

Міністерство освіти і науки України
Одеський національний технологічний університет

Інститут	Навчально-науковий інститут холоду, кріотехнології та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського
Кафедра	Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики
Ступінь вищої освіти	Бакалавр
Спеціальність	144 Теплоенергетика
Освітня програма	Енергетичний інжиніринг та енергоаудит



ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

на тему: Проект теплообмінника типу «газ-рідина» у складі магістрального газопроводу

Здобувача

Міронова Миколи
Васильовича

4 курсу
Керівник

ТЕ-441 групи
проф. Тітлов
Олександр Сергійович

Консультанти:

проф. Басюркіна Н.І.
доц. Кологривов М.М.

Кваліфікаційна робота допускається до захисту

Рішення кафедри від
В.О. завідувача
кафедрою НТІТ

від 10 червня 2026 року

протокол № 12

Олександр ТІТЛОВ

(підпис)

Одеса – 2026 рік

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інститут	Навчально-науковий інститут холоду, кріотехнології та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського
Кафедра	Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики
Ступінь вищої освіти	Бакалавр
Спеціальність	144 Теплоенергетика
Освітня програма	Енергетичний інжиніринг та енергоаудит

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри НТІТ
Тітлов О.С.

02 лютого 2026 року

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Міронов Микола Васильович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи): «Проект теплообмінника типу «газ-рідина» у складі магістрального газопроводу».

керівник проекту (роботи): Тітлов Олександр Сергійович, доктор технічних наук, професор
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

наук, професор

затверджені наказом вищого навчального закладу від 30.01.2026 р., № 51-03

2. Строк подання студентом проекту (роботи): 02.06.2026

3. Вихідні дані до (роботи): Температура навколишнього середовища 25...45 °С; кінцева температура природного газу після стиснення 50...80 °С. Доступність скидних джерел теплової енергії у необхідній кількості з температурою від 250 до 450 °С. Відсутність строгих масогабаритних обмежень для систем охолодження.

4. Перелік питань, які потрібно розробити): 1. Літературно-патентний огляд і аналіз сучасного стану розробок систем охолодження природного газу перед стисненням на перекачувальних станціях магістральних трубопроводів 2. Розробка методики розрахунку теплових режимів потоків природного газу на перекачувальних станціях магістральних трубопроводів. 3. Охорона праці. 4. Економічні розрахунки.

5. Перелік графічного матеріалу: а) та б) принципові та модернізована схеми систем охолодження; в) загальний вигляд теплообміннику розчинів г) деталіровка елементів системи охолодження на перекачувальних станціях магістральних трубопроводів.

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

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання видав
Економіка	Басюркіна Н.І., професор		
Охорона праці	Тітлов О.С., професор		
Н. контроль	Кологривов М.М., доцент		

7. Дата видачі завдання 02.02.2026

Керівник

(підпис) Тітлов О.С.

Завдання прийняв до виконання

(підпис) Міронов М.В.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН			
№	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Огляд літературних джерел, методик розрахунків, підготовка структури роботи	01.03-10.03.26	
2	Підготовка теоретичного розділу роботи	11.03-21.03.26	
3	Підготовка проєктного розділу роботи	22.03-22.04.26	
4	Підготовка розділу з охорони праці	23.04-30.04.26	
5	Підготовка економічного розділу	01.05-07.05.26	
6	Оформлення пояснювальної записки кваліфікаційної роботи	08.05-11.05.26	
7	Підготовка графічної частини роботи	12.05-23.05.26	
8	Підготовка презентації та доповіді	24.05-31.05.26	
9	Відгук керівника, рецензування, підготовка до захисту кваліфікаційної роботи	01.06-08.06.26	

Здобувач-дипломник

(підпис) Міронов М.В.

Керівник роботи

(підпис) Тітлов О.С.

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

(підпис) Міронов Микола Васильович

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 102 сторінок машинописного тексту, 13 таблиць, 46 рисунків, список використаних джерел 12 найменувань

Виконано літературно-патентний огляд і аналіз сучасного стану розробок систем охолодження природного газу перед стисненням на перекачувальних станціях магістральних трубопроводів.

Розроблено методика розрахунку теплових режимів потоків природного газу на перекачувальних станціях магістральних трубопроводів.

Розроблено заходи з охорони праці при роботі абсорбційних холодильних машин.

Виконано економічні розрахунки.

Перелік графічного матеріалу: принципові та модернізована схеми систем охолодження; загальний вигляд теплообміннику розчинів деталіровка елементів системи охолодження на перекачувальних станціях магістральних трубопроводів.

Ключові слова: магістральні трубопроводи, газоперекачувальні агрегати, охолодження природного газу перед стиском, теплообмінник «газ-рідина», енергоефективність, абсорбційна холодильна машина.

ABSTRACT

The explanatory note contains 102 pages of typewritten text, 13 tables, 46 figures, a list of sources used 12 names.

A literature and patent review and analysis of the current state of development of natural gas cooling systems before compression at pumping stations of main pipelines have been performed.

A methodology for calculating the thermal regimes of natural gas flows at pumping stations of main pipelines has been developed.

Occupational safety measures during the operation of absorption refrigeration machines have been developed.

Economic calculations have been performed.

List of graphic material: basic and modernized schemes of cooling systems; general view of the heat exchanger of solutions; detailing of elements of the cooling system at pumping stations of main pipelines.

Keywords: main pipelines, gas pumping units, cooling of natural gas before compression, gas-liquid heat exchanger, energy efficiency, absorption refrigeration machine.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 ЛІТЕРАТУРНО-ПАТЕНТНИЙ ОГЛЯД І АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ РОЗРОБОК І МОДЕЛЮВАННЯ СХЕМНИХ РІШЕНЬ СИСТЕМИ ПОПЕРЕДНЬО ОХОЛОДЖЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ГАЗОКОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЯХ ОДЕСЬКОГО РЕГІОНУ	11
1.1 Характеристика газотранспортної системи України.....	11
1.2 Аспекти надійності газотранспортної системи.....	22
1.3 Надійність ГТС.....	27
1.4 Аналіз стану та тенденцій розвитку нормативного забезпечення функціонування газотранспортної системи	31
2 РОЗРОБКА МЕТОДИК ТЕПЛОВОГО І ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ СИСТЕМИ ПОПЕРЕДНЬО ОХОЛОДЖЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ГАЗОКОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЯХ В КЛІМАТИЧНИХ УМОВАХ ОДЕСЬКОЇ ОБЛАСТІ НА ОСНОВІ ТЕПЛОВИКОРИСТУЮЧИХ ТЕРМОТРАНСФОРМАТОРІВ.....	39
2.1 Вихідні дані.....	39
2.2 Розрахунок	45
2.3 Обговорення результатів розрахунків та розробка перспективних схем систем попереднього охолодження компримованого технологічного природного газу.....	49
2.4 Висновки до розділу 2	60
3 ОБҐРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ РІШЕНЬ СИСТЕМИ ПОПЕРЕДНЬО ОХОЛОДЖЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ГАЗОКОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЯХ ОДЕСЬКОГО РЕГІОНУ	62
3.1 Аналіз причин виникнення аварійних ситуацій на об'єктах ГТС	62
3.2 Аналіз технічних рішень щодо запобігання відмов елементів ГТС	73

3.3 Аналізування відмов ГПА компресорних станцій магістральних газопроводів.....	76
3.4 Моделювання впливу показників безвідмовності на довговічність експлуатації газопроводів	83
3.5 Висновки до розділу 3	88
4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	90
5 ОХОРОНА ПРАЦІ І ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ АВХМ	92
5.1 Заповнення установки.	92
5.2 Пуск, зупинка і обслуговування АВХМ [22]	93
5.3 Правила техніки безпеки в процесі експлуатації АВХМ [2].....	96
ВИСНОВКИ.....	99
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	101

ВСТУП

Попереднє охолодження газу в магістральних газопроводах необхідне підвищення пропускної спроможності труби, захисту багаторічної мерзлоти від танення та зниження витрат потужності на наступних компресорних станціях.

Основні причини охолодження газу:

1. Збільшення густини. Холодний газ стискається. Це дозволяє перекачувати більший обсяг газу через трубу того самого діаметра.

2. Зниження втрат тиску. Найменша об'ємна витрата холодного газу зменшує тертя об стінки труби.

3. Економія енергії. Компресорам потрібно менше потужності для стиснення щільнішого і холоднішого газу.

4. Захист ізоляції. Гарячий газ після стиснення руйнує антикорозійне покриття труб.

5. Збереження ґрунтів. У зонах вічної мерзлоти гаряча труба викликає просідання ґрунту. Це веде до деформації та розриву газопроводу.

Газ-рідинні теплообмінники в газовій промисловості використовуються переважно там, де потрібне глибоке охолодження газу (за допомогою холодоагентів або антифризів) або нагрівання газу перед редукуванням (за допомогою гарячої води чи пари).

Головна технічна особливість цих апаратів — різкий дисбаланс коефіцієнтів тепловіддачі: рідина віддає або приймає тепло в десятки разів інтенсивніше, ніж газ.

Ключові характеристики газ-рідинних теплообмінників

Для компенсації низької тепловіддачі газу конструкція таких теплообмінників завжди оптимізується під газову сторону:

1. Інтенсифікація теплообміну з боку газу. Газ зазвичай пускають у міжтрубний простір, де встановлюються перегородки, або використовують оребрені труби (газ контактує із зовнішнім оребренням, а рідина тече всередині).

2. Високий робочий тиск. Оскільки природний газ у магістральних мережах перебуває під тиском від 5,5 до 10 МПа і більше, трубний пучок або корпус

проектуються з товстостінної легованої чи вуглецевої сталі. Матеріальне виконання. Для запобігання корозії (особливо за наявності вологи чи сірководню в газі) використовуються нержавіючі сталі (наприклад, 12Х18Н10Т) або біметалеві труби (сталь + алюміній).

3. Гідравлічний опір. Допустимі втрати тиску по газу дуже суворо обмежені (зазвичай не більше 0,05–0,1 МПа), щоб не витрачати зайву енергію на повторне компресування.

Для попереднього теплообмінника газу перед стиском використовуються теплообмінники типу газ-рідина.

Порівняння основних типів газ-рідинних теплообмінників. У газотранспортній та газопереробній галузях застосовуються такі три основні типи конструкцій:

Характеристика	Кожухотрубні (з оребренням)	Пластинчасті (зварні/паяні)	Спіральні / кручені
Ефективність теплообміну	Середня	Дуже висока	Висока
Максимальний тиск	Дуже високий (до 20+ МПа)	Обмежений (до 4–6 МПа)	Високий (до 15 МПа)
Компактність (м ² /м ³)	Низька	Максимальна	Висока
Стійкість до бруду	Висока (легко чистити)	Низька (вимагають чистих середовищ)	Середня
Основне призначення	Охолодження/ нагрівання газу високого тиску на КС і ГРС.	Теплообмін на установках підготовки газу (УППГ, УКПГ).	Низькотемпературне розділення газу, ЗПГ-технології.

Робочі середовища:

1. При охолодженні газу: всередину труб подається водно-гліколевий розчин (ДЕГ, ТЕГ), пропан, аміак або охолоджена вода. Гліколі використовуються для того, щоб теплообмінник не розірвало у разі зупинки взимку.

2. При нагріванні газу: використовується гаряча вода від котельні компресорної станції або насичена водяна пара. Це критично на автоматичних газорозподільних станціях (АГРС) перед зниженням тиску, щоб уникнути обмерзання труби через ефект Джоуля-Томсона.

1 ЛІТЕРАТУРНО-ПАТЕНТНИЙ ОГЛЯД І АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ РОЗРОБОК І МОДЕЛЮВАННЯ СХЕМНИХ РІШЕНЬ СИСТЕМИ ПОПЕРЕДНЬО ОХОЛОДЖЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ГАЗОКОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЯХ ОДЕСЬКОГО РЕГІОНУ

1.1 Характеристика газотранспортної системи України

Українська ГТС будувалася як єдиний технологічний комплекс. Вона складається з кількох великих трубопровідних коридорів, які здатні працювати у взаємопов'язаному режимі, перенаправляючи потоки газу зі сходу на захід, із заходу на схід (реверс), а також з півночі на південь.

Західний транзитний коридор (рис. 1.1): Основу складає газопровід «Уренгой — Помари — Ужгород» (діаметр 1420 мм, робочий тиск до 7,5 МПа). Разом із газопроводами «Прогрес» та «Єлець — Кременчук — Кривий Ріг — Ізмаїл» він формує потужний потік, що виходить на газовимірювальні станції (ГВС) «Ужгород», «Берегово» та «Дрозд-Overlay» на кордонах зі Словаччиною, Угорщиною та Румунією.

Балканський напрямок: Газопровід «Ананьїв — Тирасполь — Ізмаїл» та «Шебелинка — Кривий Ріг — Ізмаїл». Історично забезпечував транзит на Балкани (Румунія, Болгарія, Туреччина, Греція). Сьогодні цей маршрут частково працює у реверсному режимі як частина Трансбалканського коридору, дозволяючи Україні імпортувати газ із Південної Європи та з LNG-терміналів у Греції.

Унікальність підземних сховищ газу (далі ПСГ). Україна посідає третє місце у світі (після США та Росії) за місткістю підземних сховищ. Мережа складається з 12 діючих сховищ, створених переважно на базі виснажених газових родовищ та одного водоносного пласта (Олешківське ПСГ).

Вони поділені на чотири комплекси, але ключовим є Західноукраїнський комплекс (Львівська та Івано-Франківська області):

Більче-Волицько-Улагерське ПСГ: Найбільше сховище в Європі. Його активна місткість становить 17,05 млрд. м³. Воно розташоване на глибині

близько 1000 м і може видавати в систему до 100 млн м³ газу на добу в пікові періоди.



Рис. 1.1 - Карта ГТС України.

Богородчанське, Опарське та Дашавське ПСГ: Забезпечують гнучкість системи. Завдяки близькості до кордону з ЄС, ці сховища інтегровані в європейський ринок через послугу «Митний склад» (Customs Warehouse) та Short-Haul (короткий міждержавний маршрут за зниженим тарифом). Це дозволяє іноземним компаніям зберігати газ в Україні без сплати податків та мит протягом 1095 днів.

Технічний стан та компресорне господарство.

ГТС України відрізняється високим ступенем надійності за рахунок значного коефіцієнта резервування.

Трубний фонд: Більшість магістральних газопроводів мають діаметри 1020 мм, 1220 мм та 1420 мм. Стінки труб розраховані на високий тиск, а сама система за кільцьована — якщо на одній ділянці стається аварія або ремонт, потік

газу миттєво перенаправляється по паралельних нитках без зупинки постачання споживачам.

Компресорні станції (далі КС): вони підтримують необхідний тиск для руху газу. Загалом у системі встановлено понад 700 газоперекачувальних агрегатів (ГПА). Основним типом приводу є газотурбінний (використовує авіаційні та суднові двигуни українського виробництва, наприклад, заводу «Зоря»-«Машпроект»), що робить станції автономними від зовнішніх джерел електроенергії.

Новий режим роботи: автономність та оптимізація.

Історично ГТС України була розрахована на величезний обсяг прокачки (до 140–145 млрд. м³ транзиту на рік). Після суттєвого зниження та припинення класичного транзиту зі Сходу, ОГТСУ провів масштабну технічну реконфігурацію:

Режим «Mothballing» та оптимізація: частину надлишкових компресорних потужностей, які більше не потрібні для транзиту, переводять у режим консервації або виводять з експлуатації. Це радикально знижує операційні витрати на утримання системи.

Внутрішній реверс (маневреність): система повністю адаптована для забезпечення внутрішнього споживача українським газом (переважно з Полтавської та Харківської областей), піднімаючи при цьому необхідні обсяги з ПСГ на Заході та транспортуючи їх у центральні, південні та східні регіони.

Перспективи: біометан та водень. Українська інфраструктура розглядається як потенційний хаб для транспортування відновлюваних газів до Європи:

Біометан: ГТС України вже технічно та законодавчо готова приймати біометан від перших біометанових заводів. ОГТСУ розробив чіткі регламенти підключення виробників до розподільних та магістральних мереж.

Водневий коридор (H₂): Україна є учасником ініціативи «Центральноєвропейський водневий коридор» (разом зі Словаччиною, Чехією та Німеччиною). Наразі проводяться дослідження впливу водню на трубу сталі та ущільнювачі компресорів. Оптимальним на першому етапі вважається

транспортування суміші природного газу з воднем (концентрація 5–10 % H_2). Однак, сьогодні можна зустріти різні тлумачення дослідників щодо стану ГТС. Це пов'язано із тим, що «експлуатування основного обладнання ГТС супроводжується старінням та фізичним зношуванням на всьому технологічному ланцюгу, що у свою чергу передують відмовам та аваріям технологічного характеру» [6]. Тому, відповідно до ст.6 Закону України «Про трубопровідний транспорт» [9], державна політика у сфері трубопровідного транспорту, що становить пріоритет в Україні, має полягати у забезпечуванні надійного та безпечного транспортування трубопроводами. Також, у ст. 16 цього ЗУ зазначено вимогу до компаній-операторів газотранспортної мережі забезпечувати діагностичний контроль за станом трубопроводів, шляхом застосування необхідних засобів із дотриманням правил правилами технічної експлуатації та нормативних документів з технічного діагностування [48].

За результатами діагностування експлуатуюча організація може отримати достовірну інформацію про технічний стан об'єктів магістральних газопроводів, та на її основі забезпечити утримання та експлуатацію потенційно-небезпечних об'єктів ГТС у належному технічному стані. Саме від якості проведення технічного діагностування і контролю об'єктів ГТС залежить надійне функціонування всієї ГТС України.

У статті [8] зазначається, що «практика експлуатації ГТС показує, що ефективність роботи газопроводів істотно залежить від побудови системи маловитратних методів ефективного використання наявних виробничих потужностей. Актуальною є і докорінна модернізація всієї структури потужностей ГТС. Однак, впровадження та подальша ефективність використання новітніх технологій і технічних засобів, їх технічне діагностування та контроль, експлуатація уже існуючої системи неможливі без належного нормативного забезпечення. При цьому, як зазначається у статті [48] «необхідно врахувати два аспекти:

1) перехід на європейську модель стандартизації – одним із напрямів удосконалення технічного стану ГСТ є впровадження нових європейських стандартів, які Україна зобов'язалася прийняти в рамках Угоди про асоціацію;

2) особливості функціонування української газотранспортної мережі в контексті сучасних підходів до формування енергетичної політики держави. спираючись на стратегії підвищення безпеки, енергоефективності та конкурентоспроможності».

Аналіз даних по ПАТ «Укртрансгаз» за останні 10 років по таким показникам: об'єм фінансування будівельно-монтажних робіт, робіт по ліквідації наслідків аварійних ситуацій, затрати на технічну діагностику та контроль (включаючи затрати на підготовку і впровадження нових стандартів та об'єми газу, що надходять в ГТС. На рис.1.2 наведено графік відповідних залежностей по рокам. При аналізі наведених залежностей можна зробити висновок про те, що затрати на ліквідацію наслідків аварійних ситуацій зростають при зменшенні фінансування заходів по діагностиці, контролю та впровадженню нових стандартів, а також об'ємів будівельно – монтажних робіт [11].

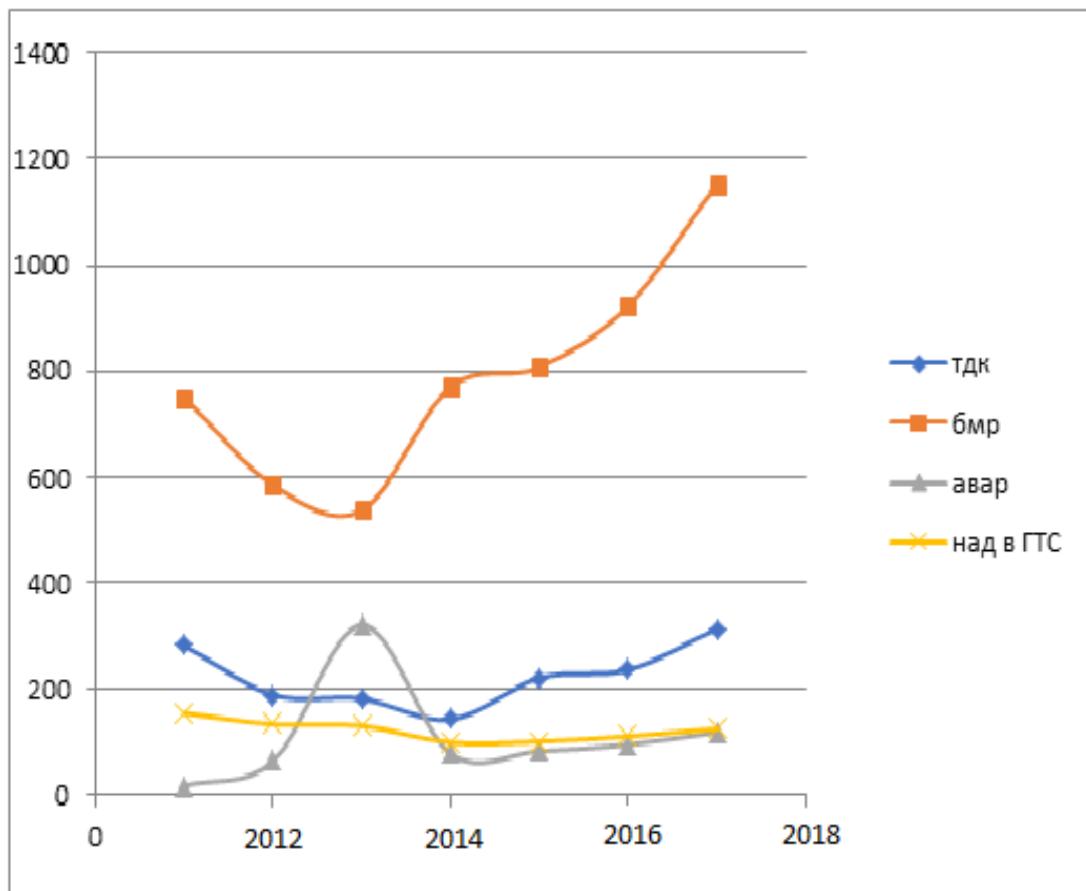


Рис. 1.2 – Зміна показників роботи ГТС за 2012 – 2017 роки [111].

Планом розвитку ОГТСУ були визначені основні цілі у відповідності до європейських правил та бізнес-практик (рис. 1.3).



Рис. 1.3 – Цілі плану розвитку ОГТСУ [74].

Підвищення рівня енергонезалежності України можливо за рахунок диверсифікації джерел постачання природного газу.

Першочерговим завданням по цій програмі є укладання угоди про взаємодію (Interconnection Agreements) по всіх точках міждержавного з'єднання з Росією, Польщею, Словаччиною, Угорщиною, Румунією та Молдовою.

Процес укладання угод про взаємодію з суміжними операторами було завершено до початку 2020 року, що дозволить повністю використовувати наявні потужності на вхід та вихід до України.

Основними пріоритетними завданнями, які визначає для себе Товариство в наступні 10 років, є завершення реалізації наступних проектів: забезпечення гарантованої потужності з Угорщини в Україну; транспортування природного газу в двох напрямках через Транс-Балканський трубопровід [6].

В контексті сталого розвитку [11] потрібно розробити комплекс заходів направлених на розбудову в Україні сучасної газотранспортної системи, яка буде відповідати наступним пунктам:

- задоволення потреб ринку природного газу України та ЄС в наступні 10 років в транспортних потужностях;
- гарантування надійної та безперебійної роботи газотранспортної системи Товариства за відповідних технічних, економічних та погодних умов (що

включає погодні умови підчас зниження температури навколишнього середовища до найнижчого рівня, який трапляється з періодичністю раз на 20 років з врахуванням рівня регресії);

- автоматизація необхідних технологічних процесів діяльності Товариства та ГТС, з метою забезпечення ефективнішої роботи системи;

- забезпечення оперативного щодобового/щогодинного вимірювання кількості природного газу в енергетичних одиницях, з метою забезпечення максимальної прозорості та відкритості ринку природного газу;

- оперативне управління системою на основі відповідного програмного забезпечення та систем автоматизованого управління, з метою підвищення гнучкості роботи та рівня оперативного реагування на добові коливання та надзвичайні ситуації;

- використання гнучкого обладнання з високим рівнем автоматизації, з метою ефективнішого управління ГТС та гарантування безпеки постачання;

- забезпечення захищеної роботи програмного забезпечення та систем автоматизованого управління Товариства, з метою уникнення хакерських атак та гарантування її безпечної роботи;

- покращення гнучкості роботи системи в рамках добового балансування;

- забезпечення відповідності запропонованих потужностей потребам ринків;

- забезпечення відповідності ГТС економічно-обґрунтованим показникам;

- виконання заходів та використання обладнання, яке гарантуватиме роботу газотранспортної системи у відповідності до передових світових моделей [7].

У зв'язку з відчутними змінами клімату, забруднення навколишнього середовища стає першочерговим питанням, яке потребує значної уваги.

З метою зниження негативного впливу від зміни клімату в 2015 році, в Парижі була підписана «Паризька кліматична угода», яка передбачає масове скорочення до 2050 року викидів парникових газів та протистояння загрозі зміни клімату шляхом підтримання глобального підвищення температури значно

нижче 2 °C, а також докласти максимальні зусилля щоб обмежити зростання до 1,5 °C в порівнянні з до індустріальним рівнем.

Відповідно до цієї угоди рівень викидів парникових газів в Україні має скоротитися на 40 % до 2030 року та на 70 % до 2050 року в порівнянні з рівнем викидів в 1990 р. [5].

В рамках реалізації даної цілі Товариство визначає для себе наступні пріоритети:

- реалізація заходів/проектів з розвитку газотранспортної системи передбачає концепцію енергозбереження та енергоефективності;
- створення системи живлення окремих інфраструктурних об'єктів ГТС за рахунок альтернативних джерел енергії;
- заміна неефективного, екологічно-шкідливого та матеріально застарілого обладнання на сучасне, яке відповідає усім екологічним вимогам;
- впровадження інших заходів з енергоефективності, енергозбереження та скорочення викидів парникових газів.

Українська ГТС має досить високий рівень інтегрованості, вона має підключення до газотранспортних систем Росії, Білорусії, Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії та Молдови.

Проте протягом минулих років значні можливості газотранспортної системи були заблоковані Контрактом № ТКГУ, проте по закінченню його дії 01.01.2020 для газотранспортної системи та ринку природного газу України відкрилися нові можливості для подальшої інтеграції.

Досягнення зазначеної цілі з подальшої інтеграції ринків та досягнення високого рівня безпеки постачання, як для України, так і для Європейського Союзу, а також створення сприятливих ринкових умови для ринків газу в Україні та Європи, Товариство розглядає наступні заходи/проекти для реалізації:

- будівництво відповідних газопроводів-перемичок;
- проведення реконструкцій та інших заходів/робіт направлених на збереження або підвищення гнучкості та надійності роботи ГТС, а також рівня її інтегрованості [8].

