

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
АЕРОКОСМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
Кафедра машинознавства, стандартизації та сертифікації**

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
д.т.н., професор

Кіндрачук М.В.
“ ___ ” _____ 2020 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)**

**ВИПУСКНИКА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЮ
“МАГІСТР”**

**Тема: Процеси управління якістю послуг на газотранспортних
підприємствах**

Виконавець:	Шурубуря Є.А.
Керівник:	к.т.н., доц. Мельник В.Б.
Консультанти з окремих розділів пояснювальної записки:	
розд. “Охорона навколишнього середовища”:	к.т.н., доц. Мельник В.Б.
Нормоконтролер:	к.т.н., доц. Мельник В.Б.

Київ 2020

НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Аерокосмічний факультет

Кафедра машинознавства, стандартизації та сертифікації

Спеціальність: «Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка»

Освітньо-професійна програма: «Якість, стандартизація та сертифікація»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д.т.н., професор

Кіндрачук М.В.

“ ___ ” _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання кваліфікаційної роботи

Шурубери Євгенія Андрійовича

1. Тема кваліфікаційної роботи: «Процеси управління якістю послуг на газотранспортних підприємствах», затверджена наказом ректора від 02. жовтня 2020 року №1901/ст.

2. Термін виконання роботи: з 05 жовтня 2020 р. по 31 грудня 2020 року.

3. Вихідні дані до роботи: <http://utg.ua/utg/about-company/utg-today/>; ДСТУ ISO 14001:2015; ДСТУ ISO 50001:2020; ДСТУ ISO 9001:2015; ДСТУ ISO 9000:2015; ДСТУ ISO 9001:2015; ДСТУ ISO 9004:2018; ДСТУ ISO 19011:2018.

4. Зміст пояснювальної записки: Вступ. Розділ 1. ЗАСТОСУВАННЯ ПРОЦЕСНОГО ПІДХОДУ В КОМПАНІЇ ПАТ «УКРТАНСГАЗ».

Розділ 2. КОДЕКС ГАЗОТРАНСПОРНОЇ СИСТЕМИ. Розділ 3. НОРМИ ЯКОСТІ, ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТА ІНШІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЩО ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ В ГАЗОТРАНСПОРТНІЙ СИСТЕМІ. Розділ 4. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА. Висновки.

5. Перелік обов'язкового графічного (ілюстративного) матеріалу: Рисунок 1.1.

Модель процесу; Рисунок 1.2. Графічне зображення деталізації процесу; Таблиця

1.1. Приклад процесів ІСУЯД відповідно до розділів ДСТУ ISO 9001 та ДСТУ ISO

14001; Рисунок 1.3 – Взаємозв'язок системи збалансованих показників; Рисунок 4.1.

Типові пошкодження трубопроводів тривалої експлуатації; Рисунок 4.2. Наслідки

для довкілля від вибуху газу на трубопроводі «Уренгой–Помари–Ужгород» ;

6. Календарний план-графік

№ пор.	Завдання	Термін виконання	Відмітка про виконання
1.	Ознайомитися з літературою та сформувавши структуру дипломної роботи.	05.10.- 11.10.20р.	
2.	Написати вступ та розділ 1: ЗАСТОСУВАННЯ ПРОЦЕСНОГО ПІДХОДУ В КОМПАНІЇ ПАТ «УКРТАНСГАЗ».	12.10.-25.10. 20р.	
3.	Розробити розділ 2: КОДЕКС ГАЗОТРАНСПОРНОЇ СИСТЕМИ.	26.10- 06.11.20 р.	
4.	Розробити розділ 3: НОРМИ ЯКОСТІ, ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТА ІНШІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЩО ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ В ГАЗОТРАНСПОРТНІЙ СИСТЕМІ.	09.11.-20.11. 20р.	
5.	Розробити розділ 4: Охорона навколишнього середовища.	23.11.-30.11. 20р.	
6.	Оформити дипломну роботу та здати на рецензію	02.12-11.12. 20р.	

7. Консультанти з окремих розділів

Розділ	Консультант (посада, П.І.Б.)	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона навколишнього середовища	Доцент кафедри машинознавства, стандартизації та сертифікації Мельник В.Б.		

8. Дата видачі завдання: “05”жовтня 2020р.

Керівник дипломної роботи _____

Мельник В.Б.

Завдання прийняв до виконання _____

Шурубуря Є.А.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної магістерської роботи Шурубури Є.А.: «Процеси управління якістю послуг на газотранспортних підприємствах» 109 сторінок, 11 рисунків, 4 таблиці, 12 використаних джерел.

ЯКІСТЬ, ГАЗОТРАНСПОРНА СИСТЕМА, ПРОЦЕС, УПРАВЛІННЯ, ПОКАЗНИКИ, ВІДПОВІДНІСТЬ, ЕФЕКТИВНІСТЬ, ВДОСКОНАЛЕННЯ

Об'єкт дослідження – процеси управління якістю надання послуг в газотранспортній системі.

Предмет дослідження – показники якості надання послуг в газотранспортній системі, методи їх оцінювання, процеси управління якістю в ПАТ «Укртрансгаз».

Мета дослідження – розробка рекомендацій щодо покращення процесів надання послуг в газотранспортній системі.

У роботі проаналізовано сучасний стан газотранспортної системи України. Згідно з ДСТУ ISO 9001 під “процесним підходом” розуміють застосування у межах організації системи процесів разом з їх визначенням та взаємодіями, а також управління ними.

У діючих нормативних документах питання застосування процесного підходу в інтегрованих системах керування, які відповідають вимогам ДСТУ ISO 9001 та ДСТУ ISO 14001, розглядаються недостатньо повно, неоднозначно, та не враховують особливості газотранспортної галузі. Це не дозволяє сформулювати чіткі вимоги до процесів інтегрованої системи управління якістю та довіллям ПАТ “Укртрансгаз” Застосування процесного підходу в ДК „Укртрансгаз” дозволить:

- планувати на всіх рівнях поліпшення якості послуг та стану довілля;
- визначити види діяльності та їх показники, які дозволяють досягти встановлені цілі та задовольнити вимоги споживачів;
- забезпечити безперервний контроль над зв'язками окремих процесів у межах системи процесів, а також над їхніми сполученням та взаємодією; - контролювати результати, оцінювати ефективність та постійно поліпшувати процеси на основі даних об'єктивних вимірювань.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. ЗАСТОСУВАННЯ ПРОЦЕСНОГО ПІДХОДУ В КОМПАНІЇ ПАТ «УКРТАНСГАЗ»	9
1.1 Трубопровідний транспорт в Україні.....	9
1.2 Загальні принципи застосування процесного підходу	16
1.3 Процеи ІСУЯД компанії та їх класифікація	21
1.4 Визначення процесів, які впливають на якість діяльності Компанії.....	25
1.5 Визначення показників оцінювання процесів.....	36
1.6 Висновок до розділу 1.....	38
РОЗДІЛ 2. КОДЕКС ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ	39
2.1 Регламент функціонування газотранспортної системи України.....	39
2.2 Умови визначення обсягу та фізико-хімічних показників природного газу.....	59
2.3 Характеристика газотранспортної системи.....	61
2.4 Визначення точок входу і точок виходу, віртуальних точок газотранспортної системи.....	66
2.5 Висновок до розділу 2.....	70
РОЗДІЛ 3. УДОСКОНАЛЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ГАЗОТРАНСПОРНОЇ СИСТЕМИ	71
3.1 Контроль компонентного складу природного газу	71
3.2 Норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до транспортування в газотранспортній системі.....	73
3.3 Вдосконалення газотранспортних процесів.....	80
3.4 Висновок до розділу 3.....	87
РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	88

4.1. Перспективи застосування системи енергетичного менеджменту за стандартом ISO 50001.....	88
4.2. Підвищення рівня екологічної безпеки трубопровідних мереж нафтогазового комплексу України.....	90
4.3. Постановка проблеми.....	91
4.4. Аналіз останніх досліджень і публікацій.....	92
4.5. Постановка завдання та його вирішення.....	97
4.6. Висновок до розділу 4.....	106
ВИСНОВКИ.....	107
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	108

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ:

АГНКС	- автомобільна газонаповнювальна компресорна станція
ГВС	- газовимірювальна станція
ГТС	- газотранспортна система
ГРС	- газорозподільна станція
ГПА	- газоперекачувальний агрегат
ВТП	- виробничо-технологічні потреби
ВУ ПЗГ газу ЕЛЧМГ	- виробниче управління підземного зберігання експлуатація лінійної частини магістральних газопроводів
ЗВТ	- засоби вимірювальної техніки
ЗСП	- збалансована система показників
ІСУЯД	- інтегрована система управління якістю та довкіллям
КС	- компресорна станція
ЛВУ	- лінійне виробниче управління
ЛЧ МГ	- лінійна частина магістральних газопроводів
МТР	- матеріально-технічні ресурси
НДЕКР	- науково-дослідні та експериментально конструкторські роботи
ПП	- процесний підхід
ППР	- планово-попереджувальні ремонти
ПСГ	- підземні сховища газу
УМГ	- управління магістральних газопроводів

ВСТУП

Важливим фактором економічного і політичного благополуччя будь-якої країни є забезпечення її економіки енергоносіями. За рахунок природного газу в країнах СНД забезпечуються теплом більш 200 млн міського і сільського населення, виробляється 93 % чавуна і близько 60 % мартенівської сталі, 90 % аміаку. На природному газі працює майже половина енергогенеруючих підприємств.

Українська газотранспортна система — ГТС — одна з найбільших у світі. Загальна протяжність її труб — 38 тис. км, що майже дорівнює довжині екватора Землі.

Протяжність магістральних газопроводів — 22 тис. км. Цього вистачить, щоби 16 разів прокласти трубу через територію України зі сходу на захід.

Також у системі є 72 компресорні станції та 12 підземних сховищ газу. Усе це обслуговує майже 20 тис працівників, з яких близько 300 — диспетчери.

Функціонал ГТС: транспортує газ з українських родовищ українським споживачам, постачає газ в Україну від європейських постачальників та перекачує російський газ до країн ЄС.

В останні роки природний газ зміцнює свої позиції на енергетичному ринку світу, успішно конкурує з таким загальноновизнаним енергоносієм, як нафта. Центр світових глобальних енергетичних досліджень опублікував зведення про те, що в конкуренції нафти і газу як енергоносій верх бере саме природний газ. Якщо в 1979 р. частка нафти в загальносвітовому споживанні енергії складала 80 %, то вже в 1999 р. її частка знизилася до 51 %, уступивши місце природному газу й атомній енергії.

Розвідані газові родовища вже сьогодні здатні на багато років задовольнити зростаючі світові потреби в ньому. Адже за весь час видобутку газу з надр землі витягнуте усього близько 4 % його загальних запасів. І навіть якщо в далекому майбутньому запаси зменшаться, люди знайдуть спосіб його штучного відтворення.

РОЗДІЛ 1.

ЗАСТОСУВАННЯ ПРОЦЕСНОГО ПІДХОДУ В ІНТЕГРОВАНІЙ СИСТЕМІ УПРАВЛІННЯ.

1.1 Трубопровідний транспорт в Україні.

Трубопровідний транспорт відрізняється найменшою собівартістю і використовується для перекачування нафти, нафтопродуктів, газу, а також деяких хімічних продуктів (зокрема, аміаку). Він є одним з найефективніших, бо, порівняно із залізничним і автомобільним транспортом, доставка нафти ним в три рази дешевша. Перевагами цього виду транспорту є і можливість функціонування протягом усього року, висока продуктивність праці, відносно мала кількість обслуговуючого персоналу мінімальні втрати при транспортуванні, можливість прокладання трубопроводів за найкоротшою відстанню незалежно від рельєфу, безперервність процесу транспортування, а також його екологічна чистота.

Це відносно новий вид транспорту.

Трубопровідний транспорт в Україні є одним з найрозвинутішим і складається з двох частин – газопроводу та нафтопроводу. За обсягом транзиту трубопровідний транспорт є першим.

На сьогодні Україна є найбільшим у світі транзитером природного газу. Системами магістральних газопроводів, які перебувають у користуванні НАК "Нафтогаз України", російський природний газ надходить до країн Західної, Центральної та Східної Європи. Ці системи технологічно зв'язані з аналогічними магістральними газопроводами Росії, Беларусі, Молдови, Румунії, Угорщини, Словаччини та Польщі, а через них - і з газопроводами всього Європейського континенту.

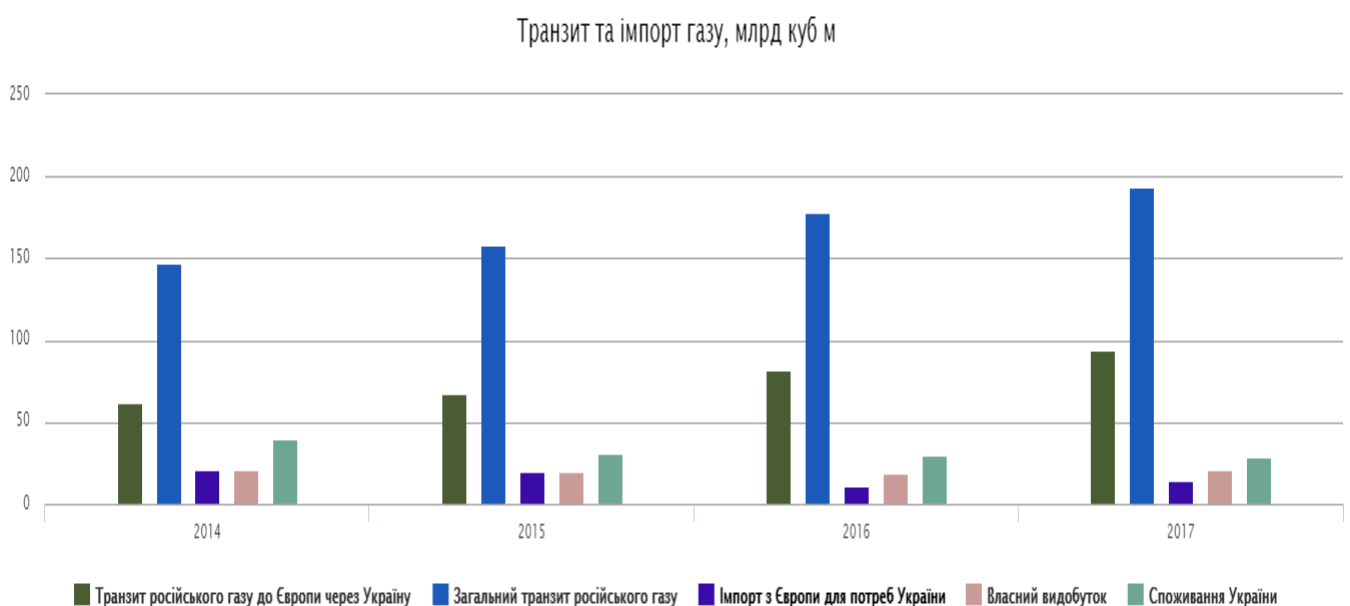
Головний диспетчерський центр управління газотранспортною системою розташований в центрі Києва в головному офісі компанії "Укртрансгаз".

Потрапити туди можна лише за попереднім записом і після ретельної перевірки документів внутрішньою службою безпеки. Доступ до диспетчерської зали взагалі має обмежений перелік осіб: диспетчери, керівники компанії та окремі працівники. В чому полягає робота диспетчера? Вони в режимі реального часу контролюють стан сотень об'єктів ГТС — газоперекачувальних агрегатів, газорозподільних станцій, замірних вузлів на кордонах держави, підземних сховищ газу, – та підтримують необхідний тиск і кількість газу в газопроводах.

Управління десятками джерел, від яких надходить природний газ, контроль тисяч точок, де він відбирається, управління різними напрямками його руху внаслідок постійних змін в споживанні — саме це робить роботу диспетчерських підрозділів настільки важливою і необхідною.

Працюють диспетчери позмінно по 12 годин. Робочий день починається з аналізу ситуації газотранспортної системи в цілому, надходження газу від видобувних компаній, прогнозування споживання в Україні та заявок на транзит газу через територію країни.

Навпроти столів диспетчерів встановлене велике інформаційне табло, на якому видно всі параметри роботи газотранспортної системи України. Кожен елемент можна збільшувати аж до схематичного позначення компресорної станції. У випадку позаштатних ситуацій за ними можна стежити в режимі реального часу.



Історія газотранспортної системи України на сьогодні є одним з найбільших надбань держави, основним стрижнем нафтогазового комплексу країни, гарантом її енергетичної безпеки. Постійний інтерес до системи як фахівців, так і пересічних громадян не знижується, що пояснюється надзвичайно важливою роллю газотранспортної системи в економіці України. Газова промисловість України бере свій початок у Прикарпатті на зламі ХІХ-ХХ століть. Після відкриття на початку 20-х років Дашавського газового родовища в 1924 році був збудований перший газопровід від Дашави до Стрия - цей рік прийнято вважати початком розвитку газової промисловості України. Відкриття достатніх запасів газу на заході України зумовило будівництво газопроводу “Дашава-Київ”, загальною протяжністю 509,6 км, діаметром 500мм, робочим тиском 45кг/см кв та пропускною здатністю 1,5 млн.куб м на добу, перші кубометри газу цим газопроводом до м. Київ були подані 17 листопада 1948 року. А 24 листопада 1948 року вже подавалось близько 1 млн. куб м газу на добу. Цього ж року блакитним паливом було також забезпечено м.Тернопіль. Було створено Управління з експлуатації газопроводу “Дашава - Київ”, яке мало у своєму складі п'ять районних управлінь у містах Тернопіль, Красилів, Бердичів, Київ та у с. Гнездичево. Газопровід “Дашава - Київ” на той час був найпотужнішим газопроводом в Європі, пропускна здатність якого становила близько 2 млрд.куб.м в рік. Він налічував 230 переходів через природні та штучні перепони (24 річки, 36 залізниць, 46 шосейних доріг, 139 боліт і балок). Трасу обслуговували 573 км повітряної лінії зв'язку з 57 селекторними пунктами. Було збудовано 49 будинків лінійних обхідників і створено аварійно-ремонтні пункти (АРП) в Тернополі, Красиліві та Бердичеві.В 1951 році газопровід був продовжений з Києва через Брянськ до Москви (і названий “Дашава – Київ – Брянськ - Москва”). Максимальної пропускної здатності - 5млн.куб м газу на добу - було досягнуто в 1959 році з пуском КС в Тернополі, Красиліві, Бердичеві та Боярці. З відкриттям нових потужних родовищ газу в 1966 році газопровід “Дашава-Київ”, підключений до першої нитки газопроводу “Шебелинка-Полтава-Київ”, став працювати як розподільний. Таким чином, з жовтня 1966 року, коли було реконструйовано шлейфи на КС, газ пішов у зворотньому напрямку зі Сходу на Захід. Довжина

газопроводу в межах УМГ «Київтрансгаз» становить 462 км. На цьому відрізку газопровід «Дашава – Київ» обслуговується силами Боярського, Бердичівського і Красилівського ЛВУМГ. На ньому функціонує 31 станція катодного захисту, ізоляція – гумобітумна. На даний момент газопровід використовується як розподільний з робочим тиском 4,5 МПа. Газ до нього потрапляє від пунктів редукування газу системи «Київ – Захід України», розміщених відповідно на компресорних станціях «Красилів», «Бердичів» і «Боярка». Газопровід «Дашава – Київ» будувався із труб виробництва США і Ждановського трубопрокатного заводу (нині –трубопрокатний цех заводу імені Ілліча, м. Маріуполь). Технічний стан металу газопроводу станом на 2007 рік не втратив своїх механічних властивостей, тому його подальша експлуатація, як магістрального розподільного газопроводу, може здійснюватись і на майбутні роки.

Після введення в експлуатацію в 1967 році магістрального газопроводу Долина - Ужгород - Державний кордон розпочалась подача спочатку українського, а потім російського природного газу в країни Центральної та Західної Європи. Це стало початком функціонування найбільшого до сьогоднішнього часу коридору по транзиту російського газу, а Україна стала однією з найбільших транзитних країн. В 70-80 роках зростаючий попит на природний газ як в Європі, так і колишньому СРСР став причиною будівництва трансконтинентальних газопроводів, таких як "Союз", Уренгой-Ужгород, "Прогрес" та ряду інших. До проголошення незалежності України газотранспортна система формувалась в складі Єдиної системи газопостачання СРСР. В 1966 році в складі Мінгазпрому СРСР було організовано об'єднання "Укргазпром". В 1970 році загальна довжина газопроводів становила 11,5 тис.км, в 1980 році - 18 тис.км, а в 1990 році досягла майже 30 тис.км.

