

ТЕОРЕТИЧНІ ТА ПРИКЛАДНІ  
ОСНОВИ ЕКОНОМІЧНОГО,  
ЕКОЛОГІЧНОГО ТА  
ТЕХНОЛОГІЧНОГО  
ФУНКЦІОНУВАННЯ  
ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ



**НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
ВІДДІЛЕННЯ ФІЗИКО-ТЕХНІЧНИХ ПРОБЛЕМ  
ЕНЕРГЕТИКИ**

**Теоретичні та прикладні основи  
економічного, екологічного та  
технологічного функціонування  
об'єктів енергетики**

*За редакцією  
Запорожця Артура Олександровича  
та  
Білан Тетяни Романівни*

КИЇВ 2017

УДК 621.316:536.6:621.18:504.064

ББК 31

Т338

Автори:

В. О. Артемчук, Т. Р. Білан, І. В. Блінов, О. Л. Декуша,  
А. О. Запорожець, Г. А. Іванов, С. О. Іванов, В. О. Ковач,  
С. І. Ковтун, О. В. Марасін, О. В. Мартинюк, В. О. Мірошник,  
О. О. Попов, К. В. Сімейко, В. В. Станиціна, С. Є. Танкевич,  
В. А. Щокіна, А. В. Яцишин, Т. М. Яцишин

Рецензенти:

**В. П. Бабак**, член-кор. НАН України, д-р техн. наук, проф.,  
Інститут технічної теплофізики НАН України  
**М. В. Мислович**, д-р техн. наук, проф.,  
Інститут електродинаміки НАН України

*Рекомендовано до друку Бюро відділення фізико-технічних проблем енергетики*

Т338 Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об'єктів енергетики / [В. О. Артемчук, Т. Р. Білан, І. В. Блінов та ін.; за ред. А. О. Запорожця, Т. Р. Білан]. – Київ, 2017. – 312 с.  
ISBN 978-966-02-8331-2

В монографії розглянуті питання розвитку енергетичної галузі України. Проаналізовані методи та моделі керування окремих сегментів ринку електричної енергії. Наведено сучасні методи і засоби моніторингу енергетичних об'єктів на етапах виробництва, транспортування і споживання електричної та теплової енергії. Викладено результати аналізу та візуалізації даних моніторингу стану навколишнього середовища для вирішення задач управління екологічною безпекою об'єктів енергетики.

Для наукових співробітників, інженерів, а також викладачів, аспірантів і студентів вищих навчальних закладів, що займаються проблемами модернізації та функціонування енергетичних об'єктів.

УДК 621.316:536.6:621.18:504.064

ББК 31

ISBN 978-966-02-8331-2

© В. О. Артемчук, Т. Р. Білан, І. В. Блінов, О. Л. Декуша,  
А. О. Запорожець, Г. А. Іванов, С. О. Іванов, В. О. Ковач,  
С. І. Ковтун, О. В. Марасін, О. В. Мартинюк,  
В. О. Мірошник, О. О. Попов, К. В. Сімейко,  
В. В. Станиціна, С. Є. Танкевич, В. А. Щокіна,  
А. В. Яцишин, Т. М. Яцишин, 2017

## Зміст

Передмова.....	5
<b>Розділ 1. Оптимізація процесів в енергетиці: методи, моделі, оцінка ефективності.....</b>	<b>8</b>
1.1. Моделі керування даними та основні положення щодо обміну даними між учасниками ринку електроенергії.....	8
1.2. Загальні підходи та складові механізмів ціноутворення у кінцевій моделі лібералізованого ринку електричної енергії України.....	24
1.3. Шляхи підвищення точності результатів короткострокового прогнозування електричного навантаження енергопостачальних компаній.....	38
1.4. Аналіз переходу до канонічної форми системи рівнянь електродинамічного наближення в фізико-технічних процесах взаємодії сонячного випромінювання з вологовмісткими середовищами .....	78
1.5. Моделювання системи вуглезабезпечення економіки України з урахуванням втрат частини шахтного фонду та виконання вимог енергетичної безпеки.....	86
Література.....	107
<b>Розділ 2. Методи та засоби дослідження теплових процесів в системах моніторингу.....</b>	<b>116</b>
2.1. Експрес-вимірювання коефіцієнта теплопровідності твердих матеріалів.....	116
2.2. Прилад для дослідження теплоємності та теплоти випаровування рідин з матеріалів.....	133
2.3. Метрологічний комплекс для забезпечення єдності вимірювань поверхневої густини теплового потоку.....	145
Література.....	165
<b>Розділ 3. Апаратно-програмне забезпечення енергетичних систем.....</b>	<b>169</b>
3.1. Контроль процесу спалювання палива в котлоагрегатах малої та середньої потужності з використанням сенсорів кисню.....	169
3.2. Розроблення пальникових пристроїв для спалювання біогазу в промислових котлах.....	186



3.3. Підвищення безпеки атомних реакторів за рахунок використання мікротвелів.....	201
Література.....	215

#### **Розділ 4. Розвиток екологічного моніторингу об'єктів**

<b>енергетики.....</b>	<b>222</b>
4.1. Математичні та комп'ютерні засоби для комплексної оцінки хімічного впливу АЕС на довкілля.....	222
4.2. Визначення повної енергоємності природоохоронних заходів на ТЕС та її вплив на потенціали енергозбереження	244
4.3. Шляхи підвищення екобезпеки в процесі спорудження нафтогазових свердловин.....	261
4.4. Засоби проектування та аналізу даних мереж моніторингу стану атмосферного повітря в задачах управління екологічною безпекою.....	278
Література.....	297

## ПЕРЕДМОВА

Поняття «енергетика» включає в себе методи отримання та використання різних видів енергії для потреб людського суспільства. Енергетика (паливно-енергетичний комплекс) є однією з основ розвитку сучасного суспільства. Ефективність рішення соціальних, економічних та технічних завдань, а також антропогенних перетворень природи значною мірою визначається виробленням енергії та масштабістю видобутку енергоресурсів.

Темпи науково-технічного прогресу та інтенсифікація виробництва знаходяться в прямій залежності від стану енергетики, зокрема конкретних енергетичних об'єктів та їх вузлів. Саме вони чинять істотний вплив на природне середовище, будучи джерелом різних видів забруднення повітря, води, земної поверхні і надр.

Дана монографія представляє комплексний погляд на сучасний стан та перспективи розвитку енергетики України, сформований колективом молодих вчених з різних наукових установ. Серед авторів монографії є працівники: Інституту електродинаміки НАН України, Інституту технічної теплофізики НАН України, Інституту загальної енергетики НАН України, Інституту відновлюваної енергетики НАН України, Інституту газу НАН України, Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова НАН України, ДП «Інститут геохімії навколишнього середовища НАН України», Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

У монографії розглядаються теоретичні та прикладні основи функціонування традиційних для України об'єктів енергетики (електроенергетики, теплоенергетики, атомної енергетики, альтернативної енергетики), зокрема їх економічні, екологічні та технологічні аспекти.

Розвиток ринкових відносин в електроенергетичній галузі України сьогодні пов'язаний з впровадженням повномасштабної конкурентної моделі функціонування ринку електричної енергії – ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії. Купівля та продаж електричної енергії в Україні здійснюються в умовах постійного та неперервного у часі забезпечення зазначеного балансу генерації та споживання електричної енергії. Це призвело до необхідності виконання аналізу та надання рекомендацій щодо впровадження в Україні міжнародних стандартів керування енергетичними системами та системами пов'язаного з ними інформаційного обміну.

При діагностиці, керуванні та оптимізації процесів в енергетиці використовують теплові параметри різних теплових процесів та теплотехнічних систем. Для забезпечення функціонування систем моніторингу, зокрема в теплоенергетиці, розглянуто методи та засоби, що дозволяють вирішити такі завдання, як:

- вимірювання локального та інтегрального теплового потоку з метою визначення втрати теплоти від теплотрас, будівель, технологічних пристроїв та апаратів;

- вимірювання теплофізичних та терморадіаційних характеристик з метою дослідження ефективності теплозахисних та теплопередавальних властивостей матеріалів та будівель;

- вимірювання тепловиділення технічних та біологічних об'єктів.

Ефективність функціонування котельних установок залежить від наявності достовірної інформації про хід технологічних процесів. Відсутність контрольно-вимірювальних систем складу відхідних газів призводить до низької ефективності роботи котлоагрегату, зокрема через неякісне спалювання палива. Тому, у сучасних умовах експлуатації котельних установок, актуальним є розроблення технологічних рішень, орієнтованих на пошук та мінімізацію причин та механізмів утворення шкідливих речовин у відхідних газах. В монографії проведено аналіз сучасних систем контролю та керування процесом спалювання палива в котлоагрегатах, запропоновані технічні рішення підвищення ефективності спалювання палива (пальникові пристрої для спалювання біогазу та сумісного спалювання природного газу та біогазу, система контролю та керування процесом спалювання).

Особлива увага приділена екологічним наслідкам функціонування енергетичних об'єктів, основним з яких є значна забрудненість навколишнього середовища у великих містах та промислових районах.

Розвиток інформаційних систем екологічного управління є прерогативою держави, корпорацій і одним з основних напрямів національної політики інформатизації. Чітко налагоджена система екологічного моніторингу дає загальне уявлення про особливості сучасного екологічного стану, основні напрями державної політики у галузі охорони довкілля, використання природних ресурсів і забезпечення екологічної безпеки. Представлені в монографії методологія та апаратно-програмні засоби моніторингу стану довкілля є ефективними інструментами підтримки прийняття рішень в управлінні екологічною безпекою атмосфери при її техногенному забрудненні.

Монографія складається з чотирьох розділів.

У розділі 1 проведено аналіз основних можливих моделей керування даними на ринку електричної енергії, а також наведено принципи побудови рольових моделей окремих сегментів ринку електроенергії. Розглянуті підходи до короткострокового прогнозування електричного навантаження електропостачальної компанії з заданим горизонтом упередження. Наведені математичні моделі процесів розповсюдження та поглинання сонячного випромінювання для окремих частот його спектра на рівні систем рівнянь Максвелла. Проведено моделювання системи вуглезабезпечення країни з урахуванням втрат частини шахтного фонду та виконання вимог енергетичної безпеки.

У розділі 2 розглянуті методи та засоби дослідження теплових процесів. Наведено основні особливості методу локальної дії та приладів для вимірювання коефіцієнта теплопровідності. Розглянуто прилад для вимірювання теплоємності та теплоти випаровування вологи та органічних рідин з неоднорідних матеріалів, що реалізує метод синхронного теплового аналізу. Представлено метрологічний комплекс для забезпечення єдності вимірювань поверхневої густини теплового потоку.

У розділі 3 проаналізовано сучасний стан технічного устаткування енергетики України. Наведені методи та засоби керування процесом спалювання палива з використанням сенсорів кисню. Представлені методики конструювання пальникових пристроїв для комбінованого спалювання біогазу та природного газу. Розглянуто перспективи застосування мікротвелів для енергетичної галузі.

У розділі 4 наведені математичні та комп'ютерні засоби контролю стану навколишнього середовища об'єктів енергетики. Визначено повну енергоємність природноохоронних заходів при виробництві електроенергії на ТЕС. Проаналізовані шляхи підвищення екобезпеки при спорудженні нафтогазових свердловин. Розглянуто засоби проектування та аналізу даних мереж моніторингу стану атмосферного повітря.

Автори висловлюють щире подяку рецензентам – член-кор. НАН України, д.т.н., проф. В.П. Бабаку (Інститут технічної теплофізики НАН України) та д.т.н., проф. М.В. Мисловичу (Інститут електродинаміки НАН України) за зауваження, рекомендації та допомогу у формуванні рукопису.

## **1. ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ В ЕНЕРГЕТИЦІ: МЕТОДИ, МОДЕЛІ, ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ**

### **1.1. Моделі керування даними та основні положення щодо обміну даними між учасниками ринку електроенергії**

Важливою передумовою впровадження нової моделі ринку електроенергії в Україні є забезпечення організації енергетичного менеджменту та впровадження автоматизованих систем керування нових сегментів ринку електроенергії, таких як ринок двосторонніх договорів, ринок «на добу наперед» (далі РДН), балансуєчий ринок. Функціонування нової моделі ринку не можливе без впровадження також систем врегулювання небалансів учасників ринку та комерційного обліку електроенергії. Очевидно, що запровадження таких систем потребує нормативного врегулювання питань організації інформаційного обміну електронними даними та документами на ринку електроенергії України, що здійснюється з метою забезпечення розрахунків (ведення торговельних, технологічних та бізнес-операцій). Це, в свою чергу, обумовлює необхідність розробки сучасних принципів інформаційного обміну та нових бізнес-інформаційних моделей, що потребують впровадження міжнародних нормативних документів, а також адаптації документів, які діють в Європейському енергетичному секторі, з метою врахування особливостей функціонування ринку електроенергії України.

Загальні положення з організації інформаційного обміну електронними даними та документами на ринку електроенергії України, на основі яких мають бути побудовані сучасні принципи інформаційного обміну та бізнес-інформаційні моделі взаємодії учасників ринку електроенергії України, мають базуватися на рекомендаціях стандартів та технічних специфікаціях Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК, далі ІЕС – International Electrotechnical Commission). Зокрема, основоположним є багаточастинний стандарт ІЕС 62325 [1]. Окремі частини цього нормативного документу прийняті в Україні як національні й містять технологічно незалежні загальні рекомендації, що застосовуються для електронного бізнесу на енергетичних ринках, організація я базується на інтернет-технологіях. Основними питаннями, що висвітлені в стандарті є: опис специфічного оточення енергетичного ринку; опис специфічних вимог енергетичного ринку до електронного бізнесу; приклад структури енергетичного ринку; введення до методології моделювання; приклади конфігурації комунікаційних мереж; загальна оцінку безпеки комунікацій.

Зазначений багаточастинний стандарт охоплює особливості побудови архітектури систем електронного бізнесу на ринку електроенергії та використання телекомунікаційних мереж, а також визначає основні бізнес-сфери, процеси в межах цих сфер та ролі залучених учасників ринку. Інформаційні системи забезпечення технічних процесів виробництва, передачі та розподілу електроенергії мають надавати можливість підтримувати ринкові транзакції та гарантувати надійну та безпечну роботу енергосистеми, включаючи обмін енергією, балансування виробництва і навантаження в режимі реального часу. Інформаційні системи, що реалізують та підтримують виконання бізнес-процесів на ринку, мають тісно взаємодіяти з технічними системами. При цьому інтеграція прикладних задач на рівні центрів керування має будуватися на основі стандартів [2-5].

Впровадження електронного бізнесу на енергетичному ринку потребує забезпечення загального розуміння учасників ринку про правове регулювання, вимоги, бізнес-правила та бізнес-процеси. При цьому побудова бізнес-інформаційних моделей та опис бізнес-процесів має містити ідентифікацію та визначення ролей учасників ринку, бізнес-сфер, бізнес-процесів у бізнес-сферах, бізнес-взаємодій та бізнес-транзакції, інформацію про послуги, необхідні для електронного бізнесу. Це загальне розуміння має бути відображене у вигляді бізнес-інформаційних моделей окремих сегментів ринку з використанням формалізованої методології моделювання електронного бізнесу, яка є або має бути незалежною від існуючої комунікаційної технології електронного бізнесу.

Відповідно до вимог багаточастинного стандарту IEC 62325, на ринку електроенергії України має використовуватися методологія моделювання UMM (UN/CEFACT Modelling Methodology) [6] для опису представлення бізнес-операцій (Business Operational View – BOV) ISO/IEC 14662 стандарту еталонної моделі відкритого електронного обміну даними. Таку методологію слід використовувати з ebXML – технологією побудови електронного бізнесу.

З урахуванням процесів гармонізації моделей функціонування ринків електроенергії в Європі та світі необхідною є формалізація моделі ринку електроенергії України відповідно до ebIX UML моделі Європейського енергетичного ринку [7, 8]. Основні бізнес-сфери та бізнес-процеси на ринку електроенергії України мають бути гармонізовані із європейською моделлю ринку електроенергії та відповідати рекомендаціям стандарту IEC 62325, в якому визначаються бізнес-сфери, процеси в межах цих сфер та ролі залучених учасників ринку.

Побудова такої моделі дозволяє проаналізувати існуючі в Україні та Європі ролі учасників та області ринку електроенергії та гармонізувати поняття, що використовуються в Україні із загальноєвропейськими в Європі. Крім того, така модель є своєрідним путівником користувача ринку, що є зрозумілим описом моделі ринку, який містить текстовий опис моделі, а також таблиці, малюнки, графіки та загальний опис нормативно-правової бази.

Основні складові побудови бізнес-інформаційної моделі визначені на основі рекомендацій стандарту IEC 62325-102, що впроваджений в Україні як національний, та регламентуючих документів ENTSO-E на прикладі сегменту РДН. На рис. 1.1 наведено діаграму концептуальної схеми бізнес-інформаційної моделі РДН. В концептуальній моделі відображаються взаємодії між РДН та ролями учасників цього сегменту ринку, причому зазначений сегмент може розглядатися не тільки як абстрактний опис певних взаємовідносин, але також і як первинна архітектура інформаційно-технологічної системи керування РДН.

Для більш детального представлення сутності ролей на рис.1.1 наведено включення одних ролей до типу інших ролей, причому направлене відношення від однієї ролі до іншої вказує на те, що кожна роль, від якої спрямовується таке відношення, включає функціональні можливості ролі, до якої спрямовується це відношення. Так, наприклад, показано, що учасниками РДН можуть бути лише учасники ринку електроенергії.

Для виділення певних областей процесів в цьому сегменті або процесів в областях процесів, відображення взаємовідносин між ролями учасників, процесами/областями процесів та їх функціями використовуються UML-діаграми варіантів використання (рис. 1.2). Цей тип діаграм дозволяє визначати перелік операцій, які має виконувати система керування сегментом ринку «на добу наперед», тому часто зазначений тип діаграм називають діаграмами функцій, оскільки на основі набору таких діаграм в подальшому створюється список вимог до інформаційної системи сегменту.

Слід відзначити, що для відображення зв'язку ролі з «варіантом використання» (Use case) певного процесу в UML використовуються асоціації. В діаграмах варіантів використання асоціації слугують для позначення специфіки поведінки ролі стосовно певного процесу, тобто асоціація відображає семантичні особливості взаємодії ролей учасників та процесів (в рамках області процесів) в графічній системі рольової моделі.

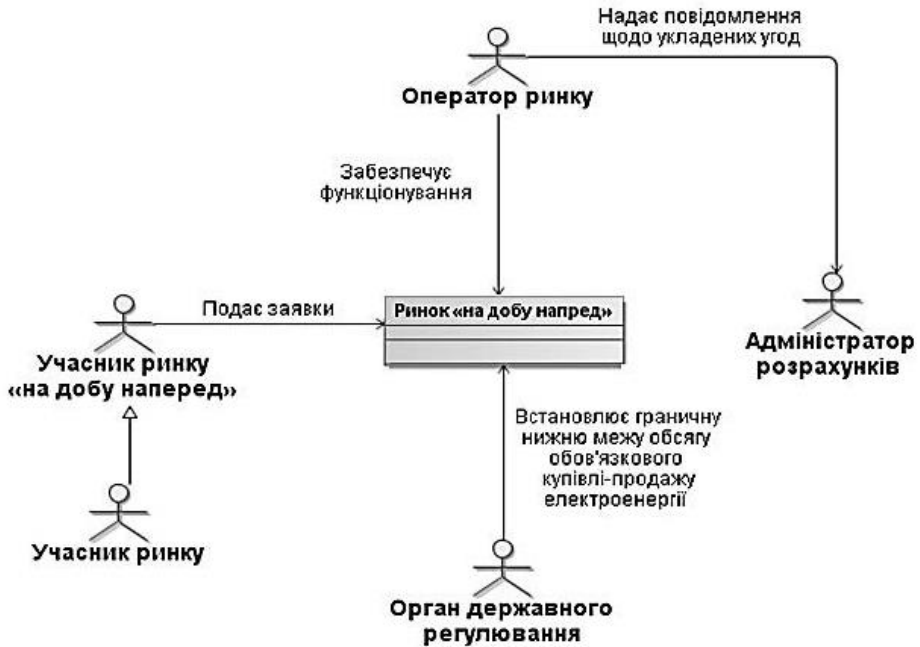


Рис. 1.1. Схема бізнес-інформаційної моделі ринку електроенергії «на добу наперед»

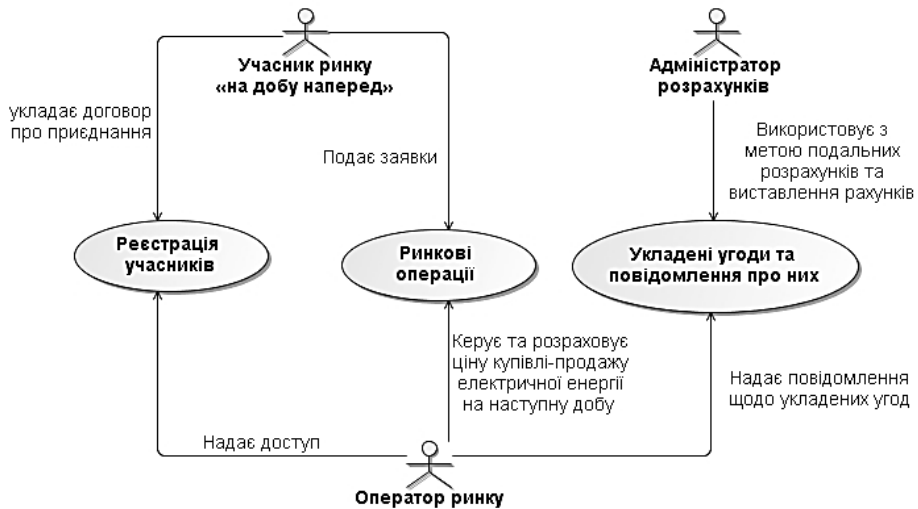


Рис. 1.2. UML-діаграма варіантів використання ринку «на добу наперед»



При моделюванні певної області процесів виникає необхідність деталізувати особливості алгоритмічної або логічної реалізації як процесів у відповідному сегменті ринку електроенергії, так і операцій у відповідній інформаційній системі. Для цього використовуються блок-схеми або структурні схеми алгоритмів, які акцентують увагу на послідовностях виконання певних дій та елементарних операцій, які в сукупності призводять до досягнення бажаного результату. В якості таких блок-схем та алгоритмів при побудові рольових моделей передбачено використання діаграм дій. Діаграми дій використовуються для візуалізації особливостей реалізації певних процесів та взаємодій між учасниками ринку в середині процесів, хоча такі діаграми також доцільно використовувати при описі певних дій в області процесів на рівні з діаграмами варіантів використання. На рис. 1.3 наведено діаграму дій області процесів «Реєстрація учасників ринку «на добу наперед». Слід відзначити, що у процесі взаємодії між ролями генеруються події, що передаються інформаційно-технологічній системі керування сегментом та іншим ролям учасників. Такими подіями є запити на виконання певних бізнес-дій або відповіді на такі запити. У якості системи позначень до складу мови UML та методології UMM входять діаграми послідовностей дії (рис. 1.4), з використанням яких можна проілюструвати взаємодії між ролями та взаємодії, які при цьому ініціюються. Діаграма послідовностей дій є схемою, яка для певного «сценарію» поведінки ролей учасників в рамках області процесів відображає події, що генеруються ролями, а також їх порядок.

При побудові бізнес-інформаційної моделі для опису взаємовідносин між інформаційними повідомленнями та електронного документообігу в рамках певної області процесів, сегменту або ринку електроенергії в цілому, використовують діаграми класів на основі яких будуються відповідні електронні документи, формат яких має відповідати вимогам EDIFACT (UN/EDIFACT) та XML для структурованої побудови інформаційного обміну між учасниками ринку.

Для побудови комплексної системи інформаційного обміну для різних сегментів та складових нової моделі ринку електроенергії України необхідною є адаптація багатьох основних європейських регламентуючих документів та побудова на їх основі відповідних бізнес-інформаційних моделей. Зокрема, мова йде про реалізацію в Україні моделей щодо:

- зміни постачальника та переміщення користувача на ринку електроенергії;
- керування даними вимірювання;

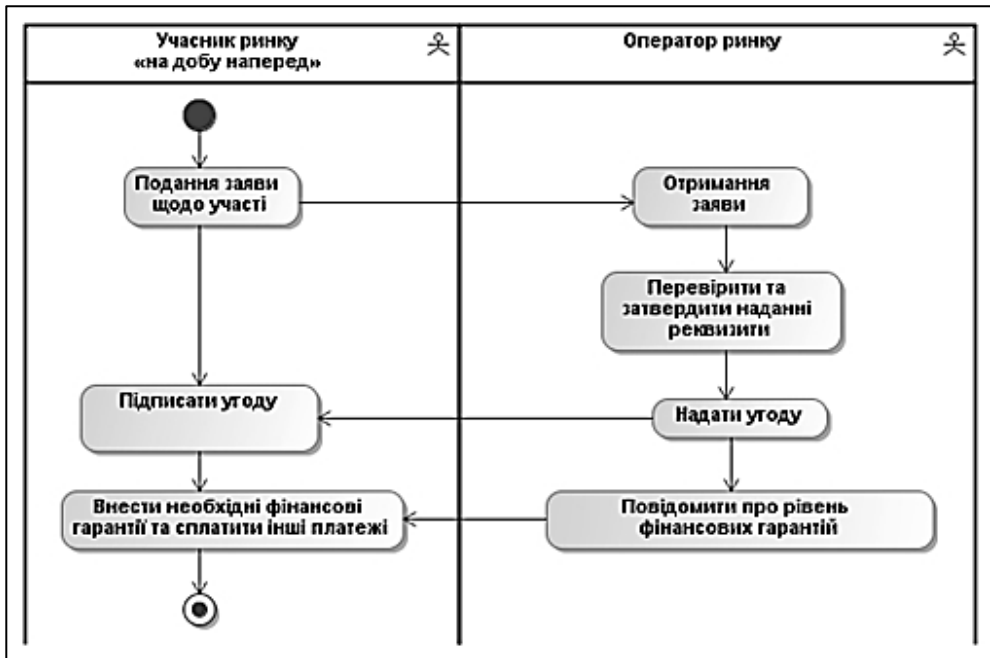


Рис. 1.3. Діаграма дій області процесів «Реєстрація учасників ринку «на добу наперед»



Рис. 1.4. Діаграма послідовності дій «Виставлення рахунку»

- інформаційного обміну між учасниками ринку під час планування графіків роботи;
- інформаційного обміну між учасниками ринку під час врегулювання небалансів;
- інформаційного обміну між учасниками ринку під час розподілення пропускнуої спроможності.