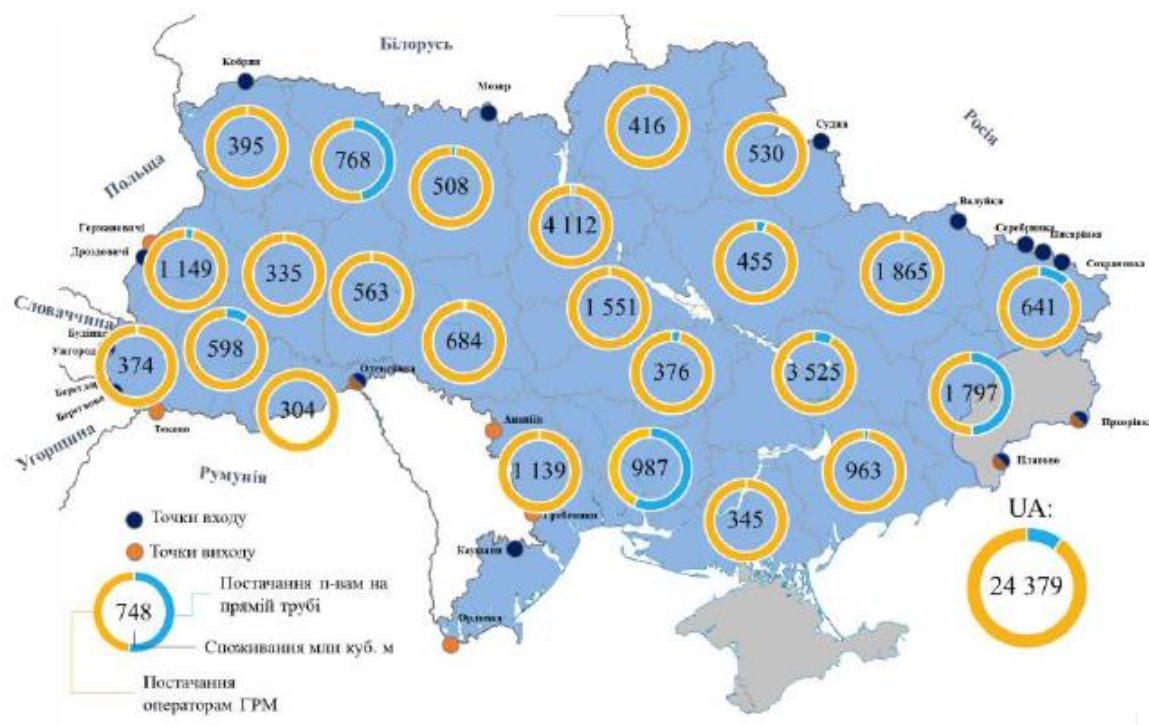


Рис. 1.4 – Обсяги споживання природного газу в Україні (2019 р.) [7].

Загальне споживання природного газу в Україні за 2019 рік становило 24,4 млрд. м³ без врахування ВТВ видобувних та транспортних компаній. Загалом найбільшим регіонами за споживанням природного газу є Київська, Дніпропетровська та Донецькі області, де сконцентровано найбільша кількість платоспроможного населення та основні потужності промислового виробництва [7].

При цьому, загальна динаміка споживання газу в Україні має тенденцію до спадання: від 54,8 млрд. м³ у 2012 р. до 29,8 млрд. м³ - у 2018 рр. У 2019 р. в Україні було спожито 24,4 млрд. м³ природного газу [7].

Загальне споживання природного газу в Європі та Туреччині за 2019 рік становило 521,7 млрд м³ природного газу, що на 2,1%, або на 11,6 млрд м³. менше ніж в попередній період [7].

В 2019 році основними споживачами природного газу в Європі були: Німеччина – 92,8 млрд м³, Велика Британія – 8,8 млрд м³, Італія – 73,8 млрд м³, Нідерланди – 38,5 млрд м³, Франція – 45,6 млрд м³[7].

Оскільки видобуток природного газу в Україні не повністю перекриває її потреби, наприклад станом на 2018 рік видобуток зміг перекрити потреби ринку

лише на 62,6%, відповідно для України важливим залишається питання імпорту природного газу за зовнішніми джерелами.

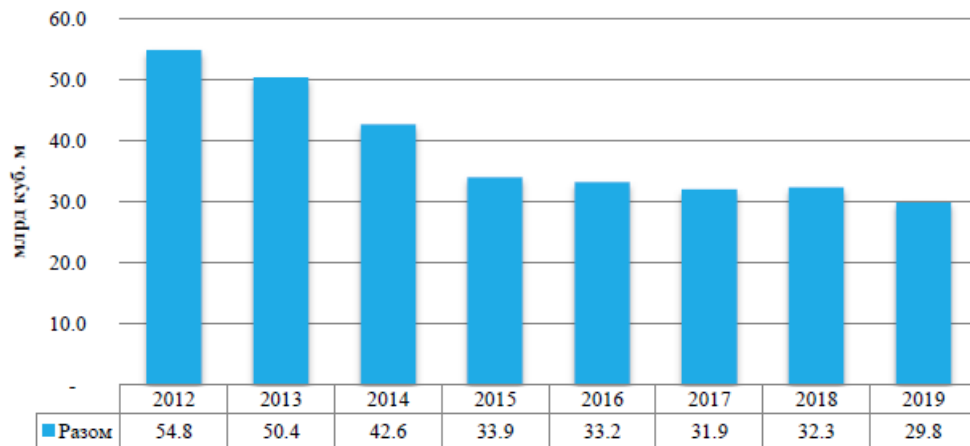


Рис. 1.5 – Динаміка споживання газу в Україні з 2012 по 2019 рр. (млрд. м³) [7].

До 2015 року основним джерелом імпорту природного газу був східний кордон України, куди здійснювалося постачання російського та середньоазійського газу. Починаючи з 25.11.2015 року Україна припинила імпорт природного газу з Росії [7].

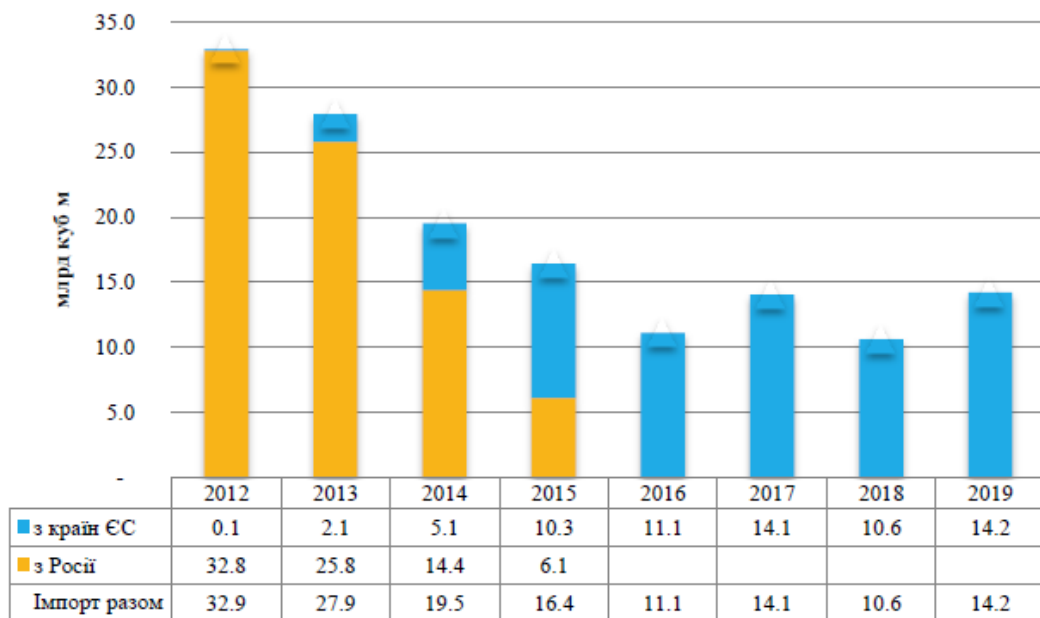


Рис. 1.6 – Динаміка імпорту природного газу в Україну за період з 2012 по 2019 роки в млрд м³/рік [74].

За 2019 рік Україна імпортувала 14,2 млрд. м³ природного газу, при цьому весь газ було імпортовано з Європи. Станом на 2018 рік Україна мала три основні джерела/маршрути постачання природного газу:

- з Польщі – 1,42 млрд. м³;
- з Угорщини – 3,66 млрд. м³;
- зі Словаччини – 9,11 млрд. м³ [74].



Рис. 1.7 – Категоризація імпорту природного газу за джерелами/маршрутами надходження [80].

В 2019 році країнами Європи було імпортовано близько 337,2 млрд м³ (включаючи норвезький газ).

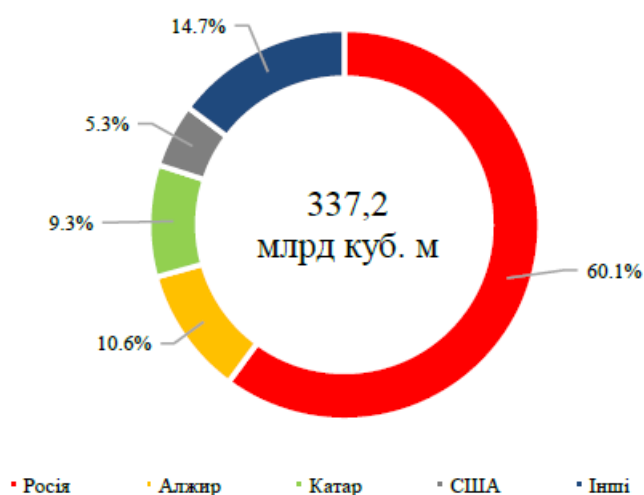


Рис. 1.8 – Категоризація імпорту природного газу за джерелами/маршрутами надходження [74].

З огляду на вищезазначене для ефективного реагування на процеси перехідного періоду потрібно розробити належним чином організовану та збалансовану систему стандартизації [7-9], яка дозволить сформувати усталені вимоги та практики для ефективного функціонування газотранспортної системи із дотриманням європейських практик.

Важливим аспектом є і врахування балансу критеріїв старіння та фізичного зносу елементів ГТС, так як будь-яке зволікання може призвести до зростання кількості аварій та технологічних збоїв [11].

У процесі розроблення та впровадження нових практик для необхідної ефективності ГТС необхідно враховувати і аспекти технічної ефективності стандартизації, яка дозволить встановлювати показники безпеки та надійності через впровадження актуалізованих стандартів [54].

1.2 Аспекти надійності газотранспортної системи

У роботі [9] пропонується розглядати два методи проведення аналізу:

- прямі методи – шляхом обробки даних експлуатації або статистичних випробувань про відмови системи, для оцінки показників надійності трубопровідних систем і її підсистем;
- непрямі методи – через розрахунок показників надійності складного об'єкта за характеристиками надійності його елементів (можливе застосування аналітичних, аналітично-статистичних методів, статистичного моделювання).

Відповідно, авторами [8] розглянуто класифікацію методів розрахунку надійності трубопровідних систем (рис. 1.9) із відповідним розподілом на методи розрахунку технічної надійності та окремо функціональної надійності.

Васілевський О.М. [6] зазначає, що для забезпечення надійності потрібно враховувати вибір і обґрунтування принципів технічного обслуговування, основного показника надійності, їх норм та розподілу.

Також автори пропонують загальну методику вибору показників надійності, виконання якої передбачає збір відомостей про систему та встановлення призначення об'єкта.

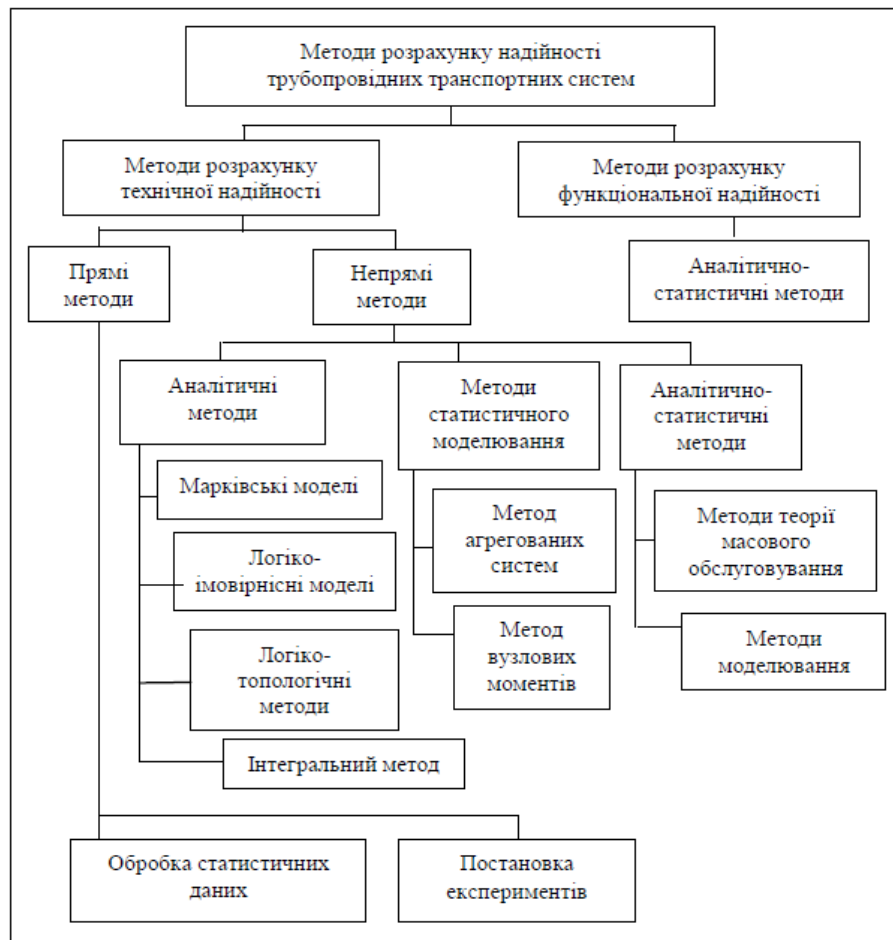


Рис. 1.9 – Класифікація методів розрахунку надійності трубопровідних систем [88].

Не менш важливим є врахування в ході експлуатування об'єктів магістральних газопроводів наступних чинників, які також мають безпосередній вплив на підтримання безпечної експлуатації об'єктів ГТС:

1. Наявність якісної всеохоплюючої нормативно-технічної бази, яка описує всі види діяльності пов'язані з експлуатацією об'єктів ГТС;
2. Наявність доступу всіх ланок інженерно-технічного та робочого персоналу оператора ГТС до стандартів і норм.
3. Безумовне виконання всім персоналом, який здійснює роботу з обслуговування, експлуатації та ремонту об'єктів ГТС вимог прописаних в нормах і стандартах [4, 5].

Тільки в цьому випадку можна безпечно та надійно здійснювати роботу на об'єктах ГТС України [11].

До основних проблемних питань роботи газотранспортної системи України відносяться [9, 10]:

1. Застарілість обладнання і технологій. Як показали дослідження більша частина магістральних газопроводів побудована більше 30 років тому і тому потребує суттєвих капіталовкладень на модернізацію та реконструкцію обладнання.

2. Потреба забезпечити надійність і безперебійність газопостачання. Забезпечення надійної експлуатації магістральних газопроводів є однією з найважливіших загальнодержавних задач, оскільки аварії трубопроводів можуть спричинити величезні економічні й екологічні збитки Українській державі. Залежно від експлуатаційного середовища, місця монтування та старіння газопроводи піддаються різним механізмам деградації, зокрема, розтріскування, корозія, витік та витончення стінок трубопроводу [10]. Вихід з ладу газопроводів через ці механізми деградації може призвести до катастрофічних подій, які в гіршому випадку можуть призвести до людських жертв та величезних фінансових втрат. Особливого значення ця проблема набуває в зимовий період, коли нештатні ситуації на магістральному газопроводі можуть призвести до відмови в роботі опаленні цілих регіонів з катастрофічними наслідками для держави [2].

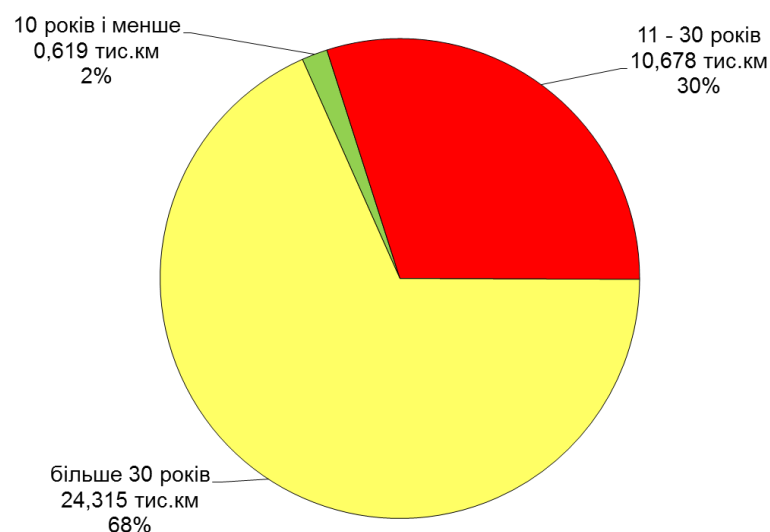


Рис. 1.10 – Структура системи магістральних газопроводів і газопроводів-відводів ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» в тис. км за терміном експлуатації [21].

3. Об'єкти транспортування та зберігання газу як об'єкти підвищеної небезпеки. Об'єкти ГТС України відносяться до об'єктів підвищеної небезпеки, тому першочерговою задачею є потреба забезпечити промислову, пожежну та техногенну безпеку на всіх стадіях транспортування та зберігання газу, а що особливо важливо-забезпечити безпеку персоналу на всіх об'єктах газотранспортної системи України [8].

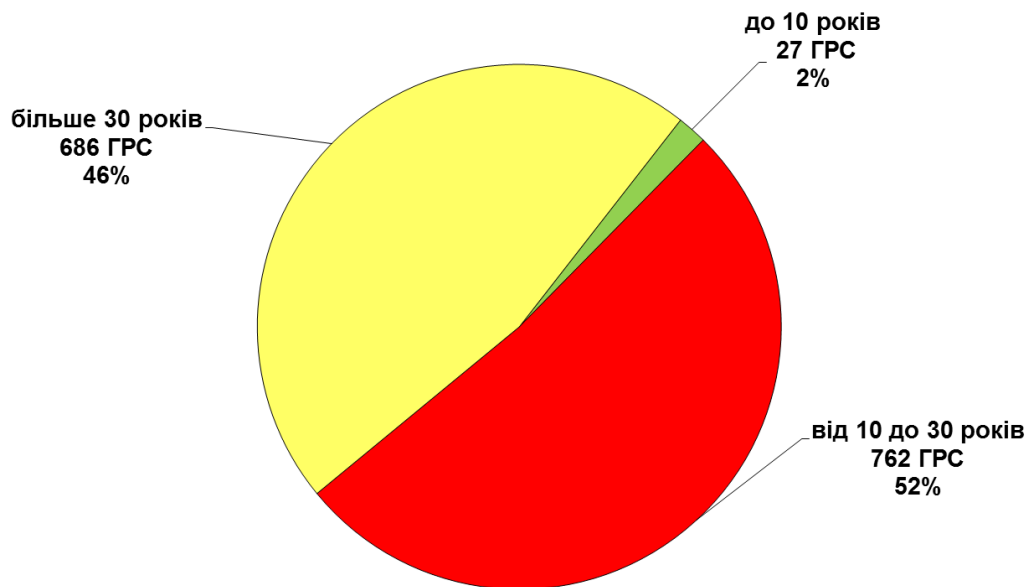


Рис. 1.11 – Структура ГРС за терміном експлуатації [21]

4. Висока енерговитратність застарілого обладнання та технологічних процесів. Газотранспортна система України до значних споживачів енергетичних ресурсів в Україні. Наприклад за 2016 рік ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» на власні потреби було спожито 1710,215 млрд. м³ природного газу (з яких 84 % припадає на обладнання компресорних станцій), 274,522 млн. кВт. год. електроенергії (з яких 65,5 складають електропровідні ГПА), та 171690 Гкал. теплової енергії [6].

Враховуючи значну вартість енергетичних ресурсів [6], які мають тенденцію до щорічного зростання впровадження сучасних енергозберігаючих технологій, обладнання а також стандартів на системи енергетичного менеджменту є першочерговою задачею успішної і надійної роботи ГТС України.

5. Газотранспортна система як об'єкт підвищеного екологічного ризику, потенційне джерело понаднормативного забруднення довкілля.

Враховуючи специфіку роботи газотранспортної системи України [73, 76], а також її стан обладнання та технологій вона здійснює значний вплив на навколишнє середовище.

Таблиця 1.1 - Основні показники викидів та скидів забруднюючих речовин у 2014-2016 роках [7].

Показник	Одиниця виміру	2014 рік	2015 рік	2016 рік
Обсяг викидів забруднюючих речовин стаціонарними джерелами(без урахування діоксиду вуглецю)	тис. тон	122,865	70,447	49,335
Крім того, діоксид вуглецю	тис. тон	2630,958	2166,667	2782,999
Використання води	тис. м³/рік	780,697	708,580	680,311
Об'єм скидання забруднюючих речовин у водні об'єкти	тис. т/рік	101,7	50,75	77,77
Об'єм скидання стічних вод	тис. м³/рік	376,834	366,399	356,765

Враховуючи значний вплив роботи ГТС на навколишнє середовище впровадження нових екологічно дружних технологій та обладнання в газотранспортну галузь, впровадження сучасних технологій екологічного управління стають однією з першочергових задач при експлуатації газотранспортної системи України.

Провівши аналіз літературних джерел з питань нормативного забезпечення газотранспортної галузі встановлено, що не дивлячись на високий інтерес до нормативного забезпечення газотранспортної галузі на даний час відсутнє

проведення комплексних досліджень впливу нормативної документації на забезпечення надійної та безпечної експлуатації об'єктів ГТС.

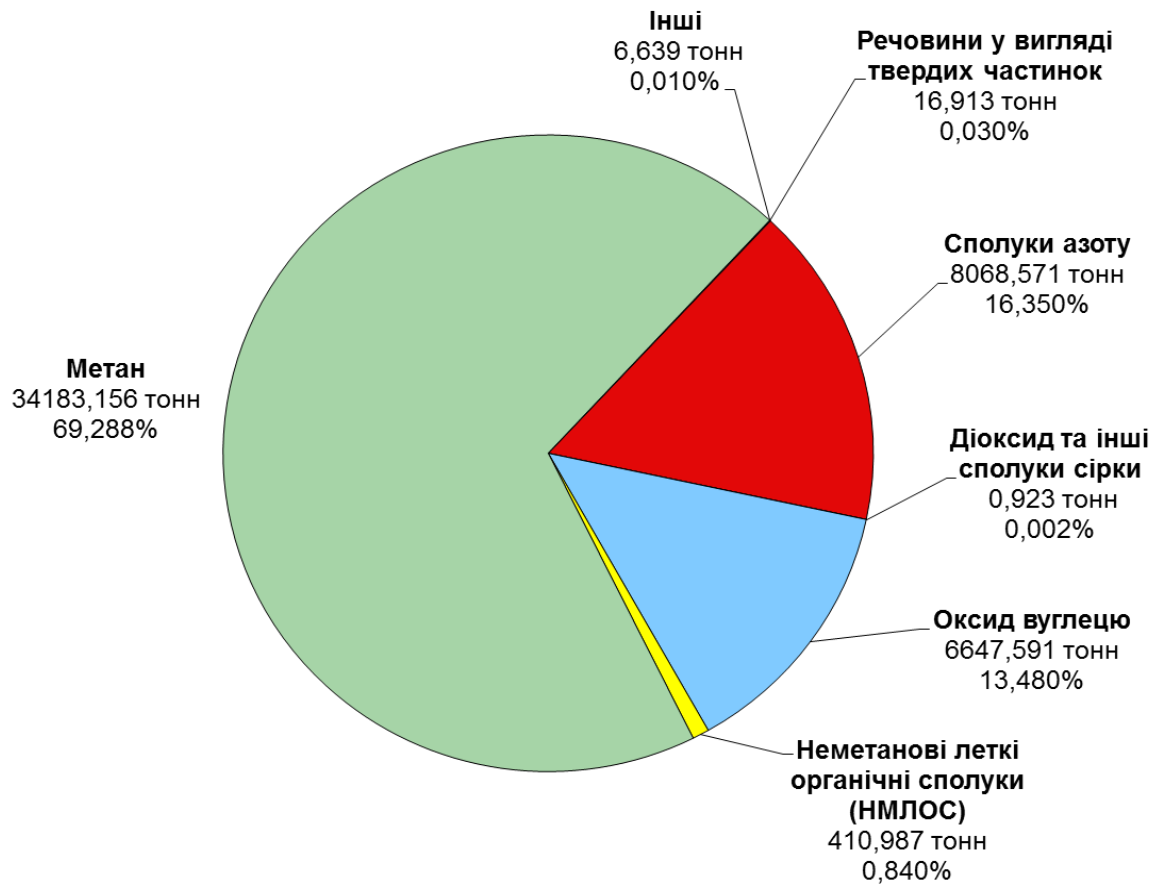


Рис. 1.12 – Викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря в 2016 році.

1.3 Надійність ГТС

Проблема забезпечення надійності функціонування газотранспортної системи, що є одним із завдань інноваційного розвитку ГТС, досліджувалася у багатьох працях українських та іноземних науковців (Беляєв М.С., Воропай Н.І., Гораль Л.Т., Гнеденко Б.В., Грудз В.Я., Карасевич А.М, Ковалко М.П, Костецький Б.І., Кубарєв І.А., Полянський С.К., Проніков А.С., Райншке К., Соловйов А.Д., Ставровський Е.Р, Степ'юк М.Д., Тимашев С.А., Тимків Д.Ф., Ушаков І.А., Харионовський В.В.).

Фактично поняття надійності передбачає підтримування заданого рівня визначених показників, які із часом не виходять за встановлені лімітовані значення, у діапазоні яких об'єкти ГТС виконують свої функції [13]. Особливо

важливим питання надійності виникає при позаштатних ситуація, коли необхідно провести оцінювання часу для прийняття рішень оператором ГТС [14].

Загальна тенденція усіх науково-практичних напрацювань, як зазначає Воропай Н.І. [14], свідчить про те, що основними фундаментальними поняттями надійності енергетичної системи, складовою частиною якої і є ГТС, є поняття відмови та відновлення. Саме з цими поняттями і пов'язано вимірювання надійності – частоти (ймовірності) відмов, тривалості (ймовірності) відновлення. Відповідно, усе, що пов'язане з частотою (ймовірністю) відмов характеризує безвідмовність об'єкта енергетичної системи, а все, що характеризує тривалість (ймовірність) відновлення – відновлюваність [14]. За таких умов надійність потрібно застосовувати для оцінювання якості експлуатації такої системи і, при цьому, застосовувати ряд параметрів (коефіцієнти надійності і готовності, залишковий ресурс)[34].

Зокрема, І.В. Федоровичем [98] проводилися дослідження впливу чинників на аварійність лінійної частини магістральних газопроводів, результати яких показують, що для забезпечення надійного транспорту газу МГ та відновлення транспортування газу після виникнення аварійних ситуацій потрібно удосконалювати процеси відновлення ЛЧ МГ шляхом якісного проведення ремонтних робіт, впровадження новітніх технологій, а також залучення висококваліфікованого персоналу до прийняття рішень в умовах нештатних ситуацій.

Чимало досліджень з питань надійності зв'язані із вивченням корозійних процесів. Зокрема, автори [122], наприклад, приймають корозію як важливий фактор, що впливає на експлуатацію трубопроводу, відповідно провели розрахунок показників надійності газопроводу із вивченням співвідношення частоти руйнувань та довжини / глибини корозійної ями, часу експлуатації, ідентифікації слабких ланок системи. За аналізом орбітальної моделі деградації корозії трубопроводів, для моделювання використано ланцюг Маркова Монте-Карло, та зроблено висновок про те, що глибина і довжина корозійної ділянки

збільшується із часом експлуатації, глибина прямо пропорційна інтервалу часу, а рівень відмов збільшується стрибкоподібно з 20 до 40 років.

