot \frac{10}{100}, \quad (4.13)$$

де $Z_{дод.}$ – додаткова заробітна плата, грн.

$$Z_{\text{дод.}} = 19586594,50 \cdot \frac{10}{100} = 1958659,45 \text{ грн.}$$

Загальний фонд заробітної плати за рік $Z_{\text{рік}}$, грн., розраховується за формулою:

$$Z_{\text{рік}} = Z_{\text{осн.}} + Z_{\text{дод.}}, \quad (4.14)$$

де $Z_{\text{рік}}$ – річний фонд заробітної плати, грн.

$$Z_{\text{рік}} = 19586594,50 + 1958659,45 = 21545253,95 \text{ грн.}$$

4.4.2 Розрахунок єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування

Єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування (скорочено ЄСВ) – це консолідований страховий внесок в Україні, збір якого здійснюється в системі загальнообов'язкового державного страхування в обов'язковому порядку та на регулярній основі. Згідно діючого законодавства України, підприємства проводять відрахування на соціальні потреби в формі ЄСВ у розмірі $H_{\text{ЄСВ}} = 22\%$ від фонду заробітної плати.

Сума єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування $Z_{\text{ЄСВ}}$, грн., розраховується за формулою:

$$Z_{\text{ЄСВ}} = \frac{H_{\text{ЄСВ}} \cdot Z_{\text{рік}}}{100}, \quad (4.15)$$

де $Z_{\text{ЄСВ}}$ – сума єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, грн.

$$Z_{\text{ЄСВ}} = \frac{22 \cdot 21545253,95}{100} = 4739955,87 \text{ грн.}$$

4.4.3 Розрахунок матеріальних витрат

До складу матеріальних витрат КС «Орлівка» включаються витрати на електроенергію, вартість газу на власні потреби, вартість витрат газу, витрати на матеріали, інші матеріальні витрати.

Витрати на електроенергію залежать від споживаної потужності електроприймачів, їх кількості і режиму роботи, а також від діючих тарифів на електричну енергію. Кількість споживаної електроенергії на технологічні потреби КС «Орлівка» $W_{m.n.}$, кВт·год., розраховується за формулою:

$$W_{m.n.} = \frac{P_{\text{дв.}} \cdot T_{\text{к}} \cdot K_{\text{в.ч.}} \cdot K_{\text{одн.}} \cdot 24}{\eta \cdot K_{\text{м}}}, \quad (4.16)$$

де $W_{m.n.}$ – кількість споживаної електроенергії на технологічні потреби, кВт·год.;

$P_{\text{дв.}}$ – потужність електродвигунів, встановлених на КС, $P_{\text{дв.}} = 2112$ кВт;

$K_{\text{в.ч.}}$ – коефіцієнт використання електродвигунів за часом, $K_{\text{в.ч.}} = 0,8$;

$K_{\text{одн.}}$ – коефіцієнт одночасної роботи устаткування, $K_{\text{одн.}} = 0,75$;

η – коефіцієнт корисної дії, $\eta = 0,89$;

$K_{\text{м}}$ – коефіцієнт, який враховує втрати електричної енергії в електромережах компресорних цехів КС «Орлівка», $K_{\text{м}} = 0,97$.

$$W_{m.n.} = \frac{2112 \cdot 365 \cdot 0,8 \cdot 0,75 \cdot 24}{0,89 \cdot 0,97} = 12858417,70 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Витрата електричної енергії на освітлення на КС $W_{\text{осв.}}$, кВт·год., розраховується за формулою:

$$W_{\text{осв.}} = \frac{P_{\text{осв.}} \cdot T_{\text{к}} \cdot H_{\text{осв.}} \cdot \text{Ч}_{\text{в}}}{1000}, \quad (4.17)$$

де $W_{\text{осв.}}$ – витрата електричної енергії на освітлювальні потреби КС «Орлівка», кВт;

$P_{\text{осв.}}$ – потужність одного освітлювального приладу, $P_{\text{осв.}} = 100$ Вт;