Загальний процес енергетичного менеджменту на ринку електроенергії зокрема містить такі основні етапи як «планування» та «врегулювання небалансів». Наприклад, реалізація бізнес-інформаційних моделей з інформаційного обміну між учасниками ринку при плануванні графіків роботи має виконуватись відповідно до керівництва з впровадження системи складання графіків (ENTSO-E ESS) [9]. Зазначений документ створено з метою стандартизації інформаційного обміну між учасниками ринку на європейському внутрішньому ринку електроенергії в процесі планування. Вторинною метою цього документу є надання постачальникам програмного забезпечення порад щодо створення програм з обміну графіками між всіма задіяними учасниками ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. Етап «врегулювання небалансів» має бути реалізований на основі керівництва з впровадження процесів врегулювання небалансів (ENTSO-ESP) [10], який містить керівні настанови та рекомендації виробникам програмного забезпечення щодо реалізації підсистем, пов'язаних з обміном інформацією (графіки врегулювання, директиви, узагальнені дані вимірювань та звіти з небалансів тощо) між учасниками ринку електроенергії в процесі врегулювання небалансів.

При практичній реалізації процесів, пов'язаних із розподіленням пропускнуої спроможності, слід базуватися на процесах інформаційного обміну, визначених в керівництві по впровадженню системи ENTSO-E Capacity Allocation [11].

В Україні нормативне регулювання питань зміни постачальника та переміщення користувача на ринку електроенергії передбачає провадження та адаптацію в Україні документів, які також базуються на методології моделювання UN/CEFACT's, а саме:

- бізнес-вимоги для процесу зміни постачальника, бізнес-вимоги для процесу переміщення користувача [12, 13];
- бізнес-вимоги для процесу зміни сторони, відповідальної за баланс, бізнес-вимоги для процесу зміни сторони, відповідальної за дані вимірювання;
- бізнес-вимоги для процесу закінчення виконання функцій сторони, відповідальної за дані вимірювань [14-16];

- бізнес-вимоги для процесу зміни відповідального за пропускну здатність мереж [17];

- бізнес-вимоги для процесу запиту характеристик точки вимірювання, бізнес-вимоги для процесу попереднього запиту характеристик точки вимірювання, бізнес-інформаційна модель для процесу повідомлення характеристик точки вимірювання, бізнес-вимоги для процесу повідомлення характеристик точки вимірювання [18-21];

- бізнес-інформаційна модель для процесу зміни постачальника, бізнес-інформаційна модель для процесу закінчення постачання, бізнес-вимоги для процесу закінчення постачання [22-24].

В свою чергу нормативне регулювання питань керування даними вимірювань на ринку електроенергії України передбачає провадження наступних документів:

- бізнес-вимоги для процесу збору даних вимірювань, бізнес-інформаційна модель для процесу збору даних вимірювань [25, 26];

- бізнес-вимоги для процесу визначення показів лічильника, бізнес-інформаційна модель для процесу визначення показів лічильника [27, 28];

- бізнес-вимоги для процесу вимірювання з метою врегулювання небалансу, бізнес-інформаційна модель для процесу вимірювання з метою врегулювання небалансу [29, 30];

- бізнес-вимоги для процесу вимірювання з метою маркування [31];

- бізнес-вимоги для процесу вимірювання з метою узгодження небалансів, бізнес-інформаційна модель для процесу вимірювання з метою узгодження небалансів [32, 33];

- бізнес-вимоги для процесу вимірювання з метою здійснення білінгу [34].

Важливою складовою впровадження нової моделі ринку є дослідження та аналіз основних можливих моделей керування даними на ринку електроенергії для визначення найбільш перспективної та доцільної моделі з урахуванням поточного стану розвитку ринку електроенергії України. Керування даними включає в себе процеси отримання, валідації, зберігання, захисту, обробки та отримання як комерційних, так і технологічних даних. Є декілька підходів до керування даними. В широкому розумінні існує два підходи: децентралізований та централізований (рис. 1.5). В централізованому підході одна сторона є відповідальною за керування даними, що може також збирати, зберігати, обробляти та надавати доступ до цих даних. В децентралізованому підході кілька різних сторін можуть бути включені у цей процес.

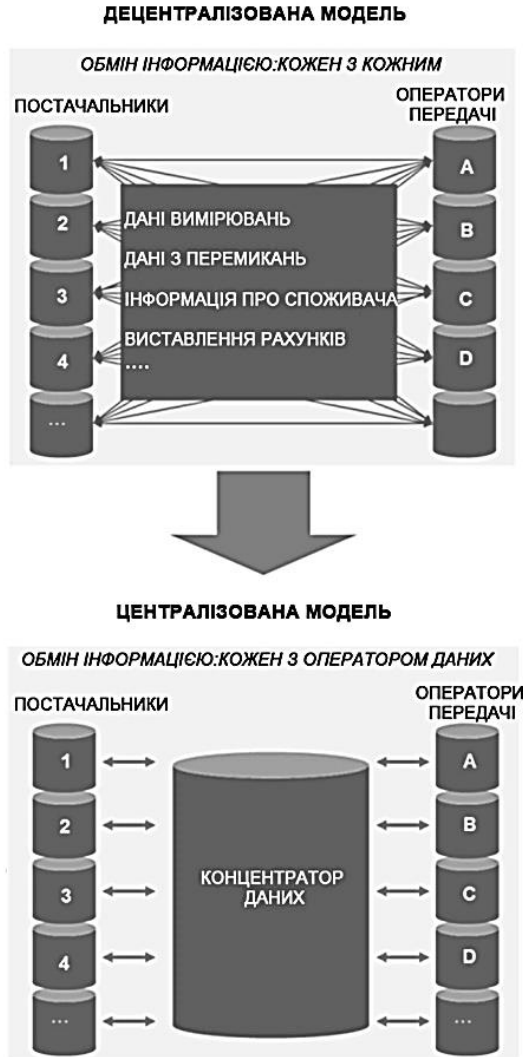


Рис. 1.5. Підходи до керування даними на ринку електроенергії

Найбільш поширений підхід, який в даний час застосовується і є перспективним, поєднує в собі централізований доступ до даних разом із децентралізованим їх зберіганням. Така модель застосовується у Австрії, Бельгії, Голландії, Іспанії та у Великій Британії. Проте такий підхід не є єдиним вірним рішенням. Наприклад, Данія та Норвегія (Nordpool) мають централізований підхід до доступу даних та до їх зберігання.

Сьогодні в світі існує три основні варіанти організації керування даними на ринку електроенергії:

- системний оператор виступає посередником на ринку та організовує доступ до даних, виконуючи роль оператора даних. При цьому сховища даних знаходяться в інших сторін;

- посередником (оператором даних) на ринку є сторона (системний оператор, оператор ринку, адміністратор розрахунків, окрема організація), яка керує як інформаційним обміном, так і центральним сховищем (концентратором) даних;

- вводяться сторони, відповідальні за точки доступу до даних. В даному випадку відсутнє центральне сховище даних, а є кілька сторін, які організують зберігання та доступ до даних.

Також можуть існувати рішення, що поєднують в собі елементи цих моделей. З огляду на проведені дослідження та перспективи впровадження в Україні нової системи керування даними на ринку електроенергії визначено доцільним впровадження саме централізованої моделі в частині створення оператора даних. Перевагою централізованої моделі є полегшена верифікація та організація обміну даними, як наслідок можливість зменшення інвестиційних витрат на впровадження такої системи та спрощення реалізації такого проекту.

Розроблення основних положень щодо обміну даними між учасниками ринку електроенергії базується на моделі реалізації обміну даними на ринку електроенергії з використанням централізованого сховища (концентратора) даних у відповідності до визначених Європейською Комісією (вищий орган виконавчої влади Європейського Союзу) основних моделей керування даними.

Виконані дослідження показали, що для реалізації інформаційного обміну необхідними є формалізація та визначення типових процесів, в яких визначається спеціальний контент електронних повідомлень, що передаються між учасниками ринку електроенергії, зокрема, до концентратора даних на ринку електроенергії. В загальному випадку необхідною є розробка специфікації всіх електронних повідомлень, що передаються між центром, сторонами відповідальними за баланс, постачальниками послуг доступу до мережі та інших сторін на ринку.

Нижче розглянемо повідомлення, що мають використовуватись концентратором даних:

1. запит на початок постачання;
2. запит на початок постачання – позитивне підтвердження;
3. запит на початок постачання – негативне підтвердження;
4. повідомлення щодо початку постачання;

5. запит на завершення постачання;
6. запит на завершення постачання – позитивне підтвердження;
7. запит на завершення постачання – негативне підтвердження;
8. повідомлення щодо завершення постачання;
9. повідомлення щодо характеристик точки вимірювання;
10. огляд справи;
11. запит до постачальника доступу до мережі;
12. відповідь від постачальника доступу до мережі;
13. запит на виміряні значення;
14. виміряні значення;
16. запит попередніх характеристик точки вимірювання;
17. відповідь попередніх характеристик точки вимірювання;
19. запит даних від концентратора;
20. повідомлення щодо значень вимірювання;
21. запит на оновлення основних даних точки вимірювання;
24. запит на оновлення даних користувача;
27. повідомлення щодо даних користувача;
28. запит до концентратора;
29. зворотній зв'язок від концентратора;
30. звіт щодо цін для узгодження;
32. звіт щодо вироблених обсягів до Адміністратора розрахунків ринку електроенергії України;
33. звіт щодо споживання до Адміністратора розрахунків ринку електроенергії України;
34. оновлення доступу третіх сторін;
37. підтвердження.

Нумерація повідомлень здійснена із пропусками для можливості додавання споріднених повідомлень у майбутньому.

Усі повідомлення, за виключенням повідомлень підтвердження (Acknowledgement message), базуються на стандарті повідомлень ebIX®. Повідомлення підтвердження відсутнє у цих специфікаціях.

Зміст повідомлень може мати інформацію відповідно до UML-пакетів, що відповідають рекомендаціям міжнародного стандарту IEC 62325-101. До цих пакетів можуть належати:

- ринок (повідомлення, що підтримують процеси ринку);
- основні дані (повідомлення, що стосуються основних даних);
- вимірювання (повідомлення, що підтримують процеси вимірювання);
- запит (повідомлення щодо процесів запитів);

- доступ третіх сторін (повідомлення, що керують доступом третіх сторін).

Додатково до наведених пакетів слід додавати пакети повідомлень, що притаманні ринку електроенергії України, зокрема коди учасників та сторін ринку. Це є необхідним на перших етапах впровадження системи інформаційного обміну, коли усі учасники ринку не перейшли в повному обсязі на нову систему інформаційного обміну. А також, як буде показано нижче, такі повідомлення мають використовуватись для передавання інформації до Адміністратора розрахунків ринку електроенергії України, зокрема щодо обсягів виробництва та споживання електроенергії.

Повідомлення eBIX® мають наступну структуру:

- заголовок (головна інформація щодо повідомлення);
- процес (інформація про процес, що стосується повідомлення);
- корисне навантаження (один або більше класів, що містять конкретну бізнес-інформацію).

У заголовку може міститися наступна інформація: дата та час створення, тип документу, ідентифікація, отримувач, відправник.

Інформація щодо процесу може містити: код бізнес процесу, код ролі бізнес процесу, код енергетичної класифікації.

Всі повідомлення, що надходять до концентратора даних, проходять валідацію у три кроки: валідація відповідно до схеми XML, валідація відповідно до певних правил процесу, валідація відповідно до бізнес правил.

У разі надсилання запиту до концентратора даних із зазначенням необхідності підтвердження виконання запиту у заголовку вхідного повідомлення, концентратор надсилає зворотне позитивне повідомлення підтвердження відправнику запиту.

Розглянемо детальніше як розподіляються повідомлення концентратора даних по компонентах процесів. Кожен процес описано за допомогою діаграм послідовностей дій із поданням текстового пояснення щодо сторін, що задіяні у певному процесі, задіяних повідомлень та послідовності надсилання повідомлень.

Розглянемо детальніше обмін основними повідомленнями, що стосуються бізнес-процесів. Для формалізації обміну повідомленнями використано діаграми послідовності дій, наведено приклади діаграм класів та їх загальний опис. Повідомлення, в залежності від процесу, можуть бути як обов'язковими, так і необов'язковими для використання.



Для прикладу розглянемо процес «Початок постачання – від Постачальника балансу».

Процес «Початок постачання» зазвичай використовують для початку постачання електроенергії у точці вимірювання, при цьому підтримуються наступні бізнес-процеси:

1. зміна постачальника балансу;
2. введення споживача;
3. відхилення або повернення повідомлень 1, 2 та 3, що наведені вище.

Зазначимо, що використання типових повідомлень не означає відсутність можливості використання й інших повідомлень в рамках певного процесу, що можуть доповнювати основі повідомлення. Так, наприклад, для даного процесу обов'язковими є лише повідомлення під номерами 1 – RequestStartOfSupply (Запит на початок постачання), 2 – ConfirmStartOfSupply (Запит на початок постачання – позитивне підтвердження) та 3 – RejectStartOfSupply (Запит на початок постачання – негативне підтвердження) (рис. 1.6), повідомлення 16, 17 та 37 є необов'язковими.

Проте, до запуску цього процесу рекомендується, щоб новий Постачальник балансу виконав попередню верифікацію основних даних точки вимірювання. Тому перед початком постачання можна (але необов'язково) надіслати повідомлення RequestUpfrontMeteringPointCharacteristics (Запит попередніх характеристик точки вимірювання) від нового Постачальника балансу до концентратора даних.

В загальному випадку, процес «Початок постачання – від Постачальника балансу» починається з повідомлення RequestStartOfSupply (Запит на початок постачання) від нового Постачальника балансу до концентратора даних. Якщо валідація повідомлення позитивна і відповідний елемент, що стосується позитивного підтвердження, встановлено у заголовок, то назад повернеться повідомлення ConfirmStartOfSupply (Запит на початок постачання – позитивне підтвердження). Якщо ж повідомлення не пройшло валідацію, то назад повернеться повідомлення RejectStartOfSupply (Запит на початок постачання – негативне підтвердження).

На наведеній на рис. 1.6 діаграмі, повідомлення пронумеровані по порядку від 1 до 6, що відповідає послідовності дій з передавання цих повідомлень, а також мають додаткову нумерацію, яка відповідає номеру повідомлення, присоєному йому вище у повному переліку повідомлень.

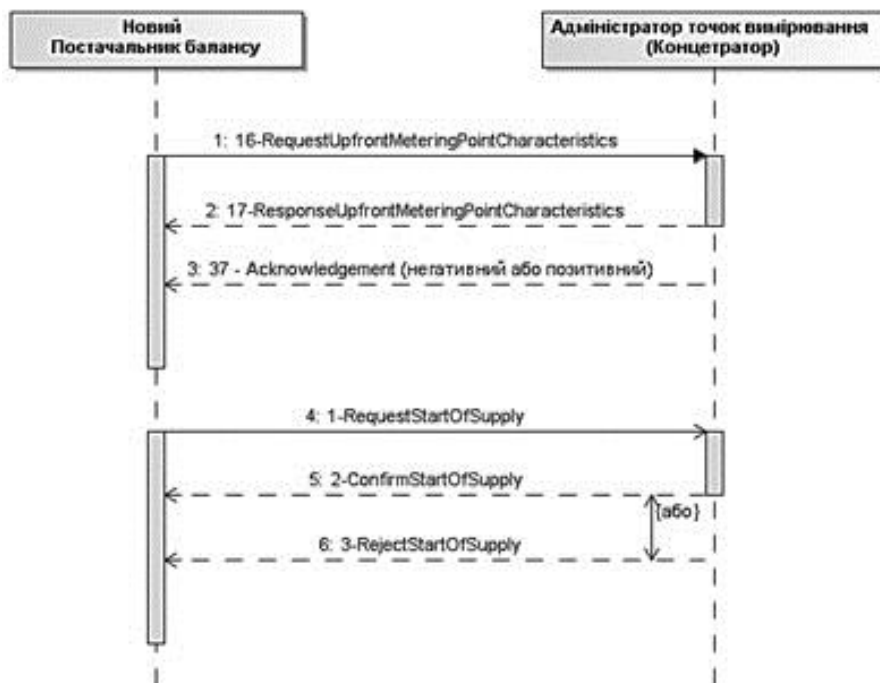


Рис. 1.6. Діаграма послідовності дій «Початок постачання – від Постачальника балансу»

Розглянемо структуру обов’язкових повідомлень, задіяних у цьому процесі. Зміст та структура повідомлень показана за допомогою діаграм класів. В загальному випадку, діаграма класів показує, яким чином одні об’єкти зв’язані з іншими, та що відноситься до атрибутів кожного з класів. Для виділення класів необхідно спочатку проаналізувати діаграми взаємодій та послідовності дій та відобразити на діаграмі класів елементи, які необхідно реалізувати при розробці програмного забезпечення систем керування роботою концентратора.

Так, наприклад, аналіз діаграми послідовності дій наведеної на рис. 1.6 призводить до розробки декількох діаграм класів, які відображають структуру інформаційних повідомлень, що передаються між учасниками сегменту, що розглядається.

Як приклад, на рис. 1.7, 1.8 та 1.9 наведено структури повідомлень, що використовуються у даному процесі. Ці повідомлення використовуються в європейському електроенергетичному інформаційному бізнес-просторі, а саме: RequestStartofSupply (Запит на початок постачання), ConfirmStartOfSupply (Запит на початок постачання – позитивне

підтвердження), RejectStartofSupply (Запит на початок постачання – негативне підтвердження).

Кожний клас у діаграмі класів може мати свої внутрішні атрибути та зв'язки з іншими класами. Крім того, при розробці діаграм класів часто проводиться генералізація класів, під якою розуміється визначення певних класів як підкласів іншого класу. При цьому, підклас успадкує усі атрибути «батьківського» класу, але може мати і свої власні атрибути. Інформаційне повідомлення містить заголовок повідомлення, а класи мають свої підкласи, в атрибутах яких зазначаються відповідні значення, що передаються у повідомленнях.

Певний клас можна використовувати багато разів в окремому екземплярі повідомлення, кожне з таких повідомлень може мати однакову кількість та однакові типи атрибутів, а також однакові типи зв'язків. Однак, кожне повідомлення має власні значення атрибутів. Слід відзначити, що з точки зору розробки програмного забезпечення діаграма класів ілюструє специфікації програмних класів та інтерфейсів системи керування та має розроблятися на етапі її впровадження.

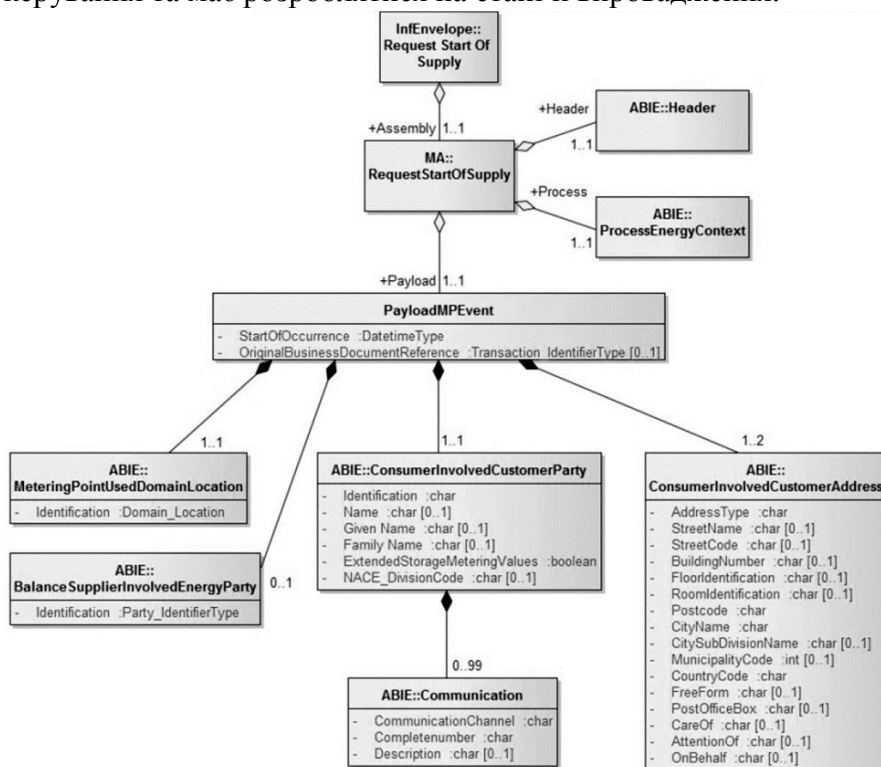


Рис. 1.7. Діаграма класів для повідомлення RequestStartofSupply (Запит на початок постачання)

Таким чином, однією з передумов впровадження в Україні нової моделі ринку електроенергії для забезпечення її ефективного функціонування є впровадження низки міжнародних стандартів, зокрема стандартів серії IEC 62325 «Інфраструктура комунікацій на енергетичному ринку», а також європейських нормативних та регламентуючих документів ENTSO-E та бізнес-інформаційних моделей ebIX, перелік більшості з яких наведено у посиланнях [1, 6-34]. Визначено, що при розробленні основних положень щодо обміну даними між учасниками ринку електроенергії доцільно базуватися на моделі реалізації обміну даними на ринку електроенергії з використанням централізованого сховища даних, що відповідає визначеним Європейською комісією основним моделям керування даними. Розробка та впровадження бізнес-інформаційних моделей дозволить, в свою чергу, створити керівні принципи та основу для забезпечення функціонування нових сегментів ринку електроенергії з урахуванням технологічних особливостей функціонування Об'єднаної електроенергетичної системи України та правил ринку електроенергії України.

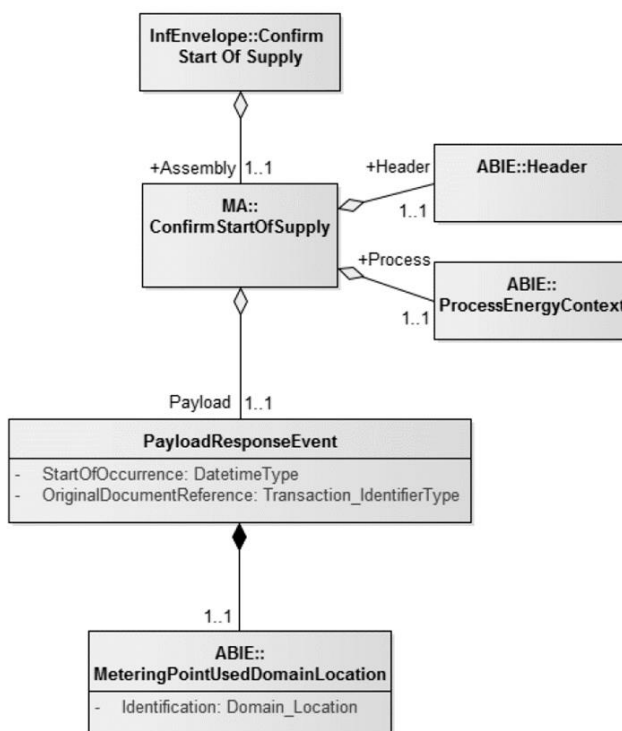


Рис. 1.8. Діаграма класів для повідомлення ConfirmStartOfSupply (Запит на початок постачання – позитивне підтвердження)

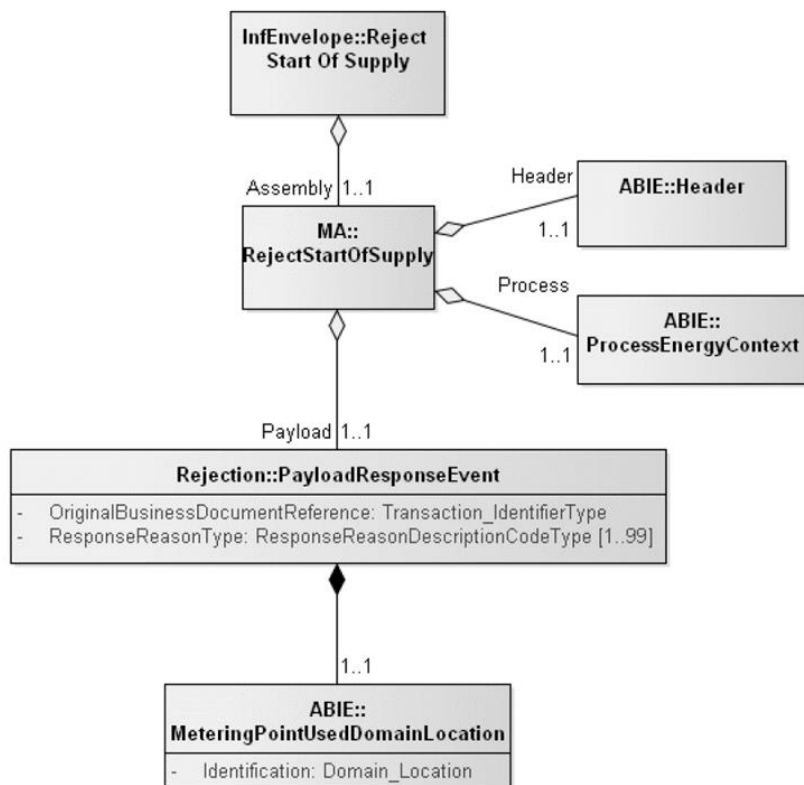


Рис. 1.9. Діаграма класів для повідомлення RejectStartofSupply (Запит на початок постачання – негативне підтвердження)

Опрацьовані основні процеси на ринку електроенергії та задіяні у них інформаційні повідомлення (без конкретних специфікацій електронних повідомлень – діаграм класів), які передаються між учасниками ринку електроенергії та концентратором даних за участі відповідних сторін та ролей учасників ринку. Проведені дослідження є основою для розробки пропозицій щодо побудови та розробки бізнес-інформаційної моделі комплексної системи та правил інформаційного обміну на ринку електроенергії України відповідно до європейського досвіду та вимог міжнародних стандартів.

## 1.2. Загальні підходи та складові механізмів ціноутворення у кінцевій моделі лібералізованого ринку електричної енергії України

Сьогодні розвиток ринкових відносин в електроенергетичній галузі України відбувається в напрямку впровадження нової лібералізова-

ної моделі ринку електричної енергії. Відповідно до Закону України №2019-VIII від 13.04.2017 «Про ринок електричної енергії», впровадження лібералізованої моделі ринку електричної енергії відбуватиметься поступово. Складність та багатогранність процесів взаємодії учасників ринку і потреба у виконанні ґрунтовного аналізу наслідків регуляторних та управлінських рішень в системі ринкових відносин, як передумова їх прийняття, обумовлюють необхідність створення системи аналізу механізмів ціно- та тарифоутворення на різних сегментах ринку електричної енергії. Основою такої системи має бути спеціалізована інформаційна платформа комп'ютерного імітаційного моделювання процесів на лібералізованому ринку електроенергії України. Імітаційна модель ринку має адекватно відтворювати процеси погодинного ринкового формування обсягів та цін купівлі-продажу електричної енергії та послуг з її постачання, розподілу та передачі з урахуванням відповідних технологічних режимів функціонування об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України.