Нафтопровідний транспорт України включає в себе 12 основних нафтопроводів загальною протяжністю біля 3,0 тис. км. Діаметр труб — 720 мм. Нафтопровідна мережа представлена транс-європейським нафтопроводом «Дружба», протяжність якого в межах України — 680 км. По ньому нафта з Росії через територію України поставляється в країни Центральної Європи (Словаччини і

Угорщини). З 1999 р. встановлено плату за транзит нафти територією України у розмірі 0,75 дол. за 1 т. Згідно з укладеними угодами, українська сторона зобов'язана направляти частину коштів, одержаних від перекачування нафти, на реконструкцію та утримання нафтопроводів. У свою чергу, російська сторона зобов'язалася транспортувати через нашу територію достати і для цього обсяги нафти та ще в 1993 р. відмовилася від спорудження нафтопроводу єї обхід території України.

Протягом останніх років досягнуті домовленості вдавалося зберегти. Проте нестабільність і непередбачуваність українського податкового законодавства дають російській стороні підстави переглянути свої зобов'язання щодо будівництва нафтопроводу в обхід України, що, в свою чергу, призведе до значного зменшення перекачування нафти її територією та (як наслідок) до скорочення валютних надходжень до державного бюджету нашої держави. А головне - Україна може втратити унікальну нафтотранспортну систему забезпечення доставки нафти на Лисичанський, Кременчуцький, Херсонський і Одеський нафтопереробні заводи.

Крім того, Законом України "Про податок на додану вартість" з 1 січня 2000 р. введено ПДВ на транзитні послуги, що ще більше ускладнить проблему транзиту. З огляду на це, з метою збереження транзитних можливостей Української держави і забезпечення виконання національної програми "Нафта і газ України до 2010 року" необхідно вжити ряд заходів політико-економічного змісту:

- не запроваджувати відрахування за транзит нафти (а також газу) територією України, а використовувати ці кошти на утримання всього багатокілометрового трубопроводного господарства (50 тис. км трубопроводів, 35 тис. км магістральних і розподільних газопроводів і 15 тис. км нафтопроводів і нафтопродуктопроводів) у належному робочому стані, що з часом стає дедалі складнішим (за даними фахівців "Укргазпрому", до 50% довжини трубопроводів є застарілими і небезпечними для експлуатації: щороку виникає нагальна потреба замінити 400-500 км труб, а планові ремонти здійснюються лише на ділянках довжиною 40-60 км);

залишити у розпорядженні підприємств нафтогазової галузі відрахування до Державного інноваційного фонду та до амортизаційного фонду з метою оновлення і

реконструкції виробництва; - не обкладати ПДВ послуги, пов'язані з транзитом нафти (природного газу) територією України, а також операцій з продажу газу;

- приділити більше уваги бережливому споживанню енергоносіїв (адже Україна посідає 6-е місце у світі за споживанням і 3-є (після США і Німеччини) - за імпортом газу, витрачаючи щороку 5 млрд. дол. на закупівлю газу в Росії; велике споживання первинної енергії у розрахунку на одиницю ВВП робить вітчизняні товари неконкурентоспроможними на світовому ринку).

Серед найбільш яскравих подій останніх років пригадується славнозвісний 2009 рік. А саме – «газова війна». Росіяни до цього, напевно, готувалися, тому що вже в кінці грудня 2008-го вони почали зменшувати обсяги газу. Україна при цьому намагалася витримати всі контрактні зобов'язання перед європейськими партнерами. Ситуація загострювалася... 7 січня 2009 року Росія перекрила останній пункт подачі газу. Ми були змушені закрити і наш останній пункт прийому-передачі газу в Європу. Це були Дроздовичі, з яких газ йшов на Польщу. Єдина країна, якій ми постачали газ, була Молдова, тому що у неї немає інших газопроводів, окрім як з України. Як завжди буває, ЗМІ підігрівали ситуацію – «Україна замерзне», «Система впаде», «Тиски попадають і наступить енергетичний колапс»... Яких тільки заголовків не було. Журналісти не врахували одну важливу річ – фахівці Укртрансгазу готувалися до такої ситуації. Ми прораховували всі варіанти. Залежно від того, як Росія буде зупиняти подачу газу, – ми готові були реагувати. Звичайно, це була колективна домовленість та співпраця, тому що Львівтрансгазу, без підтримки інших управлінь магістральних газопроводів та мозкового центру – Об'єднаного диспетчерського управління, таке завдання не вдалося б виконати. Щоб протриматися без російського палива, було прийнято рішення здійснювати відбір з чотирьох підземних сховищ – десь 35-37 млн куб. м за добу або 50-55% споживання газу всієї України. І, коли 7 січня Газпром повністю припинив постачання газу, ми розвернули газ в протилежний бік. Підземні сховища почали з кожною годиною нарощувати відбір, інші газопроводи розвертали потоки на схід. Добре, що система така розгалужена і потужна. Це дало нам змогу подавати газ із західних регіонів аж на схід України – в Донецьку та Луганську області, де

знаходяться великі промислові центри. Але надворі – зима. Поведінка Газпрому не прогнозована. А протриматися до весни на власних запасах не вийде. Виручили поляки. Для Львівтрансгазу це був перший досвід з реверсного постачання газу з європейської країни на територію України. Як відомо, перший був не останній. Зараз реверс йде ще й зі Словаччини та Угорщини. А молдовські газовики й донині нам дякують, що не дали їм замерзнути тоді, у 2009-му.

Укртрансгаз транзитуює російський газ до шести країн Європи. З усіма закордонними партнерами підтримується щоденний тісний зв'язок у рамках Багатосторонньої Диспетчерської Угоди та Угоди про співпрацю на міжнародних точках з'єднання. Традиційно керівники операторів ГТС зустрічаються навесні, щоб підбити підсумки минулого року, а восени – спланувати ефективну співпрацю під час опалювального сезону. Одна з таких зустрічей відбулася на початку лютого у Словаччині на запрошення місцевого оператора ГТС Eustream. Делегація Укртрансгазу на чолі з Мирославом Химком, т. в. о. Президента Компанії, відвідала центральний офіс, центральний диспетчерський центр та одну з чотирьох компресорних станцій Eustream – Іванка-при-Нітре. Сторони обговорили підсумки 2018-го та перспективи співробітництва цього року. Українська сторона вручила партнерам нову редакцію Багатосторонньої Диспетчерської Угоди, замінивши ту, що діяла з 1996 року. Документ регулює взаємодію ГТС України, Словаччини, Австрії та Італії. Також керівники українського та словацького операторів ГТС обговорили роботу прикордонної ГВС Будінце у 2018-2019 роках. Серед питань, які звучали під час візиту – план подальшої співпраці після 2019-го. Адже пошук нового формату роботи після закінчення Транзитного контракту між російським Газпромом та українським Нафтогазом сьогодні на порядку денному у всіх європейських газовиків. Eustream, який є одним з найбільших вузлів розподілу газу в Центральній Європі, активно працює над розвитком своєї мережі з урахуванням майбутніх перспектив. Зокрема, словацька компанія будує нову компресорну станцію, яка з 2020 року буде забезпечувати транспортування газу з Чехії до Австрії.

За минулий рік обсяг транзиту газу територією України сягнув рекордного значення за останні 8 років. Більш ніж 93 млрд куб. м блакитного палива пройшло трубами нашої Компанії на шляху до європейських споживачів. Цей високий результат ще більш цінний, зважаючи на те, що диспетчери Укртрансгазу регулярно стикалися з ситуаціями, коли Газпром не дотримувався контрактних тисків на вході в українську ГТС. Тож доводилося докладати додаткових зусиль, щоб витримати обов'язки перед західними партнерами. Вже третю зиму Україна не імпортує газ для своїх потреб з РФ. В той час як зі словацького, угорського та польського напрямків у 2017 році протранспортовано 14,1 млрд куб. м. Це рекордне значення за всю історію української ГТС. Видатними результатами відзначилися і підрозділи, що забезпечують роботу ПСГ. У 2018 рік ми увійшли з найбільшими, порівняно з початком п'яти останніх років, запасами газу в підземних сховищах – 14,7 млрд куб. м. Однак, незважаючи на значні виробничі результати, фінансовий стан Укртрансгазу постраждав. В першу чергу через мільярдні борги облгазів та теплокомуненерго. Саме вони стали причиною того, що минулого року чистий збиток Компанії склав 11,2 млрд грн.

1.2 Загальні принципи застосування процесного підходу

Процесний підхід (ПП) дозволяє створити та впровадити в Компанії сучасну систему управління, яка відповідає вимогам міжнародних стандартів.

Основна ідея ПП:

- діяльність Компанії необхідно представити мережею взаємопов'язаних та взаємодіючих між собою процесів;
- керування діяльністю повинно ґрунтуватися на керуванні мережею процесів.

Основне призначення ПП - отримання бажаного результату.

Згідно з вимогами 4.1 та 8.2 ДСТУ ISO 9001 ПП необхідно застосовувати для ефективного керування та вдосконалення діяльності Компанії.

Головним елементом ПП є процес. Процес - це діяльність, у якій використовують ресурси і якою можна керувати для того, щоб отримати додаткову

цінність (вартість) кінцевої продукції або послуги. Прикладами процесів є транспортування природного газу, будівництво або ремонт об'єкту ГТС, підготовка договору, оформлення актів або звітів та ін. Модель процесу наведена на рис.1.1.

Процес складається з упорядкованої послідовності робіт (етапів, операцій), які перетворюють вхідні дані у вихідні. Етапи виконують структурні одиниці, які можуть бути розташовані на різних рівнях організаційної структури Компанії.

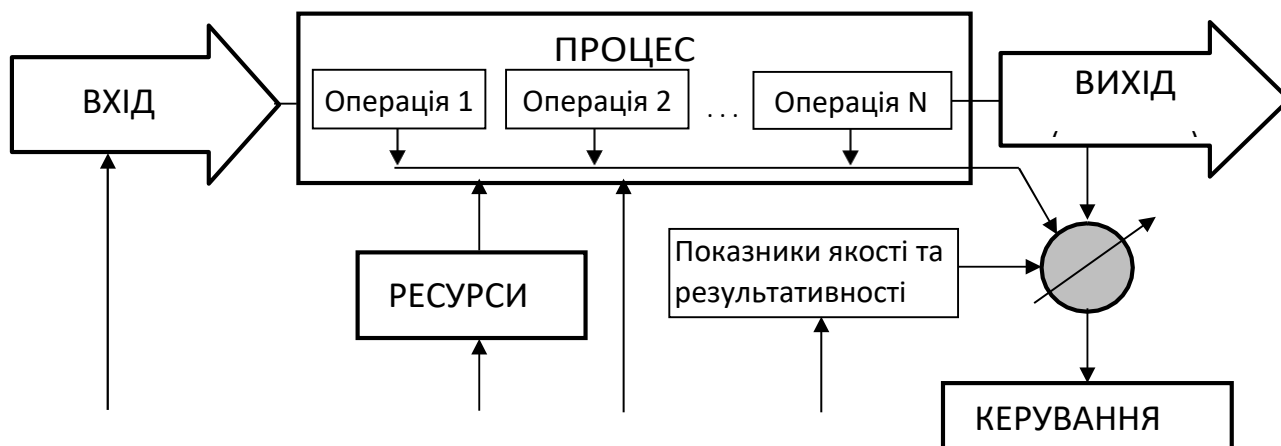


Рисунок 1.1 – Модель процесу.

Якщо процес складний і стосується багатьох напрямків діяльності (підрозділів), його доцільно розбити на декілька простих підпроцесів (П1-П6) згідно з рис. 1.2.

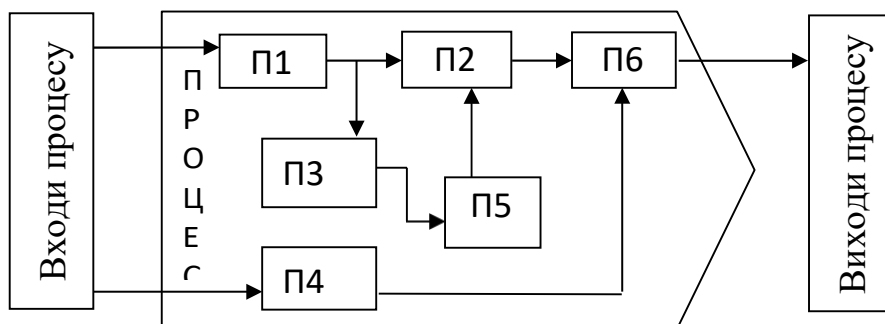


Рисунок 1.2 – Графічне зображення деталізації процесу.

Ступінь деталізації процесів, їх об'єднання або декомпозиція залежить від складності процесів виробництва, організаційної структури Компанії та кваліфікації персоналу.

Будь-який процес повинен мати :

- мету;
- власника;
- входи та виходи;
- показники (параметри) якості та ефективності;
- алгоритм виконання;
- систему керування.

У процесі завжди є мета – одержання на виході певного результату. Заради цього існує процес і все підприємство в цілому.

Кожний процес повинен мати власника, який може приймати самостійні рішення та цілком відповідати за виконання та поліпшення процесу.

Щоб власник міг впливати на хід процесу і його результати, йому повинні бути виділені всі необхідні ресурси, повноваження і встановлені показники ефективності процесу, які адекватно відбивають його хід. За цими показниками (у тому числі економічними) власник повинен звітувати вищому керівництву про результати своєї діяльності.

Власник процесу повинен:

- мати у своєму підпорядкуванні персонал, який виконує процес або його складові частини (підпроцес);
- мати у своєму розпорядженні необхідні ресурси та інформацію для підтримання процесу;
- мати у своєму розпорядженні необхідну інфраструктуру та виробниче середовище для виконання процесу;
- виходити з пропозиціями щодо проведення коригувальних або запобіжних дій, які доцільні для процесу, але виходять за межі його компетенції та ресурсів;
- оцінювати результат процесу та його відповідність встановленій меті.

Власник визначає:

- що повинно бути отримано в результаті процесу;
- яким повинен бути вхід процесу;

- як виконувати та керувати процесом.

Власник процесу повинен знати, який результат необхідно одержати у даному процесі. Власник процесу повинен знати, яким чином одержати потрібний результат. Власник процесу повинен ставити себе на місце споживача та описувати процес, як для “себе”.

Приклади

Фахівець, який проводить діагностичне обстеження об’єктів ГТС, повинен надати результати обстеження у такій формі, яка буде зрозумілою фахівцям з їх експлуатації та ремонту.

Розробник приладів має описувати послідовність їх налаштування так, щоб працівник, який обслуговує ці прилади, мав змогу самостійно провести роботи з налаштування.

Працівник виробничо-диспетчерської служби розробляючи технологічні режими транспорту газу для кожного магістрального газопроводу (МГ) або компресорної станції (КС), повинен урахувати стан, умови та особливості роботи конкретних об’єктів ГТС.

У кожному процесі є входи та виходи. Входами одного процесу є виходи інших процесів. Компоненти процесу або їх опис можуть бути входами/виходами інших процесів.

Вхід та вихід процесу визначають відповідні вимоги постачальників та споживачів. Постачальник забезпечує входи процесу. Споживач є користувачем виходу процесу.

Вхідні вимоги повинні визначити все необхідне для виконання процесу і керування ним з метою задоволення вимог споживача на виході процесу.

Приклади

Накази, розпорядження, плани, нормативні документи, персонал, фінанси, матеріали, обладнання та все інше, що впливає на виходи.

Виходом процесу є його результат, який спрямований на досягнення мети

процесу. Вихід та його показники керуються тільки змінами входу.

Приклади

Акти приймання об'єктів та виконаних робіт, фізико-хімічні параметри природного газу, акт акредитації лабораторії, протоколи випробувань, звіти за результатами виконаних робіт, інформація, рішення та ін.

Вихідні вимоги повинні задовольняти потребам та очікуванням споживача. Якщо виходом процесу є продукція, то ці вимоги являють собою фізичні та функціональні характеристики, що задовольняють вимоги споживача. Типовими вимогами при наданні послуг є дотримання строків та обсягів виконання робіт, прийнятна ціна, дотримання всіх вимог замовника.

Результати процесу на його вході, окремих етапах, а також на виході необхідно вимірювати, документувати та порівнювати з встановленими показниками. Відповідність запланованих та фактичних параметрів підтверджує правильність виконання процесу. У разі виявлення невідповідності розробляють коригувальні дії.

Процес виконують за визначеним алгоритмом, що складається з функцій, завдань та послідовності дій.

Алгоритм виконання процесів регламентований та описаний у державних, міждержавних нормативних документах, стандартах підприємства, інструкціях, методиках, наказах, рекомендаціях.

Приклади

Діяльність змінного диспетчера, ремонт та експлуатація обладнання об'єктів ГТС, монтаж та налаштування вимірювальних приладів на замірному вузлі, визначення хіміко-фізичного складу газу, обробка екологічних параметрів об'єктів ГТС, складання статистичної звітності та ін.

Для забезпечення ефективної системи керування процесом використовують модель безперервного поліпшення діяльності, так званий “цикл Демінга” або цикл PDCA (Плануй (Plan) – Виконуй (Do) – Перевірй (Check) – Дій (Act)). Загальну схему “циклу Демінга”, на який накладені розділи ДСТУ ISO 9001 стосовно ПП

подано у додатку А.

Згідно з “циклом Демінга” власник процесу безперервно або з заданою періодичністю контролює хід виконання процесу та приймає управлінські рішення у випадках відхилення параметрів процесу від критеріїв, які регламентують нормальний хід процесу.

Власник планує (P) виконання процесу та розподіл ресурсів для досягнення встановленої мети процесу з максимальною ефективністю. Після цього виконавці виконують процес (D) згідно з планом. Власник контролює (перевіряє) (C) хід виконання процесу виконавцями, використовуючи інформацію, що надходить з контрольних точок процесу. Власник оперативно керує (A) процесом, тобто активно втручається у хід процесу, змінюючи запланований розподіл ресурсів, плани, терміни та вимоги до результатів процесу відповідно до наявної ситуації.

1.3 Процеси ІСУЯД компанії та їх класифікація

Процеси ІСУЯД Компанії можна класифікувати за:

- розділами стандартів ДСТУ ISO 9001 та ДСТУ ISO 14001;
- видами діяльності та їх результатами.

Класифікація процесів ІСУЯД за розділами стандартів орієнтована на відповідність вимогам ДСТУ ISO 9001 та ДСТУ ISO 14001.

Згідно з цією класифікацією до процесів ІСУЯД Компанії відносять:

- процеси керування;
- процеси забезпечення ресурсами;
- процеси випуску продукції (надання послуг);
- процеси вимірювання та поліпшення.

Приклади можливих процесів ІСУЯД згідно з цією класифікацією наведено у таблиці 1.1.

Найменування процесу	Пункт ДСТУ ISO 9001	Пункт ДСТУ ISO 14001
1	2	3
ПРОЦЕСИ КЕРУВАННЯ		
Забезпечення функціонування процесів	4.1; 5.1; 5.5.2; 8.3;8.4	4.1; 4.2. а, б, в, г;4.4.1. а, б
Захист довкілля. Ідентифікація екологічних аспектів, виявлення значимих аспектів	-	4.3.1
Підтримання актуальності реєстру законодавчих вимог	-	4.3.2
Управління документацією	4.2.1; 4.2.3; 4.2.4	4.2 д; 4.4.4; 4.4.5
Аналіз контракту	7.2.1 а; 7.2.2	
Внутрішній обмін інформацією	5.5.3	4.4.3 а
Аналіз задоволеності споживачів та інших зацікавлених сторін	6.1 б; 7.2.3; 8.2.1	
Організація взаємодії з суспільством	-	4.2 е; 4.4.3 б
Аналіз роботи з боку керівництва	5.6.1	4.6
ПРОЦЕСИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕСУРСАМИ		
Управління персоналом	5.5.1; 6.2	4.4.1; 4.4.2
Оснащення робочих місць	6.3 а; 6.4	-
Забезпечення обладнанням	6.3 б	4.4.1
Забезпечення фінансами		4.4.1
Забезпечення транспортом та зв'язком	6.3 в	-
ПРОЦЕСИ ВИРОБНИЦТВА (НАДАННЯ ПОСЛУГ)		
Планування	7.1	4.3.3; 4.3.4
Проектування та розроблення	7.3	-
Закупка	7.4.1; 7.4.2; 7.5.4	-
Реагування на аварійні ситуації	-	4.4.7

1	2	3
Контроль закупленої продукції	7.4.3	-
Документування виробничих процесів	7.5.1 а, б;	4.5.3
Обслуговування, ремонт та діагностика обладнання	7.5.1 в	-
Виготовлення продукції (надання послуг з транспортування та зберігання газу)	7.5.1 е	-
Моніторинг та вимірювання продукції у процесі виробництва, метрологічне забезпечення	7.5.1 г	4.5.1
Моніторинг та вимірювання готової продукції	8.1 а; 8.2.4; 8.4 б	-
ПРОЦЕСИ ВИМІРЮВАННЯ ТА ПОЛІПШЕННЯ		
Аналізування діяльності у цілому	8.1; 8.4; 5.6.2; 5.6.3	-
Внутрішній аудит	8.2.2	4.5.4
Управління невідповідностями та аварійними ситуаціями	8.3	4.5.2
Коригувальні дії	8.5.2	4.5.2
Запобіжні дії	8.5.3	4.5.2

Таблиця 1.1 – Приклад процесів ІСУЯД відповідно до розділів ДСТУ ISO 9001 та ДСТУ ISO 14001

Класифікація процесів ІСУЯД Компанії за видами діяльності та їх результатами орієнтована на опис послідовності дій, які виконують працівники для досягнення результатів, необхідних споживачу, в межах свого підрозділу.