У своїй статті Ming Fei Li та ін. [17] розробили аналітичний метод надійності, заснований також на методі Монте-Карло, для карти руйнування руйнувань трубопроводів з корозійними дефектами. У роботі акцентується, що хоча така модель дозволяє розрахувати надійність трубопроводів з корозійними дефектами в певному великому діапазоні, суттєве вдосконалення в майбутньому потрібно зробити з огляду на інженерні практики – наприклад, для розширення робочого тиску трубопроводів з одного значення тиску до зменшення режиму на станції, що виходить із станції. Крім того, оскільки існує велика різноманітність причин відмови трубопроводу, тому у майбутніх дослідженнях потрібно враховувати і такі дефекти трубопроводів як дефекти зварного шва та зниження тиску, а також пошкодження третіми особами [15].

Окремі дослідження наведені у статті [16], де надійність трубопровідних мереж розглядалася як складне завдання.

Розроблена авторами методологія включає три типи аналізування: імовірнісний математичний, детермінований теплогідравлічний та детерміновано-імовірнісний аналізи цілісності конструкції. Відповідно, встановлено, що аварії трубопроводів через прогресування механізму корозії складають 30–40 % усіх пошкоджень трубопроводів, а коли вік трубопроводів перевищує 30 років, частота пошкоджень зростає і технічні умови трубопроводу стають основними причинами утворення дефектів.

У статті [10] побудована модель для частоти відмов підземних трубопроводів на кілометр на рік у залежності від характеристик труби та середовища. Параметри в моделі були кількісно визначені з невизначеністю, використовуючи історичні дані та структуровані експертні оцінки.

Чимало досліджень зводяться до аналізу кривої інтенсивності відмов (the Bathtub Curve) [10, 12]. Зміст такої моделі полягає в тому, що розглядаються три періоди: період налаштування роботи із наступним зменшенням рівня відмов, за яким слідує період експлуатації (також відомий як «термін корисного

використання») з низьким, відносно постійним показником відмов і завершується періодом зносу, який демонструє зростаючий рівень відмов.

Однак, під час вивчення питань забезпечення надійності ГТС приділялося доволі мало уваги ролі нормативного забезпечення, яке б відповідало чинному законодавству, сучасному рівню науки і техніки та вимогам національних нормативних документів (ДСТУ), в тому числі гармонізованих і з міжнародними та європейськими [6].

Враховуючи вектор зовнішньої енергетичної політики України щодо розширення співробітництва України є ЄС [3], адаптація українських нормативних документів через гармонізацію із міжнародними та європейськими [12] дозволяє досягнути створення сприятливого інвестиційного клімату для залучення іноземного капіталу [77], підвищення енергетичної ефективності економіки, використання потенціалу енергозбереження, зменшення негативного впливу об'єктів галузі на навколишнє середовище, підвищити рівень надійності та безпеки [56].

Водночас, перед підприємствами галузі постає проблема забезпечення НД, більша частина яких (ГОСТ) або уже скасовані, або будуть скасовані найближчим часом.

Актуальність вирішення такої проблеми полягає в тому, що на сьогодні немає єдиної методики щодо розрахунку економічної ефективності проведення заходів зі стандартизації, використання якої дало б змогу підприємствам наочно представити результати від провадження НД та вивільнені потужності/кошти, які б зменшувати собівартість витрат на експлуатацію систем.

Розроблення відповідної математичної моделі розрахунку, пристосованої до потреб нафтогазової галузі, в тому числі для ГТС, дозволить визначити систему показників якості та необхідного рівня надійності для безперебійної роботи підприємств, шляхом аналізу впливу різних техніко-економічних чинників та параметрів, що впливають на економічну ефективність робіт зі стандартизації, ідентифікувати основні причини, що призводять до надлишкового використання виробничого фонду та розробити рекомендації для

оптимізації процесів планування, виконання та провадження результатів робіт зі стандартизації.

У свою чергу це дозволило б ґрунтовніше провести планування робіт зі національної стандартизації в контексті напрямів розроблення нових НД на заміну ГОСТ, беручи до уваги підходи ЄС щодо актуальності розроблюваних НД.

1.4 Аналіз стану та тенденцій розвитку нормативного забезпечення функціонування газотранспортної системи

Стандартизація відіграла надзвичайно важливу роль у формуванні, розбудові і розвитку газотранспортної галузі України. Починаючи з 1948 року, коли було введено в експлуатацію перший магістральний газопровід «Дашава-Київ» [3] і по сьогоднішній день разом з розвитком газотранспортної галузі України розвивалась і система стандартизації газотранспортної галузі.

Службою стандартизації оператора ГТС України проводиться системна робота з дослідження використовуваних у виробничій діяльності НД колишнього СРСР, визначення їх ролі та впливу на забезпечення стабільної роботи магістральних газопроводів і підземних сховищ газу, а також визначаються ті НД, які підлягають першочерговому перегляду та розробляються рекомендації щодо необхідності розроблення і впровадження замість них нових сучасних НД. Дослідження структури системи стандартизації до 1992 року описані у статті [2]

Як ми бачимо, на початку 1990 років в Україні діяла велика кількість стандартів різного рівня прийняття, підпорядкованості і з різним статусом. Серед них значну частину складали вже значно застарілі стандарти колишнього СРСР зокрема ГОСТ, будівельні норми, галузеві стандарти, санітарні норми, нормативні акти з охорони праці, а також велика кількість правил, методик, інструкцій, тощо [10].

Ці стандарти, особливо галузеві, часто входили до сфери відповідальності різних міністерств і відомств [5]. Досить часто траплялись випадки коли стандарти застосовувались і діяли в той час коли міністерства і відомства які їх

затверджували були вже ліквідовані. Тобто стандарти без власника, і до них було неможливо внести зміни і доповнення. Крім того як показали дослідження [4, 5] дуже багато стандартів, навіть національного рівня можна було використовувати досить умовно, багато вимог прописаних в стандартах застаріли, а деякі з стандартів просто не відповідали, а порою і суперечили прийнятим на той час законодавчим вимогам.

В такій непростій ситуації перед оператором ГТС України стояла досить непроста задача нормативного забезпечення всіх своїх структурних підрозділів чинними і актуалізованими на даний час стандартами.

Службою стандартизації Оператора ГТС України регулярно проводиться аналізування структури і видів діяльності оператора ГТС. Під час аналізу вивчається які підрозділи і в якій мірі застосовують ті чи інші стандарти та нормативні документи. Виявилось, що працівники у своїй щоденній роботі керуються НД, які фіксують вимоги до:

- а) основних технологічних процесів;
- б) експлуатування, діагностування та ремонтування технологічного устаткування;
- в) усіх видів послуг, які надає оператор ГТС України;
- г) техногенної, пожежної і промислової безпеки та охорони праці на об'єктах газотранспортної системи України;
- д) проектування та будування об'єктів тощо.

Застосовувані в діяльності стандарти та НПА поділялись на:

1) НПА з питань технічного регулювання, до яких належать Закони України, Укази Президента, технічні регламенти та інші НПА Кабінету Міністрів України, нормативно-правові акти з охорони праці (НПАОП), нормативно-правові акти з пожежної безпеки (НАПБ), санітарні правила та норми, а також інші НПА;

2) державні та галузеві будівельні норми, які є підзаконними нормативними актами технічного характеру;

3) стандарти різних рівнів приймання:

– національні стандарти України;

- стандарти Міненерговугілля та інших центральних органів виконавчої влади (ЦОВВ) України;
- стандарти НАК «Нафтогаз України»;
- стандарти та нормативні документи оператора ГТС України.

Безумовно, діяльності оператора ГТС України стосувалась лише певна невелика частина чинних в Україні НПА, будівельних норм, національних стандартів, стандартів Міненерговугілля та інших ЦОВВ України, НАК «Нафтогаз України». Провівши детальний аналіз всієї нормативної бази, яка діє в Україні, було сформовано структуру майбутнього Переліку чинних нормативних документів з проектування, будівництва, експлуатації та ремонту об'єктів ГТС.

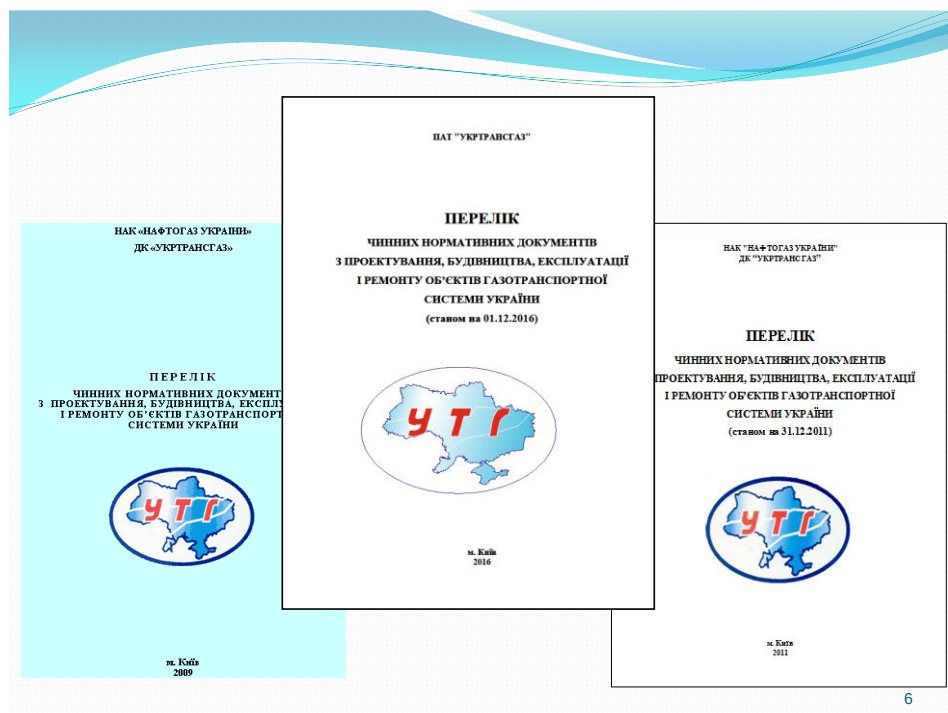


Рис. 1.13 – Перелік чинних нормативних документів з проектування, будівництва, експлуатації та ремонту об'єктів ГТС.

Станом на 2005 рік перелік включав у себе інформацію про 4500 стандартів, якими можна керуватись в діяльності оператора ГТС/ПСГ. (Для порівняння в тому ж році тільки стандартів національного рівня згідно показників ДСТУ і ГОСТ діяло більше 30000 з усіх напрямків діяльності в Україні). Унікальність цього переліку була в тому, що усі стандарти які до нього потрапили пройшли перевірку службою стандартизації і фахівці структурних

підрозділів оператора ГТС були впевнені що використовують в діяльності чинні і актуалізовані стандарти [57].

Пізніше керівництвом було прийнято рішення, що всі стандарти які увійшли до переліку є чинними і можуть використовуватись фахівцями структурних підрозділів, всі інші можуть застосовуватись тільки після ретельної перевірки службою стандартизації. Перелік щорічно оновлювався і видавався для потреб оператора ГТС.

Як показала практика використання цього переліку, структура його залишається незмінною протягом значного часу. Це пов'язано, в першу чергу, з тим, що структура процесів та напрямків діяльності є стабільною протягом значного часу роботи, а суттєво міняється лише саме наповнення розділів переліку нормативними документами.

Відсотковий розподіл нормативних документів в переліку наведено на рис. 1.14.

З рис. 1.14 видно, що на такі сфери як технічна діагностика, нормативно-правові акти, капітальне будівництво, експлуатацію устаткування та охорону праці припадає понад 69% усіх нормативних документів із переліку. Це вказує на актуальність питань безпечності та надійності функціонування ГТС для стандартизації на корпоративному рівні в ПАТ «Укртрансгаз». Тобто НД цих розділів необхідно приділяти найбільшу увагу в плані актуалізації та розроблення й упровадження нових сучасних стандартів.

Аби стати повноцінним учасником європейського газового ринку, потрібно виконати умови, що їх Україна прийняла, підписавши Угоду про приєднання до Енергетичної Співдружності [96]. Зокрема, остаточно відокремити діяльність з транспортування природного газу від інших – зберігання газу, будівництва та обслуговування газопроводів. Оператор ГТС має працювати незалежно від Групи Нафтогаз. Це допоможе залучити іноземного партнера, що є ключовим чинником для гарантування подальшого завантаження української ГТС.

Анбандлінг запустив процес потужних змін усередині АТ "Укртрансгаз". Багато десятирічч лінійна частина, підземні газосховища та сервісні

підприємства працювали як єдиний механізм. Управління магістральних газопроводів, тобто структури, що відповідають за транспортування газу, керували також ПСГ.

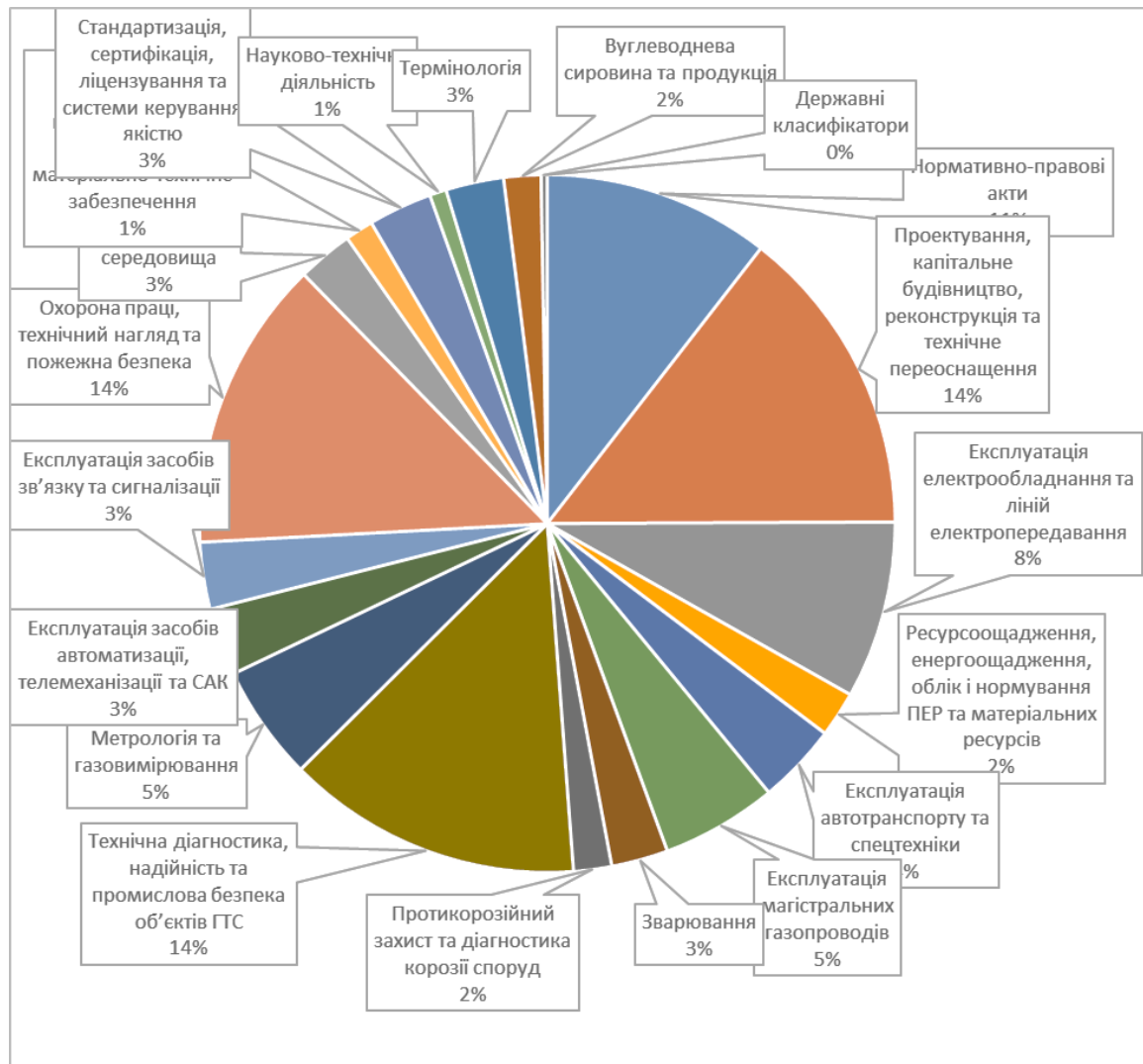


Рис. 1.14 – Відсотковий розподіл документів в переліку НД ПАТ «Укртрансгаз».

На сьогодні запущено процес створення нової організації – ТОВ «Оператор ГТСУ», яка буде здійснювати експлуатацію та технічне обслуговування ГТС та філію АТ «Укртрансгаз» – Оператор газосховищ України, яка буде здійснювати експлуатацію та технічне обслуговування ПСГ і буде працювати незалежно після відокремлення Оператора ГТС.

У цей важкий перехідний період дуже важливо розв'язати проблеми, пов'язані з нормативним забезпеченням виробничої діяльності (НЗВД) Операторів ГТС та газосховищ, та сервісних підрозділів.

До НЗВД належать: закони та кодекси законів України; підзаконні нормативно-правові акти (НПА); нормативні документи (НД), затверджені центральними органами виконавчої влади (ЦОВВ), але які не є НПА; національні стандарти, прийняті АТ "Укртрансгаз" до застосовування; стандарти та інші НД, затверджені наказами та розпорядженням АТ "Укртрансгаз", право власності на які згідно з частиною третьою статті 16 Закону України "Про стандартизацію" [78] від 05.06.2014 № 1315-VII належить АТ "Укртрансгаз".

АТ "Укртрансгаз" двічі на рік здійснює актуалізацію Переліків нормативних документів, що містять законодавчі та інші вимоги у сферах якості, безпеки праці, екологічної безпеки та енергетичного менеджменту та доводить їх до відома структурних підрозділів усіх рівнів керування. Разом із впровадженою в АТ "Укртрансгаз" розгалуженою Автоматизованою інформаційно-пошуковою системою нормативних документів (АПС НД) це дає змогу персоналу Операторів ГТС та газосховищ здійснювати свою діяльність з дотриманням актуалізованих законодавчих та інших вимог, установлених в НД за рівням прийняття вищих за АТ "Укртрансгаз".

Що стосується НД, право власності на які належить АТ "Укртрансгаз", то тут виникають питання набагато складніше. Мова йде не лише про право власності, а й про змінення структури керування виробництвом, розподіл функцій та взаємодію структурних підрозділів Операторів ГТС та газосховищ всередині них та між собою, а також із сервісними філіями та всіма заінтересованими сторонами (замовниками послуг, підрядниками, Європейськими операторами ГТС, інвесторами тощо), функційні обов'язки, права та відповідальність керівників, професіоналів, фахівців, технічних службовців та робітників на всіх рівнях керування (так званий функціонал). Усі ці питання повинні бути вирішені в НД Операторів ГТС та газосховищ.

Усі НД АТ "Укртрансгаз" (приблизна кількість – близько 590 НД), які потрібні і для Оператора ГТС і для Оператора газосховищ покласифіковано за 15 напрямками діяльності. Крім того, є також 55 НД, потрібні лише для Оператора газосховищ. Загальна кількість НД АТ «Укртрансгаз» – близько 650.

Дорожня карта [55] перетворення нормативної бази АТ "Укртрансгаз" містить чотири етапи:

- 1) облік НД та складання Переліку НД, що їх буде передано Оператору ГТС для використання;
- 2) аналізування Оператором ГТС НД, отриманих від АТ "Укртрансгаз", та складання Програми робіт з переглядання та розробляння власних НД;
- 3) перегляд отриманих НД та затверджування їх наказами Оператора ГТС;
- 4) розробка та приймання нових НД Оператора ГТС.

Аналогічний алгоритм перетворення нормативної бази АТ "Укртрансгаз" існує й для Оператору газосховищ [5].

Перший етап дорожньої карти для Оператора ГТС проводиться. Для цього відповідними рішеннями АТ "Укртрансгаз" Оператору ГТС будуть надані для користування необхідні в його діяльності стандарти та НД, які він може використовувати як основу для створення своєї нормативної бази. Це близько 480 документів [5].

На другому етапі дорожньої карти потрібно, перш за все, визначити перелік першочергових НД, які треба переглянути з урахуванням функціоналу Оператора ГТС та які потрібні для отримання відповідних дозвільних документів. До таких НД відносяться такі стандарти, як наприклад:

- Система керування безпекою праці (перегляд СОУ 60.3-30019801-071:2009 Система управління охороною праці в ДК "Укртрансгаз");
- Охорона праці. Положення про навчання працівників ТОВ "Оператор газотранспортної системи України" (перегляд СОУ 60.3-30019801-049:2007 Охорона праці. Положення про навчання працівників ПАТ "УКРТРАНСГАЗ");
- Безпека праці. Вогневі роботи. Інструкція (перегляд СОУ 49.5-30019801-101:2012 Безпека праці. Вогневі роботи. Інструкція);
- Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів (перегляд СОУ 49.5-30019801-115:2014).

АТ "Укртрансгаз" належить до операторів-спостерігачів Європейської мережі операторів газотранспортних систем (ЄМОГТС) (англ: European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)), яка забезпечує загальні

операційні інструменти для координування роботи мережі, формує загальні інструменти для функціонування мереж у звичайних умовах та надзвичайних ситуаціях [5].

Для набуття повноправного членства в ЄМОГТС ТОВ "Оператор газотранспортної системи України" потрібно розробляти та впроваджувати власні стандарти з урахуванням вимог міжнародних та європейських стандартів.

2 РОЗРОБКА МЕТОДИК ТЕПЛОВОГО І ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ СИСТЕМИ ПОПЕРЕДНЬО ОХОЛОДЖЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ГАЗОКОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЯХ В КЛІМАТИЧНИХ УМОВАХ ОДЕСЬКОЇ ОБЛАСТІ НА ОСНОВІ ТЕПЛОВИКОРИСТУЮЧИХ ТЕРМОТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1 Вихідні дані

Технологічна схема компресорної станції (КС) магістрального газопроводу (рис. 2.1) забезпечує безперервний процес: очищення газу, його стиснення (компримування), охолодження та повернення в магістраль під високим тиском.

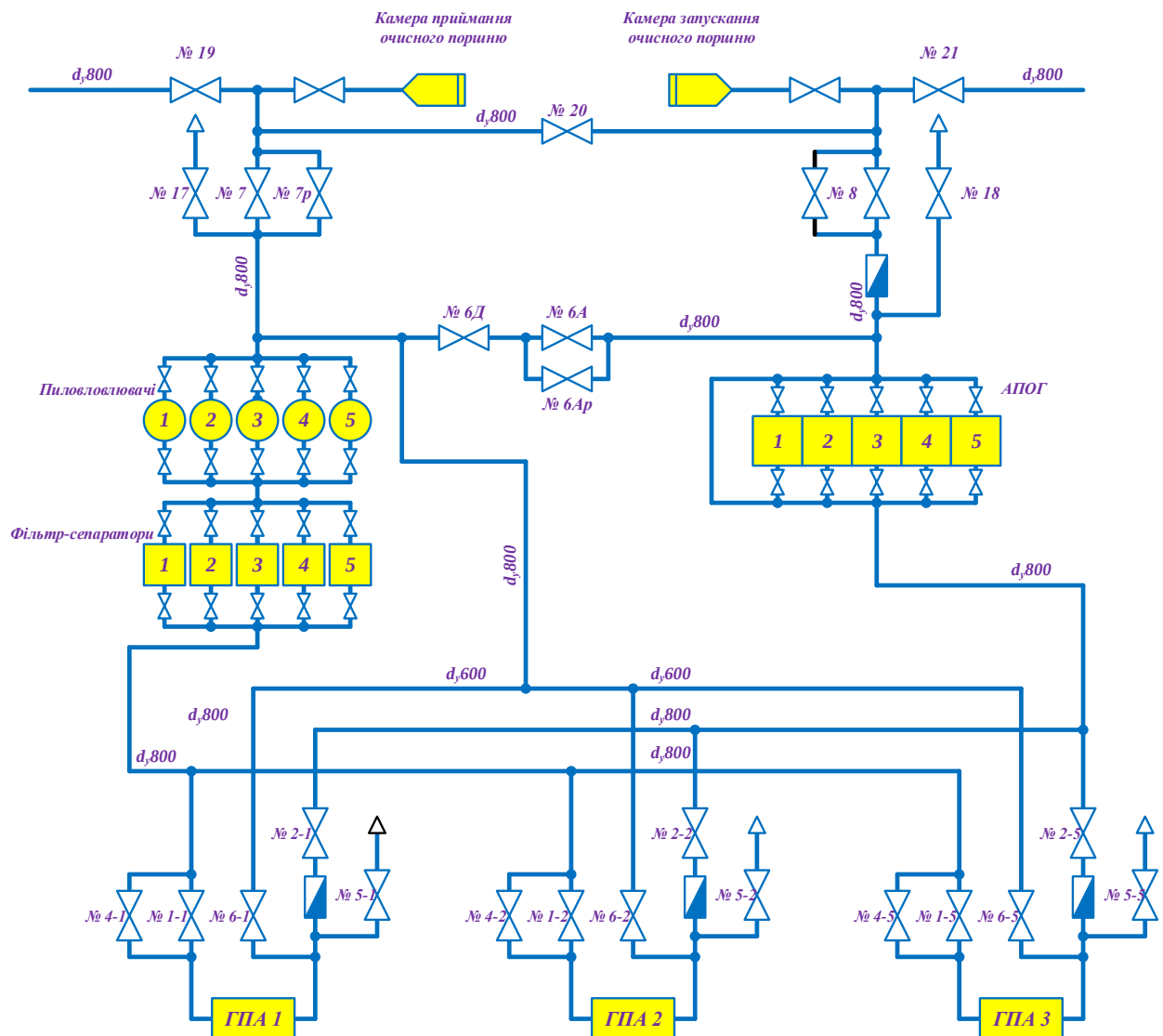


Рис. 2.1 – Компресорна станція. Схема принципова технологічна.

Блок очищення газу.

Газ із труби містить механічні домішки (іржу, пісок) та вологу (конденсат, воду). Якщо вони потраплять у компресор, то зруйнують лопатки турбіни. Очищення відбувається у два етапи:

- циклонні пиловловлювачі: первинне грубе очищення за рахунок відцентрової сили;
- фільтр-сепаратори: фінішне тонке очищення через елементи, що затримують найдрібніші краплі вологи.

Компресорний цех.

Очищений газ надходить на газоперекачувальні агрегати (далі ГПА). Залежно від схеми, ГПА можуть підключатися паралельно (для збільшення обсягу прокачки) або послідовно (для досягнення вищого тиску).

- Відцентровий нагнітач: безпосередньо стискає газ.
- Привід: найчастіше використовують газотурбінний привід (відгалуження газу з цієї ж труби спалюється в камері згоряння для обертання турбіни). Рідше застосовують потужні електродвигуни.

Блок охолодження газу.

За законами фізики, під час стиснення газ сильно нагрівається (температура може перевищувати $+70^{\circ}\text{C}$... $+100^{\circ}\text{C}$). Гарячий газ транспортувати не можна: це руйнує ізоляційне покриття труб і знижує пропускну здатність (гарячий газ розширюється і займає більше об'єму).

- АПО (Апарати повітряного охолодження): величезні радіатори з потужними вентиляторами, які продувають атмосферне повітря крізь трубки з газом, знижуючи його температуру до оптимальних $+20^{\circ}\text{C}$... $+35^{\circ}\text{C}$.

Система вимірювання та контролю.

Перед виходом у магістраль газ проходить через вузол заміру газу (витратоміри), де датчики фіксують точний об'єм, тиск, температуру та фізико-хімічні показники палива для фінансового та технологічного обліку.

Допоміжні системи КС.

Для функціонування схеми на майданчику КС завжди присутні:

- Система паливного та пускового газу: Відбирає газ із труби, очищує, знижує тиск і подає його для живлення самих турбін та їх запуску.
- Маслогосподарство: Забезпечує змащування підшипників ГПА та охолодження мастила.
- Система САУ (Система автоматичного управління): Комп'ютерний комплекс, який керує кранами, стежить за тиском і автоматично зупиняє станцію в разі витоків або пожежі.