Головною метою побудови імітаційної моделі є розрахунок цін у споживачів за принципом послідовного складання витрат учасників ринку на виробництво, передачу та розподіл електричної енергії. В методологію побудови імітаційної моделі процесів ціноутворення на сегментах ринку «на добу наперед» [35], балансуючого ринку [36] та роздрібного ринку електроенергії закладено підхід, при якому здійснюється розрахунок можливих витрат учасників ринку в новій моделі ринку електричної енергії України, які будуть враховані в ціні постачання електричної енергії кінцевому споживачу.

На рис. 1.10 представлені базові складові ціни електричної енергії для споживачів із зазначенням орієнтовної долі кожної із складових. При цьому головним питанням є формування кінцевої ціни на електричну енергію для споживачів та вплив наведених складових на її рівень.

Як видно на рис. 1.10 до базових складових ціни на електричну енергію для споживачів, окрім самої електроенергії, відносяться ціна надання послуг з диспетчеризації та передачі електричної енергії оператором системи передачі (ОСП), а також оператором системи розподілу (ОСР) та постачальником універсальних послуг (ПУП).

Кожна з наведених на рисунку 1.10 складових ціни у кінцевого споживача формується з інших складових, які узагальнено наведені нижче.

Ціна на електричну енергію формується за результатами укладання договорів на сегментах:

- ринку двосторонніх договорів;
- ринку «на добу наперед»;
- внутрішньодобового ринку;
- балансуючого ринку.

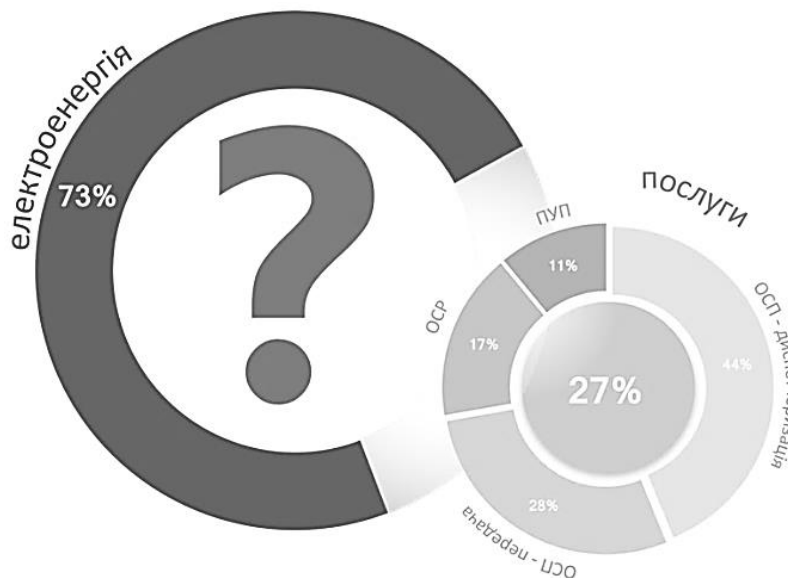


Рис. 1.10. Базові складові ціни електричної енергії для споживачів

Тариф на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління містить:

- складову на покриття витрат при купівлі допоміжних послуг;
- складову на покриття господарчих видатків підприємства та фонд заробітної плати (ФЗП) при виконанні цієї функції;
- складову на покриття витрат, що виникає у оператора системи передачі при усуненні системних обмежень механізмами балансуючого ринку;
- складову на покриття витрат при виконанні функцій Адміністратора комерційного обліку;
- складову на покриття витрат при виконанні функцій Адміністратора розрахунків.

Тариф на послуги з передачі електричної енергії містить:

- складову на покриття витрат при купівлі електричної енергії на втрати в магістральних та міждержавних електричних мережах;

- складову на покриття понесених витрат на балансуєчому ринку через купівлю-продаж небалансів електричної енергії від втрат в магістральних та міждержавних мережах;
- складову на покриття господарчих видатків та ФЗП підприємства при виконанні цієї функції;
- складову на покриття Компенсаційного платежу гарантованого покупця;
- складову на покриття витрат при наданні послуг комерційного обліку електричної енергії.

Ціна послуги електропостачальника містить:

- складову на покриття господарчих видатків, ФЗП та прибутку підприємства при виконанні цієї функції;
- складову на покриття витрат при здійсненні діяльності з виконання функції;
- складову на покриття витрат при здійсненні діяльності з виконання функції «постачальника останньої надії».

Імітаційна модель має здійснювати послідовний розрахунок цін та тарифів у хронологічному порядку, який очікується в кінцевій моделі лібералізованого ринку. Зокрема, формування цін здійснюється в наступній послідовності:

- 1) ціна на ринку двосторонніх договорів;
- 2) ціна на ринку «на добу наперед»;
- 3) ціна на внутрішньодобовому ринку;
- 4) ціни на балансуєчому ринку;
- 5) тариф на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління;
- 6) тариф на послуги з передачі електричної енергії;
- 7) тариф на послуги з розподілу електричної енергії;
- 8) ціна послуги електропостачальника.

Найбільш презентабельні ціни та тарифи розраховуються в періоді календарного року, тому доцільно саме такий період брати за базовий. Ще одним чинником вибору календарного року як базовим періодом розрахунків є встановлення регулятором тарифів та цін для суб'єктів природної монополії, як правило, на календарний рік.

Сьогодні передбачається створення на ринку електричної енергії чотирьох сегментів, на яких здійснюється купівля-продаж електричної енергії: ринок двосторонніх договорів, ринок «на добу наперед», внутрішньодобовий ринок, балансуєчий ринок. Купівля-продаж електричної енергії на цих сегментах здійснюється в різних часових рамках та на різні часові періоди. В сегменті ринку двосторонніх договорів учасники ринку вільно укладають договори за ціною, яка є домовленістю



сторін договору та без обмежень щодо періоду купівлі-продажу електричної енергії. Головною умовою є тільки реєстрація договірних погодинних обсягів купівлі-продажу електричної енергії та реєстрація сторін договору. В сегменті ринку «на добу наперед» торги здійснюються на централізованому майданчику в рамках доби, яка передує добі постачання. Завжди стороною договору на ринку «на добу наперед» є оператор ринку, який організовує ці торги та по заздалегідь встановленим правилам визначає ціну на електричну енергію в кожній годині наступної доби. Передбачається встановлений принцип граничного ціноутворення на основі балансу сукупного попиту на електричну енергію та її сукупної пропозиції. В сегменті внутрішньодобового ринку електричної енергії, який організований оператором ринку, купівля-продаж електричної енергії здійснюється безперервно після завершення торгів на ринку «на добу наперед» та впродовж доби фізичного постачання електричної енергії. Ціна на внутрішньодобовому ринку визначається за принципом ціноутворення «по заявленій (пропонованій) ціні», відповідно до правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку.

Особливу увагу в імітаційній моделі необхідно приділити визначенню цін на ринку «на добу наперед» та балансуєчому ринку. Це обумовлене тим, що в кінцевій ціні у споживача доля електричної енергії складає до 70%, з яких більшу частину займають обсяги електричної енергії, ціна на яку фактично формується у цих двох сегментах ринку.

Також в Україні передбачається запровадження внутрішньодобового ринку, але з урахуванням того, що в цьому сегменті обсяг торгів не буде перевищувати 5% сукупного обсягу відпуску електричної енергії, то в якості допущення імітаційної моделі, на перших етапах її впровадження запропоновано не здійснювати розрахунок цін на цьому сегменті ринку окремо.

Як правило, двосторонні договори мають формулу, яка складається з ціни на біржі та коефіцієнту її збільшення або зменшення. Саме цей коефіцієнт є предметом домовленості сторін двостороннього договору. Тому, в якості опції, необхідно передбачити в імітаційній моделі можливість встановлення умови відсутності ринку двосторонніх договорів, іншими словами купівля-продаж електричної енергії за двосторонніми договорами не здійснюється, а всі обсяги електричної енергії виробники виставляють на продаж на ринку «на добу наперед». Це підкріплюється європейською практикою, яка свідчить про те, що орієнтиром для рівня ціни в двосторонніх договорах є ціна на біржі елект-

ричної енергії (в Україні це ринок «на добу наперед»). Виключною умовою обов'язкового укладання двосторонніх договорів є купівля-продаж електричної енергії виробників електричної енергії за «зеленим» тарифом та виробників електричної енергії на теплоелектроцентралях (ТЕЦ). Зазначені двосторонні договори гарантованого покупця з виробниками електричної енергії на ТЕЦ та з електростанціями на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ) є обов'язковими та направлені на реалізацію зобов'язань України щодо купівлі всієї виробленої електричної енергії з ВДЕ за «зеленим» тарифом та підтримку ТЕЦ.

Зазначимо, наприклад, що Проектом Закону надаються повноваження регулятору встановлювати обмеження щодо рівня цін на ринку або щодо динаміки їх змін в часі. Модель повинна здійснювати розрахунок загального та маржинального доходу по виробниках та постачальниках електричної енергії, що дозволить оцінити адекватність перерозподілу маржинального прибутку між учасниками ринку та надасть можливість регулятору оцінити рівновіддаленість від учасників ринку прийнятих ним регуляторних рішень.

Розглянемо більш детально загальні підходи щодо визначення рівня витрат, які покриваються складовими тарифу на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління.

Визначимо витрати оператора системних послуг (ОСП) при купівлі допоміжних послуг, які можуть купуватися/надаватися для забезпечення:

1) регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України, а саме: забезпечення резервів підтримки частоти (первинне регулювання), резервів відновлення частоти (вторинне регулювання), резервів заміщення (третинне регулювання);

2) підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії в ОЕС України, а саме: послуги регулювання напруги та реактивної потужності, послуги з забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій;

3) інші допоміжні послуги для забезпечення регулювання частоти та активної потужності, підтримання балансу потужності та енергії в ОЕС України та підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії в ОЕС України.

Через невизначеність допоміжних послуг по пунктам 2) та 3), на першому етапі пропонується передбачити в імітаційній моделі тільки допоміжні послуги з регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України. В діючій моделі оптового ринку ДП «НЕК «Укренерго» не здійснює купівлю послуги з регулювання частоти та активної поту-

жності в ОЕС України, але наявність резервів в ОЕС України (гарячих та холодних) забезпечує оператор оптового ринку при складанні графіку покриття навантаження на наступну добу. Рівень необхідного резерву потужності та вид генерації, на якому його необхідно розмістити, визначає ДП «НЕК «Укренерго» для усієї доби постачання.

Українське законодавство встановлює вимогу підтримування резервів потужності [37] для різних умов функціонування ОЕС України (синхронна робота ОЕС України з енергетичною системою ENTSO-E, робота ОЕС України в ізолюваному режимі, синхронна робота ОЕС України з енергетичною системою Російської Федерації). В залежності від умов функціонування ОЕС України, рівень необхідного резерву встановлюється нормативними документами, в яких враховані вимоги щодо підтримання резервів в ENTSO-E [38]. Імітаційна модель має надавати користувачеві можливість встановлювати будь-яку з умов функціонування ОЕС України і, таким чином, змінювати рівень необхідного резерву потужності. На сьогодні важко оцінити можливі ціни на резерви потужності в Україні через відсутність ринку допоміжних послуг. Також неможливо адекватно змоделювати сценарій результату конкурентної боротьби серед виробників електричної енергії за надання послуги з підтримання резервів потужності на електричних станціях, особливо з урахуванням видів резервів – первинного, вторинного та третинного регулювання. Також є невизначеним, яка саме витратна частина стане підставою для формування ціни на той чи інший вид резерву. На першому етапі пропонується врахувати в імітаційній моделі витрати оператора системи передачі на купівлю допоміжних послуг на рівні вартості всіх умовно-постійних витрат виробників на теплоелектростанціях (ТЕС). Крім того, додатково до цих витрат можливі витрати оператора системи передачу на купівлю послуги з підтримання резерву потужності на генеруючому обладнанні гідро- (ГЕС) та гідроакумулюючих електростанціях (ГАЕС), і встановити їх на рівні пропорційному відпуску електричної енергії на всіх ГЕС та ГАЕС по відношенню до відпуску електричної енергії на всіх ТЕС. Імітаційна модель може надавати користувачеві можливість встановлювати ціну по кожному виду резерву та можливий сценарій розподілу цих резервів по ТЕС.

Тарифом на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління також передбачається покриття господарчих видатків підприємства та фонд заробітної плати (ФЗП) при виконанні цієї функції. На сьогодні ДП «НЕК «Укренерго» здійсню диспетчерське (оперативно-технологічне) управління та покриває витрати з тарифу на передачу

електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, але чітко виділити витрати ДП «НЕК «Укренерго» на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління не можливо. Пропонується, як допущення, встановити в тарифі на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління в імітаційній моделі покриття витрат на господарчі видатки підприємства та ФЗП на рівні 5% від діючого тарифу ДП «НЕК «Укренерго» на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами.

В імітаційній моделі передбачається усунення системних обмежень за рахунок примусової роботи визначених оператором системи передачі блоків ТЕС. На сьогодні системні обмеження вирішуються оператором ринку при складанні добового графіку покриття навантаження на наступну добу. ДП «НЕК «Укренерго» щоденно надає оператору оптового ринку вимоги до графіку навантаження, у яких вказує: рівень резервів в ОЕС України (без «Острова Бурштинської ТЕС (БуТЕС»)), резерви «Острова БуТЕС», режими роботи ГЕС і ГАЕС, вимоги по режиму роботи мережі (вимога до обов'язкової роботи конкретних блоків ТЕС та їх рівень завантаження або обмеження щодо рівня можливої потужності на відповідній ТЕС).

Імітаційна модель, на першому етапі, повинна передбачати лише встановлення ознаки обов'язкової роботи конкретних блоків ТЕС у відповідну добу. При цьому, користувачеві повинна надаватися можливість самостійно присвоювати цю ознаку будь-яким блокам ТЕС на свій розсуд. На балансуєчому ринку оператор системи передачі вирішує системні обмеження окремо по кожній ізольованій зоні, що викликано необхідністю збереження балансу виробітку та споживання окремо в кожній з цих зон.

Розглянемо більш детально передумови виникнення витрат у оператора системи передачі на балансуєчому ринку при усуненні системних обмежень. Оператор системи передачі, маючи перелік блоків ТЕС, які повинні бути в роботі для усунення системних обмежень, звіряє його з переліком блоків ТЕС, які повинні включитися в роботу за результатами роботи ринку «на добу наперед» та ринку двосторонніх договорів. Якщо блок ТЕС, який повинен працювати для усунення системних обмежень вже пройшов на конкурентних засадах до графіку покриття навантаження на інших сегментах ринку, то його оператор системи передачі не задіє на балансуєчому ринку для усунення системних обмежень. У випадку коли блок ТЕС, який повинен працювати для усунення системних обмежень, не пройшов на конкурентних засадах до графіку покриття навантаження на інших сегментах ринку, то

він буде акцептований за заявленою їм ціною на балансуєчому ринку оператором системи передачі, а для збереження балансу виробництва та споживання оператор системи передачі буде змушений розвантажити на балансуєчому ринку за заявленою ціною блок, який пройшов на конкурентних засадах до графіку покриття навантаження на інших сегментах ринку. Таким чином, сплачуючи за завантаження блоку ТЕС на балансуєчому ринку за ціною вище, ніж на ринку «на добу наперед» або ринку двосторонніх договорів, оператор отримує кошти за розвантаження від блоку ТЕС, який апіорі буде готовий заплатити по ціні меншій, ніж заплатив оператор системи передачі блоку ТЕС на завантаження. Різниця між коштами, які оператор системи передачі витратив на примусове завантаження блоків ТЕС та коштами, які оператор системи передачі отримав від розвантаження блоків ТЕС, є його витратною частиною на балансуєчому ринку. Звісно, що необхідність вирішення системних обмежень не викликана учасниками ринку електричної енергії, а залежить від стану електричних мереж та технологічного оснащення електростанцій, та є проблемою державного рівня (стійкість та надійність функціонування ОЕС України є важливими для всіх споживачів). Це обумовлює необхідність врахування таких витрат в ціні на електричну енергію споживача через тариф оператора системи передачі на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління.

Зазначимо, що законом встановлено, що функцію адміністратора комерційного обліку та адміністратора розрахунків виконує оператор системи передачі. Витрати, понесенні оператором системи передачі від здійснення такої функції, включаються до тарифу на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління. На сьогодні важко визначити рівень таких витрат, тому пропонується на першому етапі не враховувати ці витрати в розрахунках імітаційної моделі, а передбачити можливість встановлення рівня таких витрат користувачем моделі.

Оператор системи передачі, при здійсненні діяльності з передачі електричної енергії, купує електричну енергію з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами. При цьому, проект закону надає повноваження центральному органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі – затвердження нормативних характеристик технологічних витрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами. Регулятор включатиме до тарифу на послуги з передачі електричної енергії джерело коштів для купівлі електричної енергії в обсягах, які визначатимуться на підставі нормативних характеристик технологічних витрат.

Купівля оператором системи передачі електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами здійснюється за цінами ринку «на добу наперед». Імітаційна модель має надавати користувачеві можливість обирати, в якому саме обсязі покриватимуться витрати оператора системи передачі на купівлю електричної енергії для компенсації витрат в мережах – в обсягах нормованих або фактичних технологічних витрат в мережах.

Витрати оператора системи передачі на балансуємому ринку через купівлю-продаж небалансів електричної енергії від витрат в магістральних та міждержавних мережах пов'язані з його зобов'язанням купувати/продавати небаланси електричної енергії за цінами, визначеними за правилами ринку, у разі невиконання ним добових графіків електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами. Імітаційна модель має враховувати цю вимогу. При цьому, в рамках імітаційної моделі пропонується розраховувати добові графіки електричної енергії виходячи з фактичних погодинних обсягів витрат в магістральних та міждержавних мережах пропорційно до співвідношення планового і фактичного обсягів купівлі-продажу всіма учасниками оптового ринку електричної енергії України.

Купівля-продаж небалансів електричної енергії від витрат в магістральних та міждержавних мережах оператором системи передачі здійснюється за цінами, які склалися на балансуємому ринку.

Тарифом на послуги з передачі електричної енергії передбачається покриття господарчих видатків підприємства та ФЗП при виконанні цієї функції. На сьогодні ДП «НЕК «Укренерго» здійснює передачу електричної енергії магістральними та міждержавними мережами та покриває всі витрати з тарифу на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, а також включає в себе інвестиційну програму та кредитні кошти. Пропонується залишити тариф на послуги з передачі електричної енергії на рівні тарифу на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами. Цей тариф також включає плату за централізоване диспетчерське управління об'єднаною енергосистемою України, яку необхідно виділити. Від цього тарифу пропонується відняти 5%, які мігрують до тарифу оператора системи передачі на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління. Тариф на послуги з передачі електричної енергії, зокрема, включає окремою складовою витрати оператора системи передачі, що здійснюються ним у разі покладення на

нього спеціальних обов'язків для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії. При цьому, для забезпечення покриття економічно-обґрунтованих витрат гарантованого покупця на виконання спеціальних обов'язків із закупівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом, Кабінет Міністрів України покладає на оператора системи передачі спеціальний обов'язок щодо сплати гарантованому покупцю компенсаційного платежу. Таким чином, імітаційна модель повинна враховувати цей компенсаційний платіж при формуванні тарифу на послуги з передачі електричної енергії оператора системи передачі.

На рисунку 1.11 представлена принципова схема руху електричної енергії та коштів в рахунок компенсаційного платежу гарантованому покупцю. Гарантований покупець (рис.1.11) електричної енергії (☺) купує у виробників електричної енергії з відновлювальних джерел (♻️) всю відпущену електричну енергію за «зеленим» тарифом та продає її на ринок «на добу наперед» (РДН) (⬆️). На внутрішньодобовому ринку (ВДР) та балансуючому ринку (БР) (⬆️) гарантований покупець здійснює купівлю або продаж коригуючих обсягів та небалансів електричної енергії. За результатами купівлі-продажу електричної енергії у гарантованого покупця виникають витрати, які покриваються компенсаційним платежем з боку оператора системи передачі (⚡️).

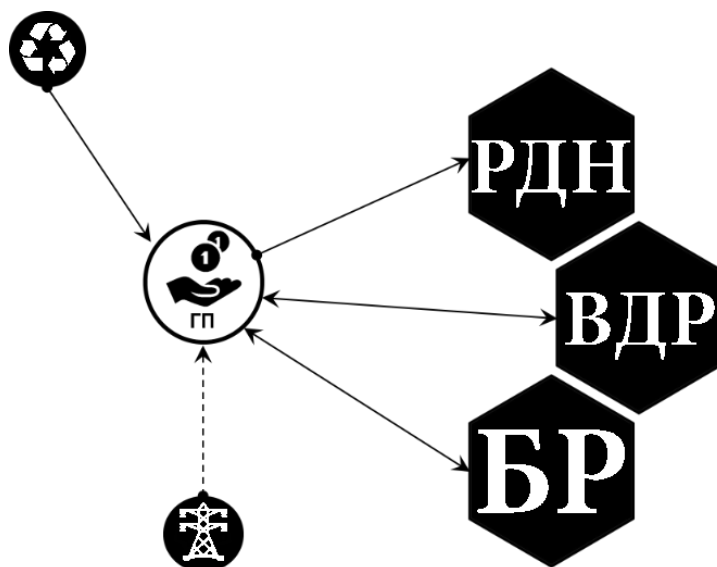


Рис. 1.11. Принципова схема руху електричної енергії та коштів в рахунок компенсаційного платежу гарантованому покупцю

Оператор системи передачі та оператори систем розподілу мають зареєструватись у адміністратора комерційного обліку як постачальники послуг комерційного обліку електричної енергії або залучити для виконання цих функцій інших постачальників цих послуг, та не мають права відмовити учасникам ринку, електроустановки яких приєднані до їхніх мереж, у наданні послуг комерційного обліку електричної енергії. Наразі важко оцінити рівень таких витрат, тому на першому етапі пропонується не враховувати їх у розрахунках в імітаційній моделі, а лише надати можливість користувачеві самостійно встановлювати для розрахунків рівень таких витрат.

Також розглянемо загальні підходи щодо визначення рівня витрат, які покриваються складовими тарифу на послуги з розподілу електричної енергії.

Оператор системи розподілу, при здійсненні діяльності з розподілу електричної енергії, купує електричну енергію з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними розподільчими мережами. Регулятор включатиме до тарифу на послуги з розподілу електричної енергії джерело коштів для купівлі електричної енергії в обсягах, які визначатимуться на підставі нормативних характеристик технологічних витрат.

При розрахунках тарифів операторів систем розподілу імітаційна модель має забезпечувати можливість врахування складових, що відображають обсяг коштів, які необхідні для купівлі електричної енергії з метою компенсації нормованих технологічних витрат в розподільчих мережах.

Тому розглянемо витрати оператора системи розподілу на балансуємому ринку через купівлю-продаж небалансів електричної енергії від витрат в розподільчих мережах.

Оператор системи розподілу зобов'язаний купувати/продавати небаланси електричної енергії за цінами, визначеними за правилами ринку, у разі невиконання ним добових графіків електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними розподільчими мережами. Імітаційна модель повинна враховувати цю вимогу. При цьому, в рамках імітаційної моделі пропонується розраховувати добові графіки електричної енергії на компенсацію витрат, виходячи з фактичних погодинних обсягів витрат в розподільчих мережах пропорційно до планового співвідношення фактичного обсягу купівлі-продажу всіма учасниками оптового ринку електричної енергії України.



Купівля-продаж операторами системи розподілу небалансів електричної енергії від втрат в розподільчих мережах здійснюється за цінами, які склалися на балансуєчому ринку. Тут маються на увазі витрати оператора системи розподілу на покриття господарчих видатків та ФЗП підприємства при виконанні цієї функції.

Тарифом на послуги з розподілу електричної енергії передбачається покриття господарчих видатків підприємства та ФЗП при виконанні цієї функції. На сьогодні обленерго здійснює передачу електричної енергії місцевими розподільчими мережами та покривають всі витрати з тарифу на передачу електричної енергії розподільчими мережами, а також включає в себе інвестиційну програму. Пропонується в імітаційній моделі залишити в тарифах з надання послуг з розподілу кошти, які необхідні для покриття господарчих видатків та ФЗП підприємства при виконанні цієї функції, на рівні діючих тарифів з передачі електричної енергії місцевими розподільчими мережами. Керуючись європейською практикою регулятор впровадить стимулююче тарифоутворення на послугу з розподілу електричної енергії. Але на сьогодні важко представити рівні стимулюючих тарифів у операторів системи розподілу, тому пропонується передбачити в імітаційній моделі можливість встановлення користувачем стимулюючих тарифів по кожному з операторів розподілу електричної енергії.

Розглянемо детальніше витрати електропостачальника на господарчі видатки та ФЗП підприємства у разі виконанні цієї функції.

На сьогодні в Україні чинним законодавством не встановлюються принципи формування доходу постачальників електричної енергії, а навпаки надається повна свобода в ціноутворенні при укладанні договорів на постачання електричної енергії споживачами. Тому наразі важко оцінити рівень доходу постачальників, але в імітаційній моделі пропонується встановити вартість послуги з постачання на рівні діючих тарифів на поставку у обленерго, з прив'язкою до групи споживачів та регіону поставки. Формування діючих тарифів на поставку здійснюється за методом «витрати +», а в лібералізованому ринку очікується зниження ціни послуги на фоні жорсткої конкуренції серед постачальників.

Щодо витрат електропостачальника при наданні послуги постачальника «останньої надії», то передбачається, що на ринку буде доступна функція постачальника «останньої надії». Постачальник «останньої надії» – це електропостачальник, визначений за результатами конкурсу або призначений регулятором, який за обставин, визначених законом,

не має права відмовити споживачу в укладенні договору постачання електричної енергії на обмежений період часу.

Розглянемо цю функцію більш детально. Постачальник «останньої надії» має надавати послуги з постачання у таких випадках:

- банкрутства, ліквідації попереднього електропостачальника;
- завершення строку дії ліцензії, зупинення або анулювання ліцензії з постачання електричної енергії споживачам попереднього електропостачальника;
- невиконання попереднім електропостачальником ліцензійних умов з постачання електричної енергії споживачам;
- необрання споживачем електропостачальника, зокрема і після розірвання договору з попереднім електропостачальником;
- у інших випадках, передбачених правилами постачання електричної енергії споживачам.

Як видно з переліку випадків, у яких ця функція надається, стає зрозумілим, що вона є «аварійним варіантом», та не може бути задіяна на постійній основі. Ціна надання послуги постачальника «останньої надії» визначається за конкурсом і її рівень важко передбачити. Пропонується в імітаційній моделі не враховувати послуги постачальника «останньої надії», а лише передбачити можливість її встановлення користувачем.

Також передбачається, що на ринку буде доступна функція постачальника універсальної послуги, яку виконує електропостачальник, визначений за результатами конкурсу або призначений Кабінетом Міністрів України. По суті, це постачальник на певній території, що закріплена за ним. Цю функцію наразі виконують облenergo. В новій моделі, на вимогу «третього енергопакету», оператору системи розподілу забороняється здійснювати інші види господарської діяльності, непов'язані з розподілом. Тому, пропонується в імітаційній моделі прийняти допущення, що вся електрична енергія надається постачальником універсальних послуг за ціною, яка була запропонована для електропостачальників.