$H_{\text{осв.}}$ – кількість освітлювальних приладів, $H_{\text{осв.}} = 50$ шт.;

$\text{Ч}_{\text{в}}$ – час використання освітлювального приладу протягом доби на КС «Орлівка», $\text{Ч}_{\text{в}} = 10$ год.

$$W_{\text{осв.}} = \frac{100 \cdot 365 \cdot 50 \cdot 10}{1000} = 18250,00 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Загальна витрата електричної енергії $W_{\text{заг.}}$, кВт·год., розраховується за формулою:

$$W_{\text{заг.}} = W_{m.n.} + W_{\text{осв.}}, \quad (4.18)$$

де $W_{заг.}$ – загальна витрата електричної енергії, кВт·год.

$$W_{заг.} = 12858417,70 + 18250,00 = 12876667,70 \text{ кВт·год.}$$

Витрати на електричну енергію $Z_{ел.}$, грн., розраховуються за формулою:

$$Z_{ел.} = W_{заг.} \cdot B, \quad (4.19)$$

де $Z_{ел.}$ – витрати на електричну енергію, грн.;

B – тариф за 1 кВт·год. споживаної електричної енергії, врахованої лічильниками, з 1 квітня 2026 р. становить $B = 0,891$ грн./кВт·год.

$$Z_{ел.} = 12876667,70 \cdot 0,891 = 11473110,92 \text{ грн.}$$

Витрати на газ залежать від кількості споживаного газу і від ціни за 1000 м³ газу. Вартість газу по КС «Орлівка» $Z_{газ.}$ грн., розраховується за формулою:

$$Z_{газ.} = \frac{(Q_{ПГ} + Q^{ПЗ}) \cdot C_{газ.}}{1000}, \quad (4.20)$$

де $Z_{газ.}$ – вартість газу по КС «Орлівка», грн.;

$C_{газ.}$ – ціна за 1000 м³ газу, $C_{газ.} = 4500$ грн./1000 м³.

$$Z_{газ.} = \frac{(15029,89 \cdot 10^3 + 660,00 \cdot 10^3) \cdot 4500}{1000} = 70604500,00 \text{ грн.}$$

Збитки від втрат газу $Z_{втр.}$, грн., розраховуються за формулою:

$$Z_{втр.} = \frac{(Q_{ав.} + Q^{BY}) \cdot C_{газ.}}{1000}, \quad (4.21)$$

де $Z_{втр.}$ – збитки від втрат газу, грн.

$$Z_{втр.} = \frac{(8,01 \cdot 10^6 + 8167,82 \cdot 10^3) \cdot 4500}{1000} = 72800208,00 \text{ грн.}$$

Витрати на турбінне мастило, що використовується в системах маслопостачання ГПА КС «Орлівка», залежить від витрат турбінного масла за рік і діючої ціни на турбінне мастило. Витрата турбінного мастила при роботі ГПА по КС «Орлівка» за рік $G_{\Sigma M}$, т, розраховується за формулою:

$$G_{\Sigma M} = (G_{\Sigma M1} + G_{\Sigma M2}) \cdot T_k, \quad (4.22)$$

де $G_{\Sigma M}$ – турбінного мастила при роботі ГПА по КС «Орлівка» за рік, т.

$$G_{\Sigma M} = (36,00 \cdot 10^{-3} + 170,10 \cdot 10^{-3}) \cdot 365 = 75,23 \text{ т.}$$

До матеріалів спеціального призначення належить етилмеркаптан, який використовується для одоризації газу. На КС «Орлівка» одорується приблизно 20 % газу, що транспортується, і це складає:

$$Q_{од.} = \frac{Q_p \cdot 20}{100}, \quad (4.23)$$

де $Q_{од.}$ – кількість газу, який одорується на КС «Орлівка», м³.

$$Q_{од.} = \frac{10070,35 \cdot 10^6 \cdot 20}{100} = 2014,07 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Метанол на КС «Орлівка» використовується в осінньо-зимовий період. Об'єм транспортування газу в цей період на КС «Орлівка» складає 50 % та розраховується за формулою:

$$Q_{мет.} = \frac{Q_p \cdot 50}{100}, \quad (4.24)$$

де $Q_{мет.}$ – об'єм транспортування газу в осінньо-зимовий період, м³.

$$Q_{мет.} = \frac{10070,35 \cdot 10^6 \cdot 50}{100} = 5035,18 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Розрахунок витрат на матеріали спеціального призначення $Z_{МСП}$, грн., виконано в табличній формі (табл. 4.4).