ГПА-Ц-16 — це один із наймасовіших та найнадійніших газоперекачувальних агрегатів блочно-контейнерного виконання потужністю 16 МВт (рис. 2.2 і рис. 2.3).

Його головна особливість — використання авіаційного приводу (турбіни на базі двигунів НК-16СТ або Д-336), що дозволяє проводити швидку заміну двигуна в польових умовах без демонтажу всього агрегату.

Нижче наведено детальне технологічне компонування (компоновку) ГПА-Ц-16, яка зазвичай розділена на окремі функціональні блоки.

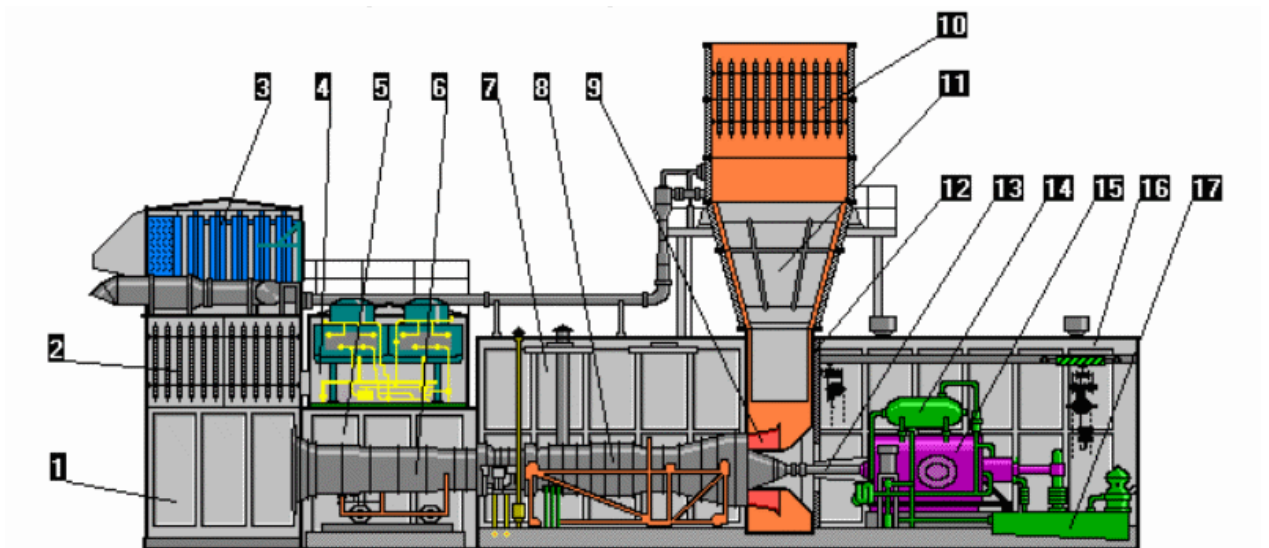


Рис. 2.2 – Газоперекачувальний агрегат ГПА-Ц-16 (компоновання):

- 1 - камера всмоктування; 2 - шумоглушники; 3 - повітроочисний пристрій; 4 – блок вентиляції; 5 – проміжний блок; 6 – патрубок; 7 – відсік двигуна; 8 – двигун НК-16СТ; 9 - вихлопний равлик; 10 - шумоглушники вихлопу; 11 - дифузор; 12 – герметична перегородка; 13 - проміжний вал; 14 - гідроаккумулятор; 15 - нагнітач НЦ-16; 16 - відсік нагнітача; 17 - маслобак нагнітача.



Рис. 2.3 - Загальний вигляд - газоперекачувальний агрегат ГПА-Ц-16.

Загальне компонування на майданчику КС.

Агрегат поставляється у вигляді готових металевих блоків-контейнерів фабричної збірки, які монтуються на відкритому фундаменті. Весь комплекс ГПА розділений на три основні зони:

1. Тракт всмоктування та вихлопу (система повітропідготовки та глушники).

2. Турбоблок (контейнер із двигуном та нагнітачем).

3. Допоміжні блоки (маслосистема, автоматика, вентиляція).

Посекційне компонування (зліва направо за ходом повітря/газу).

1. Комплексний повітроочисний пристрій (КПОП / КВОУ).

Розташований на високій естакаді на вході в агрегат.

- Призначення: Очищення атмосферного повітря перед подачею в компресор двигуна від пилу, снігу та вологи.

- Елементи: Циклонні або складчасті касетні фільтри, система підігріву повітря (проти обмерзання взимку) та шумоглушник всмоктування.

2. Блок газотурбінного приводу.

Це центральний теплоізований та вибухозахищений контейнер, у якому встановлено авіаційний двигун.

- Газотурбінний двигун (ГТД): Складається з осьового компресора, камери згоряння та турбіни високого тиску.

- Вільна (силова) турбіна: Не має механічного зв'язку з компресором двигуна. Вона обертається виключно за рахунок енергії вихлопних газів і передає крутний момент через вал на нагнітач газу.

- Рама-шасі: Спеціальні рейки всередині контейнера, які дозволяють викотити старий двигун та закотити новий під час капітального ремонту всього за 48 годин.

3. Вихлопний тракт.

Розташований одразу за блоком двигуна.

- Призначення: Відведення відпрацьованих газів в атмосферу та зниження рівня шуму.

- Елементи: Дифузор, великий шумоглушник вихлопу та висока вихлопна труба. Частина тепла вихлопних газів може відбиратися утилізатором для опалення самої компресорної станції.

4. Блок відцентрового нагнітача (ЦН).

З'єднаний з блоком приводу через проміжний фірмовий вал (торсіон).

- Нагнітач (зазвичай типу 235 або 370): Потужна сталева «бочка», всередині якої обертається робоче колесо (або два ступені лопаток). Воно захоплює технологічний газ із магістралі, закручує його та за рахунок відцентрової сили підвищує тиск (компримує газ).

- Вузол кінцевих ущільнень: Запобігає витоку газу високого тиску вздовж валу. У сучасних модифікаціях застосовуються сухі газодинамічні ущільнення (СГУ), які є набагато надійнішими за мастильні.

Допоміжні блоки супроводу (Периферія ГПА)

Ці блоки стоять поруч із основним контейнером ГПА:

- Блок маслосистема: Містить маслобак, насоси (робочі, резервні та аварійні) та апарати повітряного охолодження мастила. Мастило необхідне для змащування та охолодження підшипників турбіни та нагнітача.

- Блок автоматики (САУ): Контейнер із мікропроцесорною системою керування (наприклад, «Квант» або сучасні аналоги). Сюди надходять дані з усіх датчиків вібрації, температури, тиску та загазованості. Система повністю контролює пуск, роботу та аварійну зупинку ГПА.

- Блок паливного та пускового газу: Готує газ, що відбирається з магістралі: очищує його, знижує тиск до робочого значення двигуна та подає у камеру згоряння, а також на газовий стартер для розкрутки турбіни під час запуску

- Для аналізу впливу попереднього охолодження технологічного газу на КС магістральних газопроводів прийнято такі вихідні дані:

- газоперекачувальні агрегати – ГТК-10І;
- кількість працюючих газоперекачувальних агрегатів 2+1;
- Нагнітач - RF 2BB-30;
- номінальне подання нагнітача – 16,5 млн.м³/добу;
- номінальна потужність – 10000 кВт;
- обороти силового валу – 6200 об/хв;
- Тиск на вході в КС - 3,8 МПа;
- Тиск на виході з КС - 5,4 МПа;

– склад природного газу відповідає вимогам Кодексу газотранспортної системи, затвердженим Постановою Національної комісії України, яка здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг [14].

Розрахунки проводяться у наступній послідовності згідно з методикою [1].

Визначається потужність газотурбінного приводу ГПА КС наступним чином:

$$N_{\text{г}}^{\text{р}} = N_{\text{г}}^{\text{н}} K_{\text{н}} K_{\text{ог}} K_{\text{г}} \left(1 - K_{\text{т}} \frac{T_{\text{г}} - T_{\text{г}}^{\text{н}}}{T_{\text{г}}} \right) \frac{P_{\text{г}}}{0,1013}, \quad (2.1)$$

де $N_{\text{г}}^{\text{н}}$ - номінальна потужність газотурбінної установки, кВт;

$K_{\text{н}}$ - коефіцієнт, що враховує допуски та стан газотурбінної установки;

$K_{\text{ог}}$ - коефіцієнт, що враховує вплив системи, що протидіє зледенінню;

$K_{\text{г}}$ - коефіцієнт, що враховує вплив системи утилізації тепла відпрацьованих газів;

$K_{\text{т}}$ - коефіцієнт, що враховує вплив температури навколишнього повітря;

$T_{\text{г}}^{\text{н}}$ - номінальна температура повітря на вході в газотурбінну установку,

К;

t_i - розрахункова температура повітря на вході в газотурбінну установку, К;

P_a - розрахунковий тиск зовнішнього повітря, який залежить від геодезичної позначки розташування компресорного цеху, МПа.

2.2 Розрахунок

Далі проводиться розрахунок режиму роботи ГПА КС з використанням наведених газодинамічних характеристик нагнітачів (рис. 2.4) та їх математичних моделей [5].

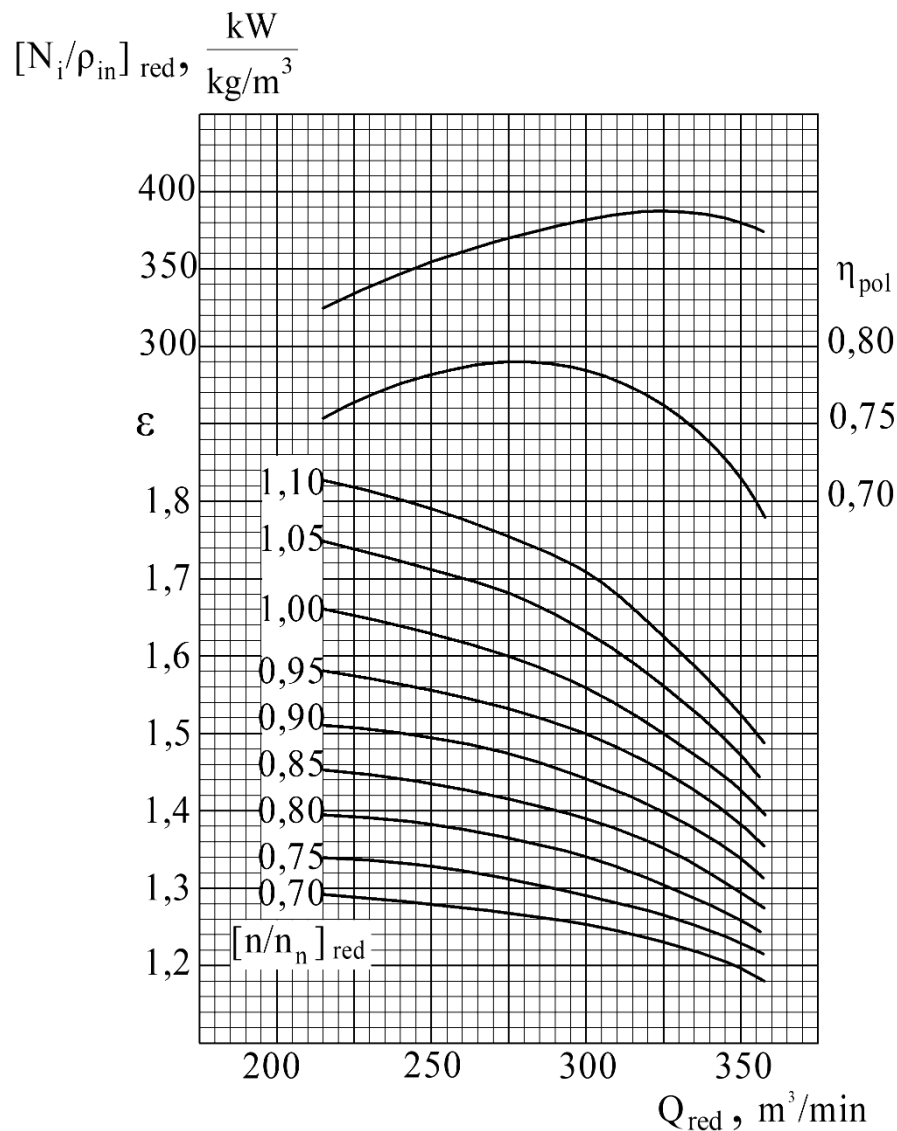


Рис. 2.4 - Наведені газодинамічні характеристики нагнітачів RF 2BB-30 фірми Cooper Bessemer.

Розрахунки режиму роботи КС виконуються за допомогою комп'ютерної програми:

- визначається ступінь підвищення тиску газу за умови, що наведена відносна частота обертання ротора нагнітача дорівнює одиниці, ε_H ;

$\eta_{пол}$ - політропічний ККД;

n_H – наведена відносна внутрішня потужність нагнітача.

Потім, використовуючи теорему подібності режимів роботи відцентрових машин, коригується ступінь підвищення тиску відмінних від одиниці значень наведеної відносної частоти обертання ротора нагнітача ε за формулою:

$$\varepsilon = \left[\left(\frac{n}{n_H} \right)^2 \left(\varepsilon_H^{\frac{k-1}{k\eta_{пол}}} - 1 \right) + 1 \right]^{\frac{k\eta_{пол}}{k-1}}, \quad (2.2)$$

де n - частота обертання ротора нагнітача;

n_H - номінальна частота обертання ротора нагнітача;

k – коефіцієнт адіабати.

Розрахунок режиму роботи КС виконується шляхом ітерацій по частоті обертання.

Розраховані для кожної ітерації параметри режиму роботи КС повинні бути перевірені на виконання таких технологічних обмежень:

– тиск газу на нагнітанні не повинен перевищувати допустиме значення, виходячи з умов міцності;

– наведена продуктивність нагнітача в умовах входу повинна бути не меншою за мінімальне значення, яке забезпечує роботу нагнітача без помпажу;

– наведена продуктивність нагнітача в умовах входу не повинна перевищувати максимального значення, що забезпечує нормальну роботу нагнітача;

– споживана потужність, повинна бути не більше потужності газотурбінної установки;

– наведена відносна частота обертання ротора нагнітача повинна бути не меншою за мінімально допустиме значення.

Визначається внутрішня індикаторна потужність N_i та споживана потужність N нагнітача за формулами

$$N_i = \left(\frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}} \right)_{\text{пр}} \rho_{\text{вс}} \left(\frac{n}{n_{\text{н}}} \right)^3, \quad (2.3)$$

$$N = \frac{N_i}{\eta_{\text{м}} 0,95}, \quad (2.4)$$

де $\rho_{\text{вс}}$ – густина газу за умов входу в нагнітач, кг/м³;

$\eta_{\text{м}}$ – механічний ККД нагнітача.

Наступний етап – розрахунок витрати паливного газу за стандартних умов.

Для одного робочого ГПА виконується за формулою:

$$q_{\text{тг}} = q_{\text{тг}}^{\text{н}} \left(0,75 \frac{N}{N_e^{\text{н}}} + 0,25 \sqrt{\frac{T_3 P_a}{T_3^{\text{н}} 0,1013}} \right) \frac{Q_{\text{рн}}^{\text{н}}}{Q_{\text{рн}}}, \quad (2.5)$$

де $q_{\text{тг}}^{\text{н}}$ – номінальна витрата технологічного газу млн. м³/добу;

$N_e^{\text{н}}$ – номінальна потужність газотурбінної установки, кВт;

$Q_{\text{рн}}^{\text{н}}$ – нормативне значення теплоти згоряння газу, кДж/кг;

$Q_{\text{рн}}$ – Теплота згоряння даного газу, кДж/кг.

Результати розрахунків споживаної потужності ГПА і витрати технологічного газу при різних температурах технологічного газу на вході в нагнітач наведені на рис. 2.5, 2.6.

Аналіз наведених на рис. 2.5, 2.6 результатів показав, що при зниженні температури компримованого технологічного газу знижується потужність ГПА і, відповідно, витрата паливного газу.

Так, зниження температури компримованого технологічного газу від 288 К (15 °С) до 268 К (мінус 5 °С) споживана потужність ГПА знижується на: 8,4 % при транспортуванні технологічного газу 25 млн. м³/добу; 8,8% – при 28 млн.м³/добу; 9,3% – за 31 млн.м³/добу.

Зниження температури компримованого технологічного газу від 278 К (5 °С) до 268 К (мінус 5 °С) споживана потужність знижується на 5,1 % при

транспортуванні технологічного газу 34 млн. м³/добу.

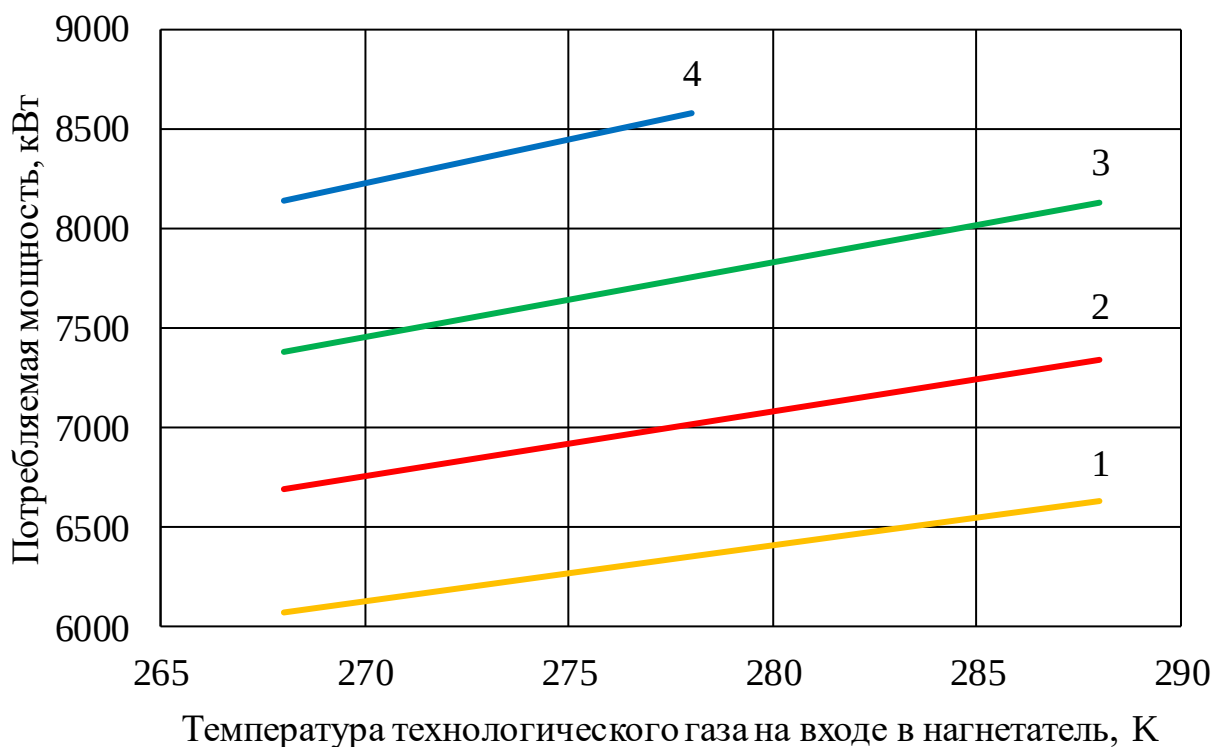


Рис. 2.5 - Залежність споживаної потужності ГПА від температури технологічного газу перед стиском:
витрата технологічного газу 1 – 25 млн.м³/добу, 2 – 28 млн.м³/добу, 3 – 31 млн.м³/добу, 4 – 34 млн.м³/добу.

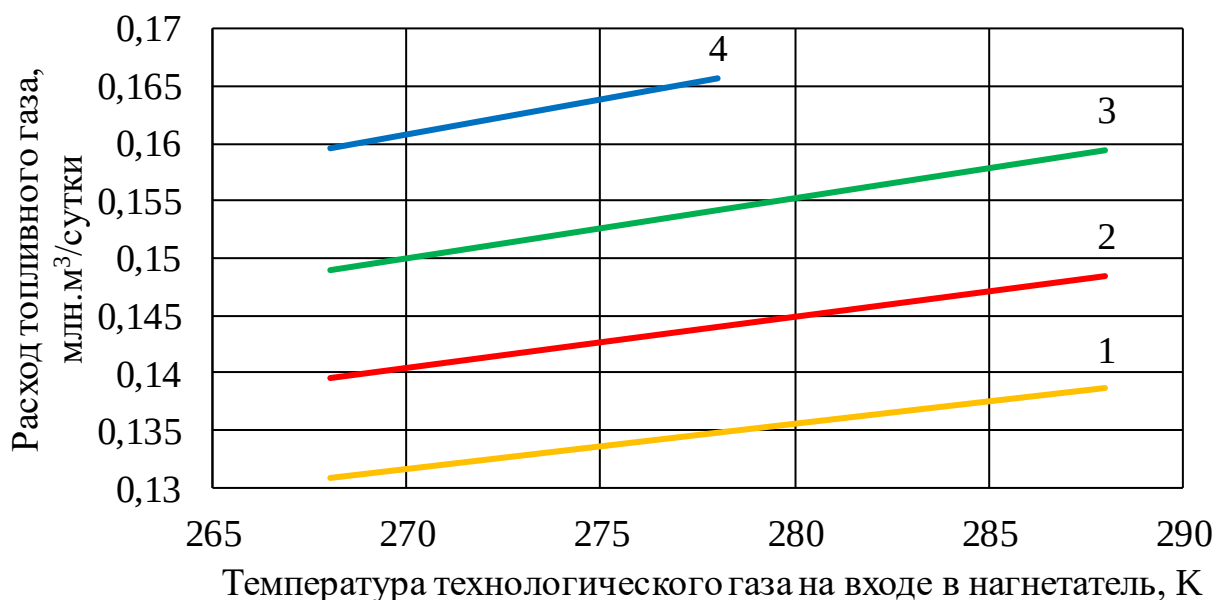


Рис. 2.6 - Залежність витрати паливного газу в ГПА від температури технологічного газу перед стисненням:
витрата технологічного газу: 1 – 25 млн.м³/добу, 2 – 28 млн.м³/добу, 3 – 31 млн.м³/добу, 4 – 34 млн.м³/добу

Зниження температури компримованого технологічного газу від 288 К (15 °С) до 268 К (мінус 5 °С) дозволяє знизити витрати паливного газу на:

- 4,7 % (0,007 млн. м³/добу) при транспортуванні технологічного газу 25 млн. м³/добу;

- 5,7 % (0,009 млн. м³/добу) – при 28 млн. м³/добу;

- 5,9 % (0,010 млн. м³/добу) – за 31 млн. м³/добу;

- 7,1 % (0,013 млн. м³/добу) – за 34 млн. м³/добу.

2.3 Обговорення результатів розрахунків та розробка перспективних схем систем попереднього охолодження компримованого технологічного природного газу

Для оцінки температури стисненого газу після ГПА скористаємося формулою розрахунку кінцевої температури T_2 в адіабатному процесі стиснення [5]:

$$T_2 = \frac{T_1}{\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{K-1}{K}}}, \quad (2.6)$$

де T_1 - абсолютна температура газу перед стиском, К;

K - коефіцієнт Пуассона (прийом для метану $K = 1,3$ [5]);

$P_1 = 3,8$ МПа і $P_2 = 5,4$ МПа - для нашого розрахункового варіанта абсолютний тиск природного газу, відповідно, до і після стиснення.

За початкової температури в процесі адіабатного стиску $T_1 = 288$ К (15 °С) кінцева температура складе $T_2 = 312$ К (39 °С); при $T_1 = 283$ К (10 °С) кінцева температура складе $T_2 = 307$ К (34 °С); при $T_1 = 278$ К (5 °С) кінцева температура складе $T_2 = 302$ К (29 °С); при $T_1 = 273$ К (0 °С) кінцева температура складе $T_2 = 296$ К (23 °С); при $T_1 = 268$ К (мінус 5 °С) кінцева температура складе $T_2 = 291$ К (18 °С).

Гранична температура природного газу після стиснення в ГПА встановлена виходячи з умов термостійкості бітумних покриттів магістральних газопроводів і становить 70 °С [1].

У разі підвищення температури газу на виході апаратів повітряного охолодження (АПО) до 45 °С передбачається попереджувальний сигнал та автоматичне включення вентиляторів АПО, що знаходяться в резерві.

У нашому випадку рівень температур на виході ГПА дозволяє відключати АПО та отримати додатковий економічний ефект, який можна оцінити для конкретних кліматичних умов регіону розташування КС.

З урахуванням прийнятих вихідних даних та отриманих результатів розрахунку проведемо оцінку технічної можливості отримання штучного холоду за рахунок утилізації теплоти газів, що відходять, ГПА в тепловикористовуючій абсорбційній холодильній машині.

З огляду на ширший діапазон температур охолодження зупинимось на АВХМ (рис. 2.7).

На рис. 2.8 і 2.9 наведена схема АВХМ з двома регенеративними теплообмінниками - розчинів (РТР) та аміаку (РТА) [7].

До генератора 1, який заповнений рідким водоаміачним розчином (ВАР), підводиться теплова енергія гарячих продуктів згоряння, в результаті чого розчину переважно випаровується низькокиплячий компонент (аміак) з деякою кількістю водяної пари.

Парова суміш надходить у ректифікатор 2, в якому контактує з рідким ВАР, що надходить з абсорбера 4.

В результаті тепломасообміну частково конденсуються менш леткі пари води, підвищуючи при цьому концентрацію аміаку в паровому потоці.

Далі пари ВАР надходять у дефлегматор 3 з водяним охолодженням. У ньому конденсуються пари води, що залишилися у паровому потоці після ректифікатора 2.

Очищена пара аміаку надходить у конденсатор 7, де зріджується з відведенням теплоти фазового переходу.

Рідкий аміак проходить у РТА 8, в якому охолоджується в процесі теплообміну з потоком холодної пари аміаку, що йде з випарника 9 абсорбер 4.

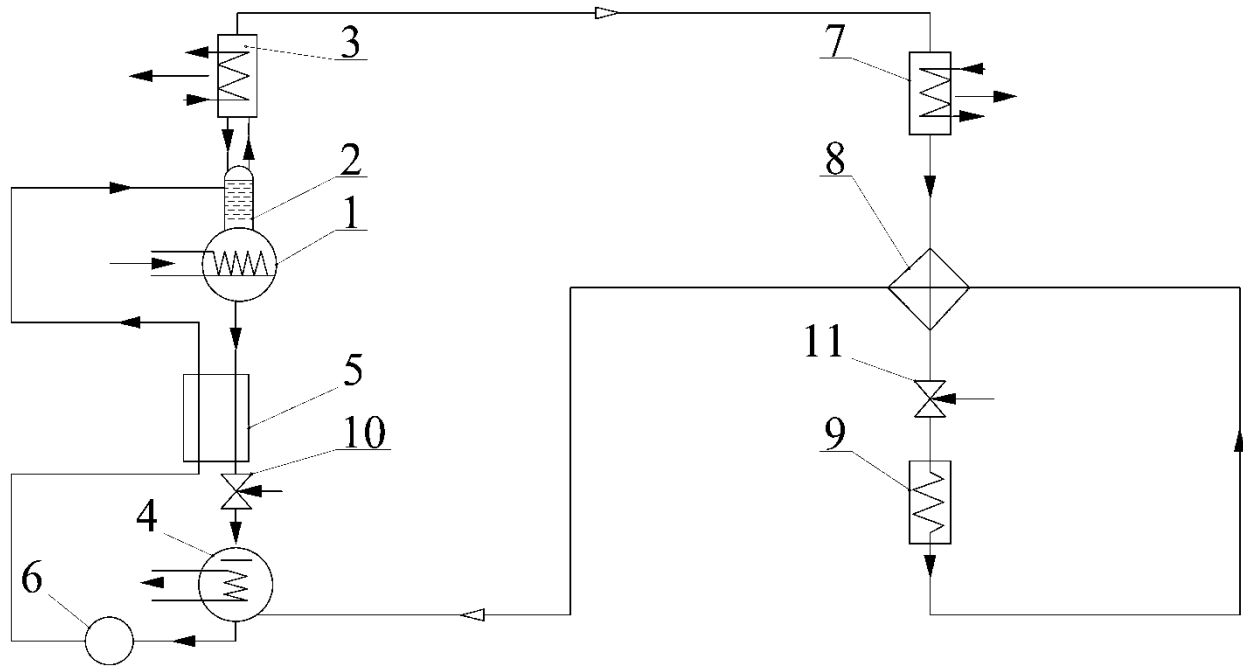


Рис. 2.8 - Схема АВХМ із двома регенеративними теплообмінниками [17]:

1 – генератор; 2 – ректифікатор; 3 – дефлегматор; 4 – абсорбер; 5 – РТР; 6 – циркуляційний насос; 7 – конденсатор; 8 – РТА; 9 – випарник; 10 - РВ-1; 11 – РВ-2



Рис. 2.9 - Типовий вид сучасного машинного холодильного залу з системою абсорбційних бромистолітієвих холодильних машин.