Таким чином, наведені загальні підходи до побудови механізмів ціноутворення у кінцевій моделі лібералізованого ринку електричної енергії України дозволяють побудувати на їх основі імітаційну модель нової лібералізованої моделі ринку електричної енергії України, що дозволяє забезпечити адекватне відтворювання процесів погодинного ринкового формування обсягів та цін купівлі-продажу електричної енергії та послуг з її постачання, розподілу та передачі.

### **1.3. Шляхи підвищення точності результатів короткострокового прогнозування електричного навантаження енергопостачальних компаній**

Відомо, що для розв'язання більшості технологічних задач автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) необхідна інформація про електричне навантаження (ЕН) з певним упередженням. При цьому виділяють чотири види прогнозування навантаження залежно від інтервалу упередження і типу технологічних задач, що розв'язуються при цьому: оперативне, короткострокове, середньострокове і довгострокове. Для планування режимів електроенергетичних систем (ЕЕС) найчастіше вирішується задача короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження (СЕН).

Посилення вимог щодо точності короткострокового прогнозування електричного навантаження (КПЕН) енергопостачальних компаній (ЕК) вимагає запланованого впровадження в Україні перспективної моделі ринку електроенергії. А саме – ринку двосторонніх договорів, «на добу наперед» та балансуючого ринку електричної енергії. В нових умовах короткостроковий, із регламентованою точністю, прогноз графіків електричного навантаження (ГЕН) енергопостачальних компаній буде вихідною інформацією для формування заявок щодо об'єму необхідної електроенергії при укладанні договорів між суб'єктами енергоринку – енергогенеруючими, енергопостачальними компаніями, кваліфікованими споживачами електричної енергії. Потреба в ефективних засобах прогнозування додатково зростає у зв'язку з розширенням кількості суб'єктів, які повинні виконувати короткостроковий прогноз ГЕН. Це не лише всі енергопостачальні компанії, а також і потужні енергоємні підприємства (кваліфіковані електроспоживачі), ДП «Енергоринок», НЕК «Укренерго». Прогноз своєї генерації із регламентованою точністю також мають надавати електростанції, що використовують відновлювальні джерела енергії і працюють за «зеленим» тарифом.

Найчастіше під КПЕН розуміють прогнозування погодинних (півгодинних) значень сумарного електричного навантаження певної енергосистеми з горизонтом упередження від 24 до 168 год. Інколи при прогнозуванні навантаження в державні вихідні та перенесені вихідні дні горизонт прогнозування може збільшуватись.

Розглянемо кожну частину даного визначення більш детально.

Прогноз – це обґрунтована ймовірнісна оцінка стану об'єкту або значення величини, що характеризує об'єкт або процес, через певний

проміжок часу. В свою чергу, прогнозування – це процес отримання таких оцінок. Загалом, сумарне електричне навантаження, це алгебраїчна сума потужності генерації та міжсистемних перетоків:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{ген}} + P_{\text{МП}},$$

де  $P_{\text{ген}}$  – сумарна потужність генерації, [МВт];  $P_{\text{МП}}$  – потужність міжсистемних перетоків, [МВт].

Таким чином, СЕН включає все навантаження споживачів та втрати в енергосистемі. В залежності від мети прогнозу, до потужності генерації можуть бути включені або не включені власні потреби електричних станцій.

Під погодинними значеннями будемо розуміти (як це прийнято в НЕК «Укренерго») середню потужність за годину, яка за абсолютним значенням дорівнює спожитій за годину електричній енергії, але вимірюється в одиницях потужності і позначається символом  $P$ :

$$P_t = W(t) / t,$$

де  $W(t)$  – енергія спожита за час  $t$ , [МВт·год];  $t$  – тривалість інтервалу вимірювання (дискретність), [год]. В даному випадку  $t=1$  год.

Особливими випадками є прогнозування навантаження системи в певний час доби. Найчастіше виникає необхідність в оцінці добового максимуму навантаження та години максимуму. Крім того, до групи КПЕН можна віднести прогнозування сумарного добового споживання електричної енергії в межах тижня. Будь-який з вказаних прогнозів можна отримати з базового прогнозу погодинних значень, але інколи врахування особливостей прогнозованої величини може підвищити якість прогнозів.

Якість короткострокових прогнозів оцінюється за параметрами точності, стабільності та обґрунтованості отриманих результатів [39].

Основою для оцінки вказаних характеристик є розрахунок абсолютних та відносних похибок:

$$\Delta_i = P_i - P_i^p;$$

$$\delta_i = \frac{\Delta_i}{P_i} \cdot 100,$$

де  $\Delta_i$  – абсолютна похибка (відхилення) прогнозування, [МВт];  $\delta_i$  – відносна похибка (відхилення) прогнозування, %;  $P_i$  – фактичне значення СЕН в  $i$ -ту годину, [МВт];  $P_i^p$  – прогнозне значення СЕН в  $i$ -ту годину, [МВт];  $i$  – номер години в тестовій вибірці.

Під точністю розуміють середнє відхилення прогнозних значень від фактичних і на практиці найчастіше оцінюють за показником середньої абсолютної похибки у відсотках (mean absolute percentage error – MAPE):

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\delta_i|,$$

де  $n$  – загальна кількість годин в тестовій вибірці, на якій оцінюється точність.

Тестова вибірка може складатись як з послідовних значень СЕН, так і випадково вибраних з усього масиву наявної інформації.

Стабільність результатів може бути охарактеризована декількома способами. Найбільш загальним є побудова емпіричної функції розподілу похибки та її визначення. На практиці ж частіше використовують наступні показники:

- максимальна похибка (MAX)?
- математичне очікування похибки (E):

$$E = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Delta_i,$$

- середньоквадратичне відхилення похибки ( $STDe$ ) як у іменованих одиницях, так і у відсотках:

$$STDe = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\Delta_i - E)^2}.$$

Обґрунтованість прогнозу оцінюється відношенням кількості пояснених екстремальних похибок до їх загальної кількості. Під екстремальними мають на увазі похибки, які виходять за довірчий інтервал або не відповідають регламентованій точності прогнозу. Враховуючи те, що при такій оцінці обґрунтованості експерт повинен аналізувати кожний випадок окремо, на практиці цей показник не розраховується.

Процес прогнозування можна розділити на два етапи. Перший – це побудова математичної моделі залежності прогнозної величини від певних факторів. Другий етап – це отримання прогнозів на основі розробленої моделі.

Загалом математичну модель можна представити у вигляді:

$$P = f(x, \theta),$$

де  $P$  – прогнозна величина, в даному випадку СЕН;  $x$ – вектор факторів, що впливають на прогнозне значення СЕН;  $f(\bullet)$ – функціональна

модель залежності між факторами та величиною, що прогнозується;  $\theta$  – вектор параметрів моделі.

Серед факторів, які впливають на СЕН, слід виділити наступні групи:

- календарні (година доби, день тижня, місяць року, сезон, тощо);
- метеорологічні (температура навколишнього середовища, швидкість та напрям вітру, вологість, хмарність, наявність і тип опадів або природного явища);
- технологічні (навантаження енергоємних підприємств, інформація про споживачів-регуляторів, технологічні витрати енергії);
- астрономічні (час сходу та заходу сонця);
- економічні (ефект від диференційованого тарифу, вартість електричної енергії на оптовому та роздрібному ринках, тощо).

В залежності від того, який вигляд приймає модель та які припущення використовуються при її побудові, всі підходи до прогнозування можна розділити на інтуїтивні (спрощені) та формалізовані (аналітично-розрахункові [40]).

При інтуїтивному підході в якості моделі об'єкту виступає уявлення експерта про залежність прогнозованої величини від певних явищ та процесів. Моделі формуються на основі досвіду експерта, його знань про об'єкт прогнозування і тому носять суб'єктивний характер. Такі моделі більше ґрунтуються на якісній, ніж на кількісній інформації. Зазвичай подібні прогнози проводяться вручну без застосування складного математичного апарату. Даний підхід може виявитись ефективним у випадку, коли відсутні кількісні дані про фактори впливу або сама залежність СЕН від них носять епізодичний характер.

Натомість при формалізованому підході моделлю об'єкту є чітка математична абстракція, яка може бути представлена у вигляді відповідних формул. Процес розробки математичної моделі починається з накопичення даних про прогнозовану величину та фактори, які на неї впливають. На основі аналізу даних висуваються припущення про форму залежності між прогнозованою величиною та факторами (ідентифікація структури моделі). Вони повинні бути підтверджені або спростовані з застосуванням наукового методу. Далі, використовуючи відповідний математичний апарат, оцінюються параметри моделі, які кількісно відображають взаємозв'язок між прогнозованою величиною та факторами. Зазвичай, побудова та використання таких моделей потребує значних обчислювальних ресурсів та проводиться на базі сучасних ЕОМ.

Класифікація за подібним критерієм носить досить умовний характер, оскільки навіть найпростіша «наївна» модель може бути математично формалізована. Наприклад:

$$P_i = P_{i-24},$$

де  $P_i$  – прогнозне значення в  $i$ -ту годину доби в майбутньому;  $P_{i-24}$  – фактичне значення навантаження за 24 години до прогнозного часу.

Це означає, що в якості прогнозу приймається значення навантаження в ту ж саму годину попередньої доби. Очевидно, що на основі такої оцінки неможливо ефективно вирішувати задачі, які стоять перед різними службами ОЕС України та учасниками ринку електроенергії.

В свою чергу, при побудові моделей в рамках формалізованого підходу досить часто виникають певні евристики, які досить важко теоретично обґрунтувати. Наприклад, при побудові штучних нейронних мереж невіршеним (з точки зору теорії) залишається питання вибору кількості прихованих шарів та прихованих нейронів. Найчастіше експерт при побудові моделей і прогнозуванні поєднує обидва підходи.

За наявності кількісної інформації та науково обґрунтованих припущень про форму зв'язку між факторами та сумарним електричним навантаженням доцільно використовувати формалізований підхід.

Аналізуючи формулу ( $P = f(x, \theta)$ ) можна зробити висновок, що є три можливих джерела похибок не залежно від обраного підходу:

1) Припущення про вигляд функціонального зв'язку  $f(\bullet)$  можуть бути не точними або навіть помилковими.

2) Навіть якщо визначена форма функціональної залежності адекватна, то оцінити параметри моделі  $\theta$  з абсолютною точністю неможливо.

3) На прогнозоване значення СЕН можуть впливати фактори, які поки що не відомі або які на практиці важко врахувати. Тобто, вектор вхідних даних  $x$  може виявитись не повним. Крім того, значення, які входять до  $x$ , можуть бути спотвореними внаслідок похибки вимірювання або людського фактору.

Саме на компенсації вказаних недоліків і ґрунтуються всі стратегії підвищення точності та стабільності результатів короткострокового прогнозування електричного навантаження енергопостачальної компанії. Зокрема:

1) Більш детальне дослідження характеру впливу факторів на СЕН та удосконалення відповідної функціональної залежності. Наприклад, залежність між навантаженням та температурою насправді носить до-

силь складний нелінійний характер, що необхідно враховувати при побудові математичної моделі.

2) Використання більш досконалого математичного апарату для оцінки параметрів моделі. Оцінка параметрів нелінійної функції багатьох змінних сама по собі є складною задачею з точки зору чисельних методів оптимізації.

3) Використання додаткової інформації про фактори, що впливають на СЕН. Наприклад, встановлення станцій вимірювання освітленості або врахування температури води в теплових мережах містах. Інколи це може потребувати значних капіталовкладень.

4) Усунення аномальних значень за допомогою додаткових технічних заходів та на основі методів математичної статистики.

В даному розділі розглядаються конкретні методи та наводяться рекомендації щодо підвищення точності КПЕН на основі досліджень проведених в Інституті електродинаміки НАН України. Для більш поглибленого вивчення теми прогнозування пропонуємо ознайомитись з роботами наступних всесвітньо відомих фахівців: Bunn D., Farmer E. D. Galiana F., Gupta P., Hippert H., Taylor J.W., Weron R., Hong T., Soliman A.S. Серед авторів, представлених на пострадянському просторі, слід відзначити наступних: Гурський С.К., Надтока І.І., Макоклюєв Б.І., Шумілова Г.П., в тому числі вітчизняних науковців: Черненко П.О., Данилюк О.В., Бодяньський Э.В., Попов С.В [41-50].

В роботах Інституту електродинаміки НАН України [51-53] показано, що багаторівневий, багатофакторний підхід до вирішення задач прогнозування СЕН підвищує точність та надійність результатів (у порівнянні із однорівневим, одно-факторним) та має перспективи для подальшого покращення цих характеристик. Запропоновано нелінійну багатофакторну математичну модель сумарного електричного навантаження енергопостачальної компанії, що включає наступні регулярні складові:

$$P_{i,j} = P_{i,j}^{баз} + P_{i,j}^{техн} + P_{i,j}^{метео} + P_{i,j}^{астр} + P_{i,j}^{тмж} + P_{i,j}^{зал}, \quad (1.1)$$

де  $P_{i,j}$  – фактичне СЕН енергосистеми  $j$ -ї години ( $j=1..24$ )  $i$ -го дня ( $i=1..N$  – загальна кількість днів передісторії);  $P_{i,j}^{баз}$  – базова компонента СЕН енергосистеми, не залежна від різких змін метеорологічних факторів;  $P_{i,j}^{техн}$  – технологічна складова СЕН, що характеризує навантаження енергоємних підприємств;  $P_{i,j}^{метео}$  – метеорологічна компонента, що описує вплив температури навколишнього середовища та хмарності на електричне навантаження енергосистеми;  $P_{i,j}^{астр}$  – астроно-



мічна складова навантаження, що визначає вплив на СЕН рівня природної освітленості;  $P_{i,j}^{тех}$  – календарна компонента СЕН енергосистеми, що враховує особливості режимів електроспоживання в робочі, вихідні, святкові та нерегулярні дні;  $P_{i,j}^{зан}$  – залишкова компонента СЕН  $j$ -ї години  $i$ -го дня.

Для моделювання та прогнозування окремих компонент математичної моделі (1.1) використовуються методи статистичної обробки нестационарних часових рядів, регресійний та кореляційний аналізи, методи оптимізації, штучні нейронні мережі. При цьому використовується наступна інформація про фактори, що впливають на СЕН:

1) Технологічні дані:

- добові графіки енергопостачальної компанії з дискретністю 1 год за багаторічний період;

- добові графіки енергоємних підприємств з дискретністю 1 год, електропостачання яких здійснює ЕК.

2) Метеорологічні дані:

- погодинні та середньодобові значення температури повітря у обласному центрі за аналогічний період;

- погодинні та середньодобові значення хмарності в балах за 10-ти бальною шкалою;

- прогноз температури повітря й хмарності по обласному центрі України.

3) Астрономічні дані:

- щодобовий час сходу та заходу сонця по обласному центрі на річному інтервалі.

На рис. 1.12 наведено блок-схему алгоритму виділення, моделювання окремих складових математичної моделі СЕН та прогнозування електричного навантаження в цілому по енергосистемі із використанням методів параметричного аналізу нестационарних часових рядів.

Відповідно до наведеного рисунку, запропонована методика прогнозування передбачає три етапи обробки даних, що передують виділенню таких ключових складових як базова, тижнева та метеорологічна. На першому етапі проводиться ідентифікація та коригування аномальних значень вихідної вибірки СЕН енергосистеми та енергоємних підприємств.

На другому етапі передбачається розділення СЕН енергосистеми на умовно комунально-побутову (КПС),  $P_{i,j}^{кпс}$  та технологічну  $P_{i,j}^{тех}$  складові. При цьому:

$$P_{i,j}^{техн} = \sum_{m=1}^M P_{ЕП,i,j}^m; P_{i,j}^{кнс} = P'_{i,j} - P_{i,j}^{техн}, \quad (1.2)$$

де  $P_{ЕП,i,j}^m$  – електричне навантаження  $m$ -го підприємства о  $j$ -й годині  $i$ -го дня,  $M$  – загальна кількість енергоємних підприємств в енергосистемі,  $P'_{i,j}$  – достовіризовані значення СЕН ЕЕС.

Третій етап передбачає виділення із  $P_{i,j}^{кнс}$  та окреме моделювання астрономічної складової електричного навантаження енергосистеми, що характеризує залежність навантаження від рівня природної освітленості.

Розглянемо детальніше наведені етапи попередньої обробки даних, методику виділення, моделювання та прогнозування складових математичної моделі (1.1).

**Достовіризація вихідної інформації для короткострокового прогнозування електричного навантаження енергопостачальної компанії.** Проведений попередній аналіз графіків електричного навантаження енергоємних підприємств (ЕП) та енергопостачальної компанії показав наявність в них аномальних значень у вигляді одиночних та групових викидів різних типів, що поділяються за причинами виникнення. До першої групи відносяться аномальні дані, поява яких обумовлена збоями в пристроях телемеханіки і каналах зв'язку, а також помилками при телевимірюванні окремих складових сумарного навантаження, чи впливом людського фактору під час збору і обробки інформації. Оскільки інформація про електричне навантаження ЕП та ЕК отримується із використанням незалежних технічних засобів вимірювального тракту та засобів обробки інформації, то аномальні значення навантаження ЕП цієї групи не впливають у явному вигляді на значення електричного навантаження енергопостачальної компанії, що живить вказане підприємство. Аномальні значення другої групи характеризуються реальною зміною навантаження, внаслідок аварійного відключення споживачів, суттєвої зміни режиму роботи енергоємних підприємств, інших екстремальних не прогнозованих чинників. Поява цих викидів навантаження ЕП відобразиться на ГЕН енергосистеми.

Тривалість викидів може бути в межах однієї години (на погодинному графіку навантаження кожен такий викид відображається однією точкою і може бути названий «трикутним»; за причиною виникнення такі викиди відносяться переважно до першої групи). Якщо викид триває більше двох годин, то на погодинному графіку він відображається

групою точок (груповий викид). Такий викид можна назвати «трапецієподібним» [56].

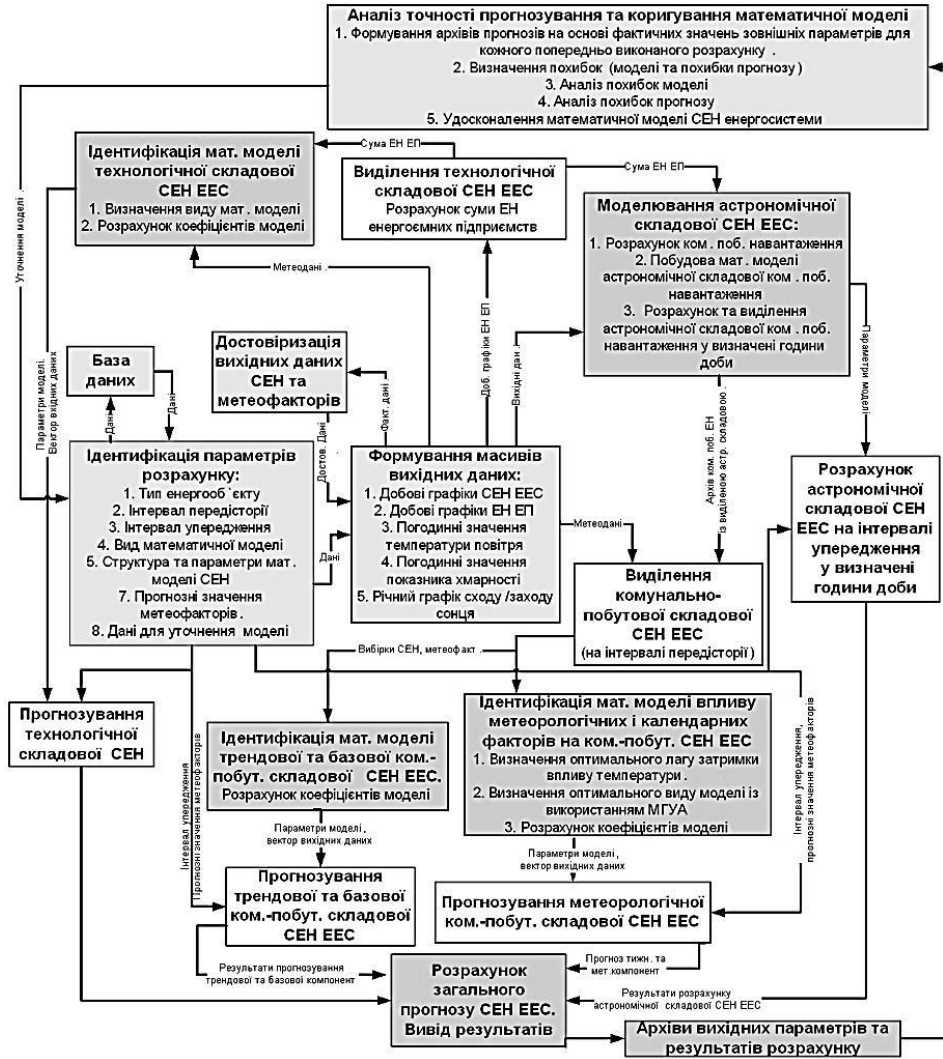


Рис. 1.12. Блок-схема короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження енергопостачальної компанії

Наявність у вибірці вихідної інформації аномальних даних призводить до викривлення математичної моделі впливу на електричне навантаження зовнішніх факторів. Не зважаючи на те, що викиди другої групи викликані реальною зміною споживання потужності енергооб'єктами, вони є не прогнозованими і не можуть бути враховані в ма-

тематичних моделях електричного навантаження. Таким чином, достовірність електричного навантаження енергоємних підприємств та енергопостачальної компанії незалежно від типу викидів сприятиме підвищенню однорідності вибірки даних, і, як наслідок, – точності та стабільності результатів прогнозування.

Також при прогнозуванні електричного навантаження виникає ефект мультиплікативності похибки. Він полягає в тому, що значення електричного навантаження в попередні години використовується як вихідний параметр для прогнозування декількох значень в майбутньому. І наявність одиночного аномального викиду може призводити до підвищення похибок відразу декількох прогнозних значень. Отже, необхідно проводити достовірність вихідної інформації по мірі її надходження.

Процедуру достовірності доцільніше проводити по годинних перерізах значень цих графіків, які є нестационарними випадковими часовими рядами. При виділенні з цих часових рядів низькочастотної (трендової) складової, відхилення реальних значень від трендових можна розглядати як вибірку випадкових величин, після чого здійснити коректну процедуру виключення аномальних значень. Виділення трендової складової доцільно здійснювати за допомогою різних методів апроксимації. Найбільш простим з них є метод поліноміальної регресії. До ефективніших результатів призводить метод інтервально-поліноміальної апроксимації (ІПА) [55].

Безпосередньо достовірність проводиться по вибірці випадкових величин відхилень реального процесу від розрахованої трендової складової. Визначається тип закону розподілу даних (гаусівський, унімодалний або довільний). Для ідентифікації аномальних значень використовується критерій на основі нерівності Чебишева [54, 56] залежно від типу закону розподілу. У разі викривлення форми ГЕН енергооб'єктів запропоновано проводити коригування частково відновлених добових графіків електричного навантаження енергооб'єктів за алгоритмом, що передбачає заміну такого графіка на максимально наближений до нього. Фактичні та достовіризовані дані зберігаються в базі даних.

Алгоритм достовірності явних викидів передбачає виконання наступних кроків [55]:

1. Для кожної години доби  $j=1 \dots 24$  формуються окремі вибірки ЕН по всім  $N$  дням передісторії.
2. Для усунення трендової і сезонної компонент ЕН ЕП окремо проводиться апроксимація по кожному  $j=1 \dots 24$  масиву значень електричного навантаження енергоємних підприємств із використанням ме-

тоду ША. При цьому використовуються невелика кількість інтервалів та поліноми невисокої степені (3-4 інтервали до 3-ї степені на річному часовому проміжку даних навантаження). Застосування зазначених поліномів дозволяє послідовно підібрати апроксимаційну криву, яка з одного боку забезпечувала б достатню якість апроксимації, а з іншого – не була чутливою до тривалих групових викидів. Використання на даному етапі точніших моделей тренду часового ряду навантаження недоцільне у зв'язку із можливим спотворенням отриманих кривих через вірогідну присутність великих та/або протяжних викидів. В результаті формуються 24 масиви апроксимованих даних  $\bar{P}_i^j$  та масиви відхилень фактичних значень ЕНЕП від апроксимованих:  $\Delta P_i^j = P_i^j - \bar{P}_i^j; \forall j = 1 \dots 24; i = 1 \dots N$ .

3. Для кожного масиву відхилень ( $\forall j = 1 \dots 24$ ) розраховуються статистичні характеристики вибірки: матсподівання  $M(\Delta P^j)$  та стандартне відхилення  $\delta(\Delta P^j)$ .

4. Проводиться перевірка кожного з 24 масивів відхилень ( $\Delta P^j$ ) на відповідність нормальному закону розподілу згідно критерію узгодженості Пірсона з довірчою ймовірністю  $P=0,95$ . Якщо гіпотеза про нормальність закону розподілу не виконується, то перевіряється, чи є закон розподілу унімодальним. Якщо результат і цього разу негативний, то приймається, що закон розподілу є довільним.

5. Ідентифікація аномальності проводиться для значень окремо кожного масиву відхилень за допомогою нерівності Чебишева:

$$|\Delta P_i^j - M(\Delta P^j)| \leq k \cdot \delta(\Delta P^j), \quad (1.3)$$

де  $k$  – коефіцієнт, що залежить від виду розподілу вибірки [54]:

$$k = \begin{cases} 1,96, & \text{якщо закон розподілу вибірки нормальний} \\ 2,82, & \text{якщо закон розподілу вибірки унімодальний;} \\ 4,24, & \text{якщо закон розподілу вибірки довільний.} \end{cases}$$

Якщо нерівність виконується, то дане значення ( $\Delta P_i^j$ ) не аномальне. Якщо не виконується, то номер і значення даного аномального викиду  $P_{аном\_i}^j$  запам'ятовується і виключається з масиву відхилень. Після перевірки всіх 24 вибірок по  $N$  елементів у кожній, процедура повторюється починаючи з п.3. даного алгоритму. У разі ідентифікації всіх

аномальних значень виконання алгоритму продовжується з наступного пункту.

6. Проводиться ідентифікація викиду за його тривалістю. Якщо для  $P_{anom\_i}^j$  сусідні значення  $P_{i-1}^j, P_{i+1}^j$  не є аномальними, то такий викид вважається одиночним, в протилежному випадку  $P_{anom\_i}^j$  вважається елементом групового викиду.

7. Відновлення аномальних значень ЕН ЕП проводиться за наступними формулами:

$$P_{norm\_i}^j = \begin{cases} \bar{P}_i^j, & \text{якщо викид одиночний;} \\ \bar{P}_i^j + P_{anom\_i}^j - \frac{\sum_{k=0}^{k < M} P_{anom\_p+k}^j}{M}, & \text{якщо викид груповий,} \end{cases} \quad (1.4)$$

де  $p$  – номер першого елемента в груповому викиді,  $M$  – об'єм даного групового викиду.