Таблиця 4.4 – Витрати на матеріали спеціального призначення.

Найменування матеріалів спец. призначення	Норма витрат г/1000 м ³ газу	Об'єм транспортування газу 10 ⁶ м ³	Потреба в матеріалі, т	Ціна за 1 т, грн.	Вартість матеріалів, грн.
Етилмеркаптан	16,00	2014,07	32,23	15000,00	483376,80
Метанол	1,50	5035,18	7,55	7200,00	54379,94
Турбінне мастило ТП-22С	–	–	75,23	30120,00	2265927,60
Разом					2803684,34

Загальна сума матеріальних витрат на КС «Орлівка» $Z_{мат.}$, грн., розраховується за формулою:

$$Z_{мат.} = Z_{ел.} + Z_{газ.} + Z_{втр.} + Z_{МСП}, \quad (4.25)$$

де $Z_{mat.}$ – загальна сума матеріальних витрат на КС «Орлівка», грн.

$$Z_{mat.} = 11473110,92 + 70604500,00 + 72800208,00 + 2803684,34 = 157681503,26 \text{ грн.}$$

4.4.4 Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Джерелом відновлення основних фондів є амортизаційні відрахування.

Річна сума амортизаційних відрахувань $A_{рiч.}$, грн., розраховується за формулою:

$$A_{рiч.i} = \frac{\Phi_{ni} \cdot H_{ai}}{100}, \quad (4.26)$$

де Φ_{ni} – первісна вартість основних фондів, грн.;

H_{ai} – норма амортизації відрахувань, %.

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань виконано в табличній формі (табл. 4.5).

Таблиця 4.5 – Розрахунок амортизаційних відрахувань на КС «Орлівка»

Найменування груп основних фондів	Первісна вартість Φ_{ni} , тис. грн.	Норма амортизаційних витрат H_a , %	Сума амортизаційних відрахувань $A_{рiч.i}$, тис. грн.
Будівлі	6522,150	8	521,772
Споруди	702,900	8	56,232
Обладнання	21922,350	24	5261,364
Магістральні газопроводи	286208,700	8	22896,696
Лінії зв'язку	7065,750	8	565,260
Інші основні фонди	2658,870	24	638,129
Разом	325080,720		29939,453

4.4.5 Розрахунок відрахувань до ремонтного фонду

У цю статтю витрат включають витрати на придбання запасних частин, пристосувань, інструменту, для виконання ремонтних робіт.

В даному розділі кваліфікаційної роботи ці витрати $Z_{рем.}$, грн., приймаються в розмірі 40 % від річної суми амортизаційних відрахувань і розраховуються за формулою:

$$Z_{рем.} = \frac{A_{рiч.} \cdot H_{рем.}}{100}, \quad (4.27)$$

де $Z_{рем.}$ – відрахування до ремонтного фонду, грн.;

$H_{рем.}$ – прийнятий в розрахунок відсоток відрахувань до ремонтного фонду, $H_{рем.} = 40 \%$.

$$Z_{рем.} = \frac{29939452,80 \cdot 40}{100} = 11975781,12 \text{ грн.}$$

4.4.6 Розрахунок інших грошових витрат

У цю статтю включають витрати на охорону праці та техніку безпеки, витрати на обов'язкове страхування майна та інші види витрат, не включені в попередні статті витрат.

У кваліфікаційній роботі ці витрати прийняті в процентному відношенні до основної заробітної плати.