Всі процеси в Компанії (таблиця 1.1) можна умовно поділити на:

- основні процеси;
- допоміжні процеси;
- процеси розвитку та удосконалення.

Основні процеси - види діяльності, які безпосередньо орієнтовані на виробництво продукції (надання послуг) та їх компонентів, що необхідні споживачам та які забезпечують отримання доходів Компанією.

Допоміжні процеси забезпечують ресурсами основні процеси, а їх результати можуть бути використані в будь-яких інших процесах (включаючи й інші допоміжні процеси) на різних етапах діяльності Компанії.

Процеси розвитку та удосконалення визначають політику, цілі та стратегічні напрямки розвитку Компанії, а також регламентують дії, які можуть бути використані тими, хто керує основними або допоміжними процесами.

Примітка. Переліки процесів (відповідно до таблиці 1.1 або таблиці В.1.1) не є обов'язковими і повними. Назви конкретних процесів у підрозділах Компанії можуть не збігатися з наведеними. У кожному підрозділі діють свої взаємопов'язані процеси, які можна об'єднувати і виключати в залежності від їх цілей та особливостей підрозділів.

Можливі ситуації:

- розширення переліку процесів;
- відсутність чіткої указівки щодо віднесення процесу до конкретного виду;
- віднесення конкретного процесу більше ніж до одного виду.

1.4 Визначення процесів, які впливають на якість діяльності Компанії

ІСУЯД Компанії реалізується через процеси, які протікають у рамках її функцій і перетинають їх. Для ефективного функціонування ІСУЯД, процеси та пов'язані з ними обов'язки, повноваження, методики і ресурси повинні бути визначені, описані та застосовані у певній послідовності.

Визначення процесів, які впливають на якість діяльності Компанії.

Серед багатьох завдань та функцій, які наведено у положеннях про філію (структурний підрозділ) необхідно виділити найважливіші види діяльності – процеси, які ураховують особливості підрозділу та рівень фахівців, які керують процесами.

При визначенні процесів власник має віднести свій процес до одного з процесів згідно з класифікацією 6.1, 6.2 або 6.3. Це потрібно для створення мережі процесів.

При визначенні кількості процесів доцільно дотримуватись правил: кількість основних процесів структурних підрозділів (Управління ДК „Укртрансгаз”, філії, виробничі підрозділи у складі філій) не повинна бути більш ніж 7 ± 2 . Ця цифра виходить з того, що керівник, не може ефективно керувати і сприймати інформацію від більшої кількості основних напрямків діяльності; кількість допоміжних процесів не повинна бути більш ніж 5 ± 2 .

Приклади процесів

Управління магістральних газопроводів: періодичне складання балансів транспортованого газу (виробничо-диспетчерська служба); ремонт та реконструкція ГПА, компримування газу (відділ експлуатації КС); ремонт та реконструкція ЛЧ МГ, ГРС; обстеження ЛЧ МГ та засобів електрохімічного захисту (відділ експлуатації ЛЧМГ, відділ захисту газопроводів від корозії); розробка режимів роботи підземних сховищ газу (відділ ПСГ); хіміко-аналітичний контроль параметрів газу, експлуатація засобів вимірювальної техніки (ЗВТ) (відділ метрології та газовимірювання).

Диспетчерське керування: процеси оперативно-диспетчерського керування, складання балансів газу.

Керівництво: процеси прийняття керівних рішень, формування технічних угод, формування політики та стратегії підприємства та ін.

Визначення взаємодії з іншими процесами

Жоден процес не існує сам по собі, ізольовано від інших. Результати одного процесу (діяльність фахівця, відділу, філії) використовує інший процес (фахівець, відділ, філія).

Для визначення ієрархічних та функціональних взаємовідносин між структурними одиницями Компанії у загальній мережі процесів застосовують матрицю зв'язків. Кожен процес ІСУЯД повинен мати свою притаманну лише йому матрицю зв'язків.

Примітка 1. Матриця зв'язків – таблиця, у якій рядки це найменування етапів процесу, а колонки – найменування підрозділів та їх процесів, з якими взаємодіє даний процес.

Примітка 2. Послідовність дій при заповненні матриці зв'язків процесу.

1. Визначити складові частини (етапи) процесу та занести їх назву у колонку 1 таблиць Г1-Г3.

Використовуючи свій фаховий досвід та знання, зміст положення про структурний підрозділ та інших НД, визначають складові етапи процесу.

2. Визначити та записати назву підрозділів Компанії або зовнішніх організацій та їх процесів у колонки 2-12 таблиць Г1-Г3.

Для кожного етапу процесу визначають підрозділи і відповідні процеси Компанії або інших зовнішніх організацій, які постачають або споживають інформацію етапів процесу.

3. Заповнити комірки матриці.

Якщо етап процесу, наведений у стовпці 1 таблиць Г1-Г3 має зв'язок з процесами визначеними у п. 2 цієї примітки, то на відповідній перетині стовпців та строк записують вид зв'язку. Зв'язок може бути двох видів: “вхід” та “вихід”.

Зв'язок виду “вхід” встановлюють тоді, коли етап розглядаємого процесу отримує інформацію (плани, проекти, акти та ін.) від інших процесів.

Зв'язок виду “вихід” встановлюють тоді, коли етап розглядаємого процесу надає інформацію до інших процесів.

Призначення власника процесу

Власника процесу призначає вищий керівник. Як правило, власником процесу призначають керівника структурного підрозділу.

Власник повинен визначити у своєму процесі наявність підпроцесів усіх видів згідно з класифікацією 6.1.

Описування процесу

Для опису процесу необхідно мати інформацію щодо:

- назви процесу;
- власника процесу та його виконавців (за необхідністю);
- постачальників та споживачів (входів і виходів);
- необхідних ресурсів;
- моніторингу та вимірювання показників процесу;
- алгоритму виконання та документування процесу.

Назва процесу повинна чітко визначать суть процесу та, по можливості, його місце в мережі процесів. Процес повинен описувати власник або фахівці, які безпосередньо виконують процес (підпроцес), тому що вони найкраще знають всі тонкощі виконуваної роботи, бачать шляхи її поліпшення. Розподіл відповідальності та повноважень визначають положення про структурний підрозділ, посадові інструкції, методики, тощо.

Постачальниками або споживачами процесу можуть бути зовнішні організації, структурні підрозділи Компанії або інші процеси підрозділу. Для кожного процесу

його власник визначає необхідні ресурси, виробниче середовище, інфраструктуру та інформацію щодо функціонування та моніторингу процесу.' Моніторинг та вимірювання показників процесу передбачає встановлення контрольних точок та методик вимірювань, визначення одиниць вимірювань показників або характеристик процесу.

Показники процесу мають бути реальними, вимірюваними, здатними реагувати на зміни процесу, зрозумілими, економічно обґрунтованими та взаємопов'язаними з цілями Компанії у сфері керування якістю та охорони навколишнього середовища.

Найважливішим практичним завданням власника є розроблення алгоритму виконання процесу та його документування.

При розробленні алгоритму, який описує порядок виконання процесу та його взаємодію потрібно відповісти на такі питання :

що (який об'єкт) є входом даного процесу;

- виходом якого (попереднього) процесу є даний об'єкт на вході;
- хто з виконавців попереднього процесу (посада) передає даний об'єкт на вхід (тут і далі - і несе відповідальність за цю дію);
- хто (посада) приймає даний об'єкт в процес;
- хто (посада) є відповідальним за даний процес і відповідає за перетворення

входу у вихід;

- хто бере участь у реалізації процесу;
- що (який об'єкт) є виходом даного процесу;
- яка послідовність дій (підпроцесів) при виконанні процесу;
- входом якого (наступного) процесу є даний об'єкт на виході. Якщо вихід даного процесу паралельно передається на вхід декількох наступних процесів,

вказують всі наступні процеси;

• хто з виконавців даного процесу (посада) передає даний об'єкт (вихід) на вхід (кожного) наступного процесу;

- хто (посада) здійснює приймання даного об'єкта на вході наступного процесу;
- які дії (вимірювання, контроль) проводять при передачі, описаної вище;

- яким чином (документом) ідентифікується факт передачі, описаний вище;
- які наступні дії (оплата, надання інформації, претензії), ким (посада) і в
- які терміни повинні (або можуть) проводитися після передачі, описаної вище;
- яким чином вносять зміни у процес;
- які показники результативності та ефективності процесу
- яким чином визначається результативність процесу, у тому числі додана цінність;
- яким чином визначається ефективність процесу.

Послідовність дій при виконанні процесу бажано представляти у графічному вигляді (блок-схема), яка дозволяє покроково описувати процес, з різним, наперед заданим, ступенем деталізації. Такий підхід забезпечує математичну строгість, наочність, зручність читання та документування, прозорість контролю та порядку виконання.

Примітка. При складанні блок-схеми використовують чотири типи вершин згідно з ГОСТ 19.701: операторні, логічні, початку/кінця процесу.

Вершини початку/кінця процесу визначають межі початку та закінчення процесу. Операторні вершини визначають назву етапів процесу (виконувані дії). Логічні вершини відображають зв'язки операторних вершин між собою при контролі, аналізуванні та перевірці дій.

Розроблений алгоритм процесу потрібно задокументувати. Під документуванням розуміють будь-який документ, що визначає та регламентує порядок виконання процесу.

При документуванні слід дотримуватись основного принципу побудови документації ІСУЯД - простежуваність документації, тобто всі документи, які описують та використовують в межах ІСУЯД повинні бути пов'язані через єдину систему посилань.

Для уніфікації та стандартизації опису процесів для кожного з них власник повинен:

- скласти матрицю зв'язків, яка визначає ієрархічні та функціональні взаємовідносини між процесами або структурними одиницями Компанії у загальній мережі процесів;
- блок-схему, яка відображає послідовність виконання, логічний взаємозв'язок етапів та контрольні точки процесу;
- детально описати етапи процесу (відображає основні характеристики та етапи процесу).

Приклади опису процесів

Приклад 1.

Опис процесу “Керування режимами транспорту газу” на рівні філій ДК „Укртрансгаз”.

1. Визначення процесу та його назви.

Процес та його назву визначено відповідно до однієї з основних функцій виробничо-диспетчерської служби (ВДС) УМГ, яка наведена у положенні про службу.

2. Визначення власника та виконавців процесу.

Власником процесу є головний диспетчер, а виконавцями – диспетчери змін.

Власник та виконавці процесу визначені згідно з 5.2.3 та 7.4.2. Інформацію щодо власника процесу потрібно занести до відповідного поля таблиці Е.1.

3. Виділення етапів процесу та розроблення алгоритму його виконання.

У процесі виділено п'ять основних етапів (підпроцесів), назви яких потрібно занести до колонки 2 таблиці Е.1, колонки 1 таблиці Г.1.

- отримання та розповсюдження оперативних розпоряджень;
- розробка технологічних режимів;
- збір основних параметрів технологічних режимів;
- аналіз та контроль отриманих параметрів;
- розробка та впровадження коригувальних рішень.

Алгоритм виконання процесу (взаємозв'язок етапів) представлено на блок-схемі.

4. Визначення постачальників та споживачів (входів і виходів) процесу та його етапів.

Постачальниками (входами) процесу є процеси виробничо-диспетчерської служби (ВДС); структурних підрозділів УМГ (відділ експлуатації ЛЧ МГ, відділ експлуатації КС, відділ метрології та газовимірювань); виробничих підрозділів у складі УМГ (ЛВУ МГ та ВУ ПЗГ); ОДУ ДК „Укртрансгаз” та відповідні департаменти НАК „Нафтогаз України”.

Прикладами входів є розроблені технологічні режими, звіти щодо невідповідностей параметрів; графіки планово-попереджувальних ремонтів, плани проведення вогневих та газонебезпечних робіт; оперативні розпорядження, плани ліміти на транспорт газу, технічні угоди тощо. Інформацію щодо постачальників та вхідних даних потрібно занести до колонок 4, 5 таблиці Е.1.

Споживачами (виходами) процесу є процеси структурних підрозділів УМГ (відділ експлуатації ЛЧ МГ, відділ експлуатації КС); виробничих підрозділів у складі УМГ (ЛВУ МГ та ВУ ПЗГ); ОДУ ДК „Укртрансгаз”. Прикладами виходів є розроблені технологічні режими, звіти щодо невідповідностей параметрів; оперативні розпорядження тощо. Інформацію щодо споживачів та вихідних даних потрібно занести до колонок 7, 8 таблиці Е.1.

5. Визначення ресурсів процесу.

Ресурси для виконання процесу: кваліфікований персонал; нормативна документація та контракти на транспорт газу, комп'ютерна мережа та програмне забезпечення для ведення розрахунків, офісне обладнання, відповідне приміщення та виробниче середовище для роботи фахівців ВДС та ін. Інформацію щодо ресурсів процесу потрібно занести до колонки 6 таблиці Е.1.

6. Визначення взаємозв'язків процесу та його етапів. Послідовність складання матриці зв'язків процесу згідно з 7.2.

7. Моніторинг та вимірювання показників процесу.

Для кожного етапу процесу головний диспетчер (власник) повинен

визначити методи та засоби моніторингу і показники якості процесу згідно з

Прикладами показників та методів моніторингу є параметри розрахованих технологічних режимів, кількість невідповідностей виконання розрахованих режимів, обсяги транспорту газу, терміни виконання розпоряджень тощо; оперативний контроль та перевірка розрахункових параметрів. Інформацію щодо показників процесу потрібно занести до колонки 9 таблиці Е.1.

Результати кожного етапу процесу власник та виконавці повинні документувати (вихідні дані – колонка 8 таблиці Е.1).

Приклад 2.

Опис процесу “Реконструкція технічного обладнання КС” на рівні філій ДК „Укртрансгаз”.

1. Визначення процесу та його назви.

Процес та його назву визначено відповідно до однієї з основних функцій виробничого відділу з експлуатації компресорних станцій УМГ, яка наведена у положенні про відділ.

2. Визначення власника та виконавців процесу.

Власником процесу є начальник відділу, а виконавцями – працівники відділу. Власник та виконавці процесу визначено згідно з 5.2.3 та

Інформацію щодо власника процесу потрібно занести до відповідного поля таблиці Е.2 додатку Е. Інформацію щодо виконавців потрібно занести до колонки 3 таблиці Е.2 та операторних вершин, які наведені у додатку Д.

3. Виділення етапів процесу та розроблення алгоритму його виконання.

Процесі складається з одинадцяти етапів (підпроцесів), назви яких потрібно занести до колонки 2 таблиці Е.2, колонки 1 таблиці Г.2.

- визначення необхідності реконструкції КС;
- складання та оформлення документації по реконструкції;
- узгодження та затвердження ТУ відділами УМГ;
- направлення ТУ у проектну організацію;
- узгодження проектних рішень при складанні ТЗ та затвердження ТЗ;
- розглядання проекту реконструкції;

- вибір постачальників обладнання, підрядників для реалізації проекту та заключення договорів;

- технічний нагляд за проведенням робіт;
- участь у роботі робочої комісії;
- участь у проведенні комплексних, попередніх та дослідних випробувань;
- участь у проведенні приймальних (міжвідомчих) випробувань.

Алгоритм виконання процесу представлено на блок-схемі, який подано у додатку Д.

4. Визначення постачальників та споживачів (входів і виходів) процесу та його етапів.

Постачальниками (входами) процесу є процеси структурних підрозділів УМГ (відділ експлуатації КС, керівництво); виробничих підрозділів у складі УМГ (служби КС ЛВУ МГ та ВУ ПЗГ); Управління експлуатації та реконструкції КС ДК „Укртрансгаз” та зовнішніх організацій (проектних інститутів, підрядних організацій, мережі INTERNET).

Прикладами входів є обґрунтування реконструкції КС, плани реконструкції; технічні умови (ТУ) та технічне завдання (ТЗ) на проектування; проекти; документація на об’єкт тощо. Інформацію щодо постачальників та вхідних даних потрібно занести до колонок 4, 5 таблиці Е.2.

Споживачами (виходами) процесу є процеси структурних підрозділів УМГ (відділ експлуатації КС, бухгалтерія та інші виробничі відділи); виробничих підрозділів у складі УМГ (ЛВУ МГ та ВУ ПЗГ); Управління експлуатації та реконструкції КС ДК „Укртрансгаз”, зовнішніх організацій.

Прикладами виходів є плани реконструкції КС УМГ; документація по реконструкції КС; ТУ та ТЗ на проектування; акти виконаних робіт, приписи, листи; договори тощо. Інформацію щодо споживачів та вихідних даних потрібно занести до колонок 7, 8 таблиці Е.2.

5. Визначення ресурсів процесу та його етапів.

Ресурси для виконання процесу: кваліфікований персонал; нормативна документація та технічні характеристики обладнання КС; офісне обладнання та

відповідне виробниче середовище для роботи; транспорт ін. Інформацію щодо ресурсів процесу потрібно бути занесені до колонки 6 таблиці Е.2.

6. Визначення взаємозв'язків процесу та його етапів.

Взаємозв'язки етапів процесу з іншими процесами згідно з 7.2 представлені у матриці зв'язків процесу (таблиці Г.2).

7. Моніторинг та вимірювання показників процесу.

Для кожного етапу процесу начальник відділу КС (власник) повинен визначити методи та засоби моніторингу і показники якості процесу згідно з

Прикладами показників та методів моніторингу є номенклатура обладнання та параметри технічного обстеження обладнання КС; вимоги НД по складанню та оформленню ТУ та ТЗ; нормативні значення показників функціонування обладнання КС тощо. Інформацію щодо показників процесу заносять до колонки 9 таблиці Е.2.

Результати кожного етапу процесу власник та виконавці повинні документувати (вихідні дані – колонка 8 таблиці Е.2). Приклад заповненої таблиці детального опису процесу подано у таблиці Е.2.

Приклад 3.

Опис процесу “Повірка та метрологічна атестація ЗВТ” на рівні філій ДК „Укртрансгаз”.

1. Визначення процесу та його назви.

Згідно однієї з основних функцій відділу метрології та газовимірювань УМГ, яка наведена у положенні про відділ, визначили цей процес та його назву.

2. Визначення власника та виконавців процесу.

Власником процесу є начальник відділу, а виконавцем – інженер- метролог. Власник та виконавець процесу визначено згідно з 5.2.3 та 7.4.2. Інформацію щодо власника процесу потрібно бути занесена до відповідного поля таблиці Е.3 додатку Е. Інформацію щодо виконавця наведена у колонці 3 таблиці Е.3 та у операторних вершинах.

3. Виділення етапів процесу та розроблення алгоритму його виконання.

Процес складається з шести етапів (підпроцесів), назви яких потрібно

занести до колонки 2 таблиці Е.3 та колонки 1 таблиці Г.3

- збір даних щодо термінів повірки ЗВТ;
- аналіз термінів повірки ЗВТ;
- отримання ЗВТ на повірку та оформлення договорів;
- організація робіт по передачі ЗВТ на МА;
- отримання ЗВТ з метрологічної атестації;
- передача ЗВТ та атестата повірки у підрозділи.

Алгоритм виконання процесу представлено на блок-схемі, який подано у додатку Д.

4. Визначення постачальників та споживачів (входів і виходів) процесу та його етапів.

Постачальниками (входами) процесу є процеси структурних підрозділів УМГ (відділ метрології та газовимірювань, відділ автоматизації та механізації виробничих процесів); виробничих підрозділів у складі УМГ (служби метрології ЛВУ МГ) та зовнішніх організацій (уповноважені органи Держспоживстандарту).

Прикладами входів є експлуатаційна документація по ЗВТ, НД; договори, акт повірки, акти виконаних робіт тощо. Інформацію щодо постачальників та вхідних даних повинна бути занесена до колонок 4, 5 таблиці Е.3.

Споживачами (виходами) процесу є процеси структурних підрозділів УМГ (відділ метрології та газовимірювань, бухгалтерія); виробничих підрозділів у складі УМГ (служби метрології ЛВУ МГ) та зовнішніх організацій. Прикладами виходів є терміни повірки ЗВТ; акт прийому-передачі ЗВТ; атестат повірки ЗВТ; акти виконаних робіт тощо. Інформацію щодо споживачів та вихідних даних занесена до колонок 7, 8 таблиці Е.3.

5. Визначення ресурсів процесу та його етапів.