Такий спосіб коригування групових викидів дозволяє враховувати вплив на відновлені дані інших зовнішніх факторів. Відновлені значення електричного навантаження підставляються у загальну вибірку.

8. Описана в п. 1-7 процедура достовіризації дозволяє виявити і відновити найбільш суттєві одиночні та групові викиди електричного навантаження. Після їх усунення для виявлення неявних викидів необхідно підвищити якість апроксимації, збільшивши кількість інтервалів і степінь полінома в ША та ітераційно повторити п. 2-7 процедури достовіризації. Ітерації продовжуються поки всі значення не задовольнять нерівність Чебишева. Такий ітераційний підхід потрібен для достовіризації неявних викидів, що можуть бути виявлені внаслідок звуження довірчого інтервалу  $\pm k \cdot \delta(\Delta P^j)$  через зниження як стандартного відхилення  $\delta(\Delta P^j)$  нового ряду (внаслідок як усунення викидів на попередньому етапі, так і точнішої апроксимації), так і зміни закону розподілу вибірки відхилень.

Використання такої двокрокової процедури достовіризації дозволяє:

- провести ідентифікацію явних трикутних та трапецієподібних викидів із використанням швидкої ітераційної процедури,
- врахувати вплив тренду та сезонних коливань ЕН і провести уточнену достовіризацію електричного навантаження,

- зберегти вплив інших зовнішніх факторів (наприклад – температури повітря) на відновлені електричні навантаження при груповому викиді.

Достовіризація значень в кожному часовому зрізі окремо дозволяє усунути вплив добової періодичності навантаження та знизити дисперсію вибірки даних, проте у випадку неявно вираженого або плавного групового викиду на добовому графіку електричних навантажень може виникнути ситуація, коли частина викидів буде ідентифікована та відновлена, а частина залишиться не ідентифікованою. Це призведе до спотворення відновленого добового графіку електричних навантажень.

Для компенсації вказаного ефекту запропоновано алгоритм коригування частково відновлених добових графіків електричного навантаження енергооб'єктів, що передбачає заміну такого графіку на максимально наближений до нього. Алгоритм складається із наступних етапів:

1. Добові графіки електричного навантаження поділяються на три групи за кількістю відновлених погодинних значень. До першої групи  $V_1$  належать добові графіки без аномалій та з кількістю відновлених аномалій  $N=1\dots 12$ ; до другої,  $V_2$ , із  $N=13\dots 21$ ; до третьої,  $V_3$ , із  $N=21\dots 24$ .

2. У групі  $V_1$  із відсутніми або у незначній кількості відновленими даними погодинного навантаження добові графіки додатково не коригується. Визначається загальна кількість добових графіків цієї групи  $K$ .

3. Для кожного добового графіку  $b$  електричного навантаження, що належить групі  $V_2$  відбувається заміна на наближений добовий графік  $m$  із групи  $V_1$  згідно наступного критерію:

$$S_m^b = \min(S_1^b, S_2^b, S_m^b, \dots, S_K^b); S_i^b = \sum_{j=1}^J \left( (P_b^j - P_i^j)^2 \right), \quad (1.5)$$

де  $j$  відповідає годині у добовому графіку, при якій ЕН не було відновлене в процесі достовіризації;  $J$  – кількість таких невідновлених годин;  $i=1\dots K$ ,  $K$  – кількість добових графіків у групі  $V_1$ ;  $P_b^j$  – значення електричного навантаження  $b$ -го добового графіку з групи  $V_2$  у момент часу  $j$ ;  $P_i^j$  – значення електричного навантаження  $i$ -го добового графіку з групи  $V_1$  в момент часу  $j$ ;  $m$  – індекс, який відповідає добовому графіку електричних навантажень з групи  $V_1$ , що задовольняє критерій (1.5).

Якщо прийняти, що  $J = 24$ , то подібний ГЕН підбиратиметься по всім 24 годинам (як відновленим, так і фактичним).

4. У групі  $B_3$  для кожного добового графіку  $b \in B_3$  електричного навантаження відбувається заміна згідно критерію (1.5) за умови, що  $J$  – кількість відновлених годин  $b$ -го добового графіку, а  $j$  відповідає лише тій годині у добовому графіку, при якій ЕН було відновлене в процесі достовіризації.

На рис. 1.13 наведено приклад достовіризації із заміною добового графіку електричних навантажень Запорізького феросплавного заводу. Відповідно до рисунку, алгоритмом достовіризації було ідентифіковано 22 аномальних значення (окрім ЕН о 9 та 10 год) та проведено їх відновлення.

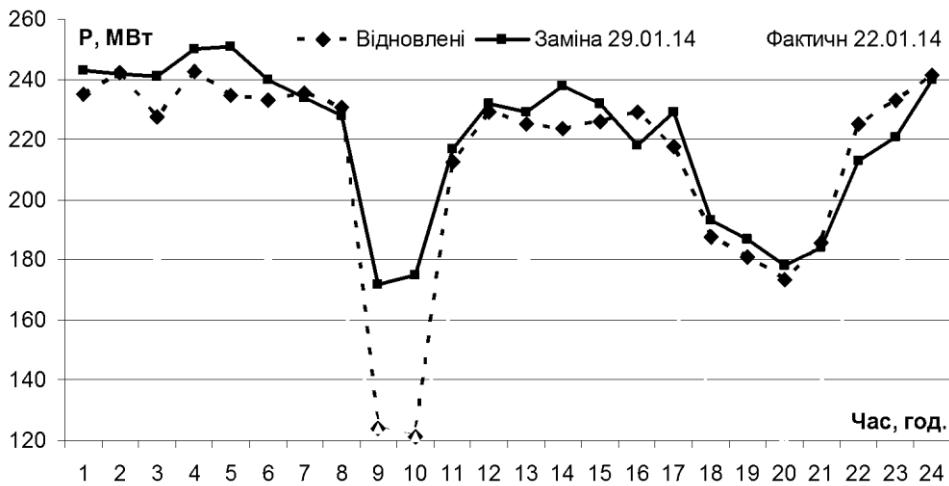


Рис. 1.13. Графіки фактичних значень електричного навантаження Запорізького заводу феросплавів за 22.01.14 р. та результати їх достовіризації

Отриманий в результаті ГЕН, відповідно до п. 1 наведеного вище алгоритму був віднесений до групи  $B_3$ . Згідно п.4 алгоритму, запропоновано заміну достовіризованого графіку електричних навантажень на максимально наближений від 29.01.14 р.

Природа виникнення аномалій в добових ГЕН енергопостачальної компанії аналогічна навантаженню ЕП. Присутні на ГЕН ЕК викиди можуть бути ідентифіковані та скореговані із використанням описаного вище алгоритму із заміною алгоритму апроксимації. Оскільки, на відміну від навантаження ЕП в добових ГЕН ЕК присутня тижнева періодичність, то для підвищення точності апроксимації на другому етапі доцільно замінити ПА на апроксимацію рядом Фур'є. Внаслідок значної дисперсії вихідного ряду даних про ГЕН ЕК, наведений вище



алгоритм достовіризації може не ідентифікувати як аномальні ті значення електричного навантаження енергосистеми, що частково викривлені наявністю викидів ЕН енергоємних підприємств. Тому доцільно виконати попереднє коригування технологічної складової електричного навантаження енергосистеми за результатами достовіризації навантаження ЕП. Більш детально процедуру дворівневої достовіризації ГЕН ЕК описано в роботі [55].

Приклад ітераційної процедури достовіризації значень електричного навантаження Запорізького заводу феросплавів о 18 годині протягом 2015 р. наведено на рис. 1.14. Як видно з рис. 1.14, достатньо три ітерації по даному погодинному зрізу. Кількість їх, як правило, складає від 2 до 8.

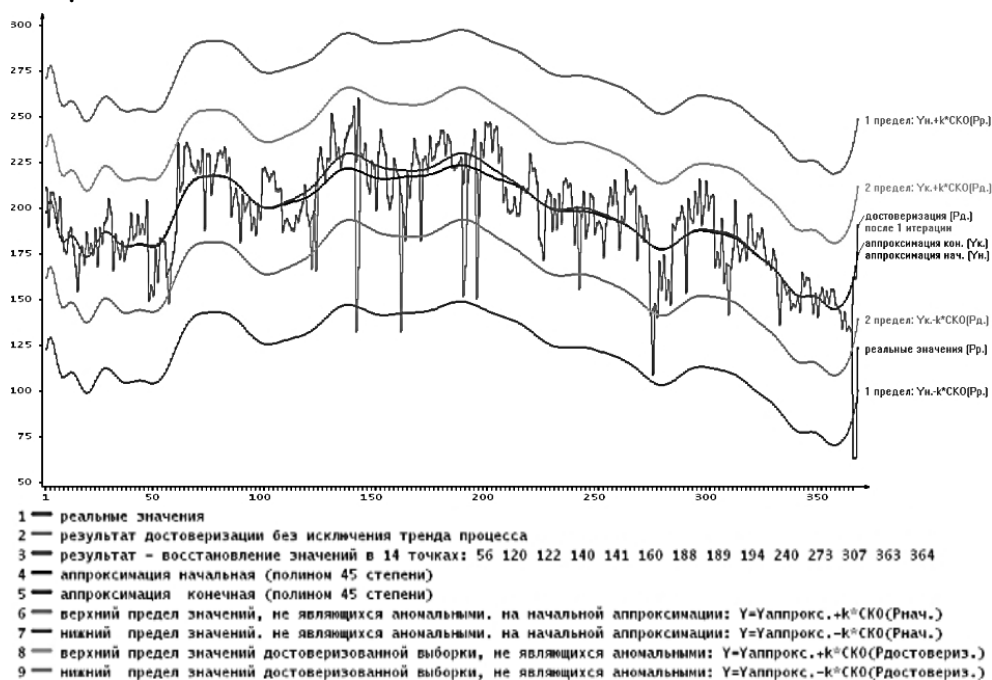


Рис. 1.14. Ілюстрація ітераційного процесу достовіризації електричного навантаження Запорізького заводу феросплавів по годинному зрізу о 18 годині за 2015 рік

Ефективність запропонованої методики достовіризації також було досліджено шляхом порівняння похибок прогнозу ГЕН суми 8 енергоємних підприємств Запорізької області на основі очищених та неочищених даних [57]. Прогнозування проведено з горизонтом упередження 24 год за допомогою штучної нейронної мережі типу багатощаро-

вий перспетрон (БШП). Модель побудована на даних з 1.07.2013 р. по 28.02.2014 р. Загальна рекомендована методика прогнозування на основі БШП наведена нижче. Характеристики точності моделі досліджувались на місячному інтервалі з 01.03.2014 р. по 31.03.2014 р. В цей період спостерігався груповий викид 2-го березня та значний одиночний викид 30-го числа, пов'язаний з переходом підприємств на літній час.

Результати прогнозування з використанням фактичних та достовіризованих вихідних даних наведено в табл. 1.1, 1.2 та на рис. 1.15. Прогноз на 03.03.2013 р. в табл. 1.2 виділено окремо, оскільки йому передують аномальний добовий графік електричного навантаження.

Таблиця 1.1. Похибки прогнозування, усереднені на місячному інтервалі (березень 2014 р.).

	Фактичні	Відновлені	Відновлені із коригуванням ГЕН
MAPE, %	5,53	4,11	3,98
MAX, %	251,9 (30.03.2013)	16,73	17,17
STDe, [МВт]	40,39	25,86	24,99

Таблиця 1.2. Похибки прогнозування, усереднені за 03 березня 2014 р.

	Фактичні	Очищені	Відновлені із коригуванням ГЕН
MAPE, %	13,08	3,27	3,22
MAX, %	23,36	10,80	8,59
STDe, [МВт]	70,32	19,88	18,97

Відповідно до наведених результатів, запропонована методика достовіризації дозволяє в окремих випадках суттєво знизити похибку прогнозування (зокрема, в наведеному прикладі попередня достовіризації призвела до зниження похибки MAPE з 13,08% до 3,22%). Загалом на вказаному інтервалі середня відносна похибка зменшилась з 5,53% до 3,98% при використанні уточненої процедури достовіризації, що передбачає заміну аномальних графіків електричного навантаження.

**Урахування режимів роботи енергоємних підприємств при короткостроковому прогнозуванні електричного навантаження енергопостачальної компанії.** Незважаючи на те, що впродовж 2007-2016

років частка промисловості в структурі електроспоживання ОЕС України знизилася з 49% (77846 ГВт·год/рік) до 38% (49995 ГВт·год/рік), вона залишається найбільшою серед інших. Особливістю промисловості України є наявність 50 великих енергоємних підприємств, що знаходяться на добовому контролі в ДП «Держенеронагляд» та споживають до половини електроенергії всієї промисловості і до 20% річного обсягу електроспоживання по ОЕС в цілому (рис.1.16).

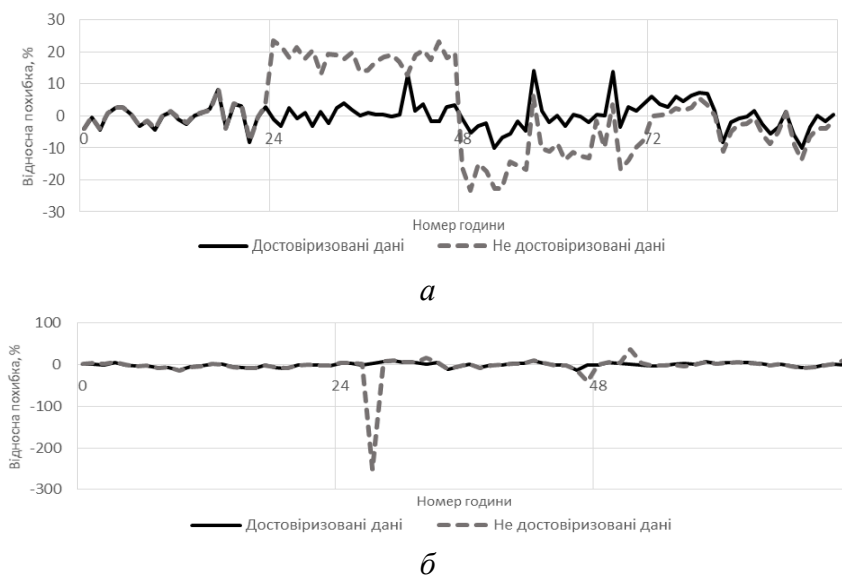


Рис. 1.15. Графіки відносної похибки прогнозування восьми енергоємних підприємств Запорізької області:  
*а* – 1.03.2014–4.03.2014 рр., *б* – 29.03.2014–31.03.2014 рр.

Зазначені підприємства зосереджені в основному в кількох промислових регіонах України, тому у відповідних їм енергосистемах частка електроспоживання енергоємними підприємствами значно вища за середню (рис. 1.17, 1.18). Так, у четвертому кварталі 2013 р. вісім підприємств Запорізької області спожили 1212 ГВт·год, або 47% загального електроспоживання ПАТ «Запоріжжяобленерго». За аналогічний період 15 підприємств Дніпропетровської області спожили 3512 ГВт·год електричної енергії, що становить 48% від загального споживання по ПАТ «Дніпрообленерго». На цих підприємствах функціонує автоматизована система управління та наявна вихідна інформація про погодинні значення добових графіків СЕН. Добові графіки електричного навантаження енергоємних підприємств мають значні відмінності

в порівнянні із класичним графіком СЕН енергооб'єднання України. Внаслідок активного використання трьохзонного тарифу на електроенергію споживання електроенергії підприємствами знижується в періоди ранкового та вечірнього максимумів добового графіку ОЕС України (8-10 год, 19-21 год залежно від дати) та зростає в нічний час (рис. 1.17, 1.18). Підприємства працюють неперервно і їх навантаження практично не має тижневої періодичності та залежності від святкових/нерегулярних днів.

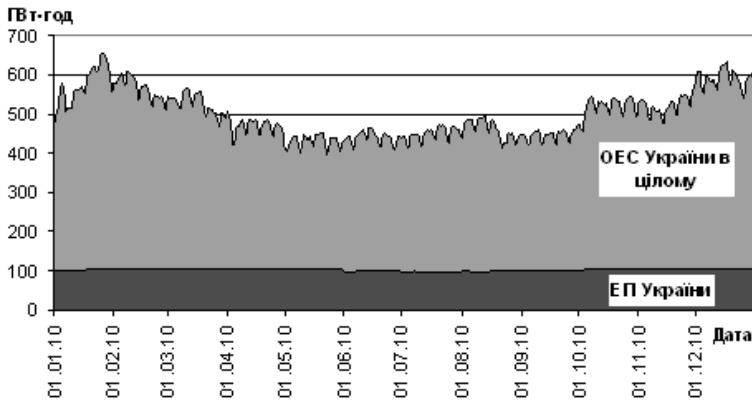


Рис. 1.16. Сумарне добове споживання електроенергії п'ятдесяти енергоємних підприємств (ЕП) та ОЕС України в цілому за 2010 рік



Рис. 1.17. Усредненені на місячному інтервалі добові графіки СЕН ПАТ «Дніпрообленерго» та енергоємних підприємств області за вихідні та робочі дні

Аналіз режимів роботи підприємств [58, 59] виявив, що їх навантаження слабо залежить від метеорологічних факторів. Навіть із урахуванням ефекту інерційності впливу, коефіцієнт кореляції між температурою повітря і сумою електричних навантажень енергоємних підприємств не перевищує  $(-),42$ , вплив хмарності статистично не значимий. На відміну від населення, на споживання електроенергії промисловістю більшою мірою впливають економічні фактори, такі як кон'юнктура попиту на їх продукцію, доступність та ціна сировини, рівень заповненості складів готової продукції, тощо. Зазначена інформація, як правило, є комерційною таємницею, що унеможлиблює коректне моделювання та прогнозування добового графіку електричного навантаження підприємств сторонніми організаціями (наприклад, енергопостачальною компанією).

Таким чином, наявність в добових графіках електричного навантаження енергосистем промислових регіонів суттєвої складової, що не залежить від впливу таких зовнішніх факторів як температура повітря, хмарність, тип доби, рівень природної освітленості призводить до зниження точності відповідних математичних моделей СЕН. Дослідження показали [58], що з метою підвищення ефективності математичного моделювання зовнішніх факторів на СЕН енергосистеми необхідно виділяти частку навантаження енергоємних підприємств в окрему складову, як це показано в математичній моделі (1.1).

Внаслідок відсутності значимого впливу метеорологічних та астрономічних факторів на електричне навантаження енергоємних підприємств, для короткострокового прогнозування їх навантаження використання багатфакторних математичних моделей не доцільно. Серед класу однофакторних математичних моделей параметричного аналізу нестационарних часових рядів для моделювання і короткострокового прогнозування електричного навантаження енергоємних підприємств ефективніше використовувати сезонні інтегровані моделі авторегресії та ковзного середнього Бокса-Дженкінса (SARIMA) [60]. До переваг моделей зазначеного типу в рамках вирішення даної задачі слід віднести:

- врахування максимальної автокореляції навантаження підприємств із різними лагами затримки;

- врахування добової періодичності електричного навантаження. Тижнева періодичність не враховується внаслідок її відсутності у енергоємних підприємств;

- можливість уточнення результатів при похибці прогнозування.

Як приклад, на даних СЕН ЕП Запорізької області підбрано оптимальну модель SARIMA виду (1.0.1)(3.0.1) із періодичністю 24, 5 невідомими коефіцієнтами при параметрах навантаження та постійним членом виду:

$$P^{texn}_i = a_1 P^{texn}_{i-1} + A_1 P^{texn}_{i-24} + A_2 P^{texn}_{i-48} + A_3 P^{texn}_{i-72} - a_1 A_1 P^{texn}_{i-25} - a_1 A_2 P^{texn}_{i-49} - a_1 A_3 P^{texn}_{i-73} - q_1 \Delta_{i-1} - Q_1 \Delta_{i-24} + q_1 Q_1 \Delta_{i-25} + \Theta \cdot (1 - (a_1 + A_1 + A_2 + A_3 - a_1 A_1 - a_1 A_2 - a_1 A_3)) \quad (1.6)$$

де  $P^{texn}_i$  – неперервний погодинний часовий ряд електричного навантаження енергоємних підприємств,  $i$  – порядковий номер часового ряду,  $a_1$  – коефіцієнт авторегресії,  $A_1, A_2, A_3$  – коефіцієнти «сезонної» авторегресії із періодичністю 24,  $\Delta_{i-1}, \Delta_{i-24}$  – похибки прогнозування на відповідних попередніх етапах розрахунку ( $\Delta_{i-1} = P^{texn}_{i-1} - P^{texn}_{прогн\ i-1}$ ),  $q_1, Q_1$  – коефіцієнти моделі, що враховують похибку прогнозування,  $\Theta$  – константа моделі.

В якості альтернативного засобу моделювання та прогнозування технологічної складової СЕН ЕЕС було використано штучну нейронну мережу типу багатошаровий перцептрон.

Перевірка моделей проводилась на реальних даних добових графіків електричного навантаження восьми енергоємних підприємств ПАТ «Запоріжжяобленерго», виділених в окрему технологічну складову за 2014 рік [60]. Це такі металургійні гіганти як: Запорізький завод феросплавів, Запоріжсталь, Запорізькі залізнорудний, абразивний, титаномагнієвий комбінати, ПАТ «Дніпроспецсталь», ПАТ «Мотор-Січ» та Електродний завод «Укрграфіт». На рис. 1.18 наведено усереднені за перше півріччя 2014 р. графіки добового навантаження суми енергоємних підприємств та ПАТ «Запоріжжяобленерго» в цілому.

Відповідно до рис. 1.18, наявність суттєвої складової енергоємних підприємств, що працюють за трьохзонним обліком електроенергії, значно впливає на форму добового графіку обласної енергосистеми. А саме – зсувається ранковий максимум СЕН з традиційного періоду 10-11 год на 13-ту годину, зменшується величина вечірнього максимуму, що загалом підвищує однорідність добового графіку енергосистеми.

В якості навчальної вибірки використано часовий інтервал «січень-листопад», тестування проводилося на даних грудня 2014 року. Порівняльні дослідження передбачали:

- прогнозування електричного навантаження суми 8 енергоємних підприємств Запорізької області за допомогою оптимально вибраних

моделей SARIMA та ШНМ на 2 інтервали упередження – 1 година та 1 доба;

- прогнозування електричного навантаження окремо кожного з 8 енергоємних підприємств за допомогою оптимально вибраних моделей SARIMA та ШНМ на інтервал упередження 1 доба;

- прогнозування електричного навантаження суми 8 енергоємних підприємств Запорізької області із урахуванням впливу метеорологічних факторів за допомогою ШНМ на інтервал упередження 1 доба.

Статистичні характеристики похибок прогнозування, що обраховані на місячному інтервалі грудня 2014 року, наведено в табл. 1.3 [60].

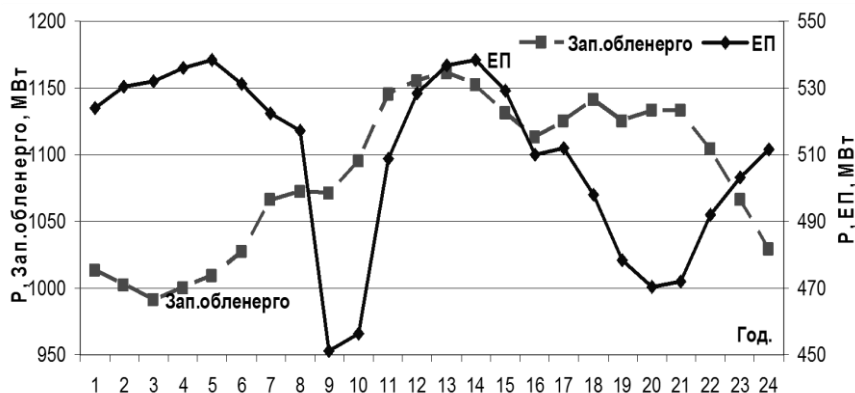


Рис. 1.18. Усереднені за перше півріччя 2014 р. графіки добового навантаження суми енергоємних підприємств та ПАТ «Запоріжжяобленерго» в цілому

Таблиця 1.3. Статистичні характеристики похибок прогнозування

Хар-ка точності прогнозу	SARIMA 1 год, сума ЕП	ШНМ 1 год, сума ЕП	SARIMA 24 год, сума ЕП	ШНМ 24 год, сума ЕП	SARIMA 24 год, окремі ЕП	ШНМ 24 год, окремі ЕП	ШНМ* 24 год, сума ЕП,
МАРЕ, [МВт·год] / %	14,9 / 2,9	15,2 / 2,9	19,8 / 3,8	20,3 / 3,9	34,5 / 6,6	43,4 / 8,4	20,2 / 3,9
МАХ, [МВт·год] / %	76,0 / 14,6	84,1 / 16,2	74,0 / 14,2	125,4 / 24,1	252,9 / 48,6	247 / 47,6	122 / 23,5
STDe, [МВт·год] / %	19,6 / 3,8	19,6 / 3,8	25,3 / 4,9	26,5 / 5,1	49,4 / 9,5	52,3 / 10,2	26,4 / 5,1
Е, [МВт]	-0,2	-1,3	-0,8	-1,8	-3,9	18,6	-1,65

\* модель враховує вплив метеофакторів

Відповідно до табл. 1.3, моделі на основі SARIMA та ШНМ мають практично однакову середню точність прогнозування MAPE як при оперативному (1 год.) так і короткостроковому (24 год) інтервалах упередження. Проте запропонований варіант моделі Бокса-Дженкінса (1.6) забезпечує вищу стабільність результатів, оскільки максимальні похибки прогнозування, а також середньоквадратичні їх відхилення нижчі, ніж для аналогічних результатів згідно моделі на основі ШНМ. Розширення математичної моделі СЕН ЕП за рахунок впливу таких зовнішніх факторів як номер години в добі, доби в тижні, температури повітря та світлової тривалості доби не призводить до уточнення результатів прогнозу, що підтверджує проведені раніше дослідження [59]. Порівняльні розрахунки показують, що для обох моделей у якості вихідної інформації доцільніше використовувати суму електричних навантажень енергоємних підприємств, ніж проводити моделювання та прогнозування навантаження окремо по кожному з них.

Доцільність урахування споживання електроенергії енергоємними підприємствами для підвищення точності короткострокового прогнозування СЕН енергопостачальної компанії в цілому підтверджена чисельними розрахунками на реальних даних ЕК та ЕП. Наприклад, в [58] були виконано прогнозування СЕН ПАТ «Дніпрообленерго» шляхом виділення, моделювання і прогнозування окремо технологічної (енергоємні підприємства) та умовно комунально-побутової (решта споживачів) складових СЕН ЕК. Прогноз проводився на базі штучної нейронної мережі типу багатошаровий перцептрон на даних електричного навантаження ЕП і ЕК за період 21.10.2013-29.12.2013 рр. Відносні похибки прогнозування СЕН ПАТ «Дніпрообленерго» за 2 підходами наведені на рис. 1.19 та в табл. 1.4 [58].