Сума інших грошових витрат $Z_{iнш.}$, грн., розраховується за формулою:

$$Z_{iнш.} = \frac{Z_{осн.} \cdot H_{iнш.}}{100}, \quad (4.28)$$

де $Z_{iнш.}$ – сума інших грошових витрат, грн.;

$H_{iнш.}$ – прийнятий в розрахунку відсоток відрахувань в інші грошові витрати від фонду основної заробітної плати, $H_{iнш.} = 35 \%$.

$$Z_{iнш.} = \frac{19586594,50 \cdot 35}{100} = 6855308,08 \text{ грн.}$$

4.4.7 Розрахунок витрат з експлуатації обладнання КС «Орлівка»

На підставі всіх раніш проведених розрахунків складається аналітична таблиця експлуатаційних витрат – кошторис, в яку вносяться результати всіх проведених розрахунків (табл. 4.6).

Таблиця 4.6 – Кошторис експлуатаційних витрат КС «Орлівка».

Найменування статей витрат	Сума, тис. грн.	Питома вага, %
Фонд заробітної плати	21545,254	9,26
Матеріальні витрати	157681,503	67,75
Амортизаційні витрати	29939,453	12,86
Відрахування до ремонтного фонду	11975,781	5,15
Єдиний соціальний внесок	4739,956	2,04
Інші грошові витрати	6855,308	2,95
Всього за кошторисом $Z_{\text{тг}}$	232737,255	100,00

Таким чином, експлуатаційні витрати КС «Орлівка» з урахуванням паливно-енергетичної складової складають 232737,255 тис. грн./рік, в тому числі паливно-енергетична складова 842837,330 тис. грн.

4.5 Собівартість транспорту газу

Собівартість транспорту газу — це один із найважливіших економічних показників, який відображає ефективність роботи підприємства та впливає на його прибутковість. Від правильності її розрахунку залежить ціноутворення, рентабельність виробництва, конкурентоспроможність транспорту газу на ринку.

Регулярний аналіз показників собівартості транспорту газу дозволяє:

- планувати обсяги транспорту газу;
- визначати оптимальну ціну транспорту газу;
- оцінювати рентабельність транспорту газу;
- контролювати й оптимізувати видатки;

– приймати обґрунтовані управлінські рішення щодо розвитку транспорту газу.

Собівартість транспорту газу $C_{\text{тг}}$, грн./1000 м³, розраховується за формулою [33]:

$$C_{\text{тг}} = \frac{1000 \cdot Z_{\text{тг}}}{Q_{\text{тов.}}}, \quad (4.29)$$

де $C_{\text{тг}}$ – показник собівартості транспортування газу, тис. грн./1000 м³;

$Z_{\text{тг}}$ – сукупні видатки на транспортування газу за рік (табл. 4.6),

$Z_{\text{тг}} = 232737,255$ тис. грн./рік;

$Q_{\text{тов.}}$ – об'єм товарного газу, $Q_{\text{тов.}} = 7113,04 \cdot 10^6$ м³/рік.

$$C_{\text{тг}} = \frac{1000 \cdot 232737,255}{7113,04 \cdot 10^6} = 32,720 \text{ тис. грн./1000 м}^3.$$

ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі виконано:

– характеристику об'єкту дослідження – «КС Орлівка», траси та лінійної частини ділянки газопроводу «Ананьїв – Тирасполь – Ізмаїл», технологічної схеми КС «Орлівка», технологічного обладнання КС «Орлівка», складу та якості газу;

– розрахунки: фізичних властивостей природного газу, режимів роботи та енерговитратності «КС Орлівка» КЦ-1 при роботі в реверсному режимі при знижених об'ємах транспортування природного газу, витрат газу на власні потреби, теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу «Шебелінка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Роздільна – Ізмаїл», а також математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик ВН ГПА КС;

– розгляд питань охорони праці, економічні розрахунки.