Ресурси для виконання процесу: кваліфікований персонал; нормативна документація; офісне обладнання П ЕОМ; зв'язок; транспорт ін. Інформацію щодо ресурсів процесу потрібно занести до колонки 6 таблиці Е.3.

6. Визначення взаємозв'язків процесу та його етапів.

Взаємозв'язки етапів процесу з іншими процесами згідно з 7.2 представлені у матриці зв'язків процесу (таблиця Г.3).

7. Моніторинг та вимірювання показників процесу.

Для кожного етапу процесу начальник відділу (власник) повинен визначити методи та засоби моніторингу і показники якості процесу згідно з

Прикладами показників та методів моніторингу є інвентарна кількість ЗВТ; терміни подачі на повірку ЗВТ; кількість та комплектність ЗВТ тощо. Інформацію щодо показників процесу занесено до колонки 9 таблиці Е.3.

Результати кожного етапу процесу власник та виконавці повинні документувати (вихідні дані – колонка 8 таблиці Е.3). Приклад заповненої таблиці детального опису процесу подано у таблиці Е.3.

1.5 Визначення показників оцінювання процесів

Для реалізації ПП під час оцінювання процесів ІСУЯД доцільно використовувати збалансовану систему показників (ЗСП).

ЗСП складається з чотирьох категорій показників:

- задоволеність персоналу;
- результативність та ефективність внутрішніх процесів Компанії;
- задоволеність споживачів;
- фінансові результати.

Взаємозв'язок категорій показників згідно з рис. 1.3:

Виділені чотири категорії показників дозволяють врахувати інтереси всіх зацікавлених сторін.

Отримання бажаних фінансових результатів забезпечує тільки задоволений персонал, завдяки оптимізованим процесам, які спрямовані на задоволення вимог споживачів. Вихід результативних та ефективних процесів – продукція або послуга тієї якості, яка дозволяє Компанії отримати бажані фінансові результати (кошти).

В межах ЗСП розділяють показники, які вимірюють досягнуті результати, та

показники, які відображають процеси, що забезпечують отримання цих результатів. Ці дві категорії показників повинні бути взаємопов'язані, тому що для досягнення перших (наприклад, визначеного рівня виробництва) потрібно реалізувати другі (наприклад, забезпечити достатнє завантаження відповідного обладнання).

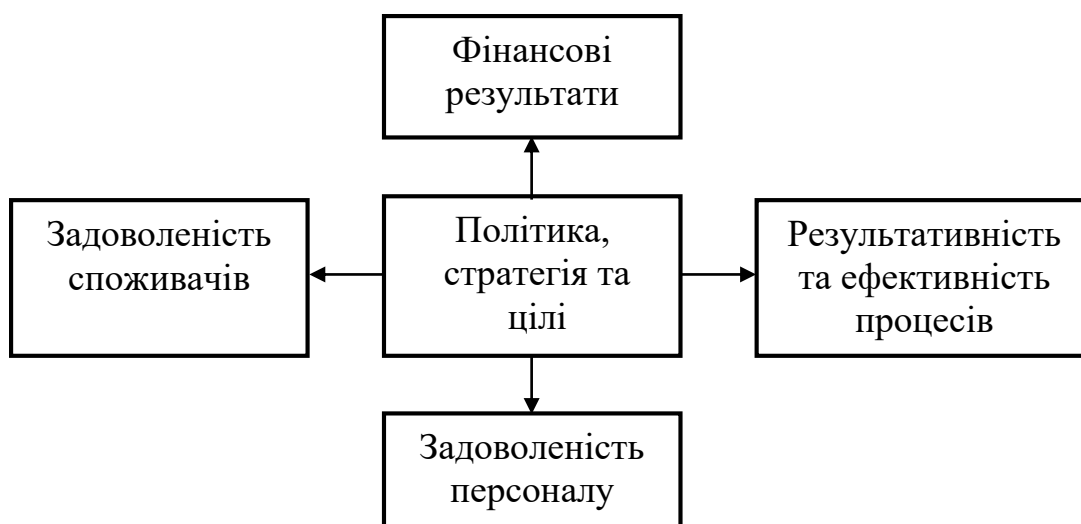


Рисунок 1.3 – Взаємозв'язок системи збалансованих показників.

Концепція ЗСП є основним інструментом оцінки ефективності діяльності, яка реалізує стратегічні цілі Компанії.

Підхід, заснований на застосуванні як фінансових, так і нефінансових показників гарантує повноту, вірогідність та об'єктивність оцінки діяльності.

За визначення параметрів кожного показника процесу відповідає власник. Кожний процес оцінюють індивідуально, в залежності від його специфіки та використовуючи такі показники як фінансові, кількісні, якісні, бальні, відсоткові та ін.

1.6 Висновок

В Розділі 1. Ми розглянули застосування процесного підходу в ПАТ „Укртрансгаз”. Процесний підхід (ПП) дозволяє створити та впровадити в Компанії сучасну систему управління, яка відповідає вимогам міжнародних стандартів.

Основна ідея ПП:

- діяльність Компанії необхідно представити мережею взаємопов'язаних та взаємодіючих між собою процесів;
 - керування діяльністю повинно ґрунтуватися на керуванні мережею процесів.
- Основне призначення ПП - отримання бажаного результату.

РОЗДІЛ 2. КОДЕКС ГАЗОТРАНСПОРНОЇ СИСТЕМИ.

2.1 Регламент функціонування газотранспортної системи України

1. Цей Кодекс розроблено відповідно до Законів України "Про ринок природного газу", "Про метрологію та метрологічну діяльність", "Про трубопровідний транспорт", "Про нафту і газ", "Про природні монополії" та інших нормативно-правових актів.

2. Цей Кодекс є регламентом функціонування газотранспортної системи України та визначає правові, технічні, організаційні та економічні засади функціонування газотранспортної системи України.

3. Дія цього Кодексу поширюється на всіх суб'єктів ринку природного газу України: операторів суміжних систем, газовидобувні підприємства, замовників, споживачів та постачальників природного газу незалежно від підпорядкування та форми власності, а також операторів торгових платформ.

{Пункт 3 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

4. Доступ суб'єктів ринку природного газу до газотранспортної системи здійснюється на принципах:

рівного права доступу та приєднання для всіх суб'єктів ринку природного газу;

збереження цілісності, безпечної та стабільної роботи газотранспортної системи;

надання оператором газотранспортної системи послуг доступу та приєднання виключно на договірних засадах;

надання оператором газотранспортної системи послуг належної якості;

своєчасної та повної оплати послуг, наданих оператором газотранспортної системи;

сприяння підвищенню ліквідності ринку природного газу, зокрема розвитку оптового ринку короткострокових продуктів;

{Пункт 4 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

відповідальності всіх суб'єктів ринку природного газу за дотримання правил балансування, встановлених цим Кодексом, зокрема в частині сплати та одержання плати за добовий небаланс та плати за нейтральність балансування, для забезпечення найбільш ефективної торгівлі природним газом.

{Пункт 4 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

5. Терміни, що використовуються в цьому Кодексі, мають такі значення:

адміністратор аукціонної платформи - підприємство, яке здійснює управління аукціонною платформою та організовує і забезпечує проведення на ній аукціонів розподілу потужностей у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом другим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

{Абзац третій пункту 5 глави 1 розділу I виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

алокція - обсяг природного газу, віднесений оператором газотранспортної системи в точках входу/виходу до/з газотранспортної системи по замовниках послуг

транспортування (у тому числі в розрізі їх контрагентів (споживачів)) з метою визначення за певний період обсягів небалансу таких замовників;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017; із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

аукціонна надбавка - різниця між ціною в останньому раунді аукціону і стартовою ціною за одиницю потужності;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонна платформа - інформаційна система в мережі Інтернет, що включає апаратне та програмне забезпечення і використовується для проведення аукціонів відповідно до вимог розділу XIX цього Кодексу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонна премія - грошові кошти, які підлягають сплаті учасником аукціону, який за результатами аукціону отримав доступ до розподілу потужності, на користь оператора газотранспортної системи;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонне зобов'язання - безвідклична, безумовна банківська гарантія, видана відповідно до вимог чинного законодавства України, яка надається оператору газотранспортної системи замовником послуг транспортування з метою гарантування своїх фінансових зобов'язань щодо оплати аукціонної премії;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонний внесок - грошові кошти, які надаються оператору газотранспортної системи замовником послуг транспортування з метою гарантування своїх фінансових зобов'язань щодо оплати аукціонної премії;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

базова ціна газу (далі - БЦГ) - ціна природного газу, яка формується протягом розрахункового періоду оператором газотранспортної системи на основі витрат на закупівлю, транспортування та зберігання природного газу та розміщується оператором газотранспортної системи на власному веб-сайті щомісяця у строк до 10-го числа поточного місяця;

{Абзац дев'ятий пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

балансування системи - діяльність, яка здійснюється оператором газотранспортної системи в рамках надання послуг транспортування, що полягає у врівноваженні попиту та пропозиції природного газу у газотранспортній системі, що охоплює фізичне балансування та комерційне балансування;

банківська гарантія - вид забезпечення виконання зобов'язань, відповідно до якого банк-гарант бере на себе грошове зобов'язання перед оператором газотранспортної системи на його першу вимогу сплатити кошти за замовника послуг транспортування в разі невиконання останнім у повному обсязі або частково своїх фінансових зобов'язань перед оператором газотранспортної системи за договором транспортування природного газу. Банківська гарантія є належним

фінансовим забезпеченням для цілей цього Кодексу, якщо вона є безвідкличною, непередаваною та безумовною;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

великий ціновий крок - встановлена оператором газотранспортної системи величина, на розмір якої в процесі проведення аукціону підвищується стартова ціна даного аукціону в кожному наступному раунді торгів аукціону;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

вища теплота згоряння - кількість теплоти, яку виділяє в результаті повного згоряння в повітрі визначена кількість природного газу, за умови, що реакція відбувається при постійному тиску; крім води, продукти згоряння знаходяться в газовому стані; вода, що виникає в процесі горіння, конденсується; всі продукти згоряння (у газоподібному стані та вода в рідинному стані) доводяться до тієї самої температури, яку мають субстрати;

відбір/споживання/подача, що вимірюється щодобово - обсяг природного газу, облік якого здійснюється комерційним вузлом обліку природного газу в установленому порядку, обладнаним системою дистанційної передачі даних;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом чотирнадцятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

відбір/споживання/подача, що не вимірюється щодобово - обсяг природного газу, облік якого здійснюється комерційним вузлом обліку природного газу (у тому числі обладнаним обчислювачем/коректором), який не обладнаний системою дистанційної передачі даних;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом п'ятнадцятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

відчуження потужності - відчуження договірної потужності між двома замовниками послуг транспортування в межах газотранспортної системи;

вільна потужність - частина технічної потужності газотранспортної системи, право користування якою не надане замовникам послуг транспортування або не реалізоване замовником послуг транспортування згідно з договором транспортування природного газу;

віртуальна точка - точка в газотранспортній системі з невизначеним фізичним розташуванням;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

віртуальна торгова точка (віртуальна точка, на якій відбувається передача природного газу) - точка в газотранспортній системі з невизначеним фізичним розташуванням, у якій замовники послуг транспортування можуть здійснювати передачу природного газу, поданого до газотранспортної системи, на щоденній основі згідно з вимогами цього Кодексу;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017, № 1437 від 27.12.2017}

віртуальна точка на міждержавному з'єднанні - віртуальна точка входу/виходу, яка об'єднує дві чи більше фізичні точки входу/виходу до/з газотранспортної системи на міждержавному з'єднанні з однією сусідньою країною;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

газова біржа - товарна біржа (торгова платформа), що створена і здійснює діяльність відповідно до Закону України «Про товарну біржу» та з дотримання вимог, встановлених «Про ринок природного газу», цим Кодексом;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом двадцять першим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газова доба - період часу з 05:00 всесвітньо координованого часу (далі - UTC) (з 07:00 за київським часом) дня до 05:00 UTC (до 07:00 за київським часом) наступного дня для зимового періоду та з 04:00 UTC (з 07:00 за київським часом) дня до 04:00 UTC (до 07:00 за київським часом) наступного дня для літнього періоду;

газова доба (D) - газова доба, в якій здійснюється надання послуг транспортування природного газу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом двадцять третім згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газова доба (D+1) - газова доба, наступна за газовою добою (D);

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом двадцять четвертим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газова доба (D-1) - газова доба, що передує газовій добі (D);

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом двадцять п'ятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газовидобувне підприємство - суб'єкт господарювання, що займається видобутком (виробництвом) природного газу, у тому числі виробник біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел;

газовий місяць - період часу, який розпочинається з першої газової доби поточного місяця і триває до початку першої газової доби наступного місяця;

газовий місяць (М) - газовий місяць, в якому здійснюється надання послуг транспортування природного газу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом двадцять восьмим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газовий місяць (М+1) - газовий місяць, наступний за газовим місяцем (М);

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом двадцять дев'ятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газовий місяць (М-1) - газовий місяць, що передує газовому місяцю (М);

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом тридцятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газовий рік - період часу, який розпочинається з першої газової доби жовтня поточного календарного року і триває до першої газової доби жовтня наступного календарного року;

газорозподільна зона - територія ліцензованої діяльності оператора газорозподільної системи;

гарантована потужність - потужність газотранспортної системи, яка надається замовнику з гарантією реалізації права її користування протягом періоду надання послуг транспортування природного газу;

диспетчерська служба - підрозділ оператора газотранспортної системи, який здійснює оперативно-диспетчерське керування газотранспортною системою;

договір приєднання - договір між оператором газотранспортної системи та замовником про приєднання об'єктів замовника до газотранспортної системи;

договір транспортування - договір, укладений між оператором газотранспортної системи та замовником послуг транспортування природного газу на основі типового договору транспортування природного газу, затвердженого Регулятором, згідно з яким оператор газотранспортної системи надає замовнику одну чи декілька складових послуг транспортування природного газу на період та умовах, визначених у такому договорі, а замовник послуг транспортування оплачує оператору газотранспортної системи вартість отриманих послуг (послуги);

{Абзац тридцять шостий пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

договірні перевантаження - перевищення попиту на послуги із транспортування природного газу з гарантією реалізації права користування потужністю над обсягом технічної потужності;

електронний аукціон розподілу потужності (далі - аукціон) - конкурсна процедура, що проводиться на аукціонній платформі, в рамках якої здійснюється правочин щодо розподілення доступу до потужності у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях між учасниками аукціону;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

замовник послуг зберігання - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка на підставі договору з оператором газосховища замовляє надання послуги зі зберігання (закачування, відбору) природного газу;

замовник послуг транспортування - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка на підставі договору транспортування, укладеного з оператором газотранспортної системи, замовляє одну чи декілька складових послуг транспортування природного газу;

{Абзац сороковий пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

замовник приєднання - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка бажає приєднати свої об'єкти до газотранспортної системи;

запас газу в газопроводах - обсяг природного газу, який перебуває в газопроводі;

засоби дистанційної передачі даних - засоби, встановлені (організовані) в установленому порядку на комерційному ВОГ, які забезпечують на безперервній основі можливість дистанційного доступу до зазначених ВОГ з метою зчитування (контролю) та передачі їх даних каналами зв'язку до оператора газотранспортної системи, оператора газорозподільної системи, суміжного газовидобувного підприємства;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом сорок третім згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

зовнішнє газопостачання - газові мережі від місця забезпечення потужності до місця приєднання об'єкта або земельної ділянки замовника;

інформаційна платформа - електронна платформа у вигляді веб-додатка в мережі Інтернет, функціонування та керування якою забезпечується оператором газотранспортної системи, яка використовується для забезпечення надання послуг транспортування природного газу відповідно до вимог цього Кодексу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом сорок п'ятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

комерційне балансування - діяльність оператора газотранспортної системи, що полягає у визначенні та врегулюванні небалансу, який виникає з різниці між обсягами природного газу, що надійшли через точки входу, і обсягів природного

газу, відібраного через точку виходу, у розрізі замовників послуг транспортування, що здійснюється на основі алокації;

{Абзац сорок шостий пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

комерційний вузол обліку природного газу (ВОГ) - вузол обліку, що застосовується для проведення комерційних розрахунків при визначенні об'єму (обсягу) транспортування (споживання/постачання) природного газу в точці комерційного обліку;

короткостроковий стандартизований продукт - визначений обсяг природного газу, який продається і придбавається на торговій платформі на умовах передачі протягом газової доби (D) або (D+1) сім днів на тиждень відповідно до правил торгової платформи та положень цього Кодексу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом сорок восьмим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

малий ціновий крок - встановлена оператором газотранспортної системи величина, що не перевищує великий ціновий крок;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

маршрут визначення фізико-хімічних показників газу (далі - маршрут) - документ, в якому описано та схематично зображено маршрут переміщення газу від точки/точок визначення ФХП газу до точок входу або точок виходу до/з газотранспортної системи з відображенням місць відбору проб ФХП природного газу та/або встановлення автоматичних потокових приладів визначення ФХП газу та вказано номер маршруту;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

міждержавне з'єднання - місце з'єднання газотранспортної системи України з газотранспортною системою сусідньої держави;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

місце забезпечення (точка забезпечення) потужності - місце (точка) в існуючих газових мережах газотранспортного підприємства, від якого оператор газотранспортної системи забезпечує розвиток газових мереж з метою приєднання об'єктів замовника відповідної потужності;

місце приєднання (точка приєднання) - запроектована або існуюча межа балансової належності об'єктів замовника приєднання;

{Абзац п'ятдесят четвертий пункту 5 глави 1 розділу I виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

небаланс - різниця між обсягами природного газу, поданими замовником послуг транспортування для транспортування на точці входу, та відібраними замовником послуг транспортування з газотранспортної системи на точці виходу, що визначається відповідно до алокації;

{Абзац п'ятдесят четвертий пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

несанкціонований відбір природного газу - відбір природного газу за відсутності споживача в Реєстрі споживачів постачальника будь-якого постачальника протягом розрахункового періоду; без укладення відповідного договору з постачальником; шляхом самовільного під'єднання та/або з навмисно

пошкодженими приладами обліку природного газу або поза охопленням приладами обліку; шляхом самовільного відновлення споживання природного газу;

{Абзац п'ятдесят п'ятий пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

нижча теплота згоряння - кількість тепла, яку виділяє в результаті повного згоряння в повітрі визначена кількість природного газу за умови, що реакція відбувається при постійному тиску, а всі продукти згоряння знаходяться в газовому стані та доводяться до тієї самої температури, яку мали субстрати;

номінація - попереднє повідомлення, надане замовником послуг транспортування оператору газотранспортної системи, стосовно обсягів природного газу, які будуть подані замовником послуг транспортування протягом доби до газотранспортної системи в точках входу та відібрані з газотранспортної системи в точках виходу;

{Абзац п'ятдесят сьомий пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

оперативний балансовий рахунок (ОБР) - документ, у якому оператори газотранспортних систем України та сусідньої країни та/або оператор газотранспортної системи України та оператор газосховища зазначають обсяги балансування природного газу за звітний період по кожному пункту приймання-передачі газу;

оператор суміжної системи - оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG, оператор іншої газотранспортної системи, який співпрацює з оператором газотранспортної системи;

операція з віртуального заміщення природного газу - операція, при якій приймання-передача природного газу здійснюється шляхом документального оформлення зустрічних потоків природного газу: який знаходиться в суміжних

газотранспортних системах, перевізниками-операторами газотранспортних систем України та сусідньої країни по кожному пункту приймання-передачі газу окремо, без його переміщення трубопровідним транспортом через митний кордон України; який надходить до газотранспортної системи та/або знаходиться у газосховищах України під митним контролем - перевізником-оператором газотранспортної системи України та оператором газосховища, без його фізичного закачування/відбору в/з газосховища;

оператор торгової платформи - суб'єкт господарювання, який на своїй електронній платформі організував та надав доступ іншим учасникам торгів для розміщення ними пропозицій про купівлю-продаж природного газу (включаючи можливість їх зміни або скасування) та реєстрації укладених угод купівлі-продажу природного газу між учасниками торгів;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом шістдесят першим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

період балансування - газова доба (D);

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом шістдесят другим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

підключення до газотранспортної системи - фізичне підключення (врізка) об'єктів замовників до газотранспортної системи;

підтверджена номінація - підтверджений оператором газотранспортної системи обсяг природного газу замовника послуг транспортування, який буде прийнятий від замовника в точках входу до газотранспортної системи та переданий замовнику в точках виходу з газотранспортної системи у відповідний період;

{Абзац глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016, № 1437 від 27.12.2017}

плата за добовий небаланс - це сума коштів, яку замовник послуг транспортування сплачує або отримує відповідно до розміру добового небалансу;

{Абзац шістдесят п'ятий пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

плата за нейтральність балансування - плата, яка дорівнює різниці між коштами, які були отримані оператором газотранспортної системи або підлягають виплаті оператору газотранспортної системи, та коштами, які були сплачені оператором газотранспортної системи або підлягають виплаті оператором газотранспортної системи у зв'язку з діями, пов'язаними з балансуванням газотранспортної системи, що має бути стягнута оператором газотранспортної системи із замовника послуг транспортування або виплачена оператором газотранспортної системи замовнику послуг транспортування;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