Рис. 1.19. Графік відносних похибок короткострокового прогнозування



Відповідно до наведених результатів, врахування електричного навантаження енергоємних підприємств дозволило зменшити середню похибку прогнозування СЕН ПАТ «Дніпрообленерго» на 8%, і забезпечило зниження максимальної похибки з 7% до 5,6%. Зменшення середньоквадратичного відхилення похибки прогнозування свідчить про підвищення стабільності результатів прогнозування при такому підході.

Таблиця 1.4. Статистичні характеристики похибок прогнозування

Хар-ка точності прогнозу	Без урахування ЕН ЕП	З урахуванням ЕН ЕП	Відносне зменшення похибки (прогноз)
МАРЕ, %	1,98	1,82	-7,99
МАХ, %	6,95	5,60	-19,47
STDe, %	1,46	1,14	-22,25

**Моделювання астрономічної складової електричного навантаження енергопостачальної компанії.** Суттєва частина електроенергії в Україні витрачається на штучне освітлення. За даними Держенергонагляду щодо галузевого електроспоживання, електрична потужність задіяних освітлювальних приладів в цілому по ОЕС України при нормальному режимі її функціонування становить близько 2,4 ГВт (8-15% усього електроспоживання, залежно від сезону). Очевидно, що інтенсивність використання засобів штучного освітлення залежить від рівня природної освітленості, а отже – часу сходу/заходу Сонця, світлової тривалості доби.

Згідно [76], при розрахунку астрономічної складової математичної моделі СЕН ЕК (1.1) використовуються наступні результати аналізу багаторічних архівів графіків електричного навантаження обласних енергосистем України: при малохмарній погоді зростання СЕН, що пов'язане з використанням засобів штучного освітлення, має місце за 60-70 хв до фактичного моменту заходу Сонця по довготі обласного центру обленерго. При ясній погоді за дві години до заходу Сонця астрономічна складова погодинних значень СЕН практично відсутня. Через 20 хв після заходу Сонця рівень природної освітленості в приміщеннях вимагає використання штучного освітлення для приміщень усіх категорій. Орієнтовний вихід на максимальне значення астрономічної складової СЕН фіксованої години має місце через 60 хв з моменту заходу Сонця, після увімкнення вуличного освітлення. Таким чином,

астрономічну складову погодинних значень добового графіку СЕН  $i$ -ї доби року доцільно вираховувати лише для тих годин, що лежать в межах  $\pm 1$  год відносно часу сходу/заходу в зазначений день, оскільки поза межами вказаного інтервалу астрономічна складова СЕН залишається незмінною.

Розраховувати астрономічну складову СЕН зазначених годин, пов'язуючи зміну природної освітленості із зміною навантаження енергосистеми в межах однієї доби некоректно, оскільки від години до години змінними є не лише астрономічно чутлива, але і інші складові електричного навантаження. Тому для моделювання астрономічної складової СЕН доцільно використовувати погодинні зрізи добових графіків електричного навантаження за тривалий період. Слід зазначити, що математичні моделі та чисельні значення  $P^{actp}_{i,j}$  для різних годин доби відрізнятимуться внаслідок іншого складу задіяних освітлювальних приладів. Таким чином, астрономічну складову СЕН необхідно визначати для кожної години доби окремо, що відповідає наведеному вище критерію щодо часу сходу/заходу Сонця.

Вхідна і вихідна інформація згідно алгоритму виділення астрономічної складової навантаження міської енергопостачальної компанії наступна:

**Вхід**

- добові графіки навантаження енергопостачальної компанії;
- наявні дані метеорологічних факторів по території міста (температура, хмарність) із максимально можливою повнотою;
- календар за період вибірки із зазначенням типів днів (робочі, субота, неділя, святкові, переноси);
- річний графік сходу/заходу сонця по центру ЕН ЕК.

**Вихід**

- параметри математичної моделі астрономічної складової навантаження енергопостачальної компанії;
- очищене від астрономічної складової навантаження ЕК на інтервалі передісторії;
- прогноз астрономічної складової навантаження ЕК на інтервалі упередження.

Етапи алгоритму моделювання і виділення астрономічної складової електричного навантаження ЕК  $j$ -ї години наступні [61]:

1. Підготовка вихідної інформації для моделювання астрономічної складової електричного навантаження. Формується архів комунально-побутової складової електричного навантаження (або просто сумарного навантаження ЕК) за період, у якому зазначена година попала б у

світлу та темну частину доби з рекомендованим перекриттям  $\pm 1$  год з моменту сходу/заходу Сонця. Добові графіки  $P^{knc}_{i,j}$  із отриманого архіву групуються в класи за рядом ознак, використовуючи один із відомих методів класифікації. До цих ознак належать: світлова тривалість доби  $t$ , [год]; добове споживання електроенергії  $W$ , [МВт]; середньодобова температура повітря  $T$ , [°C]; рівень хмарності; значення ЕН в екстремальних точках добового графіку (якщо ці періоди не співпадають із годиною  $j$ ). Оптимальна кількість класів кожної ознаки становить 3–5, що забезпечує статистичну значимість вибірок у сформованих класах.

В межах одного класу « $k$ » КПС СЕН, що містить найбільшу кількість добових графіків, визначається день « $x$ », в якому час сходу/заходу Сонця максимально наближений до години  $j$ . Формуються наступні архіви:

- Архів різниць СЕН:

$$\Delta P^k_{i,j} = P^{knc.k}_{i,j} - P^{knc.k}_{x,j}, \forall i \in 1..k_{sum},$$

де  $P^{knc.k}_{x,j}$  – комунально-побутова складова СЕН  $j$ -ї години  $x$ -доби обраного класу « $k$ »,  $k_{sum}$  – загальна кількість добових графіків у класі « $k$ ».

- Архів різниць часу:

$$\Delta T_{i,j} = T_i - j, \forall i \in 1..k_{sum},$$

де  $T_i$  – час сходу/заходу Сонця  $i$ -ї доби року, добовий графік СЕН якої належить класу  $k$ .

- Архів різниць показників (в балах) хмарності:

$$\Delta S^k_{i,j} = S^k_{i,j} - S^k_{x,j}, \forall i \in 1..k_{sum},$$

де  $S^k_{i,j}$ ,  $S^k_{x,j}$  – значення хмарності о  $j$ -годині  $i$ -ї та  $x$ -ї доби, що належить класу  $k$  відповідно.

У випадку недостатнього об'єму даних у класі « $k$ » ( $k_{sum} \leq 10$ ), зазначені архіви формуються для наступного за об'ємом класу  $m$ ,  $m \neq k$ ,  $m \in 1..K$  та об'єднуються в єдину вибірку.

Для зменшення кількості класів і збільшення таким чином обсягу даних в них можливим є виключення хмарності з переліку ознак, по яким відбувається класифікація добових графіків СЕН. У такому випадку параметр «хмарність» доцільно включити в регресійну залежність математичної моделі астрономічної складової, як це приведено в наступному пункті. В іншому випадку можна обмежитись лише одно-

факторними залежностями виду  $\varphi(\Delta T_{i,j})$ , що будується окремо для двох випадків – ясної погоди та значної хмарності.

2. Створення математичної моделі  $P_{i,j}^{acmp}$ . Дані отриманих архівів використовуються для побудови поліноміальної багатофакторної регресійної залежності між відхиленнями СЕН  $\Delta P_{i,j}^k$  з однієї сторони, відхиленнями часу  $\Delta T_{i,j}$  та хмарності  $\Delta S_{i,j}^k$  – з іншої:

$$\Delta P_{i,j}^k = \varphi(\Delta T_{i,j}, \Delta S_{i,j}^k). \quad (1.7)$$

Пошук оптимального виду регресійної залежності здійснюється за допомогою методу групового урахування аргументів (МГУА) із використанням критерію регулярності. Астрономічна складова СЕН  $j$ -ї години доби розраховується за допомогою отриманої залежності, зміщеної відносно свого мінімального на вибірці значення:

$$P_{i,j}^{acmp} = \varphi(\Delta T_{i,j}, \Delta S_{i,j}^k) - \min_{i=1\dots k_{sum}} (\varphi(\Delta T_{i,j}, \Delta S_{i,j}^k)). \quad (1.8)$$

У якості альтернативи МГУА для моделювання можна використати поліноміальну залежність 3-ї степені.

3. Виділення астрономічної складової СЕН на даних передісторії. Для кожної доби, що належить обраному інтервалу передісторії ( $\forall i \in 1\dots N$ ), розраховується різниця часу  $\Delta T_{i,j} = T_i - j$  та хмарності  $\Delta S_{i,j} = S_{i,j} - S_{x,j}^k$ . Використовуючи ці дані, за допомогою регресійної залежності (1.8) для кожного дня  $i \in 1\dots N$  розраховується значення астрономічної складової  $P_{i,j}^{acmp}$ . Поза межами інтервалу добових графіків СЕН, для яких побудована залежність (1.8), можливі два крайні випадки:  $P_{q,j}^{acmp} = 0$ , якщо світлова тривалість доби « $q$ » більша, ніж у найближчої доби з класу « $k$ », або  $P_{q,j}^{acmp} = \max(P_{i,j}^{acmp})$ ,  $\forall i \in 1\dots k_{sum}$  в протилежному випадку. Використовуючи відомі значення зсуву часу  $\Delta T_{i,j}$ , прогноз рівня хмарності на інтервалі упередження та регресійну залежність (1.8), виконується прогнозування астрономічної складової на необхідний інтервал упередження. Зазначені розрахунки повторюються для всіх годин доби, які на обраному для короткострокового прогнозування інтервалі передісторії знаходяться в діапазоні  $\pm 1$  год з моменту сходу/заходу Сонця.

Зазначимо, що наведений алгоритм моделювання астрономічної складової є працездатним і за відсутності чи недостовірності інформації про рівень хмарності. В такому випадку класифікація по ознаці

«хмарність» не проводиться і використовується однофакторна залежність  $\Delta P_{i,j}^k = \varphi(\Delta T_{i,j})$  в формулі (1.7). Отримані результати відповідати-муть середнім показникам хмарності в регіоні.

Наведемо приклад апробації алгоритму на даних енергопостачальної компанії, в якій суттєва частка електроенергії споживається населенням. Розрахунки виконаємо для двох часових зрізів: о 17 і 20 годинах. Як вхідні дані використовувалися: добові графіки СЕН ПАТ «Київенерго» за 2014-2015 рр., значення середньодобової хмарності, річний графік сходу/заходу сонця по м. Києву, рівень хмарності в балах по 10-ти бальній шкалі, річний графік сходу/заходу Сонця по місту. На основі сформованих архівів відхилень СЕН ПАТ «Київенерго»  $k$ -го класу,  $\Delta P_{i,j}^k$  та часу  $\Delta T_{i,j}$  для 20-ї години згідно п.2 алгоритму побудована регресійна залежність (1.7) у вигляді поліному 3-ї степені:

$$\Delta P_{i,j}^k = a_0 + a_1 \Delta T_{i,j} + a_2 \Delta T_{i,j}^2 + a_3 \Delta T_{i,j}^3. \quad (1.9)$$

Розраховані коефіцієнти поліномів апроксимації (1.9)  $a_0, a_1, a_2, a_3$  становлять відповідно: -10,7; -1,45; 0,0021; 0,00006 для 20 години і 11,6; - 2,68; 0,0015; 0,0003 для 17-ї. Про високу апроксимаційну здатність підбраного поліному свідчить значення коефіцієнта детермінації:

$$r^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (\Delta P_{i,j}^k - \Delta \bar{P}_{i,j}^k)^2 - \sum_{i=1}^N (\Delta P_{i,j}^k - \Delta P_{i,j}^k)^2}{\sum_{i=1}^N (\Delta P_{i,j}^k - \Delta \bar{P}_{i,j}^k)^2},$$

де  $\Delta \bar{P}_{i,j}^k, \Delta P_{i,j}^k$  – середні та апроксимовані значення даних у вибірці  $N$ ;  $r_{17}^2=0,94$ ;  $r_{20}^2=0,98$ .

На рис. 1.20 наведено графіки функцій астрономічної складової СЕН ПАТ «Київенерго» для 17 і 20 годин, накладених на одну координатну вісь «х». При цьому враховано обмеження для крайніх випадків згідно п. 3 вищенаведеного алгоритму.

Наведені графіки побудовані на основі розрахованих коефіцієнтів  $a_0, a_1, a_2, a_3$  формули (1.9) з урахуванням ефекту насичення. Прийнято, що при досягненні граничних (максимальних і мінімальних) на інтервалі аналізу даних значень апроксимаційних кривих, їх подальше значення поза межами інтервалу незмінне.

Аналізуючи рис. 1.20 можна зробити наступні висновки:

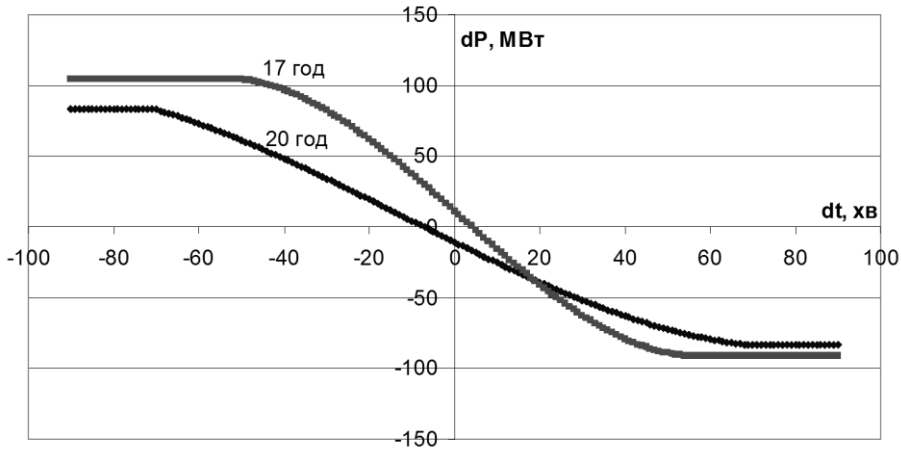


Рис. 1.20. Графіки функцій (1.9) для виділення астрономічної складової СЕН ПАТ «Київенерго» для 17 і 20 годин

1. Астрономічна складова о 17 годині вища (має більший діапазон між мінімальним і максимальним значенням) ніж о 20-й год. Це можливо пояснити збільшеною кількістю засобів штучного освітлення о 17 годині в порівнянні з 20-ю, оскільки о 17-й годині додатково до освітлення приватних житлових приміщень додається ще освітлення однозмінних підприємств, офісів, закладів освіти, різноманітних установ, що працюють в цей час, тощо. Максимальне значення астрономічної складової о 17-й годині на 28 МВт (17%) більше ніж о 20-й.

2. Динаміка зміни астрономічної складової о 17-й годині також вища ніж о 20-й. Зокрема, максимальна швидкість зміни приросту (що характерно в дні, у яких час заходу Сонця близький до години, яка аналізується) становить

$$\left. \frac{d(\varphi(\Delta T))}{d(\Delta T)} \right|_{\Delta T=0} = 2,68 \text{ МВт/хв для 17-ї години}$$

проти 1,45 МВт/хв для 20-ї. Це пояснюється тривалішими сутінками і вищим кутом нахилу Сонця (а, отже, і освітленістю поверхні) відносно горизонту при тотожному часі до його заходу в літній період в порівнянні із зимовим.

3. Астрономічна складова електричного навантаження енергокомпанії о 17-й годині змінюється від мінімального до максимального значення у більш вузкому часовому інтервалі, в порівнянні із 20-ю годиною. Пояснення аналогічне попередньому пункту.

Таким чином, складова електричного навантаження, що пов'язана із використанням штучного освітлення, мінімальна за годину до заходу

Сонця, максимально швидко змінюється в момент заходу, досягає свого максимуму за годину після заходу і в подальшому залишається незмінною.

Безпосередньо астрономічна складова СЕН для окремих годин кожної доби на річному інтервалі часу розраховується на основі формули (1.8). В даному випадку для 20-ї/17-ї годин  $\min_{i=1\dots k_{sum}} (\varphi(\Delta T_{i,j}, \Delta S_{i,j}^k)) = -83 \text{ МВт} / -91 \text{ МВт}$  відповідно. Отримані таким чином значення астрономічної складової СЕН ПАТ «Київенерго» зазначених годин, залежно від дати та з урахуванням наведених в п. 3. алгоритму обмежень, представлено на рис. 1.21.

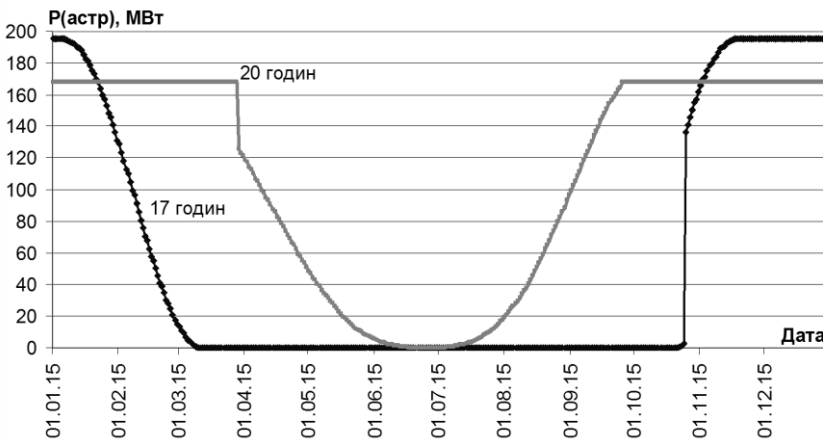


Рис. 1.21. Значення астрономічної складової СЕН ПАТ «Київенерго» залежно від години та дати

Наведені графіки дозволяють визначити частку електроенергії, що витрачається на штучне освітлення залежно від години доби та дати. Наприклад, максимальне значення астрономічної складової по ПАТ «Київенерго» о 17-й годині досягає 195 МВт, в той же час як о 20 год – близько 167 МВт. Як зазначалося, це пояснюється розширенням задіяного складу освітлювального устаткування. Представлені на графіках стрибкоподібні зміни астрономічної складової в окремі дні року обумовлені переведенням стрілок годинника, наслідком чого є різка зміна рівня природної освітленості для часу доби, що розглядається.

Таким чином, за допомогою запропонованої методики можна оцінити потенціал енергозбереження внаслідок використання більш енергоефективних засобів освітлення. Також виділення астрономічної складової в окрему компоненту математичної залежності дозволяє зни-

зити дисперсію електричного навантаження комунально-побутових споживачів або енергопостачальної компанії в цілому на широкому діапазоні передісторії і покращити таким чином ефективність моделювання впливу інших (метеорологічних, календарних) факторів. Це, в свою чергу, сприятиме підвищенню точності і надійності результатів короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження енергосистеми.

На рис. 1.22 наведено приклад фактичного та очищеного від впливу астрономічних факторів сумарного електричного навантаження 20 години на річному інтервалі для робочих днів.

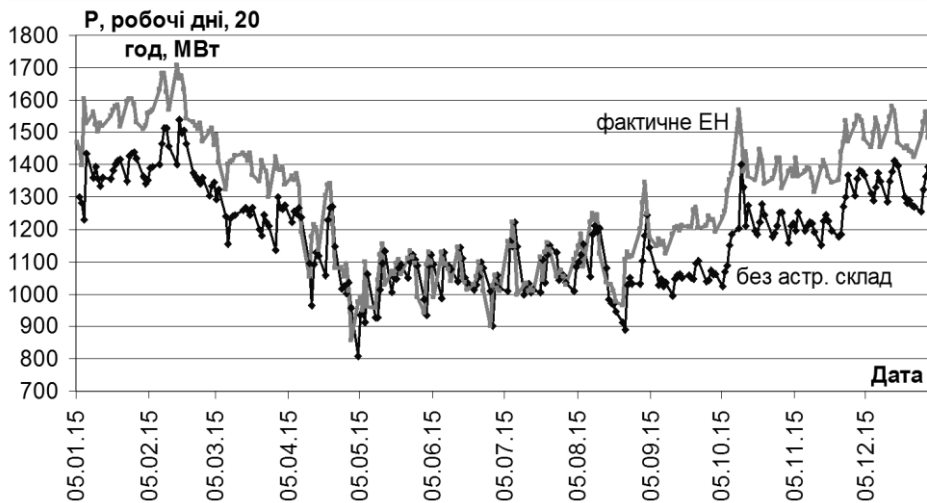


Рис. 1.22. Фактичні та очищені від впливу астрономічної складової значення сумарного електричного навантаження ПАТ «Київенерго» о 20-й годині для робочих (пон.-пт.) днів тижня

Статистичні характеристики значень фактичного СЕН за робочі дні о 20-й і 17-й год  $P_{i,j}$  та СЕН, очищеного від астрономічної складової  $P'_{i,j} = P_{i,j} - P_{i,j}^{astr}$  за 2015 рік показано в табл. 1.5.

Таким чином, виокремлення астрономічно-чутливої складової СЕН дозволяє зменшити стандартне відхилення вихідної вибірки даних ПАТ «Київенерго» на 25-27% у відносному вираженні (або на 3% – в абсолютному). Це, в свою чергу, сприятиме зменшенню похибки короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження окремих годин доби. Так в табл. 1.6 представлено характеристики точності прогнозів для 17-ї та 20-ї годин в період з 01.01.2015 р. по 31.12.2015 р. Прогноз проводився за допомогою штучної нейронної



мережі типу багат шаровий персеPTRон. Виділення астрономічної складової та навчання проводилось на даних за період з 01.01.2014 р. по 31.12.2014 р.

Таблиця 1.5. Статистичні характеристики погодинних значень СЕН ПАТ «Київенерго»

Тип даних	Max, [МВт]	Min, [МВт]	$E(P)$ , [МВт]	$STD(P)$ , [МВт] / %
20 год				
$P_{i,j}$	1705	856	1292	200,4 / 15,5
$P'_{i,j}$	1537	808	1184	147,3 / 12,5
17 год				
$P_{i,j}$	1699	848	1328	216,8 / 16,3
$P'_{i,j}$	1608	848	1275	161,3 / 12,6

Таблиця 1.6. Статистичні характеристики похибок прогнозування

Хар-ка точності прогнозу	17-та год		20-та год	
	З виділ. астр. скл.	Без виділ. астр. скл.	З виділ. астр. скл.	Без виділ. астр. скл.
MAPE, %	4,54	4,83	3,08	3,7
STDe, %	6,86	7,02	4,75	5,47
E, [МВт]	-0,8	4,66	-1,44	6,43

Як видно з наведених у таблиці значень, для обох годин виділення астрономічної складової призводить до підвищення точності та стабільності результатів прогнозування.

**Моделювання і прогнозування базової, тижневої та метеорологічної складових електричного навантаження енергопостачальної компанії.** Наведемо алгоритми виділення, моделювання та прогнозування базової, тижневої та метеорологічної складових математичної моделі сумарного електричного навантаження енергопостачальної компанії в рамках математичної моделі (1.1). Дані про СЕН, температуру та тип погоди групуються в окремі вибірки залежно від типу доби тижня: понеділок, робочий день (вівторок-четвер), п'ятниця, субота та неділя. Таким чином, моделювання виконується окремо для кожної години доби кожної вибірки, що дозволяє враховувати відмінності впливу метеорологічних факторів на різні групи електроспоживачів.

Кожна з наведених компонент моделі (1.1) розраховується у такій послідовності [62]:

1. Базова складова СЕН  $P_{i,j}^{баз}$  визначається з використанням методу ковзного середнього за формулою:

$$P_{n,j}^{баз} = \sum_{k=n-6}^n \frac{P'_{k,j}}{7}. \quad (1.10)$$

На відміну від більшості існуючих методів короткострокового прогнозування, в яких передбачається незмінність базової складової електричного навантаження на прогнозному інтервалі, у даній моделі при прогнозуванні базової компоненти СЕН враховується її залежність від базових (усереднених) значень метеорологічних факторів за допомогою регресійного рівняння, що пов'язує СЕН з температурою повітря і хмарністю. При цьому, базові складові метеофакторів розраховуються за формулою, що аналогічна формулі (1.10).

При побудові математичної моделі впливу температури повітря як на базову, так і на безпосередньо метеорологічну складову СЕН, попередньо за допомогою функції взаємної кореляції розраховується оптимальний час затримки впливу базової температури повітря. Максимальні значення коефіцієнтів кореляції між погодинними значеннями СЕН і температури повітря мають місце при значеннях затримки, що становлять від 11-ти до 20-ти годин. Проілюструємо на прикладі даних ПАТ «Київенерго» за період денного максимуму електричного навантаження (11 год). Значення коефіцієнта кореляції між базовим електричним навантаженням ПАТ «Київенерго» і температурою в м. Києві за різні моменти часу представлені на рис. 1.23.

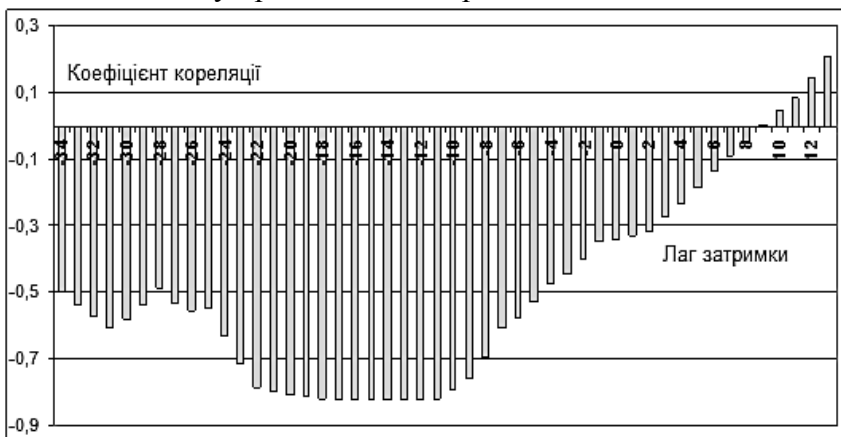


Рис. 1.23. Значення коефіцієнта кореляції між базовим СЕН облэнерго об 11 год і температурою повітря з різними значення лагу затримки

Відповідно до наведеної гістограми, коефіцієнт кореляції СЕН 11-ї години досягає максимуму з температурою, що була о 19 годині попереднього дня (лаг затримки впливу складає 16 год) і становить  $-0,83$ . При цьому, значення коефіцієнта кореляції між СЕН 11-ї години й температурою перевищує  $-0,8$  при лагах затримки від 20 до 11 годин. Таким чином, в регресійних моделях впливу метеофакторів (1.11, 1.13) на СЕН для прикладу 11-ї години в якості  $T_{i,j-L}^{\text{баз}}$ ,  $\Delta T_{i,m,k}$  доцільно використовувати усереднені значення температури повітря за період з 15-ї по 24-ту години попередньої доби.

На рис. 1.24 показано графіки базових компонент СЕН та температури повітря з лагом затримки, що становить 16 годин. Наявність стійкого зворотного кореляційного зв'язку між зазначеними графіками очевидна.