Результати технологічних розрахунків:

1) визначено фізичні властивості природного газу: відносна густина газу по повітрю $\Delta = 0,5705$; нижча теплота згоряння газу $Q_{\text{нр}} = 36339,41$ кДж/м³;

2) визначена наявна потужність газотурбінного приводу ГПА КС за місяцями року (табл. 2.4), побудовано графік зміни наявної потужності газотурбінного приводу ГПА КС N_{ei}^p , кВт, за місяцями року (рис. 2.2);

3) виконано математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрового нагнітача НЦ-6,3/56-1,45 ступеня підвищення тиску ε , політропічного ККД нагнітача $\eta_{\text{пол},i}$; зведеної відносної потужності нагнітача $\left[\frac{N_i}{\rho_{\text{ex}}} \right]_{36}$:

$$\begin{aligned} \varepsilon_i &= -0,0000294 + 0,00861 \cdot Q_{36,i} - 0,906 \cdot Q_{36,i}^2; \\ \eta_{\text{пол},i} &= -0,0000550 + 0,01983 \cdot Q_{36,i} - 0,947 \cdot Q_{36,i}^2; \\ \left[\frac{N_i}{\rho_{\text{ex}}} \right]_{36,i} &= -0,0081528 + 3,11111 \cdot Q_{36,i} - 76,761 \cdot Q_{36,i}^2. \end{aligned}$$

4) виконано розрахунок режиму роботи ГПА «КС Орлівка», аналіз роботи КС «Орлівка» показав, що за умов недовантаження (41,67 % від

проектної потужності) фактична експлуатація здійснюється лише одним ГПА, тоді як схема «два в роботі – один в резерві» відповідає проектному режиму при повному навантаженні; протягом року ГПА спроможний розвинути необхідну потужність для забезпечення заданого рівня тиску при сталій продуктивності компримованого газу: агрегат здатний забезпечити потрібний тиск при заданій продуктивності; робота «КС Орлівка» має виражену сезонну залежність, що необхідно враховувати при оптимізації експлуатаційних режимів;

5) визначено витрати газу на власні потреби протягом року (табл. 2.6), побудовано графіки зміни $q_{\text{пгі}}$, тис. м³/год.; $Q_{\text{пгі}}$, 10⁶ м³/доба; $Q_{\text{впі}}$, 10⁶ м³/доба; $Q_{\text{лді}}$, 10⁶ м³/доба протягом року (рис. 2.3, 2.4, 2.5);

б) виконано теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу: абсолютний тиск газу на початку лінійної ділянки газопроводу $P_n = 4,43$ МПа, абсолютний тиск газу у кінці ділянки газопроводу $P_{\text{кв}} = 3,81$ МПа; температура газу у кінці ділянки газопроводу $T_k = 284,06$ К; теплогідравлічний розрахунок засвідчує, що в умовах недовантаження КС «Орлівка» забезпечує стабільне підтримання тиску в заданих межах, що створює передумови для тимчасового виведення з роботи наступної станції та дає змогу транспортувати газ до кінцевого пункту призначення без додаткового дотискування.

Аналіз результатів розрахунків показує, що мету кваліфікаційної роботи – дослідження та математичне моделювання режимів роботи КС «Орлівка» КЦ-1 при реверсному транспортуванні газу із ЄС при знижених об'ємах транспортування природного газу досягнуто. Цей режим роботи КС «Орлівка» цілком працездатний та його реально реалізувати на практиці, так як в умовах недовантаження КС «Орлівка» забезпечує стабільне підтримання тиску в заданих межах.

Розглянуто наступні питання з охорони праці: техніка безпеки при експлуатації і обслуговуванні ГПА; заходи безпеки під час експлуатації пилоуловлювачів та під час експлуатації АПО газу.

Результати економічних розрахунків:

1) для точки входу у ГТС України на міждержавних з'єднаннях Орлівка/Ісакча при замовленні потужності на кварталний період тариф на послуги транспортування 1000 м³ природного газу з урахуванням ПДВ складає $T_{мдз} = 3,41$ євро/1000 м³; для внутрішньої точки входу у ГТС України на Орлівка/Ісакча при замовленні потужності на кварталний період тариф на послуги транспортування 1000 м³ природного газу з урахуванням ПДВ складає $T_{вн} = 568,39$ грн./1000 м³;

2) виробнича програма КС «Орлівка»: об'єм товарного газу складає $Q_{тов.} = 7113,04 \cdot 10^3$ м³/рік;

3) складено кошторис експлуатаційних витрат КС «Орлівка»:

Кошторис експлуатаційних витрат КС «Орлівка».