Охолоджений рідкий аміак дрослюється в РВ-1 і кипить у випарнику 9 при низькому тиску та температурі з відбором тепла від об'єкта охолодження (у нашому випадку від розсолу потоку).

Пар аміаку, що утворюється, надходить з випарника 9, через РТА в абсорбер 4, де поглинається і розчиняється в слабкому (з мінімальною кількістю аміаку) ВАР.

У свою чергу слабкий ВАР через дросель РВ-2 надходить з генератора 1 абсорбер 4 через РТР 5.

В результаті теплообміну РТР 5 слабкий ВАР охолоджується, а міцний (з максимальною кількістю аміаку) ВАР нагрівається і циркуляційним насосом 6 подається в ректифікатор 2.

Далі цикл АВХМ повторюється.

Наявність у схемі АВХМ ректифікатора та регенеративних теплообмінників (РТР та РТА) дозволяє досить простими способами підвищити енергетичну ефективність холодильного циклу [8].

На першому етапі проведемо оцінку теплової потужності, яку можна отримати від гарячих продуктів згоряння ГПА.

Для цього скористаємося даними Сорогіна Ф. Г. [9] за чисельними значеннями температур і масових витрат газів, що йдуть в залежності від потужності типового газотурбінного приводу.

За даними [19] нашого діапазону потужностей від 6000 до 8500 кВт витрата продуктів згоряння становитиме від 32 до 36 кг/с, а температура – 710...740 °С.

При найвищій температурі в генераторі АВХМ 140 °С [13] приймемо температуру відпрацьованих газів 200 °С. Тоді для нашого діапазону даних теплове навантаження від продуктів згоряння в генераторі АВХМ буде становити від 19 до 22 кВт.

З урахуванням чисельних значень теплового коефіцієнта АВХМ 0,35...0,37, який враховує і втрати з газами [20] ми можемо розташовувати холодопродуктивністю 7,2 ... 8,5 кВт.

І тут можна забезпечити зниження температури технологічного газу перед всмоктуванням в ГПА на 11...13 °С.

Для підвищення ККД процесу перетворення тепла в генераторі АВХМ можна перейти до складнішої, але й більш енергетично ефективної схеми АВХМ з глибокою регенерацією тепла в дефлегматоре та ректифікаторі [13].

При розгляді питань утилізації необхідно не зважати на значення точки роси по воді і вуглеводнів природного газу. Це потрібно як для безпечного транспортування, так і для безпечного використання газу. Типові значення точок роси природного газу по воді варіюються від мінус 5 до мінус 20 °С [2], а по вуглеводням від 0 °С до мінус 10 °С [2].

Щоб дотриматися цих вимог, необхідно видаляти воду і фракцію вуглеводнів C_{6+} з газу.

Проводимо розрахунок теплообмінника-охолоджувача (ТОО) газу перед стисненням. Оцінимо розташовуване теплове навантаження на генератор АВХМ з боку потоку вихлопних газів газотурбінного двигуна ДН-70.

$$Q_{\Gamma} = G_{\Gamma} \cdot C_{\Gamma} \cdot (t' - t''), \quad (2.7)$$

де G_{Γ} — витрата продуктів згорання, що дорівнює 36,8 кг/с;

C_{Γ} — масова теплоємність продуктів згорання, що дорівнює 1,15 кДж/кг [21];

t' , t'' — температура продуктів згорання, на вході ($t' = 550$ °С) і виході, відповідно.

Прийmemo температуру $t'' = 400$ °С, що відповідає ККД процесу теплообміну між потоком продуктів згорання і стінкою генератора 40 %.

Тоді:

$$Q_{\Gamma} = 36,8 \cdot 1,15 \cdot (550 - 400) = 6348 \text{ кВт.}$$

Вибираємо під наявне теплове навантаження АВХМ європейського виробництва РЕД з холодопродуктивністю 2850 кВт, тепловим навантаженням генератора 5100 кВт, температурою випаровування 0 °С.

При заданій об'ємній витраті газу $181 \text{ м}^3/\text{хв}$ (масова витрата 144 кг/с) і обраної АВХМ має місце можливість охолодити вхідний потік газу на 16 °С, тобто від 300 К (27 °С) до 284 (11 °С). Перепад температур на «холодному» кінці ТОО складе $\Delta t = 11$ °С.

Прийmemo аналогічний перепад і на «гарячому» наприкінці ТОО, тобто розсіл буде нагріватися до 289 К (26 °С).

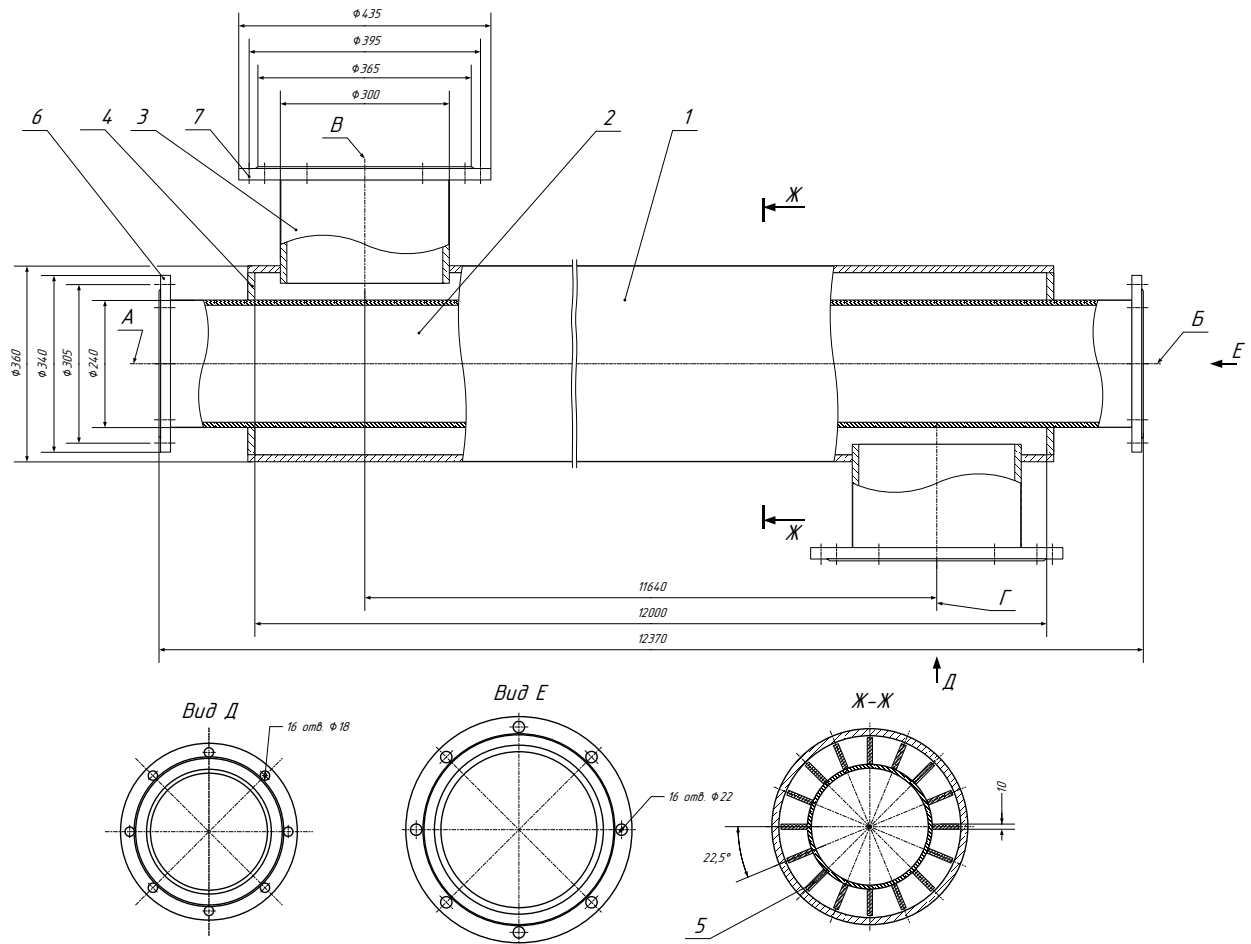


Рис. 2.11 – Елемент теплообмінний:

1 – труба зовнішня; 2 - труба внутрішня; 3 - патрубок; 4 - заглушка; 5 – ребра; 6 - фланець; 7 - фланець.

У теплообміннику типу «труба в трубі» вода, що охолоджує, рухається по внутрішній сталевій трубі діаметром $d_2/d_1=240 \times 4$ мм і має температуру на вході $t_1' = 5^\circ\text{C}$ (рис.1). Витрата води, що гріє, $G_1=3.50$ кг/с. Газ рухається протитечією по кільцевому каналу між трубами і охолоджується від $t_2' = 25^\circ\text{C}$ до $t_2'' = 5^\circ\text{C}$. Витрата води, що нагрівається, $G_2 = 50$ кг/с. Внутрішній діаметр зовнішньої труби $D=320$ мм. Довжина однієї секції теплообмінника $l=12$ м. Витратами теплоти через зовнішню поверхню теплообмінника зневажити.

Визначити площу поверхні нагрівання і число секцій. Провести розрахунок теплообмінника методом середнього температурного напору. Властивості теплоносіїв, коефіцієнти теплопередачі і тепловіддачі вважати постійними.

Знаходимо середньоарифметичні значення температур і теплофізичні властивості води, що нагрівається:

$$\bar{t}_2 = (15 + 45) / 2 = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\rho_2 = 996 \text{ кг/м}^3; \nu_2 = 0,805 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}; \lambda_2 = 0,618 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)};$$

$$c_{p2} = 4,174 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}; \text{Pr}_2 = 5,42 .$$

Визначаємо кількість переданої теплоти і температуру води, що охолоджується, на виході:

$$Q = G_2 c_{p2} (t_2'' - t_2') = 0,89 \cdot 4,174 (45 - 15) = 111,3 \text{ кВт};$$

$$t_1'' = t_1' - \frac{Q}{G_1 c_{p1}} = 95 - \frac{111,3}{0,59 \cdot 4,19} = 50 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Знаходимо середньоарифметичні значення температур і теплофізичні властивості води:

$$\bar{t}_1 = (95 + 50) / 2 = 72,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\rho_1 = 976 \text{ кг/м}^3; \nu_1 = 0,403 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}; \lambda_1 = 0,670 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)};$$

$$c_{p1} = 4,19 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}; \text{Pr}_1 = 2,47 .$$

4. Визначаємо швидкості руху теплоносіїв:

$$w_1 = \frac{4G_1}{\rho_1 \pi d_1^2} = \frac{4 \cdot 0,59}{976 \cdot 3,14 \cdot (32 \cdot 10^{-3})^2} = 0,755 \text{ м/с};$$

$$w_2 = \frac{4G_2}{\rho_2 \pi (D^2 - d_2^2)} = \frac{4 \cdot 0,89}{996 \cdot 3,14 \cdot (48^2 - 35^2) \cdot 10^{-6}} = 1,06 \text{ м/с}.$$

Визначаємо середній коефіцієнт тепловіддачі для води.

Число Рейнольдса:

$$\text{Re}_1 = \frac{w_1 d_1}{\nu_1} = \frac{0,755 \cdot 32 \cdot 10^{-3}}{0,403 \cdot 10^{-6}} = 6 \cdot 10^4 .$$

Режим плинину води – турбулентний. Вибираємо потрібну залежність для числа Нуссельта:

$$Nu_1 = \frac{\alpha_1 d_1}{\lambda_1} = 0,021 Re_1^{0,8} Pr_1^{0,43} \left(\frac{Pr_1}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}.$$

Для визначення числа Pr_{cm} необхідно знати температуру стінки. У першому наближенні можна прийняти, що температура стінки дорівнює середній між середніми значеннями температур теплоносіїв:

$$t_{cm} \approx (\bar{t}_1 + \bar{t}_2) / 2 = (72,5 + 30) / 2 = 51,2^\circ C.$$

При цій температурі $Pr_{cm} = 3,5$

$$Nu_1 = 0,021 (6 \cdot 10^4)^{0,8} 2,47^{0,43} \left(\frac{2,47}{3,5} \right)^{0,25} = 188$$

Тоді коефіцієнт тепловіддачі від води до стінки труби:

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_1} = \frac{188 \cdot 0,670}{32 \cdot 10^{-3}} = 3940 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$$

Визначаємо середній коефіцієнт тепловіддачі від стінки до води, що нагрівається.

Число Рейнольдса:

$$Re_2 = \frac{w_2 d_2}{\nu_2} = \frac{1,06 \cdot (48 - 35) \cdot 10^{-3}}{0,805 \cdot 10^{-6}} = 1,71 \cdot 10^4$$

Режим плинину – турбулентний. При турбулентному режимі плинину в кільцевому каналі число Нуссельта визначається наступною залежністю:

$$\begin{aligned} Nu_2 &= \frac{\alpha_2 d_2}{\lambda_2} = 0,017 Re_2^{0,8} Pr_2^{0,4} \left(\frac{Pr_1}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} \left(\frac{D}{d_2} \right)^{0,18} = \\ &= 0,017 (1,71 \cdot 10^4)^{0,8} 5,42^{0,4} \left(\frac{5,42}{3,5} \right)^{0,25} \left(\frac{48}{35} \right)^{0,18} = 95 \end{aligned}$$

$$d_2 = D - d_1 = 48 - 35 = 13 \text{ мм.}$$

Коефіцієнт тепловіддачі від стінки труби до води, що нагрівається:

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_g} = \frac{95 \cdot 0,618}{13 \cdot 10^{-3}} = 4500 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$$

Розраховуємо коефіцієнт теплопередачі:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{1}{\frac{1}{3940} + \frac{1,5 \cdot 10^{-3}}{45} + \frac{1}{4500}} = 1970 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$$

Проводимо розрахунок середнього температурного напору.

У розглянутому випадку $\frac{\Delta t'}{\Delta t''} = \frac{t_1' - t_2''}{t_1'' - t_2'} = \frac{50}{35} < 1,5$ - можна використовувати

середньоарифметичний температурний напір:

$$\Delta \bar{t}_a = \frac{\Delta t' + \Delta t''}{2} = \bar{t}_1 - \bar{t}_2 = 72,5 - 30 = 42,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Знаходимо щільність теплового потоку:

$$q = k \cdot \Delta \bar{t}_a = 1940 \cdot 42,5 = 8,37 \cdot 10^4 \text{ Вт/м}^2$$

Площа поверхні нагрівання:

$$F = \frac{Q}{q} = \frac{111300}{83,7} = 133 \text{ м}^2$$

Число секцій:

$$n = \frac{F}{\pi \cdot d_{cp} l} = \frac{1,33}{3,14 \cdot 0,5(35 + 32) \cdot 10^{-3} \cdot 1,9} \approx 7$$

При $Pr_{cm1} = 3,47$ і $Pr_{cm2} = 3,65$; поправки на напрямок теплового потоку мають наступні значення :

$$\left(\frac{Pr_1}{Pr_{cm1}} \right)^{0,25} = \left(\frac{2,47}{3,47} \right)^{0,25} = 0,915 \text{ - у розрахунку прийнято } 0,92;$$

$$\left(\frac{Pr_2}{Pr_{cm2}} \right)^{0,25} = \left(\frac{5,42}{3,65} \right)^{0,25} = 1,10 - \text{у розрахунку прийнято } 1,12.$$

Можна вважати, що збіг задовільний. Тоді: площа поверхні теплообмінника $F = 133 \text{ м}^2$, число секцій $n = 7$.

2.4 Висновки до розділу 2

1. Відповідно до розробленого алгоритму був виконаний розрахунок нагнітача Н-300-1,23 для різних температур (275, 285, 292,5 і 300 К) природного газу перед компримуванням. Показано, що:

а) починаючи з 300 К до 285 К має місце лінійне падіння індикаторної потужності стиснення, а в діапазоні 275-285 К падіння сповільнюється і переходить до асимптотичного;

б) в досліджуваному діапазоні температур газу перед компримуванням (275-300 К) має місце лінійне підвищення температур після стиснення, відповідно, від 290 К до 320 К;

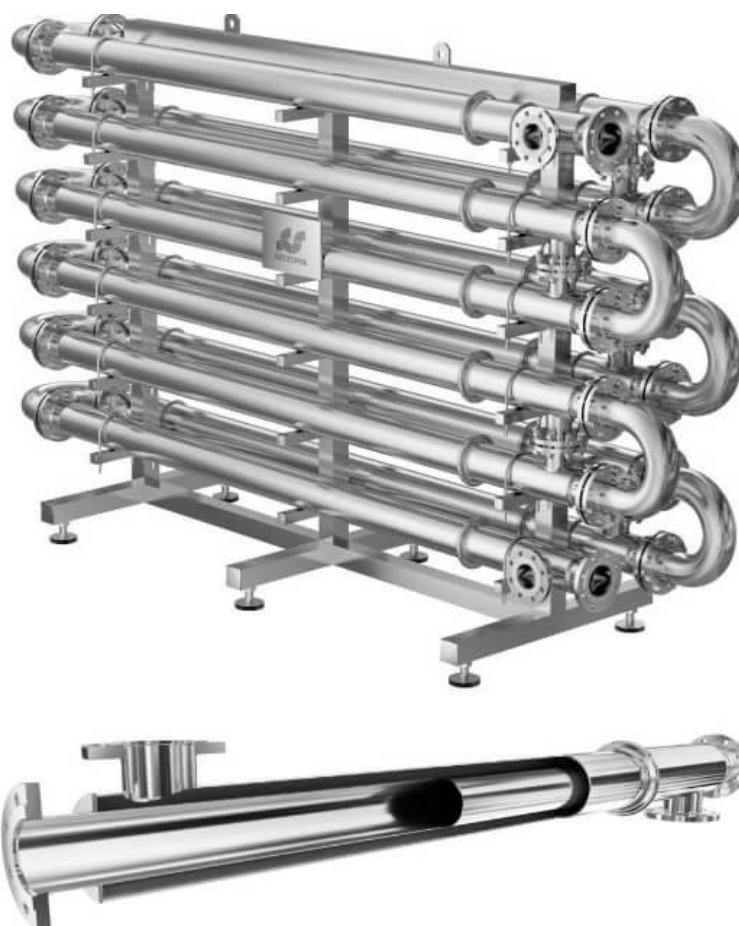
в) використання штучного охолодження потоку газу перед всмоктуванням дасть економію витрат паливного газу: $836 - 757 = 79 \text{ кг/год}$.

Виконано термодинамічний розрахунок циклів АБХМ і АВХМ.

Показано, що незважаючи на більш високий тепловий коефіцієнт у АБХМ (0,808), слід обрати АВХМ з тепловим коефіцієнтом 0,477, адже лише АВХМ може забезпечити прийнятний рівень температур охолодження (258 К) природного газу перед компримуванням, на відміну від АБХМ з температурою охолодження 280 К. Обрана АВХМ європейського виробництва PED з холодопродуктивністю 2850 кВт, тепловим навантаженням генератора 5100 кВт, температурою випаровування 0 °С.

Виконано конструкторський (тепловий) розрахунок теплообмінника-охолоджувача природного газу перед стисненням в нагнітачі.

Проведено розрахунок для конструкції ТОО з коаксіальним розташуванням ребер з боку газового потоку. Матеріал ребер - алюміній.



2.12 - Загальний вигляд розрахункового теплообмінника.

З ОБҐРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ РІШЕНЬ СИСТЕМИ ПОПЕРЕДНЬО ОХОЛОДЖЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ГАЗОКОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЯХ ОДЕСЬКОГО РЕГІОНУ

3.1 Аналіз причин виникнення аварійних ситуацій на об'єктах ГТС

Аналіз структури ГТС України (згідно [7]) показує, що до 2029 р. значна кількість газопроводів буде мати значний термін експлуатації – близько 35 % від даних станом на 2020 р.

При цьому, за даними оператора на 2030 р., реконструкції підлягає 255 км МГ, 61 ГРС та 11 КС, капітальному ремонту – 791 км МГ та 1 ГРС, повній заміні – 206 км МГ.

Впливовим чинником для підвищення надійності ГТС є інформація про технічний стан газопроводів згідно табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Фактичний та прогнозований технічний стан газопроводів

	Технічний стан на початок прогнозного періоду, км	Прогнозний технічний стан на кінець прогнозного періоду з урахуванням обсягів запланованих робіт , км
Газопроводи	33190	33190
У т. ч. з терміном експлуатації		
до 25 р.	5969	1179
25-40 р.	12023	6204
понад 40 р.	15198	25807

Відповідно, у перспективі 10 р. частка газопроводів із терміном експлуатації до 25 р. знижується на 14%, частка газопроводів (25-40 рр.) – знижується на 17 %, а частка газопроводів (понад 40 р.) – зростає на 31 % (рис. 3.1)

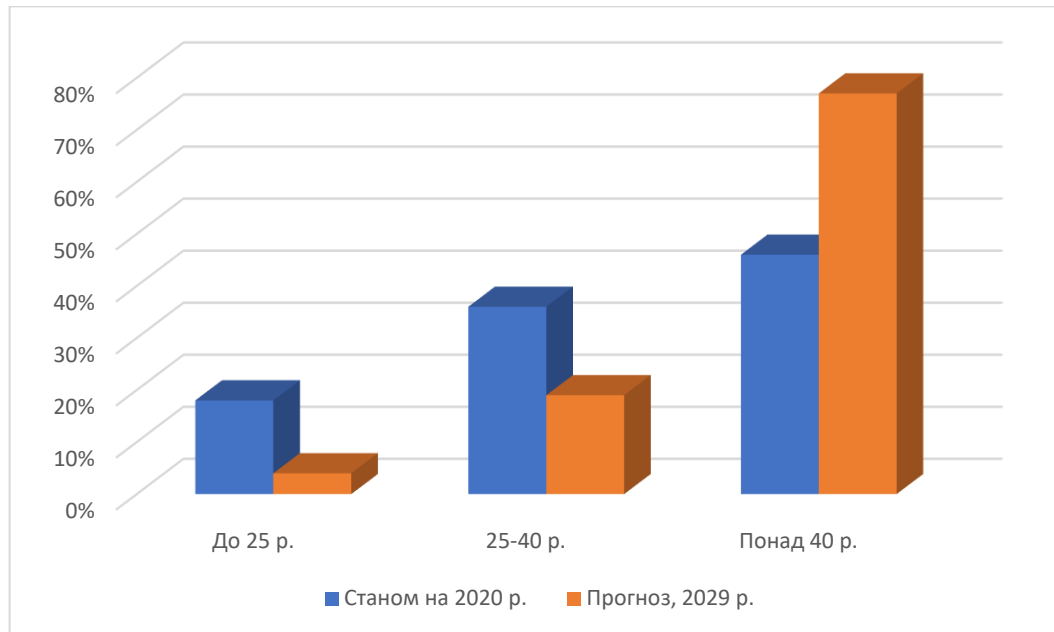


Рис. 3.1 – Гістограми співвідношення технічного стану магістральних газопроводів за терміном експлуатації (у % до загальної довжини).

Враховуючи значне зростання довжини газопроводів, що мають понад проектний термін експлуатації, важливим питання постає вивчення проблеми аварійності.

Провівши аналіз виникнення нештатних та аварійних ситуацій протягом 2000-2018 років [3] можна виявити основні причини та фактори, які впливають на надійність та безпеку функціонування газотранспортної системи України, а також дослідити як удосконалюючи нормативну базу можна зменшувати ймовірність виникнення цих факторів.

Відповідно до даних, що наведені у відкритих джерелах [10], встановлено, що аварії та нештатні ситуації на об'єктах магістральних газопроводів можуть виникати наступних причин:

- аварії внаслідок втручання сторонніх осіб в роботу трубопроводу при проведенні земляних робіт в охоронній зоні (не дотримання вимог технічних умов та НПАОП, не здійснено погодження з власником газопроводу проектного рішення під час проведення робіт відповідно до вимог діючих стандартів оператора ГТС України, тощо);

- виникнення нештатної ситуації внаслідок корозійного руйнування газопроводу (пов'язано зі значним віком газотранспортної системи України);

– виникнення нештатних ситуацій при виконанні ремонтних робіт на об'єктах магістральних газопроводів;

– руйнування трубопроводу внаслідок стрес-корозійного руйнування труби [11].

Як можна побачити з перерахованих факторів, вони в значній мірі пов'язані з нормативно-технічною базою [4].

Тобто за наявності відповідних норм і стандартів, які регламентують якість обладнання, що використовується на об'єктах ГТС, чіткого дотримання вимог стандартів та норм при обстеженні, обслуговуванні, ремонті, проведенні регламентних робіт можна зменшити імовірність виникнення нештатних і аварійних ситуацій [2].

Наприклад, тільки для обстеження потенційно стрес-корозійне небезпечних ділянок МГ було розроблено відповідну методологію і впроваджено 6 внутрішніх нормативних документів, які регламентують виконання весь цикл виконання робіт з стрес-корозійного обстеження магістральних газопроводів.

Таблиця 3.2 – Кількість стандартів які регламентують питання пов'язані з забезпеченням надійності магістральних газопроводів (внутрішні стандарти).

Вид нормативних документів	Кількість стандартів (СОУ) АТ «Укртрансгаз»
Стандарти, які регламентують роботи, пов'язані з стрес-корозійним обстеженням магістральних газопроводів	6
Стандарти, які регламентують виконання робіт з забезпечення протикорозійного захисту об'єктів ГТС	11
Стандарти, які регламентують виконання ремонтних робіт на об'єктах магістральних газопроводів	8
Стандарти, які регламентують охорону і безпеку та захист від втручання сторонніх осіб на об'єктах магістральних газопроводів	2

Ці стандарти були розроблені і упроваджені додатково до діючих національних стандартів для запровадження додаткових методів забезпечення надійності об'єктів газотранспортної системи України [7].

Аналіз даних звіту EGIG [14] показує, що загальна інтенсивність відмов об'єктів ГТС країн ЄС за період 1970-2016 рр. дорівнює $0,31 \text{ год}^{-1}$. При цьому, за період п'яти років це значення становить 0,134 і ситуація дещо стабілізувалася.

За інформацією з відкритих джерел [3] за період 2017-2019 рр. зафіксовано 262 випадки виникнення відмов на об'єктах ГТС (табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Інформація про відмови, що сталися на ЛЧМГ і ГРС АТ «Укртрансгаз» за 2017 - 2019 роки.