Рис. 1.24. Графіки базових компонент СЕН 11-ї год і температури повітря о 19 год попереднього дня

Коефіцієнт кореляції між відхиленнями електричного навантаження та хмарністю максимальний при нульовому лагу затримки, що свідчить про відсутність ефекту інерційності впливу хмарності на зміну СЕН.

Для врахування впливу базових значень температури та хмарності використовується лінійна двофакторна регресійна залежність виду:

$$P_{i+1,j}^{\text{баз}} = P_{i,j}^{\text{баз}} + a_1 \cdot (T_{i+1,j-L}^{\text{баз}} - T_{i,j-L}^{\text{баз}}) + a_2 \cdot (O_{i+1}^{\text{баз}} - O_i^{\text{баз}}), \quad (1.11)$$

де  $T_{i,j-L}^{баз}$ ,  $O_i^{баз}$  – базові значення температури повітря й хмарності, температура при цьому усереднена, як описано вище, з урахуванням оптимального лагу затримки  $L$ ;  $i$  – кількість днів передісторії;  $j$  – номер години доби;  $a_1$ ,  $a_2$  – коефіцієнти регресійної залежності.

Зазначена регресійна залежність будується окремо для кожної години доби, при цьому параметр «хмарність» ураховується тільки в період світлого часу доби.

Розрахунок тижневої  $P_{i,j}^{тиж}$  і метеорологічної  $P_{i,j}^{метео}$  компонент здійснюється у такий спосіб:

1. Розраховується базова складова температури повітря й хмарності відповідно до (1.10).

2. Формуються архіви відхилень між фактичними значеннями СЕН, температури та хмарності й відповідними їм базовими значеннями  $(P'_{i,j} - P_{i,j}^{баз}, T_{i,j} - T_{i,j}^{баз}, O_{i,j} - O_{i,j}^{баз})$ .

3. Для врахування ефекту інерційності впливу температури на СЕН формуються додаткові архіви відхилень між фактичними значеннями температури за дві попередні доби ( $i-1$ ,  $i-2$ ) і базовою компонентою температури поточної доби « $i$ »  $(T_{i-1,j} - T_{i,j}^{баз}, T_{i-2,j} - T_{i,j}^{баз})$ .

4. Використовуючи дані із зазначених у п. 2 і п. 3 архівів, для кожної години кожного типу дня на основі функції взаємної кореляції розраховується оптимальний лаг затримки впливу температури за аналогією з базовими компонентами. З урахуванням цього лагу розраховуються усереднені  $\Delta T_{l,m,k}$  значення погодинних відхилень температури повітря, при яких спостерігаються високі (за модулем) значення коефіцієнтів взаємної кореляції із відхиленнями СЕН від відповідних базових складових.

5. Дані із зазначених у п. 2 і п. 3 архівів з урахуванням п. 4 групуються в окремі для кожної години кожного типу дня вибірки.

6. Для кожного набору вибірок, що відносяться до однотипної години й доби, формується багатофакторна регресійна залежність між відхиленнями СЕН (з однієї сторони) і відхиленнями температури й хмарності.

У загальному випадку, шукана регресійна залежність, що моделює вплив метеорологічних факторів на СЕН, описується поліномом Колмогорова-Габора, що містить відповідно до пункту 5 даного алгоритму змінні. Ідентифікація в широкому сенсі зазначеної моделі здійснюється із використанням методу групового урахування аргументів. Згідно МГУА, вихідні дані розбиваються на навчальну й екзаменаційну пос-

лідовності. На навчальній послідовності розраховуються коефіцієнти для всіх часткових моделей, оптимальна з яких обирається на даних екзаменаційної послідовності. Як критерій оптимальності використовується критерій регулярності:

$$\Delta^2 = \frac{\sum_i (Y_{REAL}^i - Y_{APROX}^i)^2}{\sum_i (Y_{REAL}^i)^2} \rightarrow \min. \quad (1.12)$$

Для оптимальної моделі коефіцієнти регресійної залежності перераховуються на загальній вибірці даних.

Отримана в такий спосіб регресійна залежність (без вільного члена  $a_0$ ) є метеорологічною компонентою СЕН ( $P_{i,j}^{метео}$ ). Вільний член зазначеної залежності є тижневою компонентою СЕН ( $P_{i,j}^{тижж} = a_0$ ). Приклад оптимальної моделі зазначених компонент, що отримана на даних СЕН однієї з облэнерго, представлено нижче:

$$P_{i,j}^{метео} + P_{i,j}^{тижж} = a_0 + a_1 \Delta T_{i.м.к.} + a_2 \Delta T_{cp.,i-2} + a_3 \Delta T_{cp.,i-1} + a_4 \Delta T_{cp,i} + a_5 \Delta O_{cp,i} + a_6 \Delta T_{i.м.к.}^2, \quad (1.13)$$

де  $\Delta T_{i.м.к.}$  – середнє значення відхилень погодинної температури (що мають максимальну кореляцію із СЕН) від базової компоненти погодинної температури повітря поточного дня;  $\Delta T_{cp.,i-2}$  – відхилення середньодобової температури позаминулого дня від базової компоненти температури поточного дня  $i$ ;  $\Delta T_{cp.,i-1}$  – відхилення середньодобової температури минулого дня від базової компоненти температури поточного дня  $i$ ;  $\Delta T_{cp,i}$  – відхилення середньодобової температури поточного дня від базової компоненти температури поточного дня  $i$ ;  $\Delta O_{cp,i}$  – відхилення середньодобової хмарності поточного дня від базової компоненти хмарності поточного дня  $i$ ;  $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6$  – коефіцієнти регресійної залежності.

Прогнозування базової, тижневої та метеорологічної складових математичної моделі СЕН енергопостачальної компанії  $i$ -го дня здійснюється із використанням наступної формули:

$$P_{i,j} = P_{i,j}^{баз} + P_{i,j}^{тижж} + P_{i,j}^{метео}. \quad (1.14)$$

При прогнозуванні СЕН передбачається, що прогнозні значення температури повітря й хмарності на необхідний інтервал упередження є відомими. Використовуючи прогнозні значення метеорологічних факторів, проводиться розрахунок їх базових компонент та відхилень.

Зазначені відхилення підставляються в регресійні залежності впливу метеофакторів на СЕН. Таким чином, уточнюється базова  $P_{i,j}^{баз}$  (1.10, 1.11) та розраховується метеорологічна  $P_{i,j}^{метео}$  (1.13) компоненти. Як  $P_{i,j}^{тиж}$  використовуються розраховані окремо для кожної години на інтервалі передісторії значення вільного члена багатофакторної регресійної залежності того типу доби, на яку здійснюється прогноз СЕН. Залишкова компонента  $P_{i,j}^{зал}$  математичної моделі (1.1) при прогнозуванні не оцінюється і на інтервалі упередження дорівнює 0.

Наведена вище методика побудови регресійних моделей потребує багатьох етапів попередньої обробки даних, виділення окремих компонент прогнозованого процесу, моделювання кожної з них з урахуванням факторів, які впливають на цю компоненту. Всі ці етапи вимагають високої компетентності і уваги фахівців, а також значних витрат часу. З іншого боку, сучасні методи штучного інтелекту дозволяють безпосередньо будувати прогнозуючі моделі шляхом автоматичного аналізу ретроспективних даних. В попередньому матеріалі штучні нейронні мережі використовувались на окремих етапах алгоритму короткострокового прогнозування складових електричного навантаження. Зокрема при моделюванні і прогнозуванні навантаження енергоємних підприємств (технологічної складової), для підтвердження доцільності достовіризації, виділення астрономічної компоненти. В наступному підрозділі розглянемо можливості штучних нейронних мереж щодо прогнозування сумарного електричного навантаження енергопостачальної компанії та наведемо порівняльні результати розрахунків.

**Короткострокове прогнозування сумарного електричного навантаження енергопостачальної компанії із застосуванням штучних нейронних мереж.** Описані вище підходи до підвищення якості прогнозів концентрують свою увагу на детальному дослідженні зв'язку між СЕН та факторами і виключенням аномальних викидів. З іншого боку використання більш сучасного математичного апарату у вигляді штучних нейронних мереж дає змогу моделювати складні нелінійні залежності з використанням мінімальної кількості апріорних знань. На сьогоднішній день існує досить велика кількість видів штучних нейронних мереж. Об'єднує їх те, що вони складаються з багатьох шарів елементарних функцій, які паралельно обробляють вхідні дані. На практиці найчастіше застосовуються нейронні мережі типу багатошаровий перцептрон (рис. 1.25) з одним прихованим шаром нейронів і двома шарами вагових коефіцієнтів (саме тому багатошаровий). Мережі такого типу називають мережами прямого розповсюдження сигналу, через відсутність зворотніх зв'язків

між нейронами. Більш детально з теорією штучних нейронних мереж можна ознайомитись в роботі [63].

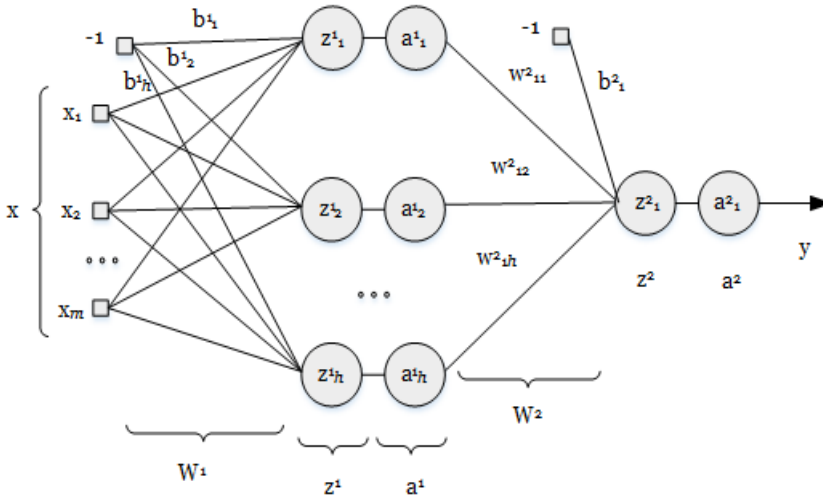


Рис. 1.25. Архітектурний граф багатошарового перцептрону:  $m$  – кількість вхідних нейронів,  $h$  – кількість нейронів в прихованому шарі  $l=1$ )

В літературі прийнята така нотація для опису багатошарових перцептронів:

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_k)^T; k = 1 \dots m, \quad (1.15)$$

де  $x$  – вектор вхідних змінних (факторів),  $m$  – кількість вхідних факторів;

$$z_j^l = \sum_{i=1}^p w_{ji}^l a_i^{l-1} + b_j^l, \quad (1.16)$$

де  $b_j^l$  – пороговий ваговий коефіцієнт  $j$ -го нейрону шару  $l$ ;  $W^l$  – матриця вагових коефіцієнтів;  $l$  – номер прихованого шару;  $w_{ji}^l$  – ваговий коефіцієнт між  $j$ -м нейроном шару  $l$  та  $i$ -м нейроном шару  $l-1$ ;  $z_j^l$  – зважена сума виходів шару  $l-1$ ;  $p$  – кількість нейронів шару  $l-1$ ;  $a_i^l$  – вихід  $i$ -го нейрону шару  $l$ ,  $a_j^l = a(z_j^l)$ .

Для вхідного шару:

$$a_j^0 = x_k; j = k.$$

Використовуючи вказану нотацію, всі перетворення, які відбуваються з вхідними даними в багатошаровому перцептроні, зображеному на рис. 1.25, можна записати однією формулою:

$$y = \phi \left( \sum_{i=1}^h w_{1i}^2 \cdot a \left( \sum_{k=1}^m (w_{ik}^1 \cdot x_k) + b_i^1 \right) + b_1^2 \right), \quad (1.17)$$

де  $a(\cdot)$  – функція активації прихованого нейрона;  $\phi(\cdot)$  – функція активації вихідного нейрона;  $y$  – вихід нейронної мережі ( $y = a_1^2$ , верхній індекс вказує на номер шару в нейронній мережі).

Теоретично доведено, що навіть така проста архітектура дозволяє апроксимувати будь-яку неперервну функцію з довільною точністю. Необхідною умовою є нелінійний характер функції  $a(\cdot)$ .

Прогнозування СЕН за допомогою багатошарового пересептрону включає в себе три етапи:

- 1) формування вектору вхідних даних;
- 2) вибір кількості прихованих нейронів та вигляду активаційних функцій тощо;
- 3) «навчання» моделі (оптимізація вагових коефіцієнтів);
- 4) прогнозування та оцінка точності прогнозу.

На першому етапі на основі наявних даних про електричне навантаження, для прогнозування погодинного значення потужності на добу вперед доцільно сформувавши такий вектор вхідних даних:

- для врахування тижневої циклічності графіка навантаження використовуються значення потужності, віддалені в часі від точки прогнозу на 168, 169, 170 год;
- значення потужності, віддалені від прогнозного на 24, 25, 26 год (тобто останні відомі значення потужності в момент здійснення прогнозу);
- для підкреслення типу дня використовуються значення потужності, віддалені в часі на 48, 49, 50 год.

В загальному випадку для визначення лагів можна використовувати функцію автокореляції.

Часто експерту доступна інформація про температуру навколишнього середовища з 3-х годинною дискретністю. Для врахування інерційності впливу температури на електричне навантаження доцільно використати декілька значень, що передують прогнозній годині  $t$ , а саме  $T_{t-9}, T_{t-12}, T_{t-15}, T_{t-18}$ .

Для врахування календарних факторів слід використати два додаткових нейрони D та H, які відповідають номеру доби в тижні (від 1 до 7) та номеру години доби (від 1 до 24).

Перераховане вище – мінімальний набір факторів, що необхідно врахувати для короткострокового прогнозування навантаження  $P_t$ .



Таким чином, вхідний шар включає 15 нейронів:  $P_{t-170}$ ,  $P_{t-169}$ ,  $P_{t-168}$ ,  $P_{t-50}$ ,  $P_{t-49}$ ,  $P_{t-48}$ ,  $P_{t-26}$ ,  $P_{t-25}$ ,  $P_{t-24}$ ,  $T_{t-9}$ ,  $T_{t-12}$ ,  $T_{t-15}$ ,  $T_{t-18}$ ,  $D$ ,  $H$ .

На сьогоднішній день існує багато спеціальних засобів для побудови та навчання штучних нейронних мереж типу багатошаровий перцептрон. Вони доступні в більшості програмних комплексів для аналізу даних (STATISTICA, MatLab, SAS, SPSS та ін.). В них вже реалізовані необхідні алгоритми навчання, які потребують мінімальних знань від експерта. Наведемо кілька прийомів, що підвищують точність прогнозних моделей СЕН при використанні ШНМ типу багатошаровий перцептрон.

1. Для підвищення якості навчання вхідні цільові значення необхідно масштабувати, на практиці найчастіше використовують дві формули:

- для відображення даних в діапазоні від 0 до 1:

$$x_M = \frac{x - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}};$$

- для центрування та масштабування за допомогою стандартного відхилення ( $\sigma$ ):

$$x_N = \frac{x - \bar{x}}{\sigma},$$

де  $\bar{x}$  – середнє арифметичне значення.

2. Для забезпечення узагальнення, урахування взаємозв'язку між зовнішніми факторами та уникнення ефекту запам'ятовування, кількість прихованих нейронів БШП повинна бути меншою за кількість вхідних нейронів.

3. Одним із шляхів підвищення точності та стабільності результатів прогнозування є використання «ансамблів» багатошарових перцептронів. Для цього необхідно навчити декілька штучних нейронних мереж з різною кількістю прихованих нейронів та різним типом активаційних функцій. Для отримання кінцевого прогнозу необхідно агрегувати прогнози всіх мереж за допомогою середнього арифметичного або медіани.

Проведені дослідження показують [64], що короткострокове прогнозування СЕН ЕК із використанням БШП в окремих випадках дещо поступається за точністю описаному в даному розділі алгоритму, однак потребує значно менше часу та експертних знань для побудови моделі. Наведемо результати прогнозування СЕН Центральної енергосистеми України у лютому 2008 р. на основі штучної нейронної мережі типу БШП описаної архітектури та адитивної математичної моделі (АММ) (1.1). Обраний період характеризувався значними та різкими коливаннями середньодобової температури в загальному діапазоні від +6,1 °С до -7,6 °С, а також всіма типами погоди (сніг, дощ, без опадів), що сприя-

ло перевірки надійності математичних моделей впливу на СЕН метеорологічних факторів. Розрахунки виконані на інтервал упередження 7 діб. Як прогнозні значення метеорологічних факторів використовувалися фактичні дані про температуру повітря та хмарність в обласних центрах, що входять до Центральної ЕЕС, за період з 04.02.08 р. по 24.02.08 р. Статистична обробка похибок прогнозування виконувалась за увесь період та окремо за робочі (пн.-пт.) дні.

Статистичні характеристики похибок прогнозування погодинних значень електричного навантаження регіональної енергосистеми України на період з 04.02.08 р. по 24.02.08 р. наведені в табл. 1.7.

Таблиця 1.7. Статистичні характеристики похибок прогнозування

Тип похибки	Всі дні		Робочі (пн.-пт.)	
	БШП	АММ	БШП	АММ
МАРЕ, %	1,95	1,8	1,45	1,75
МАХ, %	8,10	5,89	6,09	5,51
STDe, %	1,80	1,35	1,21	1,35

В табл. 1.8 наведено розподіл відносних похибок прогнозування  $|dP|$ , %, СЕН Центральної електроенергетичної системи України за їх значенням. Загальний обсяг вибірки становить 168 годин

Таблиця 1.8. Розподіл похибок прогнозування

Всі дні	ШНМ, %	АММ, %	$ dP $ , %
	37,5	32,7	$ dP  \leq 1$
	23,2	28,6	$1 <  dP  \leq 2$
	19,0	16,7	$2 <  dP  \leq 3$
	9,5	13,7	$3 <  dP  \leq 4$
	3,6	6,0	$4 <  dP  \leq 5$
	7,1	2,4	$5 <  dP $
Робочі	0,8	3,3	$5 <  dP $

Відповідно до наведених даних, результати короткострокового прогнозування на основі АММ сумарного електричного навантаження Центральної електроенергетичної системи України на усій вибірці переважають за точністю та стабільністю модель на основі ШНМ. При цьому, при прогнозуванні СЕН виключно робочих днів ШНМ забезпечує дещо вищу точність. Додатковим недоліком ШНМ є наявність досить великої кількості похибок, що перевищують 5% і не відповідають

вимогам експлуатації ЕЕС. Найбільш суттєві похибки моделі на основі ШНМ припадають на вихідні дні, що свідчить про недостатнє врахування нейронною мережею тижневої нерівномірності СЕН ЕЕС.

#### **1.4. Аналіз переходу до канонічної форми системи рівнянь електродинамічного наближення в фізико-технічних процесах взаємодії сонячного випромінювання з вологовмісткими середовищами**

Впровадження сонячної енергетики для тепло- та електропостачання приватних, комунальних та промислових об'єктів являється одним із шляхів забезпечення енергетичної безпеки України та займає важливе місце в розвитку відновлюваної енергетики. Цьому сприяє наявність ресурсної та технологічної бази, кліматичні умови, які дозволяють застосовувати сонячні установки в будь-якому регіоні України.

З розвитком сонячної енергетики виникло багато різноманітних галузей, які можливо умовно розділити по принципу перетворення енергії: пряме або фотоелектричне та теплоенергетичне.

На даний час існує проблема моделювання фізичних процесів взаємодії сонячного випромінювання з різними середовищами, зокрема з атмосферою, рідкою та твердою поверхнею Землі, активними елементами фотобатарей та сонячних колекторів, яка має не тільки теоретичне, але і практичне значення. Це обумовлено тим, що в світі, а також в Україні, швидкими темпами в промислових масштабах використовуються фотоелектричні станції з безпосереднім перетворенням енергії сонячного випромінювання в електричну, а також геліоенергетичні системи перетворення енергії в теплову енергію різних теплоносіїв, яка може використовуватись як для теплопостачання, так і для виробництва електричної енергії.

Відомо, що найбільш розвинутою моделлю взаємодії сонячного випромінювання з середовищами є представлення сонячної радіації у вигляді сукупності електромагнітних хвиль для обраної частоти випромінювання  $\omega$  з послідовним використанням розподілу Планка для розрахунку інтегральних характеристик поглинання та розсіяння світла.

Виходячи з класичних електромагнітних уявлень [65, 66], базовою моделлю для розрахунку характеристик сонячного випромінювання для обраної частоти випромінювання є система рівнянь Максвелла, яку зручно представити у вигляді:

$$\nabla \times \vec{H} = \vec{\delta}_{np.} + \vec{\delta}_{см.}; \quad \nabla \times \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t}; \quad \nabla \cdot \vec{D} = \rho; \quad \nabla \cdot \vec{B} = 0, \quad (1.18)$$

$$\vec{\delta}_{np.} = \sigma \vec{E}; \quad \vec{\delta}_{см.} = \varepsilon \frac{\partial \vec{E}}{\partial t}; \quad \vec{B} = \mu \vec{H}, \quad (1.19)$$

де  $\vec{H}, \vec{E}$  – напруженості магнітного та електричного полів;  $\vec{B}, \vec{D}$  – індукції магнітного та електричного полів;  $\vec{\delta}_{np.}$  – густина струму провідності;  $\vec{\delta}_{см.}$  – густина струму зміщення;  $\sigma, \mu, \varepsilon$  – відповідно питома електрична провідність, магнітна проникливість та діелектрична проникливість.

З системи рівнянь (1.18) після визначення просторово-часового розподілу векторів  $\vec{H}$  і  $\vec{E}$  визначається вектор Умова-Пойнтинга  $\vec{P} = \vec{E} \times \vec{H}$ , який визначає густину потужності сонячного випромінювання для обраної частоти  $\omega$  і інтегрування якого по усім частотам з урахуванням функції розподілу Планка дає сумарну густину потужності сонячного випромінювання. Тому ключова задача полягає у визначенні векторів  $\vec{E}$  і  $\vec{H}$  і пов'язаних з ними інтегральних параметрів.

Система рівнянь (1.18) для 4-х векторних змінних ( $\vec{H}, \vec{E}, \vec{B}, \vec{D}$ ), може скоротитися до 2-х ( $\vec{H}$  і з використанням матеріальних співвідношень (1.19):

$$\begin{aligned} \nabla \times \vec{H} &= \sigma \vec{E} + \frac{\partial}{\partial t} \varepsilon \vec{E}; \\ \nabla \times \vec{E} &= -\frac{\partial}{\partial t} \mu \vec{H}; \\ \nabla \cdot \varepsilon \vec{E} &= \rho; \\ \nabla \cdot \mu \vec{H} &= 0. \end{aligned} \quad (1.20)$$

Однак і в цьому випадку вирішення цієї системи має труднощі при реалізації чисельних розрахунків і є практично неможливим для їх розв'язання відомими аналітичними методами, причому як в багатовимірних випадках, так в одномірному варіантах. Це пов'язано з тим, що для рівнянь в часткових похідних розвинуті методи, що представлені в канонічній формі (рівняння еліптичного, параболічного, гіперболічного типів).

При умові, що  $\sigma, \varepsilon, \mu \rightarrow const$  система рівнянь (1.20) приймає вигляд:

$$\begin{aligned}\nabla \times \vec{H} &= \sigma \vec{E} + -\varepsilon \frac{\partial \vec{E}}{\partial t}; \\ \nabla \times \vec{E} &= -\mu \frac{\partial \vec{H}}{\partial t}; \\ \nabla \cdot \vec{E} &= \rho / \varepsilon; \\ \nabla \cdot \vec{H} &= 0.\end{aligned}\tag{1.21}$$

Застосовуючи операцію подвійного ротора [67-69]:

$$\nabla \times \nabla \times \vec{F} = \nabla \nabla \cdot \vec{F} - \Delta \vec{F},\tag{1.22}$$

для першого рівняння в системі (1.21), отримуємо

$$\Delta \vec{H} - \varepsilon \mu \frac{\partial^2 \vec{H}}{\partial t^2} - \mu \sigma \frac{\partial \vec{H}}{\partial t} = 0.\tag{1.23}$$

З (1.23) бачимо, що при  $\mu \sigma \rightarrow 0$  рівняння (1.23) має (після розкладання по координатам) канонічну форму рівняння гіперболічного типу (хвильового рівняння), а при  $\varepsilon \mu \rightarrow 0$  рівняння параболічного типу (рівняння теплової провідності) [70-72].

Застосовуючи операцію подвійного ротора для другого рівняння в системі (1.21), отримуємо

$$\Delta \vec{E} - \varepsilon \mu \frac{\partial^2 \vec{E}}{\partial t^2} - \mu \sigma \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} = 1/\varepsilon \nabla \rho.\tag{1.24}$$

З (1.24) бачимо, що це рівняння має структуру канонічних рівнянь гіперболічного або параболічного типу тільки при виконанні умови  $\rho \rightarrow const$ .

В наближенні плоскої електромагнітної хвилі, що розповсюджується в напрямку  $z$ , коли в декартовій системі координат  $x, y, z$  вектори  $\vec{H}$  і  $\vec{E}$  по компонентах мають вигляд  $\vec{H} = 0, H_y, z, t, 0$ ,  $\vec{E} = E_x, z, t, 0, 0$ , рівняння (1.23), (1.24) трансформуються до вигляду:

$$\frac{\partial^2 H_y}{\partial z^2} - \varepsilon \mu \frac{\partial^2 H_y}{\partial t^2} - \mu \sigma \frac{\partial H_y}{\partial t} = 0;\tag{1.25}$$

$$\frac{\partial^2 E_x}{\partial z^2} - \varepsilon \mu \frac{\partial^2 E_x}{\partial t^2} - \mu \sigma \frac{\partial E_x}{\partial t} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial x} = 0. \quad (1.26)$$

Зазначимо, що система рівнянь (1.25), (1.26) може бути отримана і іншим способом, враховуючи те, що в наближенні плоскої електромагнітної хвилі перші два рівняння системи (1.18) мають вигляд:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial H_y}{\partial z} &= \sigma E_x + \varepsilon \frac{\partial E_x}{\partial t}; \\ -\frac{\partial E_x}{\partial z} &= \mu \frac{\partial H_y}{\partial t}. \end{aligned} \quad (1.27)$$

В свою чергу, рівняння (1.27) після диференціювання по змінній  $z$  приводиться до наступної канонічної форми:

$$\begin{aligned} \varepsilon \mu \frac{\partial^2 H_y}{\partial t^2} + \mu \sigma \frac{\partial H_y}{\partial t} - \frac{\partial^2 H_y}{\partial z^2} &= 0; \\ \varepsilon \mu \frac{\partial^2 E_x}{\partial z^2} + \mu \sigma \frac{\partial E_x}{\partial t} - \frac{\partial^2 E_x}{\partial z^2} &= 0, \end{aligned} \quad (1.28)$$

яка може бути отримана також з рівнянь (1.25), (1.26), оскільки компоненти  $\nabla \rho$  в (1.26) по осям  $x, y$  дорівнюють 0.