портфоліо балансування - сукупність подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

послуга балансування - послуга, що надається оператору газотранспортної системи на підставі відповідного договору купівлі-продажу природного газу, необхідного для врегулювання короткострокових коливань попиту та пропозицій на природний газ, що не є короткостроковим стандартизованим продуктом;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

потужність - максимально допустиме перетікання обсягу природного газу, виражене в одиницях енергії до одиниці часу, що надається замовнику послуг транспортування відповідно до договору транспортування;

потужність приєднання - запланована максимальна можливість подачі або прийому природного газу за одну годину;

"правило меншого" - принцип, який застосовується оператором газотранспортної системи у випадках, якщо обсяг природного газу, зазначений в номінаціях/реномінаціях, у точці входу та точці виходу не співпадає і полягає в підтвердженні найменшого із заявлених обсягів природного газу в номінації/реномінації та інформує про це замовників послуг транспортування;

переривчаста потужність - потужність газотранспортної системи, яка надається замовнику без гарантії реалізації права користування нею, а з можливістю її обмеження (переривання) на умовах, визначених договором транспортування природного газу та цим Кодексом;

прямий споживач - споживач, об'єкти якого приєднані безпосередньо до газотранспортної системи;

раунд - період часу, протягом якого замовники послуг транспортування можуть подати, змінити або відкликати ставку учасника аукціону;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

рахунок умовного зберігання (ескроу) - банківський рахунок, режим функціонування якого визначений законодавством, відкритий учаснику торгів (замовнику послуг транспортування або оператору газотранспортної системи) для цілей здійснення розрахунків за природний газ, придбаний ним на торговій платформі;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом сімдесят п'ятим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1282 від 30.10.2018}

Реєстр споживачів постачальника - перелік споживачів, які в інформаційній платформі закріплені за певним постачальником у розрахунковому періоді;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

реномінація - заявка на зміну підтвердженої номінації;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016, № 1437 від 27.12.2017}

робочі дні - дні з понеділка до п'ятниці, за винятком святкових днів, передбачених законодавством, та робочих днів, перенесених на вихідні дні відповідно до законодавства;

розподіл потужності - частина договору транспортування, яка визначає порядок та умови надання і реалізації права на користування договірною потужністю, яке надається замовнику транспортування у визначеній точці входу або точці виходу;

розподілена (договірна) потужність - частина технічної потужності газотранспортної системи, яка розподілена замовнику послуг транспортування згідно з договорами транспортування;

розрахунковий період - газова доба (D) та/або газовий місяць (M), що складається з газових діб (D), в якій (якому) буде здійснюватися (здійснено) надання послуг транспортування природного газу та відповідно до якої (якого) будуть здійснюватися певні процедури, передбачені цим Кодексом, зокрема балансування обсягів природного газу, поданих та відібраних замовниками послуг транспортування природного газу в точках входу/виходу газотранспортної системи;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

ставка учасника аукціону (далі - ставка) - пропозиція учасника аукціону щодо обсягу потужності, доступ до якої він планує отримати у відповідному раунді аукціону за відповідною ціною;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

стартова ціна аукціону - ціна, запропонована в першому раунді аукціону, що дорівнює тарифу, встановленому Регулятором по точці входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

суміжне газовидобувне підприємство - газовидобувне підприємство, промисловий газопровід якого безпосередньо підключений до газотранспортної системи;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

суміжна система - інша газотранспортна система, газорозподільна система, газосховище, установка LNG, система суміжного газовидобувного підприємства, інша система, що мають фізичне з'єднання з газотранспортною системою;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

технічні умови - документ, що визначає комплекс умов і вимог до інженерного забезпечення приєднання об'єкта системи газоспоживання або газопостачання та його підключення до газотранспортної системи і містить вихідні дані для проектування;

торгова платформа - електронна платформа, функціонування та керування якою забезпечується оператором торгової платформи, котра використовується учасниками торгів для розміщення пропозицій про купівлю-продаж природного газу (включаючи можливість їх зміни або скасування), у тому числі для врегулювання небалансів (короткострокових коливань попиту та пропозиції) протягом газової доби (D), на якій реєструються укладені угоди купівлі-продажу природного газу та яка функціонує відповідно до правил та умов користування, визначених її оператором, з урахуванням вимог цього Кодексу; на якій оператор газотранспортної системи здійснює купівлю-продаж природного газу з метою забезпечення дій із врегулювання добових небалансів замовників послуг транспортування;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

торгове сповіщення - інформаційне повідомлення відповідно до форми, встановленої цим Кодексом, що направляється оператору газотранспортної системи від замовника послуг транспортування природного газу щодо обсягів природного газу, які він відчужив або набув;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017; із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

транскордонний газопровід - магістральний газопровід, що перетинає лінію кордону між Україною та сусідньою державою та призначений для сполучення

газотранспортних систем України з газотранспортними системами цієї держави (далі - Інтерконектор);

управління системними обмеженнями - комплекс заходів, що здійснюються оператором газотранспортної системи в рамках наданих послуг транспортування з метою забезпечення безпечного функціонування газотранспортної системи, а також забезпечення необхідних технічних параметрів природного газу;

учасник аукціону - замовник послуг транспортування, який здійснив в установленому порядку реєстрацію на аукціонній платформі та надав оператору газотранспортної системи аукціонний внесок або аукціонне зобов'язання та дотримується інших вимог розділу XIX Кодексу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання ...

фізичне балансування - заходи, що вживаються оператором газотранспортної системи для забезпечення цілісності газотранспортної системи, а саме, необхідного співвідношення обсягів природного газу, що фізично надійшли через точки входу, і обсягів природного газу, фізично відібраного з точок виходу;

фізичні перевантаження - перевищення попиту на послуги із транспортування природного газу над обсягом технічної потужності газотранспортної системи;

цикл реномінацій - процес, що здійснюється оператором газотранспортної системи для надання замовнику послуг транспортування повідомлення щодо підтверженого обсягу після отримання від нього реномінації;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

ціна аукціону - вартість одиниці потужності, яка розраховується як сума стартової ціни і аукціонної надбавки;

ЕІС-код - код енергетичної ідентифікації суб'єкта ринку природного газу та/або точки комерційного обліку, визначений за правилами Європейської мережі операторів газотранспортних систем (ENTSOG), з метою уніфікації та однозначної ідентифікації суб'єктів ринку природного газу та точок комерційного обліку, розміщених на об'єктах газової інфраструктури, у тому числі для участі у регіональних (міжнародних) газових ринках, та для забезпечення спрощення процедур зміни постачальників природного газу та електронного обміну даними між суб'єктами ринку природного газу;

ENTSOG - європейська мережа операторів газотранспортних систем.

Інші терміни використовуються в цьому Кодексі у значеннях, наведених у Законах України "Про ринок природного газу", "Про метрологію та метрологічну діяльність", "Про трубопровідний транспорт", "Про нафту і газ", "Про забезпечення комерційного обліку природного газу", "Про регулювання містобудівної діяльності", "Про товарну біржу".

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

2.2 Умови визначення обсягу та фізико-хімічних показників природного газу.

1. Визначення обсягу та фізико-хімічних показників природного газу проводиться за нормальних та стандартних умов.

Нормальні умови

Визначення обсягу газу:

Тиск P_H : 101,325 кПа

Температура T_H : 273,15 К (= 0 °С)

Визначення вищої теплоти згоряння:

Тиск P_H 101,325 кПа

Температура згоряння $T_{зг}$: 298,15 К (= 25 °С)

Температура вимірювання T_H : 273,15 К (= 0 °С)

Стандартні умови

Визначення обсягу газу:

Тиск P_c : 101,325 кПа (760 мм рт. ст.)

Температура T_c : 293,15 К (= 20 °С)

Визначення нижчої теплоти згоряння:

Тиск P_c : 101,325 кПа

Температура згоряння $T_{зг}$: 298,15 К (= 25 °С)

Температура вимірювання T_c : 293,15 К (= 20 °С)

{Пункт 2 глави 2 розділу I виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

2. Перерахунки значень об'єму та теплоти згоряння на різні стандартні умови проводяться згідно з чинними нормативними документами.

2.3 Характеристика газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи на підставі договору транспортування природного газу та згідно з умовами, визначеними в цьому Кодексі, надає суб'єктам ринку природного газу:

- право користування газотранспортною системою в межах розподілу потужностей на точках входу та виходу;

- послуги транспортування природного газу газотранспортною системою в межах договірних потужностей та підтверджених номінацій.

{Пункт 1 глави 3 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

2. Виробники біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел мають право на отримання доступу до газотранспортних і газорозподільних систем, газосховищ, установки LNG та на приєднання до газотранспортних та газорозподільних систем за умови дотримання технічних норм та стандартів безпеки відповідно до законодавства та за умови, що біогаз або інші види газу з альтернативних джерел за своїми фізико-технічними характеристиками відповідають стандартам на природний газ.

3. Оператор газотранспортної системи, застосовуючи об'єктивні та прозорі засади, які забезпечують однакове поводження із замовниками послуг транспортування, а також беручи до уваги вимоги захисту довкілля, забезпечує:

- стале функціонування газотранспортної системи та виконання договорів транспортування природного газу із замовником послуг транспортування;

- функціонування газотранспортної системи в скоординований та ефективний спосіб зі збереженням необхідної надійності транспортування природного газу та його якості;

- експлуатацію, ремонти мереж, установок та пристроїв газотранспортної системи разом зі з'єднаннями з іншими газовими системами в спосіб, що гарантує надійність функціонування газотранспортної системи;

- спроможність газотранспортної системи задовольняти потреби у транспортуванні природного газу, а також можливість її розвитку при зростанні потреб в обсягах транспортування;

- співпрацю з операторами суміжних систем або суб'єктами ринку природного газу з метою надійного та ефективного функціонування газових систем, а також координацію їх розвитку;

- оперативно-диспетчерське управління транспортуванням природного газу, а також підтримку його якісних та кількісних параметрів у газотранспортній системі та в точках входу та виходу в/з неї;

- вжиття заходів, необхідних для надійного функціонування газотранспортної системи;

- балансування системи та управління перевантаженнями в газотранспортній системі, а також проведення розрахунків із замовниками послуг транспортування, які виникають через їх незбалансованість;

- надання операторам суміжної системи, замовникам послуг транспортування інформації про умови надання послуг із транспортування;

- управління перевантаженнями для замовників послуг транспортування та прямих споживачів;

- впровадження періодичних досліджень потреби ринку в новій транспортній інфраструктурі, результати яких враховуються при підготовці планів розвитку.

4. Експлуатацію газотранспортної системи здійснює виключно оператор газотранспортної системи.

5. Оператор газотранспортної системи надає доступ до газотранспортної системи в межах технічної та вільної потужності газотранспортної системи.

6. У разі неочікуваного зростання споживання природного газу споживачами, виникнення перебоїв в транспортуванні природного газу, аварійної ситуації, що загрожує безпеці функціонування газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи зобов'язаний вжити заходів, передбачених цим Кодексом, Національним планом дій та правилами про безпеку постачання природного газу, затвердженими центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі (далі - Національний план дій, правила про безпеку постачання природного газу).

7. Оператор газотранспортної системи здійснює надання послуг транспортування природного газу з моменту отримання природного газу в точці входу та до моменту передачі природного газу в точці виходу.

8. Взаємодія оператора газотранспортної системи з оператором іншої газотранспортної системи регулюється угодою про взаємодію, яка укладається з урахуванням вимог цього Кодексу.

9. Замовник послуг транспортування користується потужністю газотранспортної системи на засадах, визначених Законом України "Про ринок природного газу", цим Кодексом, а також договором транспортування природного газу.

10. Прямий споживач забезпечує:

- доступ оператора газотранспортної системи до вузлів обліку природного газу, які перебувають у його власності;

- дотримання обмежень споживання природного газу, які полягають в обмеженні максимальної кількості споживання природного газу за годину та на добу згідно з повідомленнями оператора газотранспортної системи;

- можливість цілодобового зв'язку оператора газотранспортної системи з прямим споживачем у разі виникнення раптових подій, які мають вплив на виконання транспортних послуг;

- негайне виконання розпорядження диспетчерських служб оператора газотранспортної системи.

- Прямий споживач, який є власником комерційного вузла обліку природного газу, зобов'язаний:

- утримувати об'єкти газової інфраструктури в належному технічному стані;

- виконувати періодичні перевірки та повірки вузла обліку в пункті одержання природного або передачі природного газу згідно з положеннями Кодексу та технічними нормами та стандартами;

- інформувати оператора газотранспортної системи про терміни виконуваних періодичних перевірок, повірок та надання його представникам доступу до комерційного вузла обліку під час здійснення цих робіт;

- забезпечувати доступ представників(а) оператора газотранспортної системи для перевірки належної роботи комерційного вузла обліку природного газу;

- забезпечувати виконання перевірки належної роботи системи комерційного вузла обліку природного газу за кожним запитом оператора газотранспортної системи, але не частіше одного разу на тиждень;

- надавати представникам оператора газотранспортної системи можливість пломбування комерційного вузла обліку газу;

- надавати оператору газотранспортної системи можливість дистанційного зчитування даних вимірювання у разі функціонування системи телеметрії та встановлювати системи телеметрії;

- надавати оператору газотранспортної системи можливість встановлення власної системи телеметрії.

Прямий споживач, який не є власником комерційного вузла обліку природного газу, зобов'язаний утримувати об'єкти газової інфраструктури в належному технічному стані та має право:

- бути поінформованим про терміни періодичних перевірок та повірок, які виконуються службами оператора газотранспортної системи, і може бути присутнім під час здійснення цих робіт;

- опломбовувати засоби вимірювальної техніки, допоміжні пристрої та елементи газопроводів у місцях, де несанкціоноване втручання може вплинути на результати вимірювань об'єму газу;

- здійснювати дистанційне зчитування вимірювальних даних у разі функціонування системи телеметрії на газорозподільній станції;

- встановлювати власну систему телеметрії в порядку, визначеному цим Кодексом, за відсутності телеметрії та надавати оператору газотранспортної системи можливість отримання даних.

До складу газотранспортної системи у межах балансової приналежності оператора газотранспортної системи входять:

газопроводи з відводами та лупінгами від місця видобутку чи підземного зберігання газу (вихід з установки підготовки газу на об'єктах газодобування чи газосховище) до місця його розподілення зі зниженням тиску до 1,2 МПа (вихід із газорозподільної станції) з перекивною арматурою, переходами через природні і штучні перешкоди (автомобільні дороги, залізниці, канали тощо), вузлами запускання та приймання очисних засобів, вузлами збирання і зберігання газового конденсату, засобами введення в газопровід метанолу, ємностями для зберігання і розгазування конденсату, земляними амбрами для аварійного зливання конденсату;

- компресорні станції;

- газорозподільні станції;

- установки підготовки газу;

- установки протикорозійного захисту;

- лінії і споруди систем технологічного зв'язку і телемеханіки;

- лінія електропередачі і обладнання для електроживлення електроустановок магістральних газопроводів, систем телемеханіки та установок електрохімічного захисту;

- газовимірювальні станції (ГВС), газовимірювальні пункти і газовимірювальні блоки на лінійній частині магістрального газопроводу;

- міжгазопровідні пункти редукування газу;

- протипожежні засоби, протиерозійні і захисні споруди газопроводів;

- будівлі та споруди на лінійній частині магістрального газопроводу;

- розпізнавальні і сигнальні знаки місцезнаходження газопроводів, що призначені для обслуговування технологічних об'єктів газотранспортної системи та знаходяться на балансі оператора газотранспортної системи;

- інші об'єкти газотранспортної системи.

2.4 Визначення точок входу і точок виходу, віртуальних точок газотранспортної системи.

1. У газотранспортній системі виділяються такі точки входу:

1) точки входу з фізичним розташуванням (далі - фізичні точки входу):

- точки входу на міждержавних з'єднаннях;

- точки входу від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств);

- точки входу з установок LNG;

- точки входу з газосховищ;

2) віртуальні точки входу з невизначеним фізичним розташуванням (далі - віртуальні точки входу):

- точки входу з газорозподільних систем (місце надходження газу від газовидобувного підприємства в точці його підключення до газорозподільної системи, через яку, у тому числі, може передаватися газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств);

- точки входу з газосховища чи групи газосховищ;

- точки входу від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств);

{Абзац п'ятий підпункту 2 пункту 1 глави 2 розділу II виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

- точки входу на міждержавних з'єднаннях.

{Пункт 1 глави 2 розділу II в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

2. У газотранспортній системі виділяються такі точки виходу:

1) точки виходу з фізичним розташуванням (далі - фізичні точки виходу):

- точки виходу на міждержавних з'єднаннях;

- точки виходу до прямих споживачів;

- точки виходу до газорозподільних систем;

- точки виходу до газосховищ;

- точка виходу до суміжного газовидобувного підприємства;

{Підпункт 1 пункту 2 глави 2 розділу II доповнено абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

2) віртуальні точки виходу з невизначеним фізичним розташуванням (далі - віртуальні точки виходу):

- точки виходу до газорозподільних систем;
- точки виходу до газосховища чи групи газосховищ;
- точка виходу до суміжного газовидобувного підприємства;

{Абзац четвертий підпункту 2 пункту 2 глави 2 розділу II в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

точки виходу на міждержавних з'єднаннях;

точка виходу для операцій оператора газотранспортної системи, пов'язаних із закупівлею оператором газотранспортної системи природного газу для власних потреб та виробничо-технологічних витрат.

{Пункт 2 глави 2 розділу II в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

3. У газотранспортній системі виділяють віртуальну торгову точку.

{Главу 2 розділу II доповнено новим пунктом 3 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

4. Для кожної газорозподільної зони оператор газотранспортної системи створює одну віртуальну точку виходу до газорозподільної системи, що охоплює всі точки виходу до цієї системи, розташовані на території ліцензованої діяльності оператора газорозподільної системи.

5. По кожному суміжному газовидобувному підприємству оператор газотранспортної системи створює одну віртуальну точку входу від цього суміжного газовидобувного підприємства, що об'єднує всі його фізичні точки входу в газотранспортну систему (навіть якщо це єдина фізична точка входу).

У випадку якщо до газорозподільної системи оператора газорозподільної системи підключений промисловий газопровід газовидобувного підприємства (підприємств), оператор газотранспортної системи створює одну віртуальну точку входу з газорозподільної системи (окремо для кожної газорозподільної зони), в яку об'єднує всі фізичні підключення газовидобувних підприємств, безпосередньо підключених до газорозподільної системи.

{Пункт глави 2 розділу II в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

6. З метою забезпечення ефективного та максимального використання технічної потужності газотранспортної системи, сприяння транскордонній торгівлі природним газом оператор газотранспортної системи за погодженням з Регулятором має право створити віртуальні точки входу/виходу на міждержавному з'єднанні, які повинні відповідати таким умовам:

1) загальна потужність кожної віртуальної точки входу/виходу міждержавного з'єднання дорівнює або перевищує суму технічних потужностей усіх фізичних точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні, які вона об'єднує;

2) створення віртуальної точки входу/виходу на міждержавному з'єднанні не суперечить угодам із оператором газотранспортної системи сусідньої країни;

3) віртуальна точка на міждержавному з'єднанні може поєднувати фізичні точки на міждержавному з'єднанні виключно з однією сусідньою країною.

{Пункт глави 2 розділу II в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

8. Оператор газотранспортної системи розміщує на власному веб-сайті перелік усіх точок входу та виходу газотранспортної системи.

2.5. Висновок до розділу 2.

В Розділі 2 ми розглянули «Кодекс газотранспортної системи» який розроблено відповідно до Законів України "Про ринок природного газу", "Про метрологію та метрологічну діяльність", "Про трубопровідний транспорт", "Про нафту і газ", "Про природні монополії" та інших нормативно-правових актів. Він є регламентом функціонування газотранспортної системи України та визначає правові, технічні, організаційні та економічні засади функціонування газотранспортної системи України. Дія цього Кодексу поширюється на всіх суб'єктів ринку природного газу України: операторів суміжних систем, газовидобувні підприємства, замовників, споживачів та постачальників природного газу незалежно від підпорядкування та форми власності, а також операторів торгових платформ.

РОЗДІЛ 3. НОРМИ ЯКОСТІ, ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТА ІНШІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЩО ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ В ГАЗОТРАНСПОРТНІЙ СИСТЕМІ.

3.1 Контроль компонентного складу природного газу

Природний газ універсальне джерело енергії значення якого з кожним все більше возростає. Специфіка "блакитного палива", як товару, вимагає виконання масових і достовірних вимірювань на всьому шляху від виробника до споживача. В ринкових умовах роботи питання точного обліку природного газу на всіх ділянках і рівнях його видобутку, передачі, зберігання і споживання стає важливою господарською завданням.