УМГ	Кількість відмов за рік		
	2017	2018	2019
КТГ	28	23	25
ЛТГ	19	10	8
ПТГ	2	5	13
ХТГ	12	25	44
ЧТГ	37	6	5

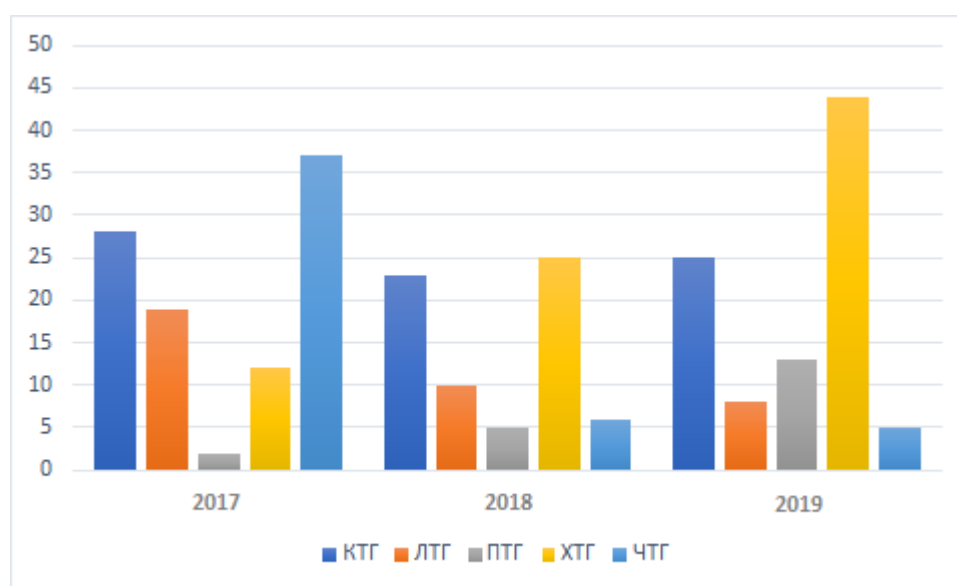


Рис. 3.2 – Кількісне співвідношення відмов, що сталися на об'єктах АТ
"Укртрансгаз" за 2017 - 2019 роки.

Відповідно до наведеної інформації (рис. 3.2), у 2019 р. спостерігався дещо високий приріст кількості позаштатних ситуацій, приблизно +38 % до попереднього року.

Проведено аналіз інтенсивності відмов відповідно до статистичних даних, що наведені у Таблиці 3.3. Під час проведення розрахунків використано підходи, запропоновані у [5]. Для цього проведено розрахунки середньої тривалості ліквідації аварійної ситуації, що визначається як відношення загального часу на ліквідацію аварійних ситуацій протягом календарного часу (рік) до загальної кількості аварійних ситуацій та відмов [5]:

$$\tau_1 = \frac{L}{N} \quad (3.1)$$

де L – загальна тривалість ліквідації аварійних ситуацій з моменту виникнення аварійної ситуації до досягнення працездатного стану;

N – кількість аварійних ситуацій, що виникли протягом певного періоду (року).

При цьому, додатково розраховано значення напрацювання на відмову як відношення загальної тривалості часу роботи системи до кількості аварійних ситуацій та відмов [5]:

$$T_{pi} = \frac{T}{N} \quad (3.2)$$

де T – час експлуатування системи (год);

N – кількість аварійних ситуацій, що виникли протягом певного періоду (року).

Отримані значення інтенсивності відмов λ для даного випадку будуть визначатися як обернена величина до відпрацювання на відмову [35]:

$$\lambda = \frac{1}{T_{pi}} \quad (3.3)$$

У результаті проведених обчислень отримано дані у розрізі структурних підрозділів АТ «УКРТРАНСГАЗ» за період 2017-2019 рр., що наведені у табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Статистичні результати опрацювання даних про відмови елементів системи АТ «Укртрансгаз».

УМГ	Рік	Кількість відмов	Тривалість ліквідації, діб	Середня тривалість ліквідації, діб	Інтенсивність відмов, 1/год
КТГ	2017	28	64	2,2857	0,03656
	2018	23	47	2,0434	0,02232
	2019	25	51	2,04	0,01723
ЛТГ	2017	19	28	1,4736	0,00132
	2018	10	25	2,5	0,02989
	2019	8	19	2,375	0,03271
ХТГ	2017	12	26	2,1666	0,02974
	2018	25	48	1,92	0,03012
	2019	44	36	0,8181	0,00398
ЧТГ	2017	37	72	1,9459	0,01254
	2018	6	25	4,1666	0,02854
	2019	5	18	3,6	0,01157
ПТГ	2017	2	8	4	0,01652
	2018	5	14	2,8	0,00541
	2019	13	32	2,4615	0,02648

Результати обчислень дозволяють стверджувати, що відповідно до розподілу інтенсивності відмов за УМГ, найбільша інтенсивність відмов у 2017 р. була зафіксована у КТГ – 0,03656 год⁻¹, а найнижча у ЛТГ – 0,00132 год⁻¹.

Середнє значення інтенсивності відмов становить 0,09668 год⁻¹. У 2018 р. відсоткове співвідношення інтенсивності відмов зросло на 20 %, середній показник інтенсивності відмов становив 0,11628 год⁻¹. При цьому, найбільше значення інтенсивності відмов зафіксовано для ХТГ – 0,03012 год⁻¹, а найменший показник інтенсивності відмов спостерігався для ПТГ – 0,00541 год⁻¹.

У 2019 р. середнє значення інтенсивності відмов зменшилося на 21 % і складало $0,09197 \text{ год}^{-1}$, де найвища інтенсивність відмов спостерігалася для ЛТГ – $0,03271 \text{ год}^{-1}$, а найменша для ХТГ – $0,00398 \text{ год}^{-1}$. Результати розподілу інтенсивності відмов для УМГ протягом 2017-2019 рр. наведені на рис. 3.3.

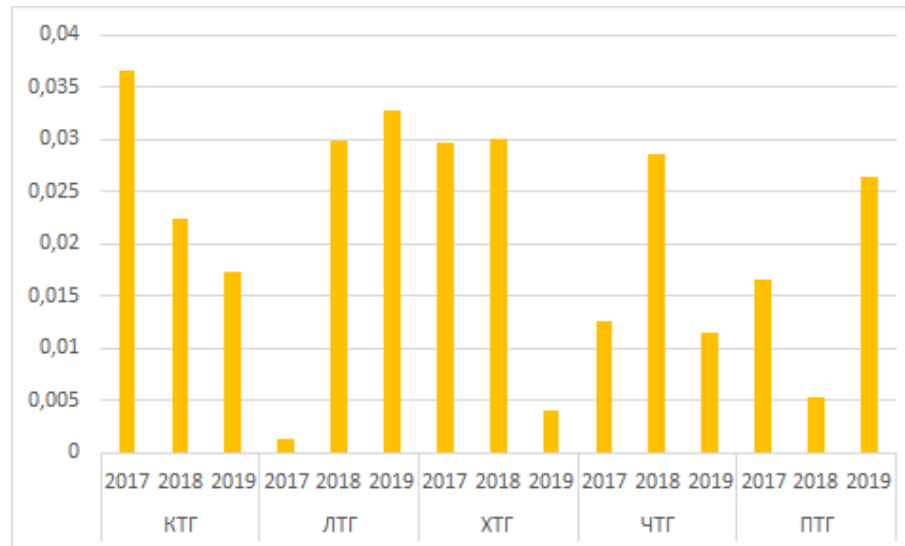


Рис. 3.3 – Розподіл інтенсивності відмов на об'єктах АТ «Укртрансгаз» протягом 2017-2019 р.

Для проведення аналізування необхідно враховувати і час, що затрачається на ліквідацію ситуацій, пов'язаних із відмовами, зокрема щодо пошуку місця відмови, тривалості аварійно-відновлювальних робіт, введення елемента у експлуатацію [11]. За даними виконаних обчислень середня тривалість відновлювальних робіт у 2017 р. складала 11,87 діб, у 2018 р. це значення зросло на 13 % і становило відповідно 13,43 доби. У 2019 р. загальна чисельність відмов зменшилася, тому відповідно зменшився час на їх ліквідацію на 16 % і складав 11,29 діб. Відповідна інформація наведена на рис. 3.4.

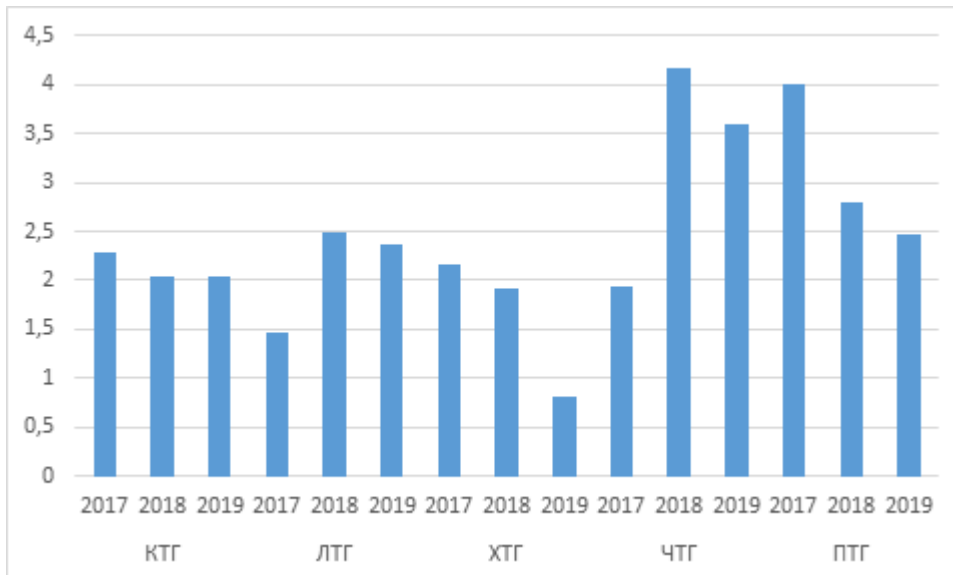


Рис. 3.4 – Гістограма розподілу часу проведення відновлювальних робіт для УМГ протягом 2017-2019 рр.

При цьому, у 2019 р. відмови на об'єктах ГТС були спричинені розгерметизацією елементів ЛЧ МГ (свищі внаслідок наскрізних дефектів труб, пропусків газу на запірній арматурі тощо), зокрема у наслідок виникнення наступних дефектів:

- витоку газу по корпусу крана змонтованому на штуцері який приварений несанкціоноване до труби $D_y 1400$;
- мікропори у кільцевому зварному шву;
- тріщини в різьбовому з'єднанні трубки для набивки мастила з корпусом крана;
- розшарування (16×7 мм) труби з виходом на поверхню і вм'ятина;
- навмисного пошкодження труби (врізка крану $D_y 30$) (12 год. по циф.);
- непровар, скупчення пор;
- місцева корозія;
- свищ на коліні підключення крану 10Ба $D_y 150$, знос тіла труби (залишкова товщина 3 мм.) довжиною 35 мм, шириною до 3 мм;
- тріщина в різьбовому з'єднанні (штуцері) трубки для набивки мастила з корпусом крана;
- витік газу із пошкодженої врізки імпульсного газу $D_y 15$;

- тріщина довжиною 150 мм повздовжнього зварного з'єднання, внутрішній дефект 1100 мм;
- витік газу по фланцевих з'єднаннях корпусу крану МА 39002 Д_у100;
- свищ діаметром 1мм в зварному шві діаметром байпасної лінії крана №420;
- повздовжня мікротріщина в тілі труби довжиною 15 мм;
- несанкційна врізка в магістральний газопровід шляхом приварювання трубки з вентилям;
- зрив шпінделя по різьбі вентиля ВІ-15 імпульсної лінії стояка відбору газу;
- пошкодження відводу Д_у 30 під час спроби його зламу сторонніми особами.



Рис. 3.3 – Корозійні пошкодження магістральних газопроводів.



Рис. 3.5 – Дефекти матеріалу трубопроводу (виразкова корозія).



Рис. 3.6 – Несанкційна врізка у трубопровід.

За результатами розслідування причин відмов встановлено наступні їх причини:

- втрата герметичності ущільнюючих кілець кульового крана;
- незадовільний стан ущільнюючих кілець крану;
- механічне пошкодження газопроводу внаслідок втручання в тіло труби, що призвело до утворення пробою і як наслідок, розгерметизації газопроводу і витоку газу (розмір пошкодження у формі рівнобедреного трикутника з більшою стороною 5,5 см і основою 2,2 см) під час проведення землеобробки на глибину більше 30 см., що є порушенням статті 19, розділу IV, Закону України «Про правовий режим земель охоронних зон об'єктів магістральних трубопроводів»;
- стороннє втручання шляхом приварки штуцера з краном кульковим Д_у32 Р_у15 до тіла труби. Кран кульковий, який розрахований на максимальний тиск 15 кгс/см² та призначений для систем водопостачання, виготовлений з латуні, не витримав тиск газу. В місці приварки штуцера був не досвердлений отвір орієнтовно 1 мм. Деформація корпусу крану призвела до витоку газу з газопроводу;
- навмисне пошкодження свердління (отвір ϕ 8 мм) труби (12 год. по циф.);
- точкова корозія тіла труби діаметром 3 мм., порушення проектів і НД під час будівництва (неякісне нанесення ізоляційного покриття);

- розшарування (500×150 мм) труби з виходом на поверхню (15 год. по циф.)
- мікропора у кільцевому/повздовжньому зварному шву;
- дефект штуцера набивочної лінії;
- корозія, лінзоподібна корозійна виразка діаметром 35 мм, із двома наскрізними отворами діаметром по 2 мм;
- тріщина (30×0,5 мм) зварного стика дренажного патрубка D_y 50 конденсатозбірника D_y 700;
- будівельний брак (дефект зварювання);
- розшарування (16×7 мм) труби з вих. на поверх. (13 год. по циф.) і вмятина 150×200мм;
- навмисне пошкодження труби (врізка крану D_y 30) (12 год. по циф.);
- брак зварювання;
- місцева корозія;
- знос металу на коліні байпасного крану;
- механічне пошкодження при проведенні ремонтних робіт по переізоляції МГ ШДК спеціалістами БМУ-2;
- порушення вимог монтажу крану при будівництві (відсутня плита під краном);
- корозійні виразки;
- внутрішня корозія металу трубопроводу на 17 годині по ходу газу, діаметром 1мм;
- виробіток внутрішньої трапецеїдальної різьби корпусу та шпинделя вентиля та стопорної шайби;
- заводський брак труби.

Звід про виникнення аварійних ситуацій наведено у Додатку Б. Інформація надалі використовується оператором для розроблення та коригування заходів із ліквідації та запобігання виникненню позаштатних ситуацій, а також враховується для формування плану проведення ремонтних робіт, в т.ч. для капітального чи поточного ремонту. Відповідно до даних 2019 р., середня

тривалість ремонтно-відновлювальних робіт становила 24,8 години за середнього часу зупинки об'єкта, де виникли відмови – 22,3 години.

3.2 Аналіз технічних рішень щодо запобігання відмов елементів ГТС

Надійність об'єктів магістральних газопроводів ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», як здатність газотранспортної системи гарантовано і безпечно забезпечувати споживачів України і Європи необхідними обсягами природного газу, в сучасних умовах набуває першорядного значення [22]. Відповідно до вимог національних нормативно-технічних документів персоналом ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» проводиться необхідний комплекс робіт з технічного обслуговування, технічного діагностування та ремонтів обладнання об'єктів магістральних газопроводів. За останні 30 років перебуває в експлуатації половина газопроводів і майже третина ГРС [7].

Проте, кількість і структура відмов і аварій на лінійній частині магістральних газопроводів (Рис. 3.7) свідчить, що підходи, які реалізовує АТ «УКРТРАНСГАЗ» в процесі експлуатації, технічного діагностування та ремонтів, в цілому є правильними.

Через стрес-корозійного розтріскування під напругою на магістральних газопроводах ПАТ «Укртрансгаз» мали місце три аварії на МГ «Уренгой-Помари-Ужгород», дві в 2003 році і одна в 2007 році. Також, при проведенні додаткового дефектоскопічного контролю за результатами внутрішньотрубною діагностики в 2009 і 2010 році були виявлені і усунені два дефекту типу КРН, також на МГ «УПУ». Всі дефекти КРН були розташовані на так званих «гарячих» ділянках на виході з компресорної станції. Протягом 2008 - 2012 рр. на об'єктах ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» категорійних аварій, пожеж і надзвичайних ситуацій техногенного характеру - не було, що свідчить про нормативний стан промислової безпеки ГТС. Проте, питома вага такого виду відмов, як пошкодження протягом десяти років залишається досить високою. Водночас, спостерігається загрозлива ситуація щодо кількості відмов з причини корозії металу труб (рис. 3.7).

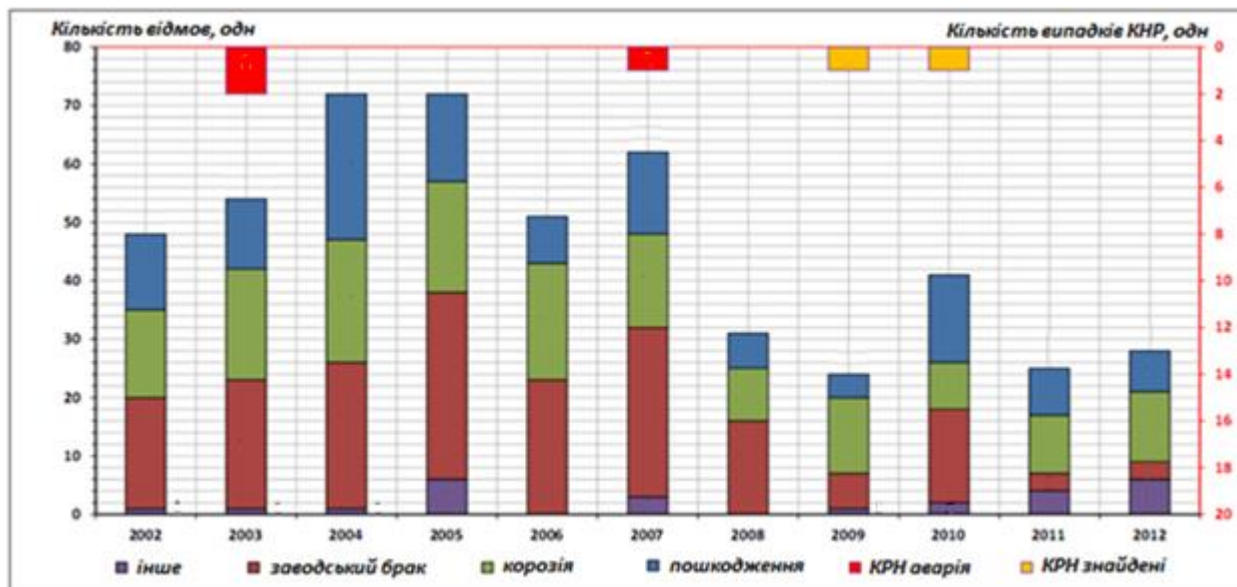


Рис. 3.7 – Кількість та структура аварій та відмов на об'єктах ГТС.

Відповідно до даних рис. 3.8 найвищі значення приведених відмов на 1000 км спостерігалися у 2008-2009 рр. – 1,973 та 1,967 відповідно. Основна причина відсутності захищеності - це незадовільний стан ізоляційного покриття через його старіння в процесі тривалої експлуатації, зловмисні пошкодження засобів електрохімічного захисту сторонніми особами, низька надійність електропостачання районними електричними мережами.



Рис. 3.8 – Розподіл відмов на об'єктах ГТС, спричинених корозійними процесами за період 2006-2016 рр.

У результаті проведених робіт зі стандартизації було розроблено нормативні документи, вимоги яких регламентували порядок проведення робіт з технічного обстеження, діагностування та контролю стану покривів, тому вдалося вже через чотири роки досягнути суттєвого зниження приведеної

кількості відмов: у 2012 р. – 0,838, та у 2013 р. – 0,642 (рис. 3.8). Станом на 2019 р. середнє значення приведених відмов складає 0,748, що свідчить про результативність роботи технічних служб та про актуальність вимог, які містяться у стандартах компанії і регламентують вимоги до протикорозійного захисту. Щорічно АТ «УКРТРАНСГАЗ» виконує комплексні корозійні обстеження від п'яти до семи тисяч км газопроводів.

Згідно результатів цих обстежень, захищеність лінійної частини складає 98.7%. Загальна протяжність ділянок, на яких потенціал не досягає нормативних значень, станом на 2019 р. становила 458 км.

Згідно наведених даних на рис. 3.9 у 2015-2016 рр. актуалізувалися роботи щодо ремонту ізоляційних покривів, у середньому на 40-45 % до минулих років. Причиною стало зростання показників відмов елементів системи АТ «УКРТРАНСГАЗ», що спричинені корозійними процесами, в т.ч. стрес-корозією.

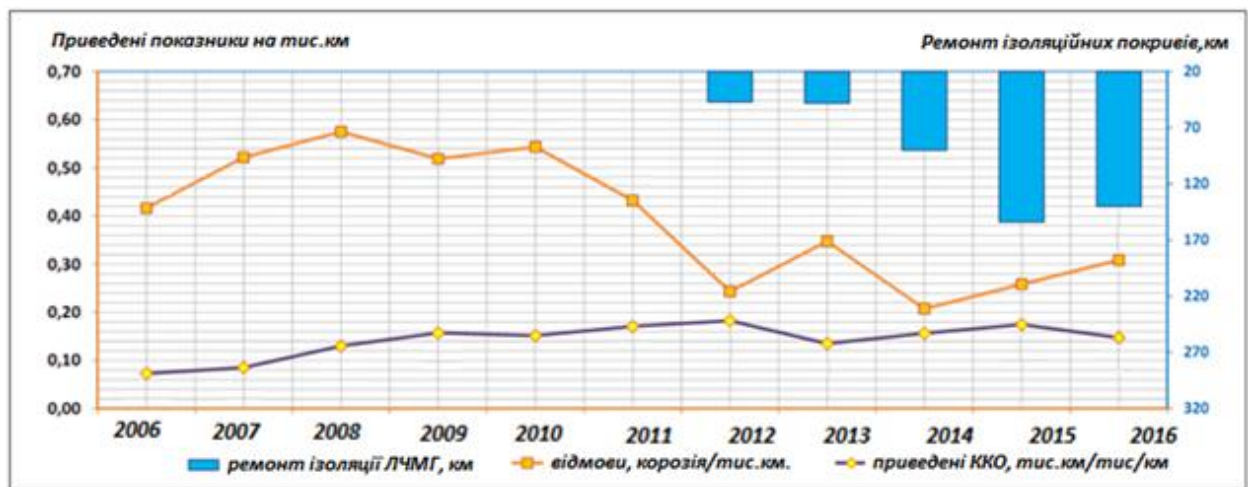


Рис. 3.9 – Приведені показники відмов газопроводів високого тиску на 1000 км.

Як уже було зазначено, проблема стрес-корозійного розтріскування металу труб під напругою характерна і для газопроводів АТ «УКРТРАНСГАЗ», хоча і в дещо менших масштабах, ніж в країнах ближнього зарубіжжя. Проблема збереження обладнання засобів електрохімзахисту та своєчасного реагування на зникнення напруги вирішується фахівцями згідно наступної системи заходів: укладання кабельних ЛЕП замість повітряних, застосування захисних укриттів установок катодного захисту. Також, цього буде сприяти прийняте рішення про

запровадження типової технології автоматизованої системи управління засобами електрохімзахисту.

Автоматизація засобів електрохімзахисту виконується у всіх філіях АТ «УКРТРАНСГАЗ» і після повного завершення робіт дозволить отримати інструмент і актуальні вихідні дані для комплексного аналізу ефективності роботи засобів електрохімзахисту з метою її оптимізації.

3.3 Аналізування відмов ГПА компресорних станцій магістральних газопроводів

Відповідно до експлуатаційних даних [43] зафіксовано 117 відмов ГПА, з яких 91 аварійна зупинка, 22 вимушених зупинок та 4 відмови були виявлені під час проведення регламентних робіт (табл. 3.5).

Таблиця 3.5 - Розподіл загальної кількості відмов ГПА за 2017 рік.

УМГ	Кількість відмов ГПА				Напрацювання ГПА, год
	АЗ	ВЗ	Інше*	Разом	
КТГ	18**	4	0	22	245 327
ЛТГ	3	3**	1	7	74 461
ПТГ	20	4	0	24	147 776
ХТГ	4	4	3	11	39 637
ЧТГ	46**	7	0	53	216 290
Примітка: * - ЗА – обладнання засобів автоматизації; ЕО – електрообладнання; МО – механічне обладнання; Інше – інші відмови ГПА (причина не встановлена, помилкові дії персоналу, зовнішні чинники тощо).					

За період 2017 року відбулось дев'ять групових випадків аварійних зупинок ГПА.

Також за період 2017 року було 4 випадки відмов ГПА, які не призвели до аварійних та вимушених зупинок, оскільки були виявлені під час проведення регламентних робіт (ТО, ремонт тощо), а саме: відмову механічного обладнання виявлено при проведенні «холодної прокрутки», під час проведення регламентних робіт після їх нормальної зупинки та після ремонту.

Розподіл відмов ГПА за типом обладнання, що відмовило, наведено в табл. 3.6 та на рис. 3.10.

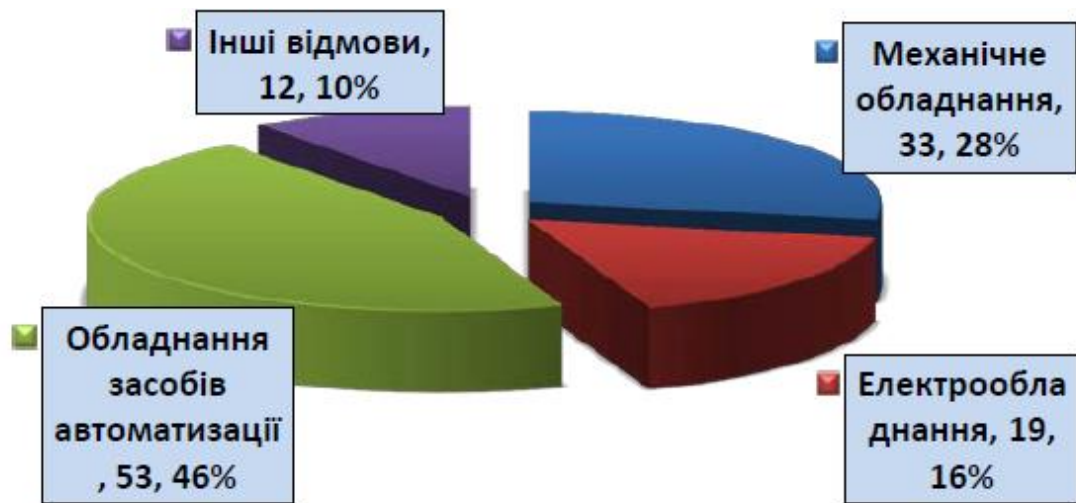


Рис. 3.10 – Розподіл відмов в роботі обладнання за 2017 р.

Таблиця 3.6 - Розподіл кількості відмов по типах обладнання за 2017 рік.

УМГ	Кількість відмов в роботі обладнання, які призвели до аварійних та вимушених зупинок чи були виявлені під час проведення регламентних робіт				
	ЗА*	ЕО*	МО*	Інше*	Разом
КТГ	11	4	6	1	22
ЛТГ	0	2	4	1	7
ПТГ	6	6	8	4	24
ХТГ	3	1	6	1	11
ЧТГ	33	6	9	5	53

Примітка:
 * - ЗА – обладнання засобів автоматизації; ЕО – електрообладнання; МО – механічне обладнання; Інше – інші відмови ГПА (причина не встановлена, помилкові дії персоналу, зовнішні чинники тощо).