Найменування статей витрат	Сума, тис. грн.	Питома вага, %
Фонд заробітної плати	21545,254	9,26
Матеріальні витрати	157681,503	67,75
Амортизаційні витрати	29939,453	12,86
Відрахування до ремонтного фонду	11975,781	5,15
Єдиний соціальний внесок	4739,956	2,04
Інші грошові витрати	6855,308	2,95
Всього за кошторисом	232737,255	100,00

Експлуатаційні витрати КС «Орлівка» з урахуванням паливно-енергетичної складової складають 232737,255 тис. грн./рік, в тому числі паливно-енергетична складова 842837,330 тис. грн.

4) собівартість транспорту газу $C_{тг} = 32,720$ тис. грн./1000 м³.

ГРАФІЧНА ЧАСТИНА:

Аркуш 1. Принципова схема КС Орлівка (КЦ-1) (формат А1).

Аркуш 2. Газоперекачувальний агрегат ГПА-Ц-6,3. Загальний вигляд (формат А1).

Аркуш 3. Пиловловлювач. Складальне креслення (формат А1).

Аркуш 4. Апарат повітряного охолодження газу. Складальне креслення (формат А1).

Презентація.

Таким чином, мету кваліфікаційної роботи досягнуто.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Бажан О. Що спричинило і якими є наслідки Російсько-українських газових воєн? // Перелом: Війна Росії проти України у часових пластах і просторах минувшини. Діалоги з істориками. У 2-х кн. – Кн. 1 / Відп. ред. В. Смолій. – К.: НАН України. Ін-т історії України, 2022. – С. 117–119. – ISBN 978-966-02-9982-5.
2. Газові конфлікти Росії за останні 15 років. Довідка [Електронний ресурс]. Режим доступу: URI: <https://ria.ru/20080212/99021453.html> (дата звернення: 20.04.2025).
3. Комерсант-Власть. Газова промисловість [Електронний ресурс]. Режим доступу: URI: <http://www.kommersant.ru/doc-rss.aspx?DocsID=295883> (дата звернення: 20.04.2025).
4. Масандрівські угоди [Електронний ресурс]. Режим доступу: URI: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%B0%D1%81%D0%B0%D0%BD%D0%B4%D1%80%D1%96%D0%B2%D1%81%D1%8C%D0%BA%D1%96_%D1%83%D0%B3%D0%BE%D0%B4%D0%B8 (дата звернення: 20.04.2025).
5. «Газові війни»: як росія позбавляла Україну зброї та суверенітету [Електронний ресурс]. Режим доступу: URI: <https://armyinform.com.ua/2024/08/30/gazovi-vijny-yak-rosiya-pozbavlyala-ukrayinu-zbroyi-ta-suverenitetu/> (дата звернення: 20.04.2025).
6. Російсько-український газовий конфлікт: наслідки для російської сторони [Електронний ресурс]. Режим доступу: URI: <https://www.eegas.com/ukrtran3-ru.htm> (дата звернення: 20.04.2025).
7. Газовий гамбіт Кремля [Електронний ресурс]. Режим доступу: URI: <https://www.r-reforms.ru/gas-war.htm> (дата звернення: 20.04.2025).
8. Газові конфлікти між Росією й Україною. Матеріал з Вікіпедії – вільної енциклопедії [Електронний ресурс]. Режим доступу: URI: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%B2%D1%96_%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%84%D0%BB%D1%96%D0%BA%D1%82%D0%B8_%D0%BC%D1%96%D0%B6_%D0%A0%D0%BE%D1%81%

D1%96%D1%94%D1%8E_%D0%B9_%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%BE%D1%8E#cite_note-1 (дата звернення: 20.04.2025).