Обчислювальний комплекс комерційного обліку газу в загальному можна охарактеризувати як «чорний ящик», на вході якого три фізичні вимірювані величини (Якщо не розглядати потокові хроматографи або густиноміри): диференціальне тиск, абсолютна тиск, температура газу. Цей «ящик» має двонаправлений канал зв'язку для введення статичних параметрів (діаметр діафрагми, матеріал і т. д.), умовно постійних величин (щільність газу, азот - N₂, вуглекислий газ - CO₂). Усередині «чорного ящика» є обчислювач і пам'ять, де зберігаються результати розрахунків і позаштатних, - можливо, аварійних - ситуацій, зовнішніх втручань. Архіви в обчислювальному комплексі дозволяють виробляти порівняння ліченої і переданої з комп'ютера інформації від споживача до постачальника газу або навпаки. Вони, на відміну від комп'ютерних архівів, не допускають ніяких коригувань.

З необхідністю поділу та аналізу суміші речовин доводиться стикатися не тільки хіміку, а й багатьом іншим фахівцям.

У потужному арсеналі хімічних та фізико-хімічних методів розділення, аналізу, дослідження структури і властивостей індивідуальних хімічних сполук та їх складних сумішей одне з провідних місць займає хроматографія.

Хроматографія - це фізико-хімічний метод розділення і аналізу сумішей газів, парів, рідин або розчинених речовин і визначення фізико-хімічних властивостей

індивідуальних речовин, заснований на розподілі поділюваних компонентів сумішей між двома фазами: рухомою і нерухомою. Речовини, що становлять нерухома фазу, називаються сорбентами. Нерухома фаза може бути твердою і рідкою. Рухома фаза - це потік рідини або газу, фільтрівний через шар сорбенту. Рухома фаза виконує функції розчинника та носія аналізованої суміші речовин, перекладеної в газоподібний або рідкий стан. Розрізняють два види сорбції: адсорбцію - поглинання речовин твердою поверхнею і абсорбцію - та класифікації.

В основу класифікації можна покласти різні ознаки, а саме:

1. агрегатний стан фаз;
2. механізм поділу;
3. спосіб проведення процесу;
4. мета проведення процесу.

Лабораторні газові хроматографи призначені для аналізу газових та рідких сумішей органічного та неорганічного походження. Розділення компонентів може відбуватися в ізотермічному або програмованому режимах нагріву колонок. Для детектування використовуються різноманітні детектори. Сигнал детектора за допомогою відповідного інтерфейсу перетворюється в цифрову форму для наступної комп'ютерної обробки.

3.2 Норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до транспортування в газотранспортній системі.

1. Відповідальним за якість газу є:

1) у точках входу (крім точок входу на міждержавному з'єднанні) - оператори суміжних систем, суміжні газовидобувні підприємства, які подають природний газ до газотранспортної системи в точці входу. У точках входу на міждержавному з'єднанні відповідальним є замовник послуг транспортування;

{Підпункт 1 пункту 1 глави 1 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

2) у точках виходу - оператор газотранспортної системи.

2. Визначення фізико-хімічних показників та інших характеристик (далі - ФХП) природного газу проводиться у точках входу і точках виходу.

3. Визначення ФХП природного газу у точках виходу газотранспортної системи проводиться оператором газотранспортної системи на умовах, визначених цим Кодексом та погоджених з операторами суміжних систем або прямими споживачами, з використанням автоматичних потокових приладів (автоматичних хроматографів та вологомірів) та/або вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій.

4. Точки визначення ФХП природного газу можуть знаходитись як на комерційних вузлах обліку газу (ВОГ) та пунктах вимірювання витрат газу (ПВВГ), так і на інших точках магістральних газопроводів, від яких подається газ через вищезазначені комерційні ВОГ та ПВВГ. Оператор газотранспортної системи повинен визначати точки визначення ФХП (місця відбору проб) таким чином, щоб гарантувати, що значення теплоти згоряння відібраної проби не відрізнялось більше ніж на +/- 5 % у ту саму добу від теплоти згоряння природного газу по будь-якому

фізичному виходу комерційного обліку газу, на який ці значення ФХП розповсюджуються.

У разі якщо до точки входу/виходу до/із газотранспортної системи природний газ надходить одночасно від різних джерел, визначення ФХП природного газу, що транспортується до точки входу/виходу ГТС, проводиться після точки змішування.

{Пункт 4 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

5. Визначення ФХП природного газу у точках входу газотранспортної системи проводиться на комерційних ВОГ (ПВВГ) операторів суміжних систем (у тому числі суміжних газовидобувних підприємств) або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи з використанням автоматичних потокових приладів (автоматичних хроматографів та вологомірів) та/або вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій.

{Пункт 5 глави 1 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

6. Точки визначення ФХП (місця відбору проб) природного газу та періодичність проведення вимірювань при використанні для визначення ФХП вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій узгоджуються оператором газотранспортної системи з операторами суміжних систем, суміжними газовидобувними підприємствами або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, окремим протоколом.

Оператор ГТС повинен розробити, затвердити та розмістити на офіційному сайті відповідні маршрути визначення фізико-хімічних показників газу, в яких описано та схематично зображено маршрут переміщення газу від точки/точок визначення ФХП газу до точок входу або точок виходу до/з газотранспортної

системи з відображенням місць відбору проб ФХП природного газу та/або встановлення автоматичних потокових приладів визначення ФХП газу.

{Пункт 6 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

Маршрут може бути розроблений як для однієї точки виходу ГТС, так і для групи точок виходу ГТС з однаковими ФХП газу.

{Пункт 6 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

У випадку транспортування газу до точки виходу різними маршрутами складаються і затверджуються всі можливі маршрути.

{Пункт 6 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

{Пункт 6 глави 1 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

7. Точки входу та точки виходу до/з газотранспортної системи, через які передається природний газ з максимальною витратою за стандартних умов, що перевищує 30000 м³/год, мають бути обладнані приладами, які на безперервній основі забезпечують контроль компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою природного газу (зокрема автоматичними хроматографами та вологомірами), з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних підрозділам оператора газотранспортної системи. Для нових точок входу/виходу до/з газотранспортної системи, через які подається природний газ, норма щодо обладнання приладами, які на безперервній основі забезпечують

контроль ФХП природного газу, є обов'язковою незалежно від величини об'єму передачі природного газу.

8. У разі виходу з ладу автоматичних потокових приладів за погодженням з оператором газотранспортної системи допускається на період усунення несправності використання для визначення теплоти згоряння, компонентного складу газу та температури точки роси за вологою хіміко-аналітичних лабораторій.

9. Періодичність визначення компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою при використанні вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій повинна бути не рідше, ніж один раз на тиждень.

10. До визначення ФХП допускаються вимірювальні хіміко-аналітичні лабораторії, що у встановленому законодавством порядку отримали право на виконання таких робіт.

11. Для точок входу і точок виходу визначаються такі значення ФХП:

- компонентний склад;
- нижча та вища теплота згоряння;
- густина газу;
- вміст сірководню та меркаптанової сірки;
- вміст механічних домішок;
- число Воббе;
- температура точки роси за вологою;
- температура точки роси за вуглеводнями.

12. Визначення ФХП природного газу та відбір проб газу проводиться згідно з вимогами чинних нормативно-технічних документів. При цьому уповноважені представники оператора суміжних систем мають право бути присутніми під час відбору проб газу та/або при проведенні його аналізу з визначення ФХП.

13. Природний газ, що подається в газотранспортну систему, повинен відповідати таким вимогам:

вміст метану (C ₁), мол. %	мінімум	90
вміст етану (C ₂), мол. %	максимум	7
вміст пропану (C ₃), мол. %	максимум	3
вміст бутану (C ₄), мол. %	максимум	2
вміст пентану та інших більш важких вуглеводнів (C ₅ +), мол. %	максимум	1
вміст азоту (N ₂), мол. %	максимум	5
вміст вуглецю (CO ₂), мол. %	максимум	2
вміст кисню (O ₂), мол. %	максимум	0,02

вища теплота згоряння (25 °C/20 °C)

мінімум 36,20 МДж/м³ (10,06 кВт·год/м³)

максимум 38,30 МДж/м³ (10,64 кВт·год/м³)

вища теплота згоряння (25 °C/0 °C)

мінімум 38,85 МДж/м³ (10,80 кВт·год/м³)

максимум 41,10 МДж/м³ (11,42 кВт·год/м³)

нижча теплота згоряння (25 °C/20 °C)

мінімум	32,66 МДж/м ³ (09,07 кВт·год/м ³)
максимум	34,54 МДж/м ³ (09,59 кВт·год/м ³)
температура точки роси за вологою °С	
при абсолютному тиску газу 3,92 МПа	не перевищує мінус 8 (-8)
температура точки роси за вуглеводнями	
при температурі газу не нижче 0 °С	не перевищує 0°С
вміст механічних домішок:	відсутні
вміст сірководню, г/м ³	максимум 0,006
вміст меркаптанової сірки, г/м ³	максимум 0,02

14. ФХП у прикордонних точках входу та виходу повинні відповідати вимогам зовнішньоекономічних договорів, угодам про взаємодію та вимогам пункту 13 цієї глави.

15. Оператор газотранспортної системи має право не приймати у точках входу в газотранспортну систему природний газ у випадках невідповідності ФХП газу параметрам, за недотримання яких типовим договором транспортування природного газу, затвердженого Регулятором, передбачено сплату додаткових плат.

{Пункт 15 глави 1 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

16. Якщо природний газ, що не відповідає вимогам пункту 13 цієї глави, був завантажений в газотранспортну систему з причин, незалежних від оператора газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи одержує від суб'єкта,

який подав у газотранспортну систему неякісний газ, додаткову оплату, визначену в договорі транспортування.

17. ФХП транспортованого природного газу у точках виходу повинні відповідати вимогам пункту 13 цієї глави, за винятком вимог щодо вмісту меркаптанової сірки.

18. Якщо природний газ, що був переданий в точках виходу з газотранспортної системи, не відповідає встановленим вимогам пункту 17 цієї глави, оператор газотранспортної системи сплачує оператору газорозподільної системи, оператору газосховищ, прямому споживачу додаткову оплату, визначену в договорі транспортування.

19. Значення ФХП природного газу, що транспортується, визначається:

для точок, в яких були встановлені потокові засоби вимірювань, для кожної години;

для точок, які не були обладнані засобами вимірювання складу природного газу (не були встановлені хроматографи, вологоміри), на підставі останнього вимірювання, проведеного вимірювальною хіміко-аналітичною лабораторією.

20. Місячні паспорти-сертифікати ФХП газу підлягають оприлюдненню на веб-сайті оператора газотранспортної системи.

21. Оператор газотранспортної системи надає операторам суміжних систем або іншим суб'єктам, безпосередньо підключеним до газотранспортної системи, оперативні дані ФХП природного газу за всіма узгодженими точками його визначення, який має містити такі чисельні значення:

- густина газу;
- вміст азоту;
- вміст вуглекислого газу;
- температура точки роси за вологою;

- температура точки роси за вуглеводнями;
- число Воббе;
- середньозважена вища теплота згоряння за минулу добу.

{Абзац восьмий пункту 21 глави 1 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

22. Газ, що подається споживачам, повинен бути одоризованим згідно з вимогами чинних нормативно-технічних документів. В окремих випадках, які визначаються угодами з операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, що безпосередньо підключені до газотранспортної системи, допускається подача неодоризованого природного газу.

23. Оператор газотранспортної системи є відповідальним за забезпечення оптимального режиму одоризації газу.

3.3 Вдосконалення газотранспортних процесів

Сьогодні лише ледачий не висловлюється щодо низької якості природного газу, який надходить до помешкань людей. Закиди лунають з найвищих трибун, навіть у стінах парламенту. Так звані "експерти" неодноразово розповідали про постійне розбавляння газовиками газу у трубах. Лунають скарги, що газ на плиті горить не синім, а жовтим чи червоним полум'ям, а лічильник крутиться як скажений. Навіть порівнювали час закипання одного і того ж чайника з однаковою кількістю води в Україні та Італії. Спробуємо розібратись у порушених питаннях.

В Україні якість природного газу (точніше – його фізико-хімічні показники), що постачається споживачам, у тому числі населенню, повинна відповідати чинному стандарту ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия". Стандарт встановлює мінімально допустиме значення нижчої теплоти згоряння природного газу 7600 ккал/м³ (31,8 МДж/м³). Допустимий діапазон вищого числа Воббе регламентується

від 9840 ккал/м³ (41,2 МДж/м³) до 13020 ккал/м³ (54,5 МДж/м³) з допустимим максимальним відхиленням від номінального значення $\pm 5\%$. Цим стандартом вміст метану, азоту, водню чи важких вуглеводнів у природному газу не нормується.

Число Воббе – частка від ділення об'ємної (відповідно, нижчої або вищої) теплоти згорання при певних стандартних умовах на квадратний корінь відносної густини при тих же стандартних умовах вимірювань. Саме число Воббе безпосередньо впливає на потужність пальника плити. Зокрема, при збільшенні теплоти згорання з одночасним збільшенням густини природного газу (пропорційно до квадратного кореня відносної густини) потужність пальника не зміниться. І навпаки, при сталій теплоті згорання зменшення густини природного газу призведе до зростання потужності пальника плити.

Кодексом газотранспортної системи, затвердженим постановою НКРЕКП від 30.09.15 №2493, встановлюються норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до транспортування в газотранспортній системі. Однак при цьому ним не регламентується допустиме значення числа Воббе.

Реально за останні десять років нижча теплота згорання природного газу в Україні становить 8300 ± 300 ккал/м³ (максимальне відхилення становить $\pm 3,6\%$).

Діапазон допустимих значень надлишкового тиску природного газу, що постачається населенню, визначається нормативними документами.

Згідно з п.3. (таблиця 1) ДБН В.2.5-20-2001 "Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання", затверджені Наказом Держбуду України від 23.04.01 №101 і введені в дію з 1 серпня 2001 р., в газопроводах максимальна різниця тиску всередині труби і зовні (надлишковий тиск), що подається до газовикористовуючого обладнання у житлових будинках, становить 306 мм вод. ст. (3 кПа).

Згідно з п. 2.5 Правил безпеки систем газопостачання, затверджених наказом Міненерговугілля від 15.05.15 №285, для систем газопостачання низького тиску до 306 мм вод. ст. (300 даПа) нижня межа встановлюється газорозподільним

підприємством так, щоб перед газовикористовуючим обладнанням споживача, яке приєднане до газопроводу у найбільш віддаленій від газорегуляторного пункту (далі – ГРП) точці, надлишковий тиск був не менше ніж 71 мм вод. ст. (70 даПа).

Чинними в Україні національними стандартами на прилади або водогрійні котли, що працюють на газоподібному паливі, встановлюються вимоги до допустимих діапазонів (надлишкового) тиску та концентрації компонентів природного газу, у межах яких повинне забезпечуватись безпечне та ефективне згоряння палива.

Зокрема, конструкція газових плит, які випускаються згідно з ДСТУ 2204-93 (ГОСТ 10798-93) "Плити газові побутові. Загальні технічні умови", повинна забезпечувати повне безпечне спалювання природного газу (без відриву полум'я, за відсутності язиків жовтого полум'я та без проскакування полум'я всередину пальника) при роботі за двох значень номінального (надлишкового) тиску: 130 мм вод. ст. (1,274 кПа) або 200 мм вод. ст. (1,960 кПа). Згідно з вимогами стандарту ДСТУ 2204-93 при випуску з виробництва ККД пальників газових плит з номінальною тепловою потужністю понад 1,05 кВт повинен становити не менше 59%.

Варто зазначити, що для опалювального обладнання максимальна ефективність використання палива забезпечується за номінального тиску. При відхиленні тиску від номінального значення ККД газовикористовуючого обладнання суттєво знижується. Відповідно, це зумовлює збільшення необхідного обсягу використання природного газу, що відображається у показах лічильника газу.

Протягом доби в розподільних мережах України через нерівномірне використання споживачами природного газу відбувається значна зміна тиску. Як правило населення використовує в основному природний газ (для приготування їжі та підігрівання води) у ранкові та вечірні години. У цей час тиск у мережах знижується. Тому час закипання чайника о четвертій години дня у порівнянні з четвертою годинаю ночі може відрізнятись більше ніж на 50 відсотків. Надлишковий тиск у трубопроводі знижується при збільшенні витрати газу, у тому числі особливо перед газовикористовуючим обладнанням, яке приєднане до газопроводу у найбільш віддаленій від ГРП точці. Таке збільшення витрати зокрема відбувається зі зниженням температури навколишнього повітря в

зимовий період, коли газ починає інтенсивно використовуватися для опалення. Надлишковий тиск залежить від висоти розташування газопроводу і зростає при збільшенні висоти точки відбору газу. Так, якщо від ГРП, що знаходиться в низині, відходить трубопровід низького тиску, то на узвишші висотою 100 м надлишковий тиск у трубі додатково зростає приблизно на 40 мм вод. ст. Випробування газовикористовуючих приладів попередньо проводять за номінального тиску, визначаючи їх теплову потужність, яку перевіряють з використанням еталонного газу G20 (що відповідає природному газу, до складу якого входить лише метан). У подальшому прилади випробують згідно з національним стандартом України ДСТУ ГОСТ EN 437:2014 "Випробувальні гази. Випробувальний тиск. Категорії приладів", який ідентичний до відповідного європейського стандарту за максимальних та мінімальних значень тиску, а також з використанням випробувальних газів G21, G22 та G23 (які відповідають природному газу зі збільшеним вмістом азоту, важких вуглеводнів, водню тощо). Зокрема, перевірку роботи газових плит щодо умов повного згоряння палива (за відсутності жовтих язиків полум'я) виконують з використанням газової суміші з 87% метану та 13% пропану. Перевірку за умови відсутності відриву полум'я виконують з використанням газової суміші з 92,5% метану та 7,5% азоту. Вміст зазначених складових газу відповідає граничним значенням, за яких забезпечується безпечна робота газових плит.

Таким чином, якщо конструкція газових плит відповідає вимогам стандарту ДСТУ 2204-93, а на спалювання подається природний газ, збагачений азотом з вмістом азоту понад 7,5%, то виникає реальна загроза зриву полум'я, що за найменшого порушення повітря може призвести до затухання горіння та утворення у приміщенні вибухонебезпечної суміші. Як правило, кількість азоту у природному газу складає кілька відсотків. З врахуванням вартості видобутку азоту його підмішування до природного газу в допустимих з точки безпеки межах (до 7,5%) є економічно недоцільним.

Якщо ж на спалювання подається природний газ, який містить важкі вуглеводні, зокрема, коли у суміші вміст пропану перевищує 13%, то виникає реальна загроза

утворення та накопичення продуктів неповного згоряння у вигляді шкідливих речовин (чадного газу, вільних радикалів тощо).

При цьому підмішування до природного газу додаткової кількості азоту у жодному разі не може призвести до виникнення червоних язиків полум'я (лише може мати місце відрив полум'я від пальника). Для утворення червоних язиків полум'я у природний газ потрібно ввести важкі вуглеводні, що однозначно зумовить збільшення теплоти згоряння суміші у порівнянні з теплотою згоряння початкового газу.

Одночасно варто врахувати, що горіння газу на газовому пальнику з утворенням жовтих або червоних язиків полум'я може бути викликане недостатньою кількістю повітря, яке надходить для горіння газу:

- через забруднення інжектора пальника;
- через встановлення на плиті громіздких кухонних або побутових засобів (великих каструль, виварок тощо);
- у зв'язку з недостатньою циркуляцією свіжого повітря (кратність годинної циркуляції має перевищувати 3);
- через використання газової плити з соплами для природного газу для спалювання зрідженого (скрапленого) газу (пропан-бутанової суміші).

Крім того, забруднення природного газу твердими частками, через порушення режимів роботи фільтрів (при різкому збільшенні витрати газу у періоди різких похолодань), а також утворення краплинок конденсату води чи важких вуглеводнів (під час значних похолодань), можуть також призвести до згоряння природного газу з жовтими чи червоним язиками в полум'ї.

Зниження потужності газової плити може бути зумовлене:

- зниженням тиску природного газу менше номінального значення;
- подаванням до газової плити з номінальним тиском 200 мм вод. ст. з розподільної мережі газу з номінальним тиском 130 мм вод. ст.;
- забрудненням газового сопла пальника;
- використанням газової плити з соплами для зрідженого (скрапленого) газу

(пропан-бутанової суміші) для спалювання природного газу.

Зниження ефективності роботи (ККД) газової плити може бути викликане:

- забрудненням газового сопла пальника або інжектора;
- невідповідністю тиску природного газу номінальному значенню;
- недостатньою циркуляцією свіжого повітря (кратність годинної циркуляції має перевищувати 3);
- недостатньою відстанню верхнього краю решітки столу газової плити (дна каstrулі) від полум'я пальника;
- малою площею дна каstrулі, яка контактує з полум'ям пальника.