Як свідчать дані рис. 3.10 найбільший відсоток відмов ГПА припадає на обладнання засобів автоматизації. У порівнянні із відповідним періодом 2016 року кількість відмов обладнання систем автоматики, що призвели до АЗ та ВЗ ГПА, збільшилась із 44 одиниць до 53 одиниць (збільшення на 20 %). Загальний наробіток ГПА збільшився з 563524 годин у 2016 році до 723491 годин в 2017 році (збільшення на 28 %). За звітний період причинами таких відмов були тривалий термін експлуатації обладнання (33-38 років), неякісна продукція виробника, дія наявного пагубного стороннього чинника (вібрації) в місці його встановлення, незахищеність обладнання від дії імпульсів вторинних проявів

Значна частина відмов припадає і на механічне обладнання – 33 %. Із порівняння кількостей відмов ГПА та загальних напрацювань парку ГПА ПАТ «УКРТРАНСГАЗ» за 2016 рік та 2017 рік видно, що загальна кількість відмов збільшилась – з 80 од. за 2016 рік до 117 од. за 2017 рік. Загальне напрацювання ГПА збільшилося з 563,5 тис. годин за 2016 рік до 723,5 тис. годин за 2017 рік. З причини виходу з ладу механічного обладнання збільшилась з 19 од. за 2016 рік до 33 од. за 2017 рік.

Для зменшення кількості відмов механічного обладнання рекомендовано забезпечити резервування найбільш ненадійних, за статистичними показниками, вузлів: ущільнююче кільце трубопроводу, нижня коробка приводів, шестерні нижнього приводу двигуна, гумові ущільнення, трубопроводи подачі оливи високого тиску на торцеві ущільнення, гумові мембрани, муфта обгону турбодетандера Розподіл кількості відмов, середнього напрацювання на відмову та середнього параметру потоку відмов по УМГ за 2017 рік наведено в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 - Розподіл кількості відмов, середнього напруцювання на відмову та середнього параметру потоку відмов ГПА по УМГ за 2017 рік

[illegible]

При цьому аналізування проводиться згідно з визначеннями термінів, що наведені у ДСТУ 2860-94 [41]:

- середнє напрацювання на відмову – відношення сумарного наробітку відновлюваного об'єкта до математичного сподівання числа його відмов протягом цього наробітку;

- середній параметр потоку відмов – середнє значення відношення математичного сподівання кількості відмов відновлюваного об'єкта за досить малий його наробіток до значення цього наробітку у заданому інтервалі часу.

Наведені у табл. 3.7 напрацювання на відмову враховують відмови загальностанційних систем, окремих ГПА, технологічні зупинки по непроектних умовах тиску газу на вході та виході з КС, відмови через взаємний вплив працюючих ГПА в стаціонарних та перехідних режимах. З них нормованими (згідно ГОСТ 28775-90 та ГОСТ 21199-82) є тільки напрацювання на відмову ГПА, що закладені в ТУ. Найбільше напрацювання на відмову спостерігається в УМГ «ЛЬВІВТРАНСГАЗ» - 12410 год., а найменше – в УМГ «ХАРКІВТРАНСГАЗ» - 3964 год.

Згідно даних рис. 3.11 найбільше середнє значення параметру потоку відмов спостерігається в УМГ «ХАРКІВТРАНСГАЗ» $0,252 \text{ тис.год}^{-1}$, а найменше – в УМГ «ЛЬВІВТРАНСГАЗ» $0,081 \text{ тис.год}^{-1}$.

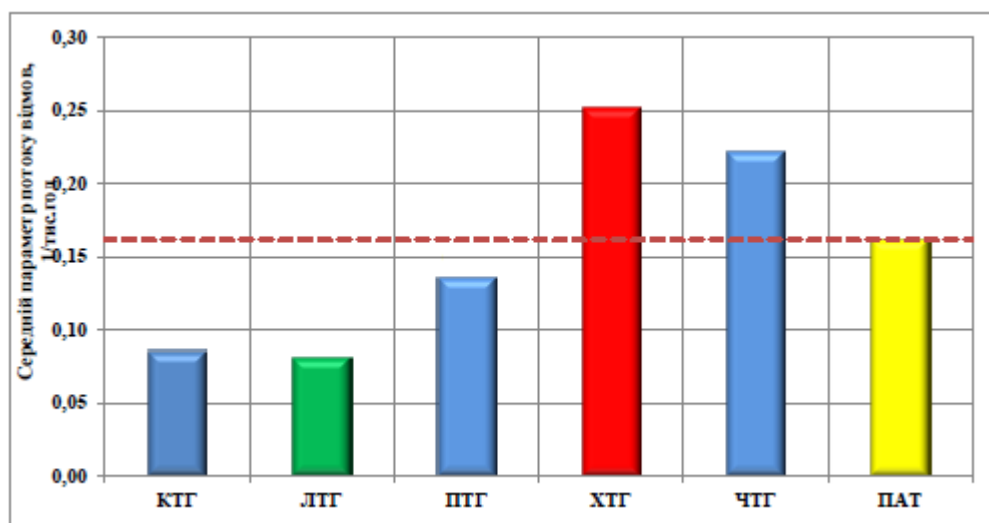


Рисунок 3.11 - Розподіл середнього параметру потоку відмов за 2017 рік по УМГ.

При цьому, середнє значення параметру потоку відмов становить $0,162 \text{ тис.год}^{-1}$. Порівняння показників надійності (кількості відмов, напрацювання на відмову та середнього параметру потоку відмов) по філіях УМГ за 2016 та 2017 роки наведено в Додатку В.

Порівняння середніх параметрів потоку відмов за 2016 та 2017 роки наведено на рис. 3.12. За отриманими даними, у 2017 р. відбулося різке зростання потоку відмов на об'єктах ХТГ – з $0,098 \text{ тис.год}^{-1}$ до $0,252 \text{ тис.год}^{-1}$. Досить високими були показники для ЧТГ: $0,243 \text{ тис.год}^{-1}$ у 2016 р. та $0,222 \text{ тис.год}^{-1}$ у 2017 р.

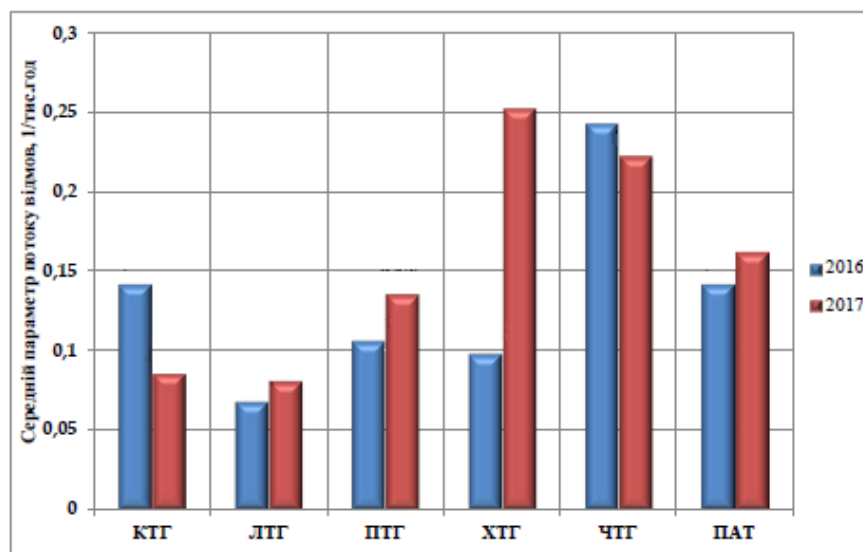


Рисунок 3.12 - Порівняння середніх параметрів потоку відмов за 2016 та 2017 р.

Порівняння середніх напрацювань на відмову за 2016 та 2017 роки наведено на рис. 3.13. Відповідно до наведених даних, доволі значущими є показники ЧТГ: 4116 тис.год у 2016 р. та 4506 тис.год у 2017 р., та показники ХТГ у 2017, що склало 1964 тис.год.

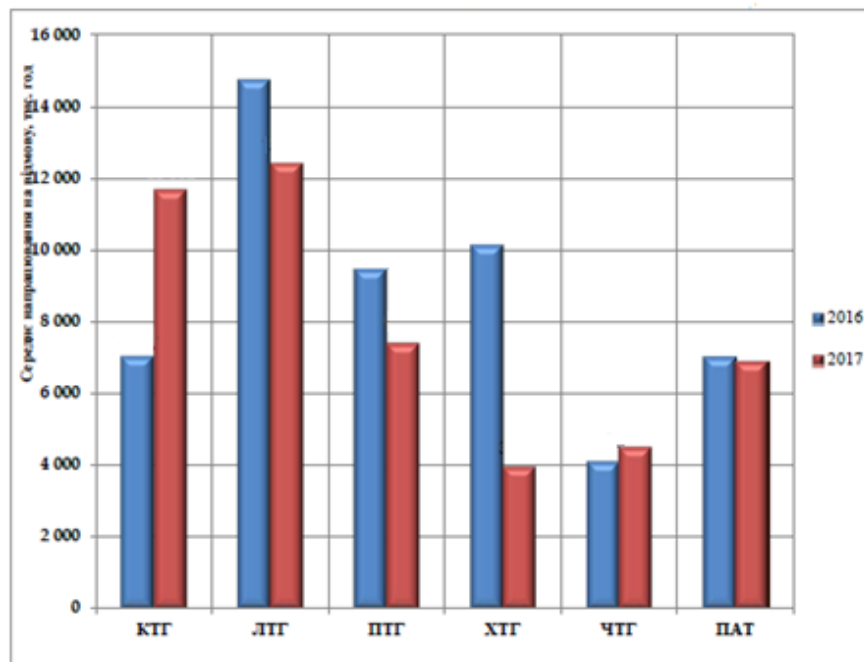


Рис. 3.13 - Порівняння напрацювань на відмову за 2016-2017 роки по УМГ.

Розподіл середніх напрацювань на відмову за типами ГПА за 2017 рік наведено на рис. 3.14.

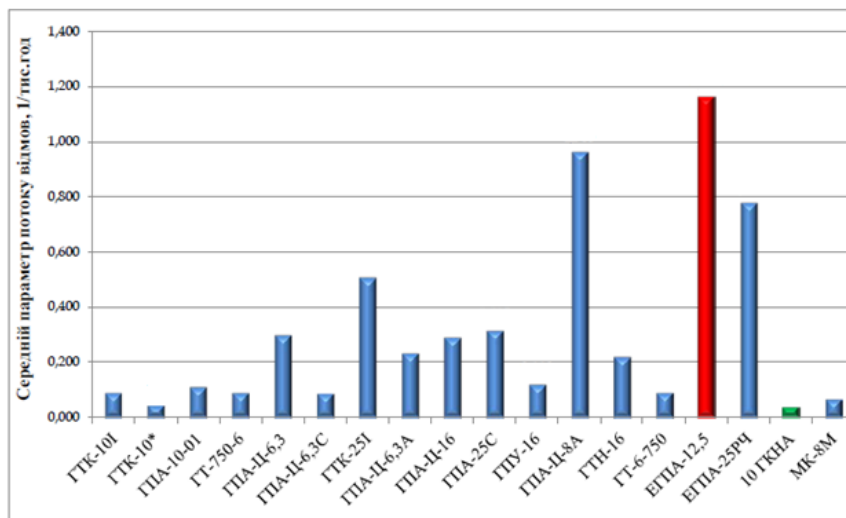


Рис. 3.14 – Розподіл середніх параметрів потоку відмов за типами ГПА 2017 р.

За даними рис. 3.14 найбільше значення параметру потоку відмов спостерігається на ГПА типу ЕГПА-12,5 – 1,161 тис.год⁻¹, а найменше на 10ГКНА – 0,035 тис.год⁻¹.

У рамках дослідження проведено розрахунок напрацювання САК ГПА на відмову та інтенсивності (кількості) відмов на одну тисячу годин роботи.

При розрахунках надійності систем автоматики враховувались тільки ті САК ГПА, наробіток яких склав більше 100 годин за відповідний період.

Дані результатів розрахунку напрацювання на відмову, інтенсивності відмов на тисячу годин роботи САК ГПА по ПАТ УТГ та по УМГ наведені у табл. 3.8.

Розрахунок інтенсивності відмов систем автоматики по ПАТ УТГ та УМГ виконано з урахуванням наробітку решти САК ГПА (релейні, А-705-15).

Таблиця 3.8 – Звід результатів розрахунку інтенсивності відмов САК ГПА.

№ з/п	Тип САК ГПА	К-сть САК ГПА	К-сть САК ГПА в роботі (N)	К-сть відмов (B_3)	Загальний наробіток, годин, ($T_{\text{заг}}$)	Середній наробіток на один ГПА ($T_{\text{сер}}$)	Напрацювання на відмову САК ГПА, годин (T_o)	Напрацювання на відмову ПТЗ* САК ГПА, годин ($T_{\text{птз}}$)	Інтенсивність відмов, 1/тис.год (I_e)
1	Спідтронік	56	48	15	83718	1744	5581	27906	0,179
2	АТТІЗ (Інек)	76	48	10	143622	2992	14362	20517	0,069
3	Зоря-1	16	15	7	34084	2272	4869	17042	0,205
4	Укргазтех	132	101	10	172018	1703	17202	34404	0,058
5	Укргазгео автоматика	33	29	3	82311	2838	27437	-	0,036
	По УТГ	53						723491	
Примітка По Релейній (СЦКУ) - 1 відмова, А-705-15 – 3 відмови, САК КЦ - 1 відмова, ТзОВ Газпроміновації – 2 відмови; ВІЗА К-16МТ - 1 відмова									

Інтенсивність (кількість) відмов на тисячу годин роботи основних САК ГПА наведено на рис. 3.15.

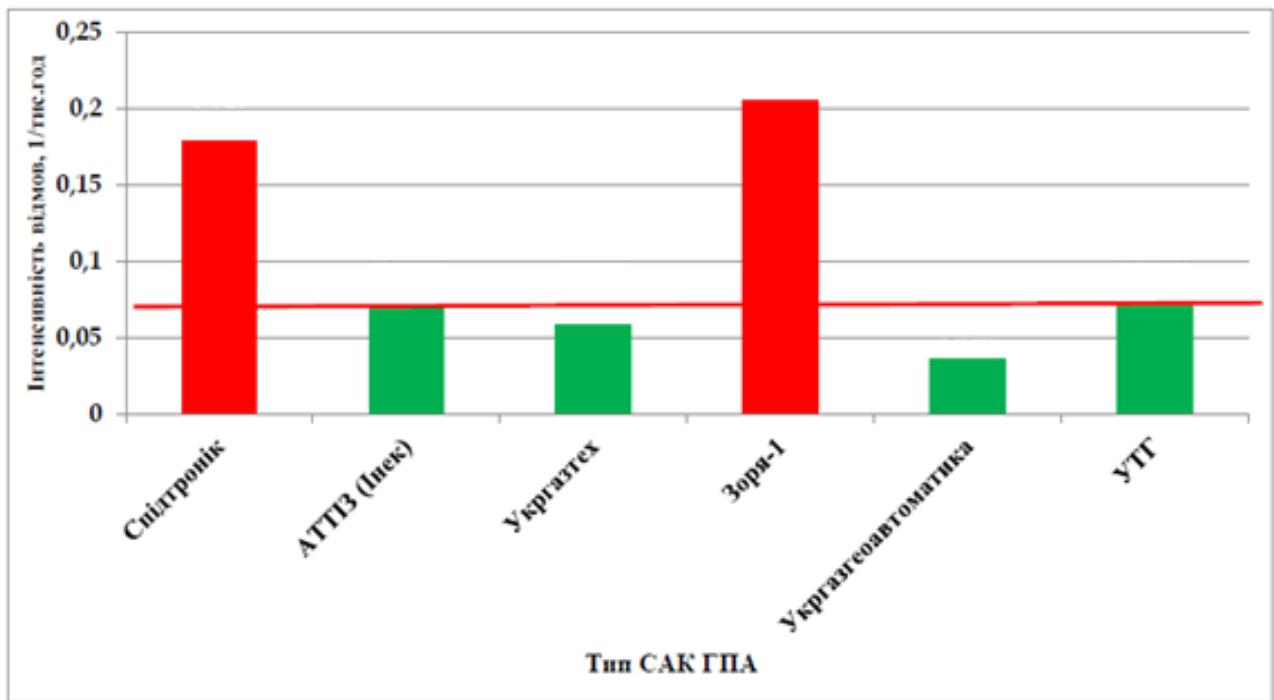


Рис. 3.15 – Інтенсивність відмов основних типів САК ГПА.

За даними актів зафіксовано 53 відмови в роботі обладнання засобів автоматизації, які призвели до аварійних та вимушених зупинок ГПА. Від загальної кількості відмов за 2017 рік (всього 115 відмов), це складає 46 %. Найбільша кількість відмов відбулась по САК ГПА розробки Спідтронік – 15 од., ТзОВ Укргазтех – 10 од., АТТІЗ (Інек) – 10 од., Зоря-1 – 7 од.

3.4 Моделювання впливу показників безвідмовності на довговічність експлуатації газопроводів

Упровадження методик розрахунків надійності та технологічності трубопроводів при їх паспортизації дозволяє отримати обґрунтовані оцінки залишкової надійності різних їх ділянок, що забезпечує оптимізацію вибору найменш надійних ділянок для проведення першочергових планово-попереджувальних ремонтів [46, 62, 68].

Даний підхід дозволяє звести до мінімуму появу аварійних ситуацій на трубопроводах і проведення відповідних аварійних ремонтів [58].

За даними АТ «УКРТРАНСГАЗ», витрати на проведення аварійних ремонтів елементів газотранспортних систем більш ніж в 3 рази перевищує витрати на проведення планово-попереджувальних робіт.

Таким чином, запобігання аварійним ситуаціям на об'єктах ГТС дозволяє знизити сукупні капіталовкладення на їх ремонт в 2-3 рази.

Для вивчення питання забезпечення безаварійного та безвідмовного функціонування елементів ГТС запропоновано методологію розрахунку параметра безвідмовності [9]. Для цього, згідно формули 2.4 для рівня безвідмовності трубопроводу 0,94 побудовано модельні графіки залежності інтенсивності відмов елементів ГТС від тривалості їх експлуатації, із врахуванням надійності системи контролю, яка включає в себе застосування комплексу нормативних документів (табл. 3.9, рис. 3.16).

Установлена залежність дозволяє встановити, що для кожного окремого елемента системи ГТС зі збільшенням терміну експлуатації показники рівня безвідмовності будуть знижуватися. Водночас, потрібно враховувати, що основою для моделювання залежності є застосування вимог комплексу нормативних документів, відповідно до яких проводяться заходи з контролю та технічного діагностування.

Таблиця 3.9 – Модельні розрахунки інтенсивності відмов елементів ГТС від тривалості їх експлуатації.

Тривалість експлуатації, год	Інтенсивність відмов				
	Елемент 1, λ_1	Елемент 2, λ_2	Елемент 3, λ_3	Елемент 4, λ_4	Елемент 5, λ_5
	0,06000	0,05000	0,03000	0,01500	0,00500
0,05000	0,99999	0,99999	1,00000	1,00000	1,00000
0,10000	0,99996	0,99998	0,99999	1,00000	1,00000
0,50000	0,99910	0,99937	0,99977	0,99994	0,99999
1,00000	0,99640	0,99750	0,99910	0,99977	0,99998

Продовження таблиці 3.9.

Тривалість експлуатації, год	Інтенсивність відмов				
	Елемент 1, λ_1	Елемент 2, λ_2	Елемент 3, λ_3	Елемент 4, λ_4	Елемент 5, λ_5
1,50000	0,99190	0,99437	0,99797	0,99949	0,99994
1,95000	0,98631	0,99049	0,99658	0,99914	0,99990
2,00000	0,98560	0,99000	0,99640	0,99910	0,99990
3,25000	0,96198	0,97359	0,99049	0,99762	0,99974
5,00000	0,91000	0,93750	0,97750	0,99437	0,99937
5,10000	0,90636	0,93497	0,97659	0,99415	0,99935
5,15000	0,90452	0,93369	0,97613	0,99403	0,99934
5,60000	0,88710	0,92160	0,97178	0,99294	0,99922
5,65000	0,88508	0,92019	0,97127	0,99282	0,99920
5,70000	0,88304	0,91877	0,97076	0,99269	0,99919
5,75000	0,88097	0,91734	0,97024	0,99256	0,99917
5,95000	0,87255	0,91149	0,96814	0,99203	0,99911
6,00000	0,87040	0,91000	0,96760	0,99190	0,99910
6,05000	0,86823	0,90849	0,96706	0,99176	0,99908
6,85001	0,83108	0,88269	0,95777	0,98944	0,99883
6,95001	0,82611	0,87924	0,95653	0,98913	0,99879
7,00001	0,82360	0,87750	0,95590	0,98897	0,99878
7,95001	0,77247	0,84199	0,94312	0,98578	0,99842
8,00001	0,76960	0,84000	0,94240	0,98560	0,99840
8,65001	0,73064	0,81294	0,93266	0,98316	0,99813
9,25002	0,69197	0,78609	0,92299	0,98075	0,99786
9,60002	0,66822	0,76960	0,91706	0,97926	0,99770
9,95002	0,64359	0,75249	0,91090	0,97772	0,99752
10,00002	0,64000	0,75000	0,91000	0,97750	0,99750

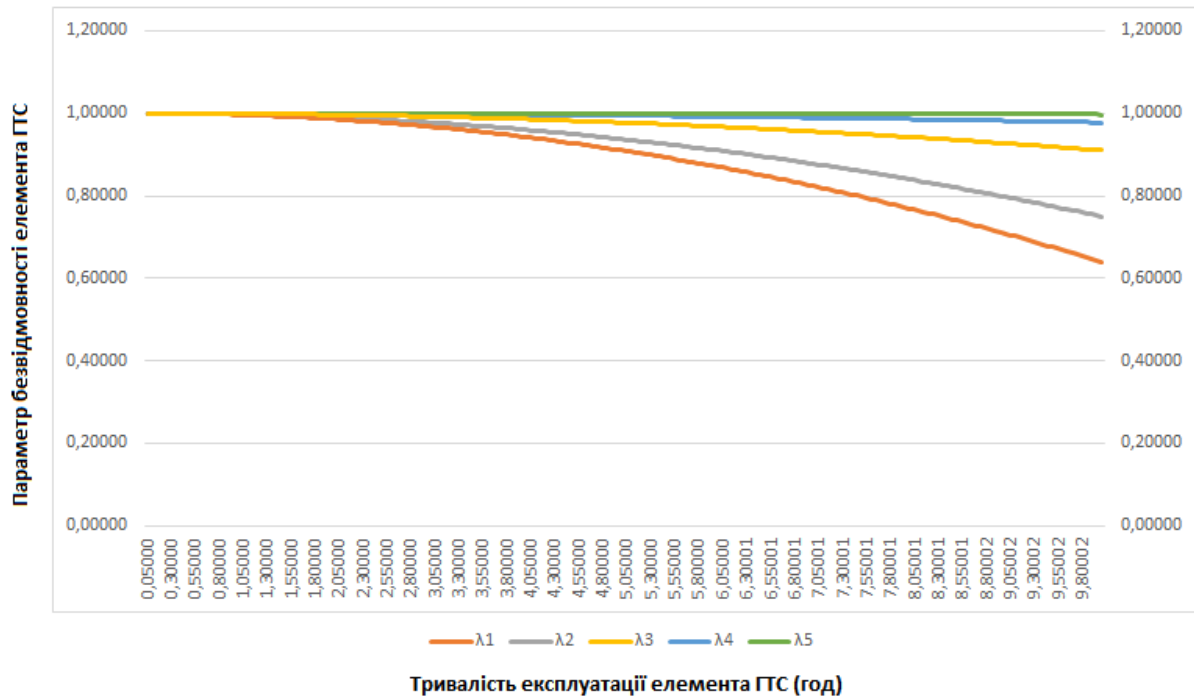


Рис. 3.16 – Залежність інтенсивності відмов елементів ГТС від тривалості їх експлуатації (для комплексу застосовних стандартів).

У результаті отримані значення свідчать про те, що для певних елементів системи ГТС (елемент 4 та 5) інтенсивність відмов за часом експлуатації знижуватиметься поступово, більш значним є відхилення інтенсивності відмов для елемента 3. Щодо елементів 1 та – потрібно вживати додаткових заходів, у т.ч. щодо перегляду застосовних нормативних документів, сфера яких поширюється на підтримання безаварійної та безвідмовної роботи ГТС.

Для формули 2.5 побудовано модельний графік (рис. 3.17) залежності інтенсивності відмов елементів ГТС від тривалості їх експлуатації. Як свідчать дані обчислень, інтенсивність відмов елементів ГТС спадає впродовж збільшення часу їх експлуатації.

Однак, поступове зниження параметру інтенсивності відмов спричинене тим, що для проведення робіт із технічного діагностування та контролю введений нормативних документ, вимог якого якнайширше враховують особливості виконання робіт і дозволяють встановити оптимальну кількість заходів із технічного діагностування й контроль для підтримання безаварійної роботи елементів ГТС.

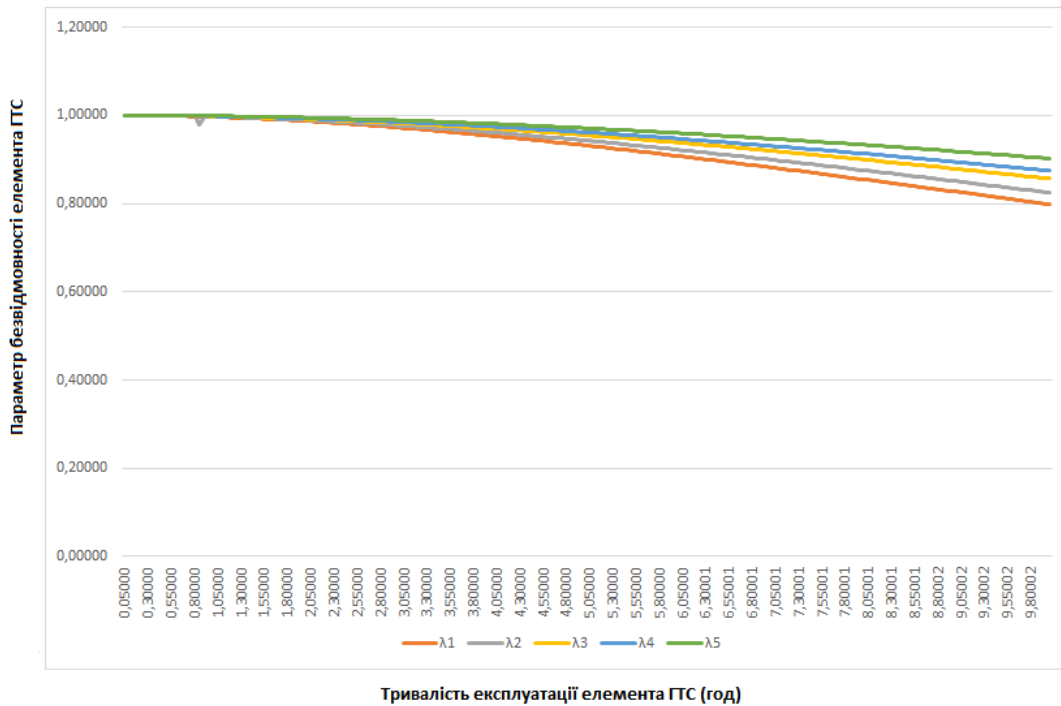


Рис. 3.17 – Залежність інтенсивності відмов від тривалості експлуатації елемента ГТС.

Для різних значень параметра α (згідно формули 2.7), який характеризує відмови, пораховано довговічність об'єкта ГТС (рис 3.18).

$$0,95 = 1 - \alpha^2 t^2$$

$$1 - \frac{0,95}{\alpha^2} = t^2$$

$$t = \sqrt{1 - \frac{0,95}{\alpha^2}}$$

У результаті модулювання отримано інформацію про безаварійність елемента ГТС, що наведено у табл. 3.10

Таблиця 3.10 – Прогнозовані результати розрахунку безаварійної роботи елемента ГТС.