9. Українсько-російський газовий конфлікт (2008–2009). Матеріал з Вікіпедії – вільної енциклопедії [Електронний ресурс]. Режим доступу: URI: [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%BE-%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%96%D0%B9%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%84%D0%BB%D1%96%D0%BA%D1%82_\(2008%E2%80%942009\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%BE-%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%96%D0%B9%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%84%D0%BB%D1%96%D0%BA%D1%82_(2008%E2%80%942009)) (дата звернення: 20.04.2025).

10. Українсько-російський газовий конфлікт (2013–2014). Матеріал з Вікіпедії – вільної енциклопедії [Електронний ресурс]. Режим доступу: URI: [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%BE-%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%96%D0%B9%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%84%D0%BB%D1%96%D0%BA%D1%82_\(2013%E2%80%942014\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%BE-%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%96%D0%B9%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%84%D0%BB%D1%96%D0%BA%D1%82_(2013%E2%80%942014)) (дата звернення: 20.04.2025).

11. Як Україні стати східноєвропейським газовим хабом – колонка заступника Міністра Миколи Колісника [Електронний ресурс]. Режим доступу: URI: <https://mev.gov.ua/storinka/yak-ukrayini-staty-skhidnoyevropeyskym-hazovym-khabom-kolonka-zastupnyka-ministra-mykoly> (дата звернення: 20.04.2025).

12. План розвитку газотранспортної системи Оператора газотранспортної системи Товариства з обмеженою відповідальністю «Оператор газотранспортної системи України» на 2020 – 2029 роки. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: URL: https://tsoua.com/wp-content/uploads/2020/11/TYNDP_2020-2029_28-10-2020zminy.pdf (дата звернення: 15.03.2026).

13. Транспортна система природного газу України – Natural gas transmission system of Ukraine – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: URL:

https://uk.wikinoe.ru/wiki/Natural_gas_transmission_system_of_Ukraine (дата звернення: 15.03.2026).

14. Ананьїв — Тирасполь — Ізмаїл (газопровід). [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%BD%D0%B0%D0%BD%D1%8C%D1%97%D0%B2_%E2%80%94%D0%A2%D0%B8%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D1%8C_%E2%80%94%D0%86%D0%B7%D0%BC%D0%B0%D1%97%D0%BB_\(%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D1%96%D0%B4\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%BD%D0%B0%D0%BD%D1%8C%D1%97%D0%B2_%E2%80%94%D0%A2%D0%B8%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D1%8C_%E2%80%94%D0%86%D0%B7%D0%BC%D0%B0%D1%97%D0%BB_(%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D1%96%D0%B4)) (дата звернення: 15.03.2026).

15. Магістральні газопроводи для передачі природного газу по території Республіки Молдова. [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://mtg.md/ru/news/54#> (дата звернення: 15.03.2026).

16. Одеське ЛВУМГ [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9E%D0%B4%D0%B5%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B5_%D0%9B%D0%92%D0%A3%D0%9C%D0%93 (дата звернення: 15.03.2026).

17. Кодекс ГТС України. [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15#n18> (дата звернення: 15.03.2026).

18. ДСТУ ISO 6976:2009 Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу (ISO 6976:1995/Cor. 2:1997, Cor. 3:1999, IDT). [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=26775 (дата звернення: 15.03.2026).

19. Газы горючі природні, що подаються з родовищ в промислові та окремим споживачам. Технічні умови ТУ У 320.00158764.008-95. Український НДІ природних газів. 1995, – 12 с.

20. Газы горючі природні родовищ України для промислового та комунально-побутового призначення. Технічні умови ТУ У 320.00158764.033-2000. Український НДІ природних газів. 2000, – 9 с.

21. Шебелинка – Ізмаїл (газотранспортний коридор) [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A8%D0%B5%D0%B1%D0%B5%D0%BB%D0%B8%D0%BD%D0%BA%D0%B0_%E2%80%94%D0%86%D0%B7%D0%BC%D0%B0%D1%97%D0%BB_\(%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BD%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B4%D0%BE%D1%80\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A8%D0%B5%D0%B1%D0%B5%D0%BB%D0%B8%D0%BD%D0%BA%D0%B0_%E2%80%94%D0%86%D0%B7%D0%BC%D0%B0%D1%97%D0%BB_(%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D0%BE%D1%82%D1%80%D0%B0%D0%BD%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B4%D0%BE%D1%80)) (дата звернення: 15.03.2026).