Таким чином, перед купівлею газовикористовуючого обладнання необхідно погодити його встановлення з газорозподільним підприємством, що транспортує природний газ до вашої оселі.

При виявленні порушень роботи газовикористовуючих приладів (відповідно до Кодексу газорозподільних систем, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.09.15, №2494 далі – Кодекс) споживачу газу необхідно письмовою заявою звернутись до відповідного газорозподільного підприємства стосовно контролю тиску та теплоти згоряння природного газу в розподільних мережах. Газорозподільне підприємство (як оператор газорозподільної мережі) протягом п'яти робочих днів з дня надходження такої заяви надає споживачу копії паспорта фізико-хімічних показників природного газу за останній календарний місяць, погодженого з Оператором газотранспортної системи. У разі надходження відповідної заяви Оператор газорозподільної мережі зобов'язаний направити свого представника для перевірки тиску газу та/або фізико-хімічних показників газу, що надходить споживачеві, за місцем виклику протягом двох робочих днів у містах і п'яти календарних днів у сільській місцевості в узгоджений із споживачем час. Якщо за результатами перевірки величини тиску та/або фізико-хімічних показників газу Оператором газорозподільної мережі буде підтверджено факт їх невідповідності вимогам Кодексу, Оператор газорозподільної мережі здійснює перерахунок об'ємів (обсягів) розподіленого/спожитого природного газу по об'єкту споживача відповідно

до вимог Кодексу, а споживач отримує від Оператора газорозподільної мережі компенсацію, яка розраховується відповідно до глави 3 розділу 2 Кодексу. В іншому випадку споживач повинен компенсувати Оператору газорозподільної мережі витрати, понесені ним на перевірку якості та тиску газу.

Варто розрізняти якість природного газу та якість послуг з розподілу природного газу.

Якість природного газу – відповідність ФХП вимогам нормативних документів, які залежать від джерел надходження газу, і на які газорозподільні підприємства реального пливу не мають.

Натомість якість послуг з розподілу природного газу – відповідність вимогам нормативних документів величин тиску, вмісту вологи та твердих часток у природному газі, який надходить до споживача. Вона визначається якістю експлуатації газорозподільних мереж та якістю послуг з технічного обслуговування обладнання, правильності вибору режиму роботи (режимних карт) ГРП (особливо в умовах осінньо-зимового періоду), стану регуляторів тиску, фільтрів, збірників конденсату води та важких вуглеводнів тощо.

Та не менш важливим для якісного використання природного газу є правильність експлуатації користувачем побутового газового обладнання (відчинена квартира, чистий вентиляційний канал, правильно вибраний розмір кухонного посуду, висота решітки на плиті тощо). Крім того, ефективність та безпечність використання газу забезпечується якісним, кваліфікованим та своєчасним обслуговуванням газовикористовуючих приладів (правильний монтаж, налаштування, перевірка герметичності та періодичне очищення від забруднення під час експлуатації тощо) працівниками спеціалізованих сервісних центрів.

3.4 Висновки до розділу 3.

У третьому розділі були розглянуті норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до транспортування в газотранспортній системі. При дотриманні наведених стандартів та норм, можливе повністю безпечне та якісне споживання і транспортування газу в будь-яку точку країни. Запропоновано низку вдосконалень газотранспортних процесів.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Перспективи застосування системи енергетичного менеджменту за стандартом ISO 50001.

Проблеми енергозабезпечення та ефективного використання енергоресурсів є найважливішим фактором для сталого розвитку країни. Інтенсивний розвиток паливно-енергетичного комплексу та широкомасштабний видобуток енергоресурсів негативно впливають на навколишнє середовище. Тому необхідно шукати прийнятні компроміси між розвитком енергетичного комплексу і можливістю збереження якості навколишнього середовища. Зростання негативного впливу світового енергоспоживання на навколишнє середовище може визвати подальші більш жорсткіші вимоги щодо його захисту відповідно до Кіотського протоколу.

Підвищуючи свою енергоефективність, підприємства всіх типів можуть забезпечити відчутні вигоди в короткі терміни за рахунок максимального використання своїх енергоресурсів та енергетичних активів, зменшуючи, таким чином, вартість і споживання енергії. Покращити свій спосіб управління енергоресурсами можна шляхом впровадження та сертифікації системи енергетичного менеджменту за стандартом ISO 50001 «Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанови щодо застосування». Існуючі державні стандарти пропонують досить абстрактні цілі досягнення енергоефективності, але суворо регулюють шляхи їх отримання. Вимоги міжнародного стандарту регламентують те, чого потрібно досягнути, але не конкретизуючи яким чином. Важливим елементом системи енергетичного менеджменту є затверджена вищим керівництвом організації і прийнята до виконання Енергополітика. Крім основних намірів і напрямків діяльності підприємства, спрямованих на постійне підвищення енергоефективності та забезпечення енергозаощадження, Енергополітика включає також і додаткові зобов'язання щодо застосування відновлюваних або альтернативних джерел енергії, скорочення впливу на

навколишнє середовище. Значний екологічний ефект дає перебудова енергоємної економіки шляхом заміни застарілих технологій на нові екологічно прийнятні та ефективні технології. Для досягнення таких намірів формуються Енергоцілі на основі детального процесу енергопланування.

Природний газ постачається до промислових та побутових споживачів розгалуженою мережею транспортних та розподільних газопроводів, протяжність яких становить тисячі кілометрів. Внаслідок дії техногенних та природних факторів відбуваються пошкодження газопроводів та виникає потреба визначення об'єму газу, втраченого через пошкодження. У діючих в Україні нормативних документах з визначення виробничо-технологічних втрат природного газу немає методики визначення об'єму втрат газу внаслідок пошкоджень газопроводів, тому розроблення математичних моделей витікання газу під час аварій на газопроводах є актуальним завданням. Для моделювання процесу витікання газу через отвори у газопроводах можуть бути застосовані відомі рівняння витікання газу через отвори із великих резервуарів. При цьому виникають завдання визначення коефіцієнта витікання через отвори неправильної форми та визначення параметрів газу у місці пошкодження газопроводу.

Авторами поставлено завдання визначити максимальний об'єм витоку через пошкодження газопроводу, щоб дозволили застосувати значення коефіцієнтів витікання отворів правильної форми, отримані багатьма дослідниками експериментальним шляхом. Крім того, авторами уточнені експериментальним шляхом значення коефіцієнта витікання для витікання газу при низькому тиску ($P < 500 \text{ кгс/м}^2$).

Для визначення розподілу тиску газу по довжині газопроводу розроблено математичну модель руху природного газу у газопроводі. Модель має форму системи диференціальних рівнянь зміни тиску та температури газу вздовж газопроводу доповнену рівнянням стану реального газу. Застосовуючи отримані математичні моделі авторами розроблено такий

алгоритм визначення об'єму газу, втраченого через пошкодження газопроводу:

а) локалізація пошкодження та визначення його параметрів (віддалі від станцій вимірювання параметрів газу, площі пошкодження);

б) обчислення значень параметрів газу (тиску, температури) у точці витікання;

в) обчислення витрати газу через пошкодження та об'єму витоку.

Залежно від конфігурації пошкодженої ділянки мережі та набору вимірюваних параметрів на станціях, алгоритм розв'язування моделі може бути ітераційним або безітераційним.

Застосування розроблених математичних моделей та алгоритмів розрахунку втрат дозволяє визначити максимальне значення об'єму втрат газу під час аварій на довгих ділянках газопроводів.

4.2 Підвищення рівня екологічної безпеки трубопровідних мереж нафтогазового комплексу України

Екологічна безпека об'єктів нафтогазового комплексу – це безпечне для довкілля функціонування будь якого об'єкта, з одного боку, і відсутність шкідливого впливу оточуючого середовища на об'єкт – з іншого. Забезпечення надійної та безпечної експлуатації трубопроводів, які транспортують цінну вуглеводневу сировину споживачеві, є найважливішим стратегічним напрямом стабільного розвитку цілої низки держав. Це багато в чому залежить від результатів аналізу відмов і руйнувань у системі трубопровідного транспорту. І тільки комплексний підхід до цього питання, що враховує специфіку прокладання й експлуатації трубопроводу, зможе дати реальну картину причин, які призводять до порушення стабільного режиму функціонування. Проаналізовано основні причини відмов тривало експлуатованих трубопроводів. Розроблено та запропоновано схему реалізації концепції безпечної експлуатації магістральних трубопроводів.

4.3 Постановка проблеми

Антропогенне і техногенне навантаження на навколишнє природне середовище в Україні у кілька разів перевищує відповідні показники у розвинених країнах світу. Практично дві третини населення країни проживає на територіях, де стан атмосфери не відповідає гігієнічним нормативам. За рівнем раціонального використання водних ресурсів та якості води Україна, за даними ЮНЕСКО, серед 122 країн світу посідає 95-е місце.

Значне техногенне навантаження на довкілля мають підприємства, зокрема паливно-енергетичного комплексу. Так, викиди енергетичної галузі становлять близько 40 % викидів усіх секторів економіки. Загальні викиди забруднюючих речовин стаціонарними джерелами об'єктів нафтогазового комплексу сягають близько 4,7 млн т. Обсяги використання свіжої води та відведення забруднених вод підприємствами Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» становлять 7,5 млн м³.

Екологічна безпека об'єктів нафтогазового комплексу – це безпечне для довкілля функціонування будь-якого об'єкта, з одного боку, і відсутність шкідливого впливу оточуючого середовища на об'єкт – з іншого. Отже, у системі «природа–технічний об'єкт–людина» повинна бути збалансована взаємодія природних, технічних і соціальних систем, яка б забезпечувала оптимальні санітарно-гігієнічні, матеріально-технічні, естетичні та інші потреби людини в зоні дії виробничого об'єкта, за умови збереження природно-ресурсного та екологічного потенціалу природних систем та їх здатності до саморегулювання і відновлення. Рівень небезпеки нафтогазового об'єкта для довкілля і здоров'я людини може бути різним – від найнезначнішого відхилення від норми до критичного і навіть катастрофічного. На поточний момент на балансі підприємств Компанії нараховується 1238 потенційно небезпечних об'єктів та 848 об'єктів підвищеної небезпеки. Загальні екологічні витрати підприємств Компанії за 2014 рік становлять близько 102 млн грн та мають тенденцію до збільшення. Це витрати на охорону навколишнього середовища (капітальні інвестиції, екологічний податок і поточні

витрати) та капітальний ремонт. Рівень штрафних санкцій загалом по Компанії становить близько 40 тис. грн.

4.4 Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Виробнича діяльність підприємств нафтогазового комплексу України пов'язана як із визначеним та регламентованим впливом на навколишнє середовище, так і з можливістю виникнення негативних наслідків для довкілля у випадку техногенних чи природних катаклізмів. Характерною рисою цього впливу є його багатоплановість (одночасний вплив на різні елементи навколишнього середовища), розмаїтість характеру впливу (від механічних змін ландшафту до радіоактивного забруднення), а також масштаб (негативні ефекти проявляються не тільки на регіональному, але й на глобальному рівнях).

Серед основних екологічних проблем, пов'язаних з функціонуванням нафтогазової галузі, необхідно виділити:

- геологорозвідувальні та бурові роботи під час пошуків, розвідки та підготовки до експлуатації нафтогазових об'єктів. На цій стадії виконують роботи з оцінки впливу на навколишнє природне середовище безпосередньо у ході проведення геологорозвідувальних робіт та експлуатаційного буріння. В технологічному аспекті ця проблема має бути вирішена у контексті переходу на безамбарне буріння;

- видобування і транспортування нафти й газу та вирішення проблеми екологічної безпеки під час експлуатаційних робіт. Цей напрям базується на необхідності управління екологічним станом геосферного простору одночасно з недопущенням екологічних аварій і катастроф, пов'язаних із видобуванням та експлуатацією;

- екологічна безпека під час зберігання нафти та газу і транспортування магістральними газо- та нафтопроводами.

Стан магістрального трубопроводу, при якому він відповідає всім вимогам документації, називають справним. Якщо магістральний трубопровід не відповідає хоча б одній з вимог документації, то його стан називають несправним. Стан магістрального трубопроводу, при якому значення всіх параметрів, що характеризують його здатність виконувати задані функції, відповідають вимогам документації, називають працездатним. В загальному випадку вводиться проміжне поняття часткової працездатності. Прикладом частково працездатного стану може служити такий стан магістрального трубопроводу, при якому він здатний виконувати необхідні функції з перекачування продукту зі зниженими показниками, зокрема зі зниженою продуктивністю (за більш низького тиску, ніж номінальний). Перехід об'єкта у граничний стан має наслідком тимчасове або остаточне припинення експлуатації об'єкта. За досягнення граничного стану об'єкт повинен бути знятий з експлуатації, направлений на середній або капітальний ремонт, списаний, знищений або переданий для використання не за призначенням. Для об'єктів, що ремонтуються, виділяють два або більше видів граничних станів.

Під відмовою розуміють будь-яку подію, що полягає в порушенні працездатного стану магістрального трубопроводу. Відмова може бути повною, коли внаслідок відмови настає повний непрацездатний стан, і частковою, коли настає частково непрацездатний стан. Необхідно розрізняти відмови від пошкоджень, тобто від порушень справного стану об'єкта при збереженні його працездатного стану. Серед всіх відмов виділяють особливо небезпечні – катастрофічні відмови, настання яких створює загрозу для життя і здоров'я людей та для навколишнього середовища або призводить до значних економічних втрат. До критичних відносяться відмови, виникнення яких призводить до невиконання відповідального завдання. Висновок про критичність (катастрофічність) відмови можна зробити з аналізу затрат праці і часу на усунення наслідків відмов, можливості, доцільності та необхідності ремонту, тривалості простоїв, рівня зниження продуктивності при відмові, що призводить до часткового непрацездатного стану.

Ознака чи сукупність ознак порушення справного стану при збереженні працездатного стану магістрального трубопроводу називається критерієм пошкодження. Ознака чи сукупність ознак порушення працездатного стану магістрального трубопроводу називається критерієм відмови. Основна вимога до трубопроводів як до транспортних систем підвищеної відповідальності з точки зору забезпечення безпеки полягає у збереженні герметичності й конструкційної цілісності протягом всього терміну служби. Тому будь-яка подія, пов'язана з порушенням герметичності конструкції трубопроводу, має бути класифікована як відмова. Для газопроводів, як правило, локальне порушення герметичності (свищ, тріщина) вже являє собою критичну відмову. Нафтопроводи є більш живучими об'єктами, ніж газопроводи. Тому, як наслідок, нафтопровід зі свищем або наскрізним отвором може зберігати часткову працездатність. Тобто не обов'язково розглядати локальне порушення герметичності як критичну відмову.

Довготривала експлуатація трубопроводів, починаючи від транспортування та зберігання труб, спричиняє різні види їх пошкоджень; зокрема це: пошкодження ізоляційного покриття (див. рис. 4.1, а); корозійні пошкодження (див. рис. 4.1, б), забоїни в металі труби (див. рис. 4.1, в), розгалужені тріщини (див. рис. 4.1, г), тріщини у зварних швах тривалої експлуатації (див. рис. 4.1, д) і тріщини біля зварних швів (див. рис. 4.1, е).

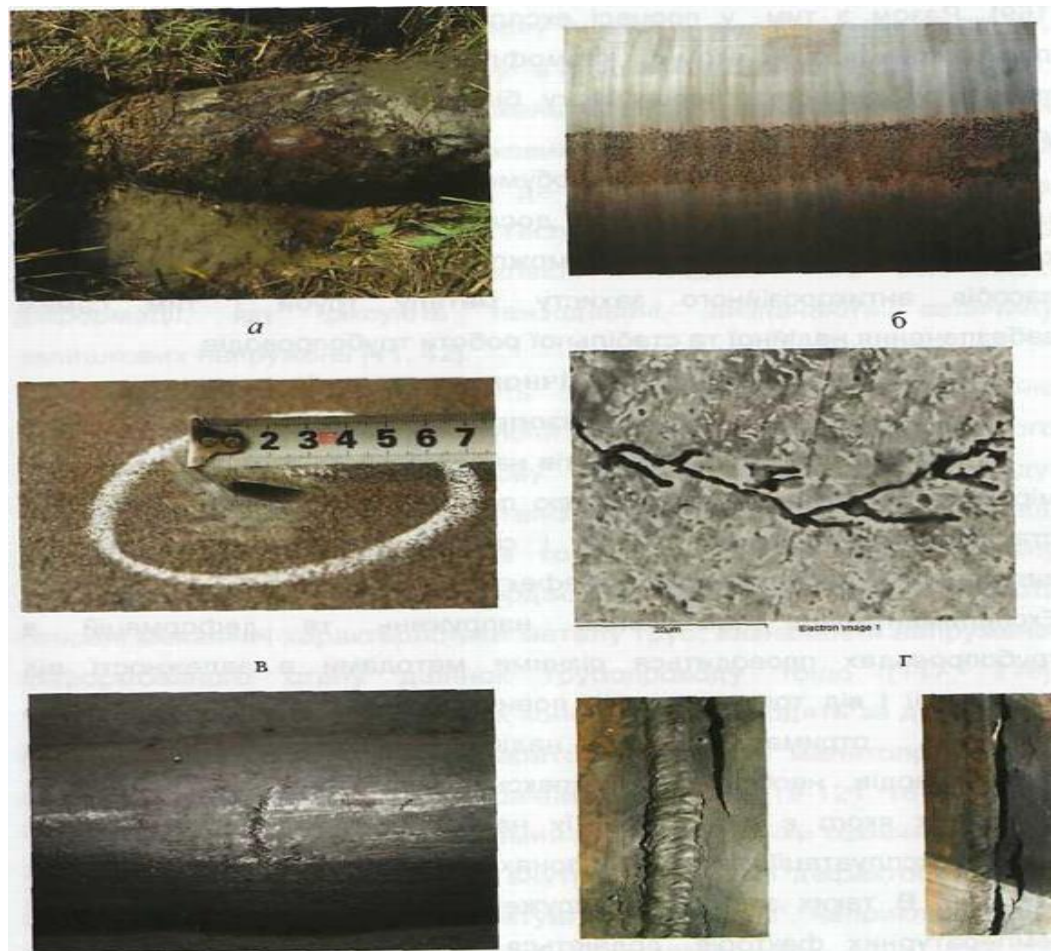


Рисунок 4.1 – Типові пошкодження трубопроводів тривалої експлуатації: а – пошкодження ізоляційного покриття; б – корозійні пошкодження тіла труби; в – забоїни в металі труби; г – розгалужені тріщини; д – тріщини у поздовжніх зварних швах; е – тріщини біля кільцевих зварних швів.

Вказані пошкодження за подальшої експлуатації трубопроводів знижують їх надійність. Такі пошкодження при контакті із зовнішніми технологічними середовищами спричиняють корозійні, механічні та корозійно-механічні процеси, що призводять до руйнування труб.

Для діючих трубопроводів основними чинниками впливу на довкілля є витіки продукту (газу, нафти, аміаку тощо) та важкі аварійні ситуації (вибухи, розриви внаслідок просідань ґрунту, корозійне розтріскування чи стрес корозії), які несуть у собі небезпеку як для довкілля загалом, так і для життя та здоров'я людей зокрема (див. рис. 4.2).



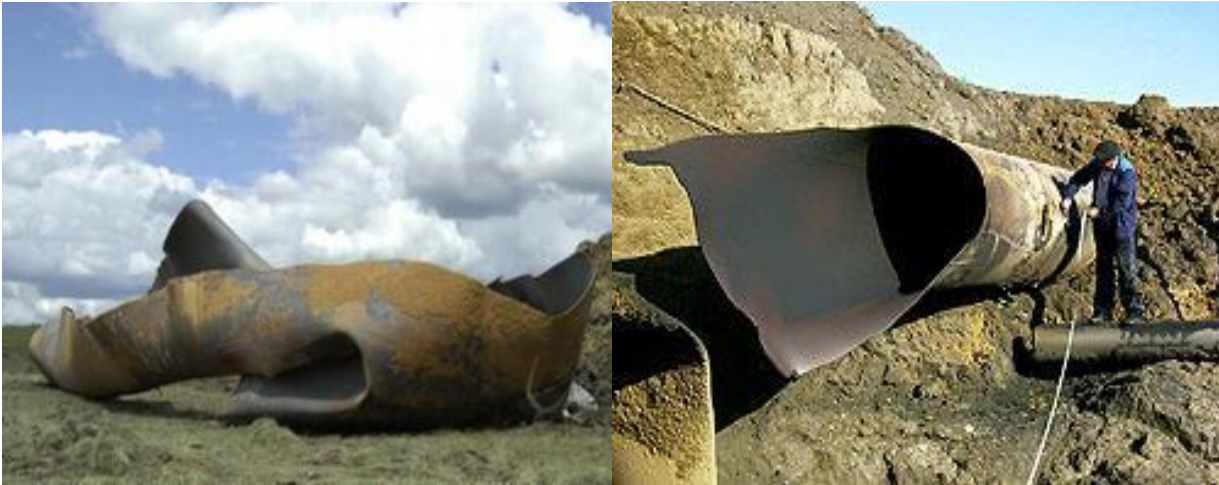
а)



б)

Рисунок 4.2 – Наслідки для довкілля від вибуху газу на трубопроводі «Уренгой–Помари–Ужгород».