Ймовірність аварійної ситуації	Тривалість експлуатації, год
0,03000	7,45356
0,02000	11,18034
0,01000	22,36068
0,00500	44,72137
0,00300	74,53561
0,00100	223,60680

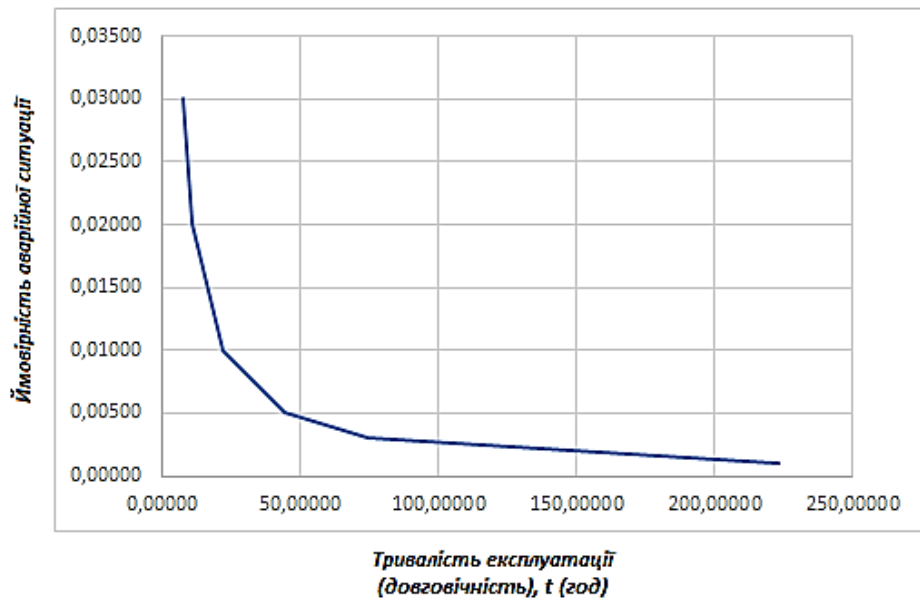


Рис. 3.18 – Взаємозв'язок ймовірності аварійної ситуації із тривалістю експлуатації об'єкта ГТС (прогнозування).

Як показують результати моделювання, довговічність елемента ГТС буде залежати від ймовірності виникнення аварійної ситуації та рівня безвідмовності елемента ГТС. Відповідно, при ймовірності аварійної ситуації 0,03 (рівень безвідмовності 0,97) очікуваний термін експлуатації елемента ГТС складатиме 7,45356. Із подальшим зниженням ймовірності аварійної ситуації довговічність елемента ГТС зростатиме, оскільки зростатиме показник безвідмовності.

3.5 Висновки до розділу 3

3.1 Проаналізовано причини виникнення аварійних ситуацій на різних об'єктах ГТС та за результатами статистичного аналізу встановлено, що до 2029 р. понад 40 % магістральних газопроводів матимуть ресурс експлуатації понад 40 р. Відповідно, зростатиме кількість аварійних ситуацій внаслідок старіння потужностей. Аргументовано, що актуалізація чинної та розроблення нормативної документації, що регламентуватиме якість умонтованого обладнання чи чітке дотримання нормативних вимог при обстеженні, обслуговуванні, ремонті, проведенні регламентних робіт дозволить зменшити ймовірність виникнення нештатних і аварійних ситуацій.

3.2 На основі отриманих виробничих даних встановлено, що на об'єктах ГТС спостерігається зростання кількості відмов, спричинених корозійними процесами. Відповідно до проведених розрахунків, не зважаючи на збільшення кількості комплексних корозійних обстежень (від 5-7 тис. км щорічно) спостерігається зростання кількості відмов, хоча результати обстеження свідчать про 98,7 % захищеності лінійної частини магістральних газопроводів.

3.3 Проаналізовано причини відмов ГПА компресорних станцій на об'єктах УМГ. Встановлено, що найчастіше відмови ГПА виникають через відмови електрообладнання та механічного обладнання. Проведено аналізування експлуатаційних показників ГПА на КС у розрізі магістральних газопроводів, результати якого дозволяють встановити, що у 2017 р. найбільшу інтенсивність відмов зафіксовано у КТГ – $0,03656 \text{ год}^{-1}$, а найнижчу у ЛТГ – $0,00132 \text{ год}^{-1}$. При цьому, середнє значення інтенсивності відмов становить $0,09668 \text{ год}^{-1}$. У 2018 р. відсоткове співвідношення інтенсивності відмов зросло на 20 %, середній показник інтенсивності відмов становив $0,11628 \text{ год}^{-1}$. Також. Згідно виконаних обчислень середня тривалість відновлювальних робіт у 2017 р. складала 11,87 діб, а у 2018 р. відповідно 13,43 доби. У 2019 р. спостерігалася тенденція для зменшення чисельності відмов - 11,29 діб та -16 % відповідно.

3.4 Проведено модельні розрахунки для рівня безвідмовності трубопроводу 0,94. На основі отриманих даних побудовано модельні графіки, що відображають залежність надійності об'єкта ГТС від надійності системи контролю, у складі якої є і нормативне регулювання. Встановлено, що довговічність елемента ГТС буде залежати від ймовірності виникнення аварійної ситуації та рівня безвідмовності елемента ГТС, оскільки зі зниженням ймовірності аварійної ситуації зростатиме показник безвідмовності елемента ГТС.

4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

В рамках цього диплому пропонується проводити попереднє (перед стисненням в нагнітачі) охолодження природного газу на компресорній станції, яке дозволяє знизити витрати паливного газу для роботи нагнітача.

Запропоновано для організації режиму охолодження використовувати штучний холод, що виробляється тепловикористовуючою абсорбційною водоаміачною холодильною машиною, яка в свою чергу, працює на газах газотурбінного агрегату, що відходять.

Вище було показано, що застосування штучного охолодження газу до його стиснення дозволить економити $109,875 \text{ м}^3/\text{г}$ паливного газу, в порівнянні з базовим режимом.

Проведемо розрахунок економічного ефекту, який може мати місце в рамках даної технічної пропозиції. На добу економія паливного газу складатиме:

$$109,875 \cdot 24 = 2637 \text{ м}^3.$$

При поточній вартості 1000 м^3 природного газу в Україні 320 \$, в рік можна очікувати економію:

$$E_{\text{рік}} = \frac{320 \cdot 2637}{1000} \cdot 365 = 31345 \$.$$

Проведемо розрахунок витрат, які необхідні будуть для реалізації технічної пропозиції ($\sum B$). Вони складаються з витрат на АВХМ ($B_{\text{АВХМ}}$), теплообмінного обладнання ($B_{\text{ТО}}$), монтажу ($0,1$ від $B_{\text{АВХМ}} + B_{\text{ТО}}$), зарплати персоналу ($B_{\text{ЗП}}$) і вартості енергії ($B_{\text{Е}}$).

$$\sum B = B_{\text{АВХМ}} + B_{\text{ТО}} + 0,1 \cdot (B_{\text{АВХМ}} + B_{\text{ТО}}) + B_{\text{ЗП}} + B_{\text{Е}}. \quad (3.1)$$

На даний момент ринкова вартість АВХМ з холодопродуктивністю близько 1-3 МВт становить $Z_{\text{АВХМ}} = 100000 \$$, теплообмінного обладнання – близько $Z_{\text{ТО}} = 50000 \$$. Тоді монтаж складатиме близько 15000 \$.

Електрична енергія витрачається при роботі систем автоматики і циркуляційних живильних пристроїв АВХМ. Сумарна потужність їх складає близько 10 кВт. На добу це $240 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{добу}$. На 2026 р. в Україні вартість електричної енергії для промисловості становить не менш $5.5. \text{ рн}/1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$.

На рік:

$$B_E = 320 \cdot 5.5 \cdot 365 = 642400 \text{ грн.}$$

Заробітну плату обслуговуючого персоналу (4 особи) на місяць візьмемо 10000 грн. На рік:

$$B_{ЗП} = 20000 \cdot 4 \cdot 12 = 960000 \text{ грн.}$$

Проведемо сумарний розрахунок витрат на технічну пропозицію з розрахунку, що штучне охолодження буде використовуватися тільки в жаркий і перехідний періоди року, тобто протягом 9 місяців.

Валютний курс приймемо рівним 1 \$ = 42 грн.

$$\sum B = 10000 + 50000 + 15000 + \left(\frac{642400 + 960000}{42} \right) \cdot \frac{9}{12} = 84864\$.$$

Відповідно і економія буде мати місце протягом 9 місяців, тобто

$$31345 \cdot \frac{9}{12} = 23157 \$.$$

Таким чином, період окупності складе:

$$T = \frac{84854}{23157} = 3.57 \text{ рік.}$$

5 ОХОРОНА ПРАЦІ І ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ АВХМ

5.1 Заповнення установки.

Перед заповненням установку (апарати, трубопроводи, циркуляційні та рециркуляційні насоси та ін.) вакуумують до залишкового тиску 2-3 мм рт. ст. Під вакуумом обладнання залишають на 24 год.

Установка вважається щільною, якщо за цей час тиск в ній піднявся не більше ніж на 1 мм рт. ст. Після цього можна почати її заповнення. Водний розчин бромистого літію готують в окремому резервуарі. Для цього використовують дистильовану воду і чистий бромистий літій у вигляді білого мілкокристалічного порошку. Бромистий літій повинен бути в герметичній упаковці, що гарантує відсутність зволоження порошку. Концентрацію водного розчину бромистого літію можна прийняти рівною концентрації проміжній між міцним і слабким розчинами при зоні дегазації не більше 4-5%.

Умовний об'єм заповнення апаратів, %

Кип'ятильник затопленого типу	100
Теплообмінник розчинів	100
Сторона слабого розчину	100
Сторона міцного розчину	100
Абсорбер плівковий (ресивер слабого розчину).....	100
Трубопроводи	100
Насоси.....	100
Арматура	100

Концентрація приготованого розчину повинна бути перевірена за питомою вагою за допомогою ареометра.

Після приготування в розчин додають антикорозійні порошкоподібні інгібітори: хромат літію або його гідроокис. На 1 кг розчину вводять 2,6 г хромату літію і 2 г гідроксиду літію. Збільшення кількості інгібіторів викличе передчасну кристалізацію розчину, а їх недолік – підвищує агресивність його до матеріалу апаратів установки.

Приготований розчин подається насосом через теплообмінник в кип'ятильник, потім зливається в другу сторону теплообмінника, трубопроводи, арматуру та ін.

Необхідно охороняти апарати від попадання в них повітря, тому що навіть при антикорозійних домішках кисень викликає корозію металу. Якщо установку зупиняють на тривалий період, то її апарати заповнюють азотом з тиском трохи вище атмосферного.

5.2 Пуск, зупинка і обслуговування АВХМ [22]

Перед пуском необхідно переконатися, що є: необхідний вакуум в апаратах, вода, що охолоджує, для конденсатора і абсорбера, достатня кількість розчину в кип'ятильнику.

Після цього вмикають воду на конденсатор і абсорбер і за витратомірами перевіряють її кількість. Якщо необхідно, то вмикають вакуумні насоси на абсорбер і конденсатор.

Вмикають пару на кип'ятильник і переконуються в нормальному відведенні конденсату. Розчин нагрівають до проектної температури, вмикають циркуляційний насос і налагоджують циркуляцію розчину.

Вмикають рециркуляційний насос розчину, потім рециркуляційний насос холодної води (при випарнику закритого типу) і насос холодної технологічної води. Коли буде досягнута необхідна температура, подають холодну технологічну воду споживачам. Повністю налагоджують циркуляцію розчину.

Вмикають автоматичне регулювання і дистанційний контроль за роботою машини.

Бромистолітєва абсорбційна холодильна установка безпечна в роботі. При експлуатації її треба слідкувати здебільшого за роботою насосів, а також підтримувати необхідний вакуум у конденсаторі і абсорбері, адже тиск кипіння визначає температуру технологічної води, яка подається споживачу. Небезпечною для робочого процесу є кристалізація міцного розчину, тому необхідно знати температуру, при якій починають випадати кристали бромистого літію.

В процесі експлуатації необхідно підтримувати температуру міцного розчину мінімум на 5-7 °С вище температури кристалізації. Слід також мати на увазі, що при тиску в абсорбері нижче 4,7 мм рт. ст. вода у випарнику може замерзнути, тому допускати цей тиск при роботі машини не слід.

Періодично перевіряють розчин на вміст металу внаслідок корозії. Якщо використовують жорстку або забруднену воду, що охолоджує, то очищають труби від бруду і водяного каменю в абсорбері і конденсаторі.

Стежать за роботою автоматичних приладів і періодично перевіряють годинну холодопродуктивність установки (по витраті і різниці температур технологічної води). Регулярно записують в добовий журнал необхідні свідчення приладів, а також неполадки, що виникають при експлуатації.

Відхилення від нормального режиму роботи машини, їх причини та способи усунення наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 - Відхилення від нормального режиму роботи машини, їх причини та способи усунення.

Відхилення та їх ознаки	Причини відхилень	Способи усунення
Підвищений тиск (температура) в конденсаторі	Недостатня подача води на конденсатор	Збільшити подачу води в апарат
	Посилене випарювання розчину в кип'ятильнику	Зменшити подачу грію-ного пара
	Наявність повітря в апараті	Включити вакуум-насос і через повітрявідділювач видалити повітря
	Забруднення поверхні, що передає тепло	Очистити труби від забруднень
Підвищений тиск у випарнику	Велике холодильне навантаження	Підвищити продуктивність установки шляхом збільшення подачі пари в кип'ятильник та охолоджувальної води на абсорбер і конденсатор
	Недостатня кількість води, що подається на абсорбер	Збільшити подачу води
	Наявність повітря в абсорбері	Ввімкнути вакуум-насос і видалити повітря через повітрявідділювач в атмосферу

Продовження таблиці 4.1.

Відхилення та їх ознаки	Причини відхилень	Способи усунення
Знижений тиск у випарнику	Забруднення труб абсорбера	Очистити труби
	Зменшення холодильного навантаження	Знизити продуктивність установки. Зменшити подачу пари в кип'ятильник та води в абсорбер і конденсатор
Недостатній нагрів слабого розчину	Збільшення подачі води в абсорбер	Скоротити подачу води в апарат
	Збільшення подачі слабого розчину в кип'ятильник	Зменшити подачу розчину, прикрити прохідний вентиль на напірній лінії насосу
	Почалася кристалізація міцного розчину в теплообміннику	Підвищити температуру слабого розчину в абсорбері, зменшивши подачу охолоджуючої води

Зупинку машини виконують в наступному порядку:

- 1) вимикають насос технологічної води;
- 2) припиняють подачу пари, що гріє, на кип'ятильник;
- 3) вимикають циркуляційні та рециркуляційні насоси розчину і холодної води;
- 4) припиняють подачу охолоджуючої води на конденсатор і абсорбер;
- 5) перекривають вентилі, через які повітря може потрапити в установку (на лініях вакуум-насосів, технологічної води та ін.).

Якщо можливе замерзання води, то її зливають з труб і водяних кришок кип'ятильника, абсорбера і конденсатора, а також з відповідних трубопроводів. Щоб попередити кристалізацію і замерзання розчину, його зливають з усіх апаратів, трубопроводів і насосів в окремий ресивер.

Ресивер повинен бути обладнаний паровим обігрівом для розчинення кристалів бромистого літію.

При тривалій стоянці апарати установки заповнюють азотом і піднімають тиск вище атмосферного на 0,1-0,2 атм, щоб уникнути проникнення зовнішнього повітря.

5.3 Правила техніки безпеки в процесі експлуатації АВХМ [2]

В процесі експлуатації АВХМ необхідно суворо дотримуватися вимог і правил техніки безпеки. Усі, хто працює на холодильних установках, повинні пройти інструктаж і спеціальне навчання з техніки безпеки.

Оскільки аміак є значно більш отруйним холодоагентом в порівнянні з хладоном-12, правила техніки безпеки на таких установках повинні особливо ретельно виконуватися, так як можливі важкі отруєння обслуговуючого персоналу.

Не дозволяється експлуатувати холодильні установки при відсутності пломб на обладнанні і судинах, а також після закінчення строків їх огляду. Забороняється зберігати балони з аміаком в машинному відділенні.

Для перевірки витoku аміаку дозволяється користуватися тільки спеціальними індикаторами. Виявивши витік, слід негайно усунути його.

Поточний ремонт аміачного обладнання, а також роз'єднання розсіл-проводів виконують два працівники бригади з дозволу начальника поїзда (секції), який регулярно перевіряє дотримання правил охорони праці механіками, забезпечує наявність засобів індивідуального захисту, огорожень і вогнегасників, керує екіпірувальними роботами. Справність протигазів перевіряють щомісяця.

Для аміачних установок межовий тиск на стороні нагнітання 1,6 МПа, на стороні всмоктування 1,2 МПа. Запобіжні клапани конденсаторів, ресиверів, випарників та інших апаратів регулюють на початок відкривання при тиску на стороні нагнітання 1,8 МПа, на стороні всмоктування - при 1,25 МПа. Клапани перевіряють не рідше двох разів на рік, і після кожного ремонту клапани та їх ковпаки пломбують. При підвищенні тиску нагнітання вище допустимого компресор негайно вимикають і з'ясовують причину цього.

Забороняється користуватися неопломбованими контрольно-вимірювальними приладами. Манометри повинні мати на циферблатах червону межу гранично допустимого тиску. Випарники, ресивери та відділювачі рідини повинні бути з покажчиками рівня.

Відчиняти і проводити внутрішній огляд апаратів, трубопроводів і арматур дозволяється тільки після видалення холодоагенту. Залишки аміаку нейтралізують випуском в ємність з водою (8 літрів води на 1 кг аміаку). Слід пам'ятати, що при наявності вакууму в компресорі вода з ємності може потрапити в циліндр. Масло з маслозбірника також випускають в відро з водою.

В процесі виконання робіт користуються протигазами і гумовими рукавицями. У фільтруючому протигазі можна працювати при концентрації аміаку в повітрі до 1%. При концентрації аміаку більше 1% і кисню менше 16% (за обсягом) дозволяється працювати в шланговому протигазі не більше 20 хв. Вільний кінець шлангу повинен бути на свіжому повітрі. Роботи ведуться за наявності механіка-дублера.

Для огляду порожнин агрегатів застосовують низьковольтні переносні лампи і акумуляторні ліхтарі. При розбиранні з'єднань першим знімають болт, що знаходиться з протилежного боку від працюючого.

Через переповнення апарату рідким аміаком може статися вибух. Апарати, що не мають запобіжних клапанів, не можна відключати від системи запірними вентилями.

При вологому ході компресора і для попередження гідравлічного удару з сигналом захисного реле або дистанційного покажчика слід вимкнути компресор і припинити подачу холодоагенту у випарник. Якщо зростає рівень холодоагенту у відділювачі рідини, то треба прикрити всмоктувальний вентиль або вимкнути компресор.

При прориві аміаку з системи всі працівники бригади надягають протигази, відкривають вікна (двері), вмикають вентиляцію і діють далі відповідно до інструкції з ліквідації аварій. Аміак відсмоктують з пошкодженої ділянки або відмикають цю ділянку від решти системи.

Якщо при отруєнні аміаком потерпілий вийшов із загазованої зони, слід негайно надати йому першу допомогу. Якщо потерпілий впав на місці отруєння, треба надіти на нього протигаз і винести на свіже повітря, де надати першу допомогу. В обох випадках треба викликати швидку медичну допомогу на

найближчій станції по шляху проходження. При наданні першої допомоги необхідно:

1. розстебнути одяг, покласти потерпілого обличчям вниз, вкрити тепліше і, розтираючи кінцівки, посилити кровообіг (при утворенні на шкірі міхурів від обмороження рідким холодоагентом ці місця не розтирають);
2. при попаданні рідкого аміаку на шкіру змити його великою кількістю води або оцту (очі оцтом промивати не можна, їх негайно промивають струменем води і закапують 2%-им розчином борної кислоти); не змивши аміак, не можна покривати уражені місця стерильною пов'язкою і утеплювати;
3. забезпечити потерпілому повний спокій; до приходу лікаря давати вдихати (можна за допомогою пульверизатора або з чайника через паперову трубку) пари 2 ... 3 % -ого розчину оцтової або лимонної кислоти;
4. давати потерпілому для прийому всередину розчин слабкої органічної кислоти (лимонної, виннокам'яної) або газовану воду; можна також дати теплого молока.

При задусі, що виникла від нестачі кисню в приміщенні, заповненому парами хладону-12, необхідно негайно вивести потерпілого на вулицю (свіже повітря) і до прибуття лікаря робити йому штучне дихання. Бажано дати потерпілому вдихати кисень. При загальній слабкості давати пити міцну каву або чай.

Обморожену ділянку шкірного покриву через попадання рідкого хладону-12 треба розтирати марлевою серветкою або стерильною ватною кулькою до відновлення чутливості і почервоніння шкіри, після чого протерти спиртом і накласти пов'язку з чистого бинта. При утворенні пухирів шкіру розтирати не можна. Якщо хладон-12 потрапив в очі, потрібно промити їх слабким струменем води кімнатної температури і в очі закапати стерильне вазелінове масло.

ВИСНОВКИ

Виконано аналіз методів зниження енерговитрат при транспортуванні природного газу магістральними трубопроводами.

Показано, що зниження температури газу перед стисненням призводить і до зниження роботи, що витрачається на стиск газу, а вирішити задачу охолодження найбільш енергетично ефективно можна за допомогою тепловикористовуючих АВХМ з широким діапазоном температур охолодження, які використовують для своєї роботи теплову енергію продуктів згорання, що відходять.

Для оцінки перспектив попереднього охолодження технологічного газу перед стисненням проведено розрахунок робочих параметрів типового ГПА та на основі аналізу результатів розрахунку показано енергетичні та фінансові перспективи такого рішення. Так, наприклад, для поточної економічної ситуації (липень 2019 року) на ринку газу України добове зниження експлуатаційних витрат у типових магістральних газопроводах при зниженні температури газу перед стисненням у ГПА на 20 К становить від 1800 до 3360\$.

Для реалізації технології попереднього охолодження технологічного газу запропоновано оригінальну схему теплоутилізаційної установки на базі АВХМ, яка в діапазоні типових режимних характеристик дозволяє знижувати температуру технологічного природного газу перед стисненням на 11...13 °С.

Технологія попереднього охолодження технологічного газу дозволяє знизити рівень температур стисненого газу і отримати додатковий економічний ефект за рахунок відключення АПО, який може бути оцінений для конкретних кліматичних умов регіону розташування КС.

Проаналізовано причини виникнення аварійних ситуацій на різних об'єктах ГТС та за результатами статистичного аналізу встановлено, що до 2029 р. понад 40 % магістральних газопроводів матимуть ресурс експлуатації понад 40 р. Відповідно, зростатиме кількість аварійних ситуацій внаслідок старіння потужностей. Аргументовано, що актуалізація чинної та розроблення нормативної документації, що регламентуватиме якість умонтованого

обладнання чи чітке дотримання нормативних вимог при обстеженні, обслуговуванні, ремонті, проведенні регламентних робіт дозволить зменшити імовірність виникнення нештатних і аварійних ситуацій.

3.2 На основі отриманих виробничих даних встановлено, що на об'єктах ГТС спостерігається зростання кількості відмов, спричинених корозійними процесами. Відповідно до проведених розрахунків, не зважаючи на збільшення кількості комплексних корозійних обстежень (від 5-7 тис. км щорічно) спостерігається зростання кількості відмов, хоча результати обстеження свідчать про 98,7 % захищеності лінійної частини магістральних газопроводів.

3.3 Проаналізовано причини відмов ГПА компресорних станцій на об'єктах УМГ. Встановлено, що найчастіше відмови ГПА виникають через відмови електрообладнання та механічного обладнання. Проведено аналізування експлуатаційних показників ГПА на КС у розрізі магістральних газопроводів, результати якого дозволяють встановити, що у 2017 р. найбільшу інтенсивність відмов зафіксовано у КТГ – $0,03656 \text{ год}^{-1}$, а найнижчу у ЛТГ – $0,00132 \text{ год}^{-1}$. При цьому, середнє значення інтенсивності відмов становить $0,09668 \text{ год}^{-1}$. У 2018 р. відсоткове співвідношення інтенсивності відмов зросло на 20 %, середній показник інтенсивності відмов становив $0,11628 \text{ год}^{-1}$. Також. Згідно виконаних обчислень середня тривалість відновлювальних робіт у 2017 р. складала 11,87 діб, а у 2018 р. відповідно 13,43 доби. У 2019 р. спостерігалася тенденція для зменшення чисельності відмов - 11,29 діб та -16 % відповідно.

3.4 Проведено модельні розрахунки для рівня безвідмовності трубопроводу 0,94. На основі отриманих даних побудовано модельні графіки, що відображають залежність надійності об'єкта ГТС від надійності системи контролю, у складі якої є і нормативне регулювання. Встановлено, що довговічність елемента ГТС буде залежати від ймовірності виникнення аварійної ситуації та рівня безвідмовності елемента ГТС, оскільки зі зниженням ймовірності аварійної ситуації зростатиме показник безвідмовності елемента ГТС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків, Д. Ф. Тимків, Л. С. Шлапак, О. М. Ковалко; За редакцією М. П. Ковалка. – Київ: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.
2. Режим доступу: <http://www.o-tech.com.ua/production/abhm-promyshlennyj-holod-chiller/>
3. Режим доступу: http://www.lessar.com/conditioning/prof/absorbtsionnye_chillery/
4. Середюк М. Д. Проектування та експлуатація нафтопродуктопроводів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2002. – 282 с.
5. Influence of Ambient Temperature Conditions. Main engine operation of MAN B&W two-stroke engines: MAN Diesel & Turbo, Copenhagen, Denmark, 2010. – 17 р.
6. Uchida S., Nishiguchi A. Low temperature absorption refrigeration machine with water-LiBr mixed refrigerant. Int. J. Refrigeration, 2006. vol. 81, No. 946. P. 618-621.
7. Titlov O., Vasyliv O., Sahala T., Bilenko N. Evaluation of the prospects for preliminary cooling of natural gas on main pipelines before compression through the discharge of exhaust heat of gas-turbine units. EUREKA: Physics and Engineering. – 2019. – № 5. – Р. 47-55. <https://doi.org/10.21303/2461-Гра4262.2019.00978>
8. Фелонюк С. А. Підвищення енергоефективності газоперекачувальних агрегатів магістральних газопроводів шляхом комплексної утилізації теплоти вихлопних газів // Холодильна техніка та технологія. – 2026. – Т. 62(1). – С. 136–145. <https://doi.org/10.15673/ret.v62i1.349>
9. DSTU-N В V.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія. – К.: Мінрегіонбуд України, 2011. – 123 с.
10. Тітлов О. С., Сагала Т. А., Артюх В. М., Дьяченко Т. В. Аналіз перспектив використання пароежекторної та абсорбційної холодильних установок для охолодження технологічного газу та отримання рідкого

вуглеводневого палива // Холодильна техніка та технологія. – 2017. – № 53(6). – С. 11–18. <https://doi.org/10.15673/ret.v53i6.920>

11. Mysak Y. S., Hnatyshyn Ya. M., Blyzniuk V. F., Kruk V. Yu. Devices for Waste Heat Recovery. – Lviv: Publishing House of Lviv Polytechnic, 2006. – 152 p.

12. Bileka B. D., Vasyliiev S. P., Klymenko V. M., et al. Integrated use of waste heat recovery units at compressor stations to improve the efficiency of gas compressor units // Oil and Gas Industry. – 2000. – Vol. 4. – P. 40–43.