22. Експлуатаційникові газонафтового комплексу. Довідник./ Розгонюк В.В., Хачікян Л.А., Григіль М.А. та ін. – К., «Росток», 1998. – 435 с.

23. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://finance.smr.gov.ua/files/%D0%95%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%BE%D0%B7%D0%B1%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%B6%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8F/dstu-n-b-v11-27-2010-budivelna-klimatologiya.pdf> (дата звернення: 15.03.2026).

24. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы: ОНТП 51-1-85. [Введен 1986-01-01]. – М.: Мингазпром. 221 с.

25. Клімат України: Моногр. / В. М. Ліпінський, В. А. Дячук, В. М. Бабіченко, З. С. Бондаренко, С. Ф. Рудішина; НАН України. Держ. гідрометеорол. служба М-ва екології та природ. ресурсів України, Укр. наук.-дослід. гідрометеорол. ін-т. К. : Вид-во Раєвського, 2003. 342 с. Бібліогр.: с. 335-343.

26. Кліматичний кадастр України [Електронний ресурс] / Державна гідрометеорологічна служба [та ін.]. Електрон. дан. (29,5 Мб). Київ, 2006. – 2296 с. [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://cgo-sreznevskiy.kiev.ua/index.php?dv=pos-klim-kadastr> (дата звернення: 24.04.2026).

27. Розрахунок режиму роботи газотранспортної системи [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://gas-and-oil-systems.vercel.app/gas-transmission-details> (дата звернення: 15.03.2026).

28. Україна припинила транзит російського газу. Подія історичного масштабу: маловідомі факти [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://glavcom.ua/columns/gonchar/ukrajina-pripinila-tranzit-rosijskoho-hazu-podija-istorichnoho-masshtabu-malovidomi-fakti-1038572.html>. (дата звернення: 25.03.2026).

29. Епоха транзиту російського газу в Україні завершується. Що буде далі [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://www.bbc.com/ukrainian/articles/c4g2np2e2w3o>. (дата звернення: 25.03.2026).

30. З річного піка в 141 млрд. м³ до нуля: як змінювався транзит газу Україною [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://skilky-skilky.info/z-richnoho-pika-v-141-mlrd-kub-metriv-do-15-ia-k-zminiuvavsia-tranzyt-hazu-ukrainoiu/>. (дата звернення: 25.03.2026).

31. Посадові оклади за ЄТС 2025, тарифна сітка, тарифні розряди на 2025 рік [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://buhgalter.com.ua/dovidnik/posadovi-okladi-za-ets/posadovi-okladi-za-yets-2025/> (дата звернення: 24.04.2026).

32. Закон України «Про оплату праці» від 24.03.1995 № 108/95-ВР [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/108/95-%D0%B2%D1%80#Text> (дата звернення: 24.04.2026).

33. Економіка та управління в нафтогазовому комплексі України: актуальні проблеми, реалії та перспективи: монографія / За редакцією д.е.н., професора Данилюка М.О., д.е.н., професора Полянської А.С. – Івано-Франківськ, 2017. – 292 с.

34. Постанова НКРЕКП від 30.12.2024 № 2387 «Про встановлення тарифів для ТОВ «ОПЕРАТОР ГТС УКРАЇНИ» на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на регуляторний період 2025–

2029 років» [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/prirodniy-gaz/tarifi-dlya-pidpriyemstv-naftogazovoyi-sferi/tarifi-na-poslugi-transportuvannya-prirodnogo-gazu-dlya-vnutrishnih-tochok-vhodu-i-tochok-vihodu-vz-gazotransportnuoyi-sistemui-dlya-tov-operator-gts-ukrayini> (дата звернення: 24.04.2026).

35. Тарифи на транспортування, розподіл і зберігання природного газу. [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://www.naftogaz.com/information/taryfy-na-transportuvannya-rozpodil-i-zberigannya-prirodnogo-gazu> (дата звернення: 24.04.2026).