На жаль, досі в Україні немає чіткої методології забезпечення безпеки трубопровідних систем. При проектуванні, згідно наявних нормативних документів, якщо проект відповідає усім сьогоdnішнім вимогам, окремий аналіз безпеки та ґрунтовний ризик-аналіз із оцінкою кількості можливих відмов та прогнозуванням їх наслідків (побудова «дерева відмов») не проводиться. Така практика призводить до того, що все частіше ми чуємо про значні аварії на трубопровідному транспорті. Зокрема в 2007 р. сталася велика аварія на одній з основних артерій газотранспортної системи трубопроводу «Уренгой–Помари–Ужгород» загальною протяжністю майже 4500 км та потужністю транспортування 32 млрд. куб. м на рік. Внаслідок вибуху газу залишилася воронка діаметром близько 100 м. Територія в радіусі кілометра повністю випалена (див. рис. 4.2). Деревя обвуглилися, земля перетворилася на яскравооранжевий субстрат. Окремі частини труби вибухом відкинуло на 60–70 м (див. рис. 4.3, а).



а)

б)

Рисунок 4.3 – Руйнування трубопроводу «Уренгой–Помари–Ужгород» внаслідок вибуху газу.

4.5 Постановка завдання та його вирішення.

Перша група основних причин, які призводять до виникнення аварій та інших інцидентів, пов'язана з порушенням технологічних регламентів під час проведення робіт у період будівництва чи ремонту об'єктів трубопроводів.

До другої групи причин аварійних ситуацій, які порушують умови безпеки транспортування та безпосередньо транспортованого продукту, відносяться корозійні та стрес-корозійні дефекти, виниклі внаслідок як внутрішньої, так і зовнішньої корозії.

До третьої групи факторів відносяться дефекти обладнання та матеріалу, пов'язані із заводським браком та порушенням режиму експлуатації.

Четверта група пов'язана з порушенням вимог експлуатації та помилковими діями обслуговуючого персоналу, зумовленими недостатньою його підготовкою чи недобросовісним ставленням до ряду виконуваних робіт.

До п'ятої групи аварійних ситуацій відносяться аварії, які виникають під дією природних чинників, – стихійних лих, різних геодинамічних чинників тощо.

Ще одним наслідком негативних впливових факторів може бути розгерметизація трубопроводних систем. Розгерметизація магістральних газопроводів є наслідком появи і розвитку різного роду дефектів, спричинених різними чинниками (у тому числі й геодинамічними). Це може призвести до виникнення аварійних ситуацій з витокami природного газу, згубні наслідки яких вимагають прогнозування і попередження розгерметизації. Найбільш інтенсивного руйнування зазнає об'єкт у місцях перетину геодинамічної зони та у випадку розміщення в межах самої геодинамічної зони, що є особливо актуальним для трубопроводних систем.

Крім того, враховуючи можливі викиди метану в навколишнє середовище в галузі нафтогазової промисловості, Україна знаходиться в п'ятірці «лідерів» за цим показником.

Причин, що викликають витoki газу на підземних газопроводах, декілька.

По-перше, електрохімічна корозія металу труб в анодній зоні й у місцях пошкодження ізоляційного покриття газопроводу.

По-друге, незадовільна якість зварювальних робіт, наслідком чого під дією температурних напружень і динамічних навантажень є розрив на підземних газопроводах. Прокладений у зонах геодинамічного ризику газопровід піддається впливу зовнішніх сил, що викликають додаткові напруження в тілі труби, особливо в місцях стикових з'єднань. Механізм впливу зовнішніх чинників на газопровід є дуже складним, (і не піддається визначенню), а високий ступінь випадкових збігів впливів різних зовнішніх чинників може призвести до виникнення напружень у тілі труби або зварному з'єднанні, які перевищують границю плинності металу і його розрив.

Розриви зварних з'єднань виникають, як правило, раптово, тому витoki газу, пов'язані з ними, важко вчасно виявити й усунути. Особливо небезпечними ці два види витоків газу є в зимовий період, коли через замерзання верхнього шару ґрунту погіршуються умови для виходу газу в атмосферу. Саме в цей період року може збільшитися кількість випадків проникнення газу в підвали будинків та інші інженерні комунікації.

По-третє, механічні пошкодження підземних газопроводів під час проведення земляних робіт пов'язані з випадковим збігом ряду помилок і неточностей у проектно-виконавчій документації, помилковими діями технічних і адміністративних працівників, які виконують підземні роботи поблизу газопроводів.

Лабораторні дослідження, проведені в ряді газових господарств України, свідчать про те, що швидкість поширення (фільтрації) і знаходження газу в ґрунті коливається від 1 до 4 м/год. і залежить від складу ґрунту (глина, пісок, насипний ґрунт тощо), його стану (ступеня вологості й промерзання), глибини закладення газопроводів, а також від робочого тиску газу в підземному газопроводі.

Однак існує також велика кількість інших умов, які можуть спричинити виникнення аварійних ситуацій на трубопроводах.

Практика експлуатації газотранспортних систем у складних умовах виявила недостатню надійність газопроводів, прокладених в умовах боліт, заболоченої й обводненої місцевості. Ґрунти в такій місцевості характеризуються структурною нестійкістю, значним стисненням і малою заземлюючою здатністю. Ділянки газопроводу в непроєктному положенні відносяться до потенційно-небезпечних ділянок. Аналіз їх технічного стану повинен носити комплексний характер. Таким чином, було б доцільно сформулювати певну концепцію, яка дозволила б запобігати виникненню небезпечних процесів.

Така концепція повинна передбачати наступне:

- визначення потенційно й аварійнонебезпечних ділянок на трубопроводах;
- локалізація активних геодинамічних зон і тектонічних порушень;
- виявлення прихованих тріщин відриву ґрунтів і площин ковзання ґрунтових мас на ділянках схилів під час прокладання та експлуатації трубопроводів;
- знаходження ділянок розвитку корозійних процесів.

Як приклад, до типових видів ділянок магістральних газопроводів у непроєктному положенні відносять:

- ділянки газопроводу, з порушеним ґрунтом засипання й оголенням поверхні труби;
- ділянки газопроводу, які впливли на поверхню;
- випучування ділянок газопроводу (випучування і арочні викиди);
- просілі ділянки газопроводу (просадки);
- ділянки газопроводу, які провисають (провиси).

Відсутність постійного контролю для вище наведених ділянок магістральних газопроводів, особливо у важкодоступній місцевості, може призвести до розвитку незворотних аварійних процесів. Слід відмітити, що наведені вище досліджувані ділянки газопроводу відносяться до найнебезпечніших корозійних ділянок. На рисунку 4.4 представлено запропоновану нами схему реалізації концепції безпеки експлуатації характерного прикладу трубопровідних систем – магістральних трубопроводів за технічним станом на основі даних неруйнівного контролю.

Згідно з «концепцією безпечної експлуатації складних технічних систем» оцінка технічного стану трубопровідних потенційно небезпечних інженерних мереж здійснюється за параметрами технічного стану, які забезпечують їх надійну та безпечну експлуатацію. Аналіз працездатності й оцінки залишкової міцності базується на параметрах технічного стану, зміна яких може вивести з ладу трубопровід. Визначення цих параметрів реалізується методами і засобами неруйнівного контролю.

Старіння металевих комунікацій проявляється у деградації властивостей металу, розвитку пошкоджень і дефектів у стінках труб чи у провідниках кабельних мереж. Із плином часу експлуатаційні пошкодження і дефекти металу стають основною причиною відмов і руйнувань підземних трубопровідних систем.

Працездатність і безпека експлуатації таких потенційно небезпечних інженерних мереж в умовах їхнього старіння забезпечується шляхом реалізації взаємопов'язаних заходів:

- оцінки допустимості виявлених при неруйнівному контролі недосконалостей, пошкоджень та дефектів, ранжування їх за ступенем безпеки, визначення пріоритетів ремонтних робіт і періодичності діагностичних обстежень;

- вибіркового ремонту, які мають проводитися з використанням даних неруйнівного контролю, що забезпечують повне відновлення несучої здатності пошкоджених ділянок, продовження терміну експлуатації трубопровідних систем.

Важливе значення має визначення періодичності контролю, яке на пряму пов'язане із забезпеченням надійності комунікацій. За час до чергової інспекції дефекти не повинні набути розвитку до критичних розмірів і стати причиною відмови або аварії.

Таким чином, визначення періодичності неруйнівного контролю потребує врахування впливу як факторів, що визначають можливість виникнення аварії, так і факторів, які характеризують величину збитків від можливих аварій.

Статистичні дані про відмови та аварії у роботі трубопровідних систем, а також аналіз механізмів виникнення і розвитку дефектів дав змогу виявити основні фактори можливості виникнення аварій (див. табл. 4.1).



Рисунок 4.4 – Схема реалізації концепції безпечної експлуатації магістральних трубопроводів.

Серед цих факторів основною є інформація про дефекти (див. група 1 табл. 4.1). Фактори технічного стану досліджуваної ділянки трубопроводу за даними внутрішньотрубних інспекцій визначають вплив на імовірність аварії кількості та параметрів дефектів, виявлених внутрішньотрубними снарядами.

Висока точність вимірів геометричних параметрів дефектів внутрішньотрубними снарядами з високою роздільною здатністю дає змогу виконувати розрахунки дефектних ділянок на міцність.

В результаті розрахунку на міцність визначаються небезпечні дефекти, в зонах яких може статись руйнування трубопроводу. Небезпечні дефекти підлягають якнайшвидшому ремонту.

Частина дефектів, які залишаються на момент, наприклад, проведення внутрішньотрубної діагностики, для трубопроводів не вимагають прийняття термінових дій з проведення ремонтів, але вони в подальшому можуть розвиватись і досягти стану небезпечних.

Конструктивно-технологічні фактори (див. група 2 табл. 4.1) визначають вплив на імовірність виникнення аварії конструктивних особливостей трубопровідних систем і якості будівельно-монтажних та ремонтних робіт.

Фактори експлуатаційного навантаження потенційно небезпечних трубопроводів (див. група 3 табл. 4.1) визначають вплив на імовірність виникнення аварії ступеня навантаження споруди у процесі експлуатації та враховують циклічність навантаження внутрішнім або зовнішнім тиском транспортування, розміщення насосно-компресорних станцій на досліджуваній ділянці, можливість появи гідроударів.

Фактори корозійного впливу (див. група 4 табл. 4.1) визначають вплив на імовірність виникнення аварії трубопровідних систем параметрів, які сприяють виникненню і розвитку корозійних дефектів.

Антропогенні фактори (див. група 5 табл. 4.1) визначають імовірність пошкодження трубопровідних мереж внаслідок антропогенної активності в зоні їх прокладання, що полягає у збільшенні ризику пошкодження тіла трубопроводу в результаті несанкціонованих робіт на їх трасах і аварій на сусідніх об'єктах.

Найменування групи факторів	Найменування факторів
Фактори технічного стану ділянки нафтогазопроводу за даними неруйнівного контролю	<ol style="list-style-type: none"> 1. Кількість небезпечних дефектів; 2. Відносний показник втрати міцності комунікації, зумовлений наявністю небезпечних дефектів; 3. Термін ремонту ділянок із небезпечними дефектами; 4. Кількість виявлених незначних дефектів; 5. Ймовірність розвитку незначних дефектів до досягнення стану небезпечних.
Конструктивно-технологічні фактори	<ol style="list-style-type: none"> 1. Довжина ділянки комунікації; 2. Конструктивно-габаритні параметри комунікації; 3. Фактична товщина стінок комунікації; 4. Марка сталі, її механічні характеристики; 5. Термін експлуатації досліджуваної ділянки; 6. Виробник комунікацій; 7. Категорія ділянки за складністю проведення робіт; 8. Наявність захисних покриттів; 9. Характеристики підводних переходів.
Фактори експлуатаційного навантаження трубопроводу	<ol style="list-style-type: none"> 1. Паспортна продуктивність; 2. Середньорічні об'єми технологічного навантаження; 3. Дані про робочий тиск; 4. Несуча здатність ґрунту; 5. Фізико-хімічні характеристики продукту транспортування.
Фактори корозійного впливу	<ol style="list-style-type: none"> 1. Корозійна активність ґрунту; 2. Кліматичний район; 3. Тип зовнішнього ізоляційного покриття (матеріал, конструкція і спосіб нанесення); 4. Тривалість експлуатації комунікації без заміни ізоляційного покриття; 5. Захищеність ділянки по довжині засобами електрохімічного захисту; 6. Дані про наявність ділянок, де комунікація виходить із ґрунту у воду або на повітря і навпаки; 7. Корозійна активність транспортованого продукту.
Антропогенні фактори	<ol style="list-style-type: none"> 1. Рівень господарської активності поблизу ділянки пролягання підземної комунікації; 2. Розміщення сусідніх промислових об'єктів; (газопроводів, продуктопроводів, доріг тощо).
Фактори природних впливів	<ol style="list-style-type: none"> 1. Можливість деформації ґрунту (обвали, зсуви, просідання та здіймання ґрунту тощо); 2. Можливість нерівномірного осідання ґрунту; 3. Можливість розмиву ґрунту через зміну русла річок або дію підґрунтових вод; 4. Зміна рельєфу місцевості.

Таблиця 4.1 – Фактори оцінювання можливості виникнення аварій на нафто- та газопроводах.

Для оцінки імовірності та важкості відмов використовують два типи моделей. Спрощені моделі використовують комбінацію історичної інформації, статистичної кореляції та спрощених алгоритмів. Таке моделювання переважно застосовується зараз на підприємствах нафтогазового комплексу. Однак воно недостатньо коректно та точно оцінює імовірність відмов, їх важкість й наслідки для довкілля. Запропоновано загальний алгоритм оцінки наслідків відмови.

Необхідно ширше впроваджувати запропоновані передові моделі, що базуються на структурних методах надійності. Ці методи розраховують імовірність відмов, використовуючи структурні моделі, які визначають несучу здатність труби (відомий як розробка критичних моделей оцінки) і дають змогу оцінки та прогнозування зміни властивостей матеріалу трубопроводу з урахуванням експлуатаційних навантажень та впливів. Для визначення імовірності відмов через корозійну та стрес-корозійну деградацію запропоновано використовувати корозійні діаграми та діаграми стабілізаційних потенціалів. Для оцінки зменшення несучої здатності в результаті взаємодії з навколишнім середовищем – закономірності низькотемпературної корозійної повзучості. Такі методологічні підходи дають змогу гнучко реагувати на нові вхідні дані (планової та позапланової діагностики, проведення ремонтних робіт тощо) для кожного сегмента трубопроводу, а також шляхом моделювання оцінити ефективність різних способів усунення дефектів та розробити оптимальний комплекс заходів зі зменшення імовірності відмов на трубопроводі.

При розрахунку періодичності виконання неруйнівного контролю стану досліджуваних трубопроводів необхідно враховувати фактори, які визначають величину збитків навколишньому середовищу і населенню від можливої аварії .

Величина збитків визначається:

- площею забруднення території, викликаного аварією;
- відновлюваною після забруднення території площею;
- природно-кліматичними характеристиками території, де знаходиться досліджуваний трубопровід;
- густиною населення в районі пролягання комунікації;

- об'ємом втрачених енергетичних та сировинних продуктів;
- економічними збитками від зупинки і простою трубопроводу.

Згідно статистичних даних вагомими важко передбачуваними причинами впливу на технічний стан протяжних інженерних споруд є фактори природних впливів, які значною мірою залежать від геодинамічних неоднорідностей в зоні пролягання трубопровідних мереж.

4.6. Висновки до розділу 4.

У четвертому розділі наведено перспективи застосування системи енергетичного менеджменту за стандартом ISO 50001. Для визначення розподілу тиску газу по довжини газопроводу розроблено математичну модель руху природного газу у газопроводі. Застосування розроблених математичних моделей та алгоритмів розрахунку втрат дозволяє визначити максимальне значення об'єму втрат газу під час аварій на довгих ділянках газопроводів. Проаналізовано основні джерела впливу об'єктів нафтогазового комплексу на довкілля. Визначено основні причини виникнення позаштатних ситуацій на нафтогазопроводах. Запропоновано класифікацію факторів оцінювання можливості виникнення аварій на нафто- та газопроводах. Розроблено алгоритм реалізації концепції безпечної експлуатації трубопровідних систем.

ВИСНОВКИ

Метою дослідження у роботі було застосування процесного підходу в ПАТ «Укртрансгаз» що дозволить планувати на всіх рівнях поліпшення якості послуг та стану довкілля, контролювати результати, оцінювати ефективність та постійно поліпшувати процеси на основі даних об'єктивних вимірювань.

У роботі проаналізовано сучасний стан газотранспортної системи України, був розглянутий «Кодекс газотранспортної системи» який розроблено відповідно до Законів України "Про ринок природного газу", "Про метрологію та метрологічну діяльність", "Про трубопровідний транспорт", "Про нафту і газ", "Про природні монополії" та інших нормативно-правових актів. Він є регламентом функціонування газотранспортної системи України та визначає правові, технічні, організаційні та економічні засади функціонування газотранспортної системи України. Дія цього Кодексу поширюється на всіх суб'єктів ринку природного газу України: операторів суміжних систем, газовидобувні підприємства, замовників, споживачів та постачальників природного газу незалежно від підпорядкування та форми власності, а також операторів торгових платформ. Також розглянуті та запропоновані норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до транспортування в газотранспортній системі. При дотриманні наведених стандартів та норм, можливе повністю безпечне та якісне споживання і транспортування газу в будь-яку точку країни. Запропоновано низку вдосконалень газотранспортних процесів.

Також в роботі наведено перспективи застосування системи енергетичного менеджменту за стандартом ISO 50001. Для визначення розподілу тиску газу по довжини газопроводу розроблено математичну модель руху природного газу у газопроводі. Застосування розроблених математичних моделей та алгоритмів розрахунку втрат дозволяє визначити максимальне значення об'єму втрат газу під час аварій на довгих ділянках газопроводів. Проаналізовано основні джерела впливу об'єктів нафтогазового комплексу на довкілля. Визначено основні причини виникнення позаштатних ситуацій на нафтогазопроводах. Запропоновано

класифікацію факторів оцінювання можливості виникнення аварій на нафто- та газопроводах. Розроблено алгоритм реалізації концепції безпечної експлуатації трубопровідних систем.

Все це, у кінцевому рахунку, призведе до поліпшення безпеки і задоволеності споживачів та відповідного підвищення конкурентоспроможності і продуктивності.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 ДСТУ ISO 9004-2015 Система управління якістю. Настанови щодо поліпшення діяльності.
- 2 ДСТУ ISO 14004:2016 Системи екологічного управління. Загальні настанови щодо запровадження.
- 3 СТП 320.30019801.064-2002 Системи управління навколишнім середовищем в ДК “Укртрансгаз”.
- 4 СТП 320.30019801.065-2002 Настанови щодо принципів управління навколишнім середовищем та засобів забезпечення.
- 5 СТП 320.30019801.086-2003 Управління якістю та елементи системи якості. Організація та проведення внутрішнього аудиту.
- 6 Никитин В.А. Управление качеством на базе стандартов ИСО 9000:2000. Политика. Оценка. Формирование. Ресурсы (Керування якістю на базі стандартів ISO 9000:2015. Політика. Оцінка. Формування. Ресурси). - СПб.: Питер, 2002. - 262 с.
- 7 Шадрин А.Д. Менеджмент качества. От основ к практике (Менеджмент якості. Від основ до практики). – М.:ООО “НТК “Трек”, 2004.- 360 с.
- 8 Управление качеством (Керування якістю). / С.Д. Ильенкова и др. - М.: ЮНИТИ, 2003. - 334 с.
- 9 Иванова Г.Н. Использование процессного подхода в системе менеджмента качества (Використання процесного підходу в системі менеджменту якості). // Методы менеджмента качества. –2001.– № 9. – С.14–17.
- 10 Малышев О.В. Чтобы процес пошел ... (Щоби процес пішов ...) // Стандарты и качество. – 2003. - №9. - С. 54-61.
- 11 Чепела В. Солоділов О. Процесний підхід при впровадженні системи управління якістю в метрологічних підрозділах // Стандартизація, сертифікація, якість. – 2003. – № 3. – С. 42 - 46.
- 12 Хорват П. Сбалансированная система показателей как средство управления предприятием (Збалансована система показників як засіб керування підприємством). // Проблемы теории и практики управления. – 2000.-№5.-С.12-