Однією з причин неможливості приведення рівнянь для магнітного та електричного поля для обраної моди сонячного випромінювання є нелінійна залежність електрофізичних характеристик середовища від напруженостей полів, або від просторових координат. Розглянемо, як приклад, більш простий випадок залежності  $\sigma, \varepsilon, \mu$  від просторової координати  $z$  [73-75].

В цьому випадку з перших двох рівнянь (1.20) на відміну від (1.27) має місце наступна система рівнянь:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial H_y}{\partial z} &= \sigma(z) E_x + \frac{\partial}{\partial t} \varepsilon(z) E_x; \\ -\frac{\partial E_x}{\partial z} &= \frac{\partial}{\partial t} \mu(z) H_y. \end{aligned} \quad (1.29)$$

Диференціювання рівнянь (1.29) по координаті  $z$  приводить до наступного (при  $\frac{\partial z}{\partial t} = 0$  для нерухомого середовища):

$$\begin{aligned} \varepsilon z \mu z \frac{\partial^2 H_y}{\partial t^2} + \mu z \sigma z \frac{\partial H_y}{\partial t} - \frac{\partial^2 H_y}{\partial z^2} = \\ = \frac{\partial \sigma}{\partial z} E_x + \frac{\partial \varepsilon}{\partial z} \frac{\partial E_x}{\partial t}; \end{aligned} \quad (1.30)$$

$$\varepsilon z \mu z \frac{\partial^2 E_x}{\partial t^2} + \mu z \sigma z \frac{\partial E_x}{\partial t} - \frac{\partial^2 E_x}{\partial z^2} = 0.$$

З (1.30) бачимо, що навіть в найпростішому варіанті  $\sigma = \sigma z$ ,  $\varepsilon \rightarrow const$ ,  $\mu \rightarrow const$ , коли рівняння (1.30) суттєво спрощуються:

$$\begin{aligned} \varepsilon \mu \frac{\partial^2 H_y}{\partial t^2} + \mu \sigma z \frac{\partial H_y}{\partial t} - \frac{\partial^2 H_y}{\partial z^2} = \frac{\partial \sigma}{\partial z} E_x; \\ \varepsilon \mu \frac{\partial^2 E_x}{\partial t^2} + \mu \sigma z \frac{\partial E_x}{\partial t} - \frac{\partial^2 E_x}{\partial z^2} = 0, \end{aligned} \quad (1.31)$$

вони не можуть бути приведені до канонічної форми, що суттєво ускладнює їх розв'язок.

Оскільки напруженості магнітного і електричного полів в електромагнітних хвилях змінюються в часі синусоїдально з частотою  $\omega$ , то внаслідок лінійності систем (1.27), (1.28) можна стверджувати, що поля  $H_y z, t$ ,  $E_x z, t$  в часі змінюються також синусоїдально. Це означає, що функції  $H_y z, t$ ,  $E_x z, t$ , також як і в теорії синусоїдальних струмів в електричних колах з лінійними елементами, можна представити в комплексній формі.

Тобто

$$\begin{aligned} H_y z, t \rightarrow \dot{H}_{ya} z \cdot \exp i\omega t; \\ E_x z, t \rightarrow \dot{E}_{xa} z \cdot \exp i\omega t, \quad i^2 = -1, \end{aligned} \quad (1.32)$$

де  $\dot{H}_{ya} z$ ,  $\dot{E}_{xa} z$  – комплексні амплітуди, які залежать тільки від просторової координати  $z$ .

Для найпростішого випадку ( $\sigma \rightarrow const$ ), який можна розглядати як базовий, з рівнянь (1.28) з врахуванням (1.32) отримуємо наступні звичайні диференціальні рівняння для комплексних амплітуд  $\dot{H}_{ya} z$ ,  $\dot{E}_{xa} z$ :

$$\begin{aligned} \frac{d^2 \dot{H}_{ya}}{dz^2} + k^2 \dot{H}_{ya} = 0, \quad \frac{d^2 \dot{E}_{xa}}{dz^2} + k^2 \dot{E}_{xa} = 0; \\ k^2 = \omega^2 \varepsilon \mu - i\omega \mu \sigma. \end{aligned} \quad (1.33)$$

Загальні рішення рівнянь (1.33) для  $\dot{H}_{ya}$  з ,  $\dot{E}_{xa}$  з мають вигляд:

$$\begin{aligned} \dot{H}_{ya} z &= \dot{A} \exp + ikz + \dot{B} \exp - ikz , \dot{A}, \dot{B} \rightarrow const; \\ \dot{E}_{xa} z &= \dot{C} \exp + ikz + \dot{D} \exp - ikz , \dot{C}, \dot{D} \rightarrow const, \end{aligned} \quad (1.34)$$

для  $\dot{A}, \dot{B}, \dot{C}, \dot{D}$  – комплексні константи, які визначаються з граничних умов.

На перший погляд константи  $\dot{A}, \dot{B}$  визначаються незалежно від констант  $\dot{C}, \dot{D}$ . Але це не відповідає дійсності, оскільки згідно (1.27) для комплексних амплітуд  $\dot{H}_{ya}$  з ,  $\dot{E}_{xa}$  з повинні виконуватися наступні рівняння:

$$\begin{aligned} -\frac{d\dot{H}_{ya}}{dz} &= \sigma + i\omega\epsilon \dot{E}_{xa}; \\ -\frac{d\dot{E}_{xa}}{dz} &= i\omega\mu\dot{H}_{ya}, \end{aligned} \quad (1.35)$$

які пов'язують між собою константи  $\dot{A}, \dot{B}, \dot{C}, \dot{D}$  і функції  $\exp + ikz$  ,  $\exp - ikz$  .

Зрозуміло, що для виконання співвідношень (1.19) при змінних значеннях z необхідне виконання наступних співвідношень між константами  $\dot{A}, \dot{B}$  та  $\dot{C}, \dot{D}$ :

$$\begin{aligned} -ik\dot{A} &= m\dot{C}; \quad -ik\dot{C} = n\dot{A}; \\ ik\dot{B} &= m\dot{D}; \quad ik\dot{D} = n\dot{B}; \\ m &= \sigma + i\omega\epsilon; \quad n = i\omega\mu. \end{aligned} \quad (1.36)$$

Тобто, для виконання співвідношень (1.36) необхідним є виконання наступного зв'язку між параметрами  $k, m, n$   $k^2 = -mn$  , яке виконується. Таким чином, константи  $\dot{C}, \dot{D}$  можна визначити з (1.36) по наступним залежностям:

$$\dot{C} = -\frac{ik}{m}\dot{A}; \quad \dot{C} = \frac{in}{k}\dot{A}; \quad (1.37)$$

$$\dot{D} = \frac{ik}{m}\dot{A}; \quad \dot{D} = \frac{-in}{k}\dot{B}. \quad (1.38)$$

Так, наприклад, для діелектричних середовищ ( $\omega\epsilon \gg \sigma$ ) з (1.37) маємо:

$$\dot{C} = -\frac{k}{\omega\epsilon}\dot{A}; \quad \dot{D} = \frac{k}{\omega\epsilon}\dot{B}, \quad (1.39)$$



а для провідних середовищ ( $\omega\epsilon \ll \sigma$ ) відповідно:

$$\dot{C} = \frac{-ik}{\sigma} \dot{A}; \quad \dot{D} = \frac{ik}{\sigma} \dot{B}. \quad (1.40)$$

Зазначимо, що параметр  $k$  в загальному випадку є комплексним ( $k = \alpha + i\beta$ ), приймаючи дійсне значення (при  $\beta = 0$ ) тільки для граничного випадку діелектричних середовищ.

Таким чином, з викладеного вище аналізу випливає, що незважаючи на незалежність рівнянь для напруженостей магнітного та електричного поля, приведених до канонічної форми, можна знайти напруженість електричного поля через напруженість магнітного поля (і навпаки).

Виходячи з (1.29), вихідною системою рівнянь для  $H_y(z, t)$ ,  $E_x(z, t)$  є наступна:

$$-\frac{\partial H_y}{\partial z} = \sigma z E_x; \quad -\frac{\partial E_x}{\partial z} = \mu \frac{\partial H_y}{\partial t}, \quad (1.41)$$

і відповідно для комплексних амплітуд  $H_y(z, t)$ ,  $E_x(z, t)$  маємо

$$-\frac{d\dot{H}_{ya}}{dz} = \sigma z \dot{E}_{xa}; \quad -\frac{d\dot{E}_{xa}}{dz} = i\omega\mu\dot{H}_{ya}. \quad (1.42)$$

Диференціювання рівнянь (1.41), (1.42) по  $z$  призводить до наступних рівнянь в дійсних значеннях:

$$\frac{d^2 H_y}{dz^2} - \mu\sigma z \frac{\partial H_y}{\partial \varphi} = -\frac{\partial \sigma}{\partial z} E_x; \quad (1.43)$$

$$\frac{\partial^2 E_x}{\partial z^2} - \mu\sigma z \frac{\partial E_x}{\partial t} = 0. \quad (1.44)$$

та комплексних змінних

$$\frac{d^2 \dot{H}_{ya}}{dz^2} + k^2 \dot{H}_{ya} = -\frac{\partial \sigma}{\partial z} \dot{E}_{xa}; \quad (1.45)$$

$$\frac{d^2 \dot{E}_{xa}}{dz^2} + k^2 \dot{E}_{xa} = 0; \quad k^2 = -i\omega\mu\sigma z. \quad (1.46)$$

З (1.43) – (1.46) бачимо, що в даному випадку система рівнянь (1.45), (1.46) має таку особливість, що в рівнянні (1.45) не можна розділити змінні  $\dot{H}_{ya}$ ,  $\dot{E}_{xa}$ . Також для рівняння (1.46) виникає проблема з визначенням загального рішення цих рівнянь, оскільки параметр  $k$  по-

перше залежить від  $z$ , а по друге – він є комплексним зі змінними по координаті  $z$ , дійсної та уявної компонентами  $\dot{k} = \alpha z + i\beta z$ .

З (1.46) бачимо, що параметри  $\alpha z$ ,  $\beta z$ , що задовольняють системи рівнянь:

$$\alpha^2 = \beta^2; 2\alpha\beta = -\omega\mu z, \quad (1.47)$$

можуть бути визначені таким же чином, як і в випадку  $\sigma z \rightarrow const$ .

Необхідно звернути увагу також на те, що рівняння (1.46) має структуру звичайного диференційного рівняння для комплексної змінної, для якого загальне рішення може бути надано лише в деяких граничних випадках (наприклад, при  $\sigma \rightarrow const$ ). В загальному випадку цього не можна зробити, оскільки рівняння (1.46) розкладається на наступну систему рівнянь для дійсної ( $E_{x\alpha 0}$ ) та уявної ( $E_{x\alpha m}$ ) складових комплексної амплітуди  $\dot{E}_{\alpha m}$ :

$$\begin{aligned} \frac{d^2 E_{x\alpha 0}}{dz^2} + \alpha^2 - \beta^2 E_{x\alpha 0} - 2\alpha\beta E_{x\alpha m} &= 0; \\ \frac{d^2 E_{x\alpha m}}{dz^2} + 2\alpha\beta E_{x\alpha 0} + \alpha^2 - \beta^2 E_{x\alpha m} &= 0. \end{aligned} \quad (1.48)$$

При  $\sigma z \rightarrow const$  і відповідно при  $\alpha z, \beta z \rightarrow const$  система (1.48) може бути трансформована до рівнянь четвертого порядку відносно тільки змінних  $E_{x\alpha 0}$  і  $E_{x\alpha m}$ , для яких загальне рішення повинно мати чотири константи. Це відповідає тому, що для комплексних амплітуд  $\dot{H}_{ya}$ ,  $\dot{E}_{xa}$  загальне рішення (1.34) має дві комплексні константи.

Аналіз структури рівнянь (1.45-1.47) призводить до висновку про те, що для довільних залежностей електричної провідності від просторової координати їх загальне рішення не може бути сформульовано в відомій аналітичній формі. Як альтернатива, може бути запропонована методологія якісного аналітичного аналізу поведінки функцій  $\dot{H}_{ya} z$ ,  $\dot{E}_{xa} z$  – суть якої полягає в наступному [76-78]:

1) Розбиття простору на окремі зони, в яких рівняння (1.45), (1.46) вирішуються при умові  $\sigma z \rightarrow \sigma^* \rightarrow const$ .

2) Розрахунок розподілу  $\dot{H}_{ya} z$ ,  $\dot{E}_{xa} z$  при граничних екстремальних значеннях  $\sigma^*$  на межі зон ( $\sigma^* = \sigma_{max}^*$ ,  $\sigma^* = \sigma_{min}^*$ ) та середнього значення  $\sigma^*$ .

3) Співставлення даних про розподіл  $\dot{H}_{ya}$ ,  $\dot{E}_{xa}$  при різних значеннях  $\sigma^*$ .

Аналіз умов приведення до канонічної форми системи рівнянь електродинамічного наближення в процесах взаємодії сонячного випромінювання з середовищами призводить до висновку про те, що для довільних залежностей електричної провідності від просторової координати їх загальне рішення не може бути сформульовано в відомій аналітичній формі. Як альтернатива, може бути запропонована методологія якісного аналітичного аналізу поведінки функцій  $\dot{H}_{ya}$  з ,  $\dot{E}_{xa}$  з [79].

Показано, що в загальному випадку при залежності електрофізичних характеристик від просторових координат система рівнянь Максвелла не приводиться до канонічної форми рівнянь математичної фізики, що ускладнює їх рішення.

### **1.5. Моделювання системи вуглезабезпечення економіки України з урахуванням втрат частини шахтного фонду та виконання вимог енергетичної безпеки**

Суттєвий негативний вплив на систему вуглезабезпечення України здійснило порушення територіальної цілісності держави, яке відбулося в 2014 році й триває наразі.

В частині системи вуглезабезпечення така ситуація призвела до наступних наслідків:

- зміни у структурі виробничого фонду в напрямку зменшення кількості видобувних підприємств;
- зменшення кількості споживачів вугільного палива та обсягів споживання;
- зміни асортиментної структури видобутку, зокрема практично припинено власний видобуток антрацитової групи марок вугілля;
- поява «непрозорих» прихованих схем постачання, що виникають на основі тимчасових економічних інтересів нових суб'єктів виробничої діяльності;
- складнощі із отриманням об'єктивної статистичної інформації із непідконтрольних Україні територій.

Структурні зміни, що мають місце у вуглевидобувній промисловості України, скорочення шахтного фонду, а також зміна марочної структури видобутку вимагають залучення потужностей світового ринку вугілля для задоволення повної потреби національної соціально-

економічної сфери у вугільній продукції належної якості. Відсутність у покладах або низька якість необхідних марок також спричиняє необхідність їх імпортування.

Залучення світового ринку для забезпечення потреб споживачів у вугіллі здійснює істотний вплив на формування результуючих потоків палива у системі його постачання, тому при моделюванні системи вуглезабезпечення економіки України з урахуванням втрат частини шахтного фонду, необхідно враховувати вимоги енергетичної безпеки, регламентовані [80]. З огляду на відмінності у технологічному призначенні, доцільним вважається описати систему вуглезабезпечення економіки України окремими моделями підсистем постачання енергетичного та коксівного вугілля за марками.

Економіко-математичні моделі постачання енергетичного [81, 82] та коксівного вугілля за марками з урахуванням вимог енергетичної безпеки формалізовано у вигляді моделі виробничого типу [83] на мінімум сумарної вартості постачання при обмеженнях на інтенсивності технологічних способів та заданому обсязі кінцевого споживання [84].

Цільовими функціями моделей є сукупні витрати в технологіях видобутку, транспортування, імпортування та збагачення вугілля при задоволенні потреб споживачів всіх типів вугільної продукції. Змінними моделей є інтенсивності використання цих технологій – обсяги власного видобутку та імпортування. В праву частину систем рівнянь вміщено сукупні обсяги споживання, диференційовані за марками вугілля. Моделі мають обмеження на пропускну здатність транспортних магістралей та обсяги власного видобутку, які знаходяться у межах потенційно досяжних значень.

Модель, що описує постачання *енергетичного вугілля* подається наступною системою рівнянь:

$$Z^{A+II} = \sum_{i=1}^I C_i^A \cdot x_i^A + \sum_{j=1}^J C_j^II \cdot x_j^II + \sum_{k=1}^K C_k^{Aimn} \cdot x_k^{Aimn} + \sum_{l=1}^L C_l^{IIimn} \cdot x_l^{IIimn}; \quad (1.49)$$

$$Z^{\Gamma+D+DG} = \sum_{m=1}^M C_m^{\Gamma} \cdot x_m^{\Gamma} + \sum_{n=1}^N C_n^D \cdot x_n^D + \sum_{r=1}^R C_r^{DG} \cdot x_r^{DG} + \sum_{s=1}^S C_s^{\Gamma imn} \cdot x_s^{\Gamma imn} + \sum_{d=1}^D C_d^{D imn} \cdot x_d^{D imn} + \sum_{f=1}^F C_f^{DG imn} \cdot x_f^{DG imn}; \quad (1.50)$$

$$Z^{A+II} + Z^{\Gamma+D+DG} \rightarrow \min; \quad (1.51)$$

$$X_{A+II, \max} \leq \sum_{i=1}^I g_i^A \cdot x_i^A + \sum_{j=1}^J g_j^II \cdot x_j^II + \sum_{k=1}^K x_k^{Aimn} + \sum_{l=1}^L x_l^{IIimn}; \quad (1.52)$$

$$X_{\Gamma+D+D\Gamma, \max} \leq \sum_{m=1}^M g_m^\Gamma \cdot x_m^\Gamma + \sum_{n=1}^N g_n^D \cdot x_n^D + \sum_{r=1}^R g_r^{D\Gamma} \cdot x_r^{D\Gamma} + \sum_{s=1}^S x_s^{\Gamma imn} + \sum_{d=1}^D x_d^{D imn} + \sum_{f=1}^F x_f^{D\Gamma imn}; \quad (1.53)$$

$$X_{nzn, \max} \geq \sum_{k=1}^K x_k^{Aimn} + \sum_{l=1}^L x_l^{\Pi imn} + \sum_{s=1}^S x_s^{\Gamma imn} + \sum_{d=1}^D x_d^{D imn} + \sum_{f=1}^F x_f^{D\Gamma imn}; \quad (1.54)$$

$$0 \leq x_i^A \leq X_{\max, i}^A; \quad (1.55)$$

$$0 \leq x_j^\Pi \leq X_{\max, j}^\Pi; \quad (1.56)$$

$$0 \leq x_r^{D\Gamma} \leq X_{\max, r}^{D\Gamma}; \quad (1.57)$$

$$0 \leq x_m^\Gamma \leq X_{\max, m}^\Gamma; \quad (1.58)$$

$$0 \leq x_n^D \leq X_{\max, n}^D, \quad (1.59)$$

де  $Z^{A+\Pi}$ ,  $Z^{\Gamma+D+D\Gamma}$  – сукупні витрати на постачання антрацитової та газової груп вугілля відповідно, [грн];  $x_i^A$ ,  $x_j^\Pi$ ,  $x_k^{Aimn}$ ,  $x_l^{\Pi imn}$  – обсяги власного видобутку та імпортування вугілля антрацитової групи за марками, [млн т];  $x_m^\Gamma$ ,  $x_n^D$ ,  $x_r^{D\Gamma}$ ,  $x_s^{\Gamma imn}$ ,  $x_d^{D imn}$ ,  $x_f^{D\Gamma imn}$  – обсяги власного видобутку та імпортування вугілля газової групи за марками, [млн т];  $I, J, M, N, R$  – множина джерел власного видобутку вугілля за марками відповідно;  $K, L, S, D, F$  – множина джерел імпортування вугілля за марками відповідно;  $g_i^A$ ,  $g_j^\Pi$  – технологічні коефіцієнти збагачення марок А та П власного видобутку відповідно;  $g_m^\Gamma$ ,  $g_n^D$ ,  $g_r^{D\Gamma}$  – технологічні коефіцієнти збагачення марок Г, Д та ДГ власного видобутку відповідно;  $X_{\max, i}^A$ ,  $X_{\max, j}^\Pi$ ,  $X_{\max, r}^{D\Gamma}$ ,  $X_{\max, m}^\Gamma$ ,  $X_{\max, n}^D$  – потенційно досяжні обсяги видобутку марок А, П, ДГ, Г та Д на  $i$ -му,  $j$ -му,  $r$ -му,  $m$ -му та  $n$ -му підприємстві відповідно;  $X_{A+\Pi, \max}$ ,  $X_{\Gamma+D+D\Gamma, \max}$  – загальна величина попиту на вугілля антрацитової та газової групи відповідно;  $X_{nzn, \max}$  – сумарна пропускна здатність портів та залізниці,  $C_i^A$ ,  $C_j^\Pi$ ,  $C_m^\Gamma$ ,  $C_n^D$ ,  $C_r^{D\Gamma}$  – вартість вугілля власного видобутку за марками відповідно;  $C_k^{Aimn}$ ,  $C_l^{\Pi imn}$ ,  $C_s^{\Gamma imn}$ ,  $C_d^{D imn}$ ,  $C_f^{D\Gamma imn}$  – вартість імпортованого вугілля за марками відповідно.

Виконання критерію енергетичної безпеки «Частка власних джерел у загальному надходженні палива в систему» для кожної з марок вугілля газової групи та у загальному постачанні антрацитової групи

враховується лінійними функціональними обмеженнями, що дописуються до додаткової підсистеми рівнянь моделі виробничого типу і побудовані на основі співвідношень обсягів власного видобутку та імпортування [85], які задаються критеріями енергетичної безпеки:

$$X_{\text{вд}, A+П}^{\Sigma} = e_k + \gamma \cdot X_{\text{надх}, A+П}^{\Sigma} \quad (1.60)$$

$$X_{\text{вд}, \Gamma}^{\Sigma} = e_m + \gamma \cdot X_{\text{надх}, \Gamma}^{\Sigma}; \quad (1.61)$$

$$X_{\text{вд}, Д}^{\Sigma} = e_n + \gamma \cdot X_{\text{надх}, Д}^{\Sigma}; \quad (1.62)$$

$$X_{\text{вд}, ДГ}^{\Sigma} = e_p + \gamma \cdot X_{\text{надх}, ДГ}^{\Sigma}. \quad (1.63)$$

У рівняннях (1.60) – (1.63):

$$X_{\text{надх}, A+П}^{\Sigma} = \sum_{i=1}^I x_i^A + \sum_{j=1}^J x_j^П + \sum_{k=1}^K x_k^{Aimn} + \sum_{l=1}^L x_l^{Пimn}; \quad (1.64)$$

$$X_{\text{надх}, \Gamma}^{\Sigma} = \sum_{m=1}^M x_m^{\Gamma} + \sum_{s=1}^S x_s^{\Gamma imn}; \quad (1.65)$$

$$X_{\text{надх}, ДГ}^{\Sigma} = \sum_{r=1}^R x_r^{ДГ} + \sum_{f=1}^F x_f^{ДГ imn}; \quad (1.66)$$

$$X_{\text{надх}, Д}^{\Sigma} = \sum_{n=1}^N x_n^Д + \sum_{d=1}^D x_d^{Д imn}, \quad (1.67)$$

де  $X_{\text{вд}, A+П}^{\Sigma}$  – сукупні обсяги власного видобутку енергетичного вугілля антрацитової групи, [млн т];  $X_{\text{вд}, \Gamma}^{\Sigma}$ ,  $X_{\text{вд}, Д}^{\Sigma}$ ,  $X_{\text{вд}, ДГ}^{\Sigma}$  – обсяги власного видобутку енергетичного вугілля газової групи за марками, відповідно, [млн т];  $X_{\text{надх}, A+П}^{\Sigma}$  – сукупні обсяги надходження антрацитової групи вугілля, [млн т];  $X_{\text{надх}, \Gamma}^{\Sigma}$ ,  $X_{\text{надх}, Д}^{\Sigma}$ ,  $X_{\text{надх}, ДГ}^{\Sigma}$  – сукупні обсяги надходження вугілля газової групи за марками відповідно, [млн т];  $\gamma$  – частка власних джерел у загальному надходженні палива в систему, допустима згідно вимог енергетичної безпеки;  $e_k$ ,  $e_m$ ,  $e_n$ ,  $e_p$  – вирівнювальні змінні, що визначають величину небалансу обсягів власного видобутку та імпортування антрацитової групи та марок газової групи вугілля при порушенні умови енергетичної безпеки «Частка власних джерел у загальному надходженні палива в систему».

Виконання критерію енергетичної безпеки «Частка імпорту з одного джерела» для кожної з марок вугілля описується рівняннями:

$$x_{k, imn}^A = \Delta_a + \lambda \cdot \sum_{k=1}^K x_k^{Aimn}; \quad (1.68)$$

$$x_{l, imn}^П = \Delta_b + \lambda \cdot \sum_{l=1}^L x_l^{Пimn}; \quad (1.69)$$

$$x_{s,imn}^{\Gamma} = \Delta_c + \lambda \cdot \sum_{s=1}^S x_s^{\Gamma imn}; \quad (1.70)$$

$$x_{d,imn}^{\Pi} = \Delta_d + \lambda \cdot \sum_{d=1}^D x_d^{\Pi imn}; \quad (1.71)$$

$$x_{f,imn}^{\Pi\Gamma} = \Delta_e + \lambda \cdot \sum_{f=1}^F x_f^{\Pi\Gamma imn}; \quad (1.72)$$

де  $\lambda$  – частка обсягу імпортування з одного джерела, допустима згідно вимог енергетичної безпеки;  $\Delta_a, \Delta_b, \Delta_c, \Delta_d, \Delta_e$  – вирівнювальні змінні небалансів енергетичного вугілля за марками при порушенні вимоги енергетичної безпеки «Частка імпорту з одного джерела»;  $x_{k,imn}^A, x_{l,imn}^{\Pi}, x_{s,imn}^{\Gamma}, x_{d,imn}^{\Pi}, x_{f,imn}^{\Pi\Gamma}$  – обсяги імпорту енергетичного вугілля за марками з одного джерела.

Економіко-математична модель підсистеми постачання *коксівного вугілля* в країну за марками за вимогами енергетичної безпеки подається наступною системою рівнянь:

$$\sum_{i \in I} \left( \sum_{j=1}^{N_{\text{вв}}} C_{ij} \cdot x_{ij} + \sum_{k=1}^{N_{\text{имн}}} C_{ik} \cdot x_{ik} \right) \rightarrow \min; \quad (1.73)$$

$$\sum_{i \in I, j=1}^{N_{\text{вв}}} g_{ij} \cdot x_{ij} + \sum_{i \in I, k=1}^{N_{\text{имн}}} g_{ik} \cdot x_{ik} \geq X_i; \quad (1.74)$$

$$\sum_{i \in I, k=1}^{N_{\text{имн}}} x_{ik} \leq X_{i, \text{нзу}}; \quad (1.75)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq X_{ij, \text{max}}; \quad (1.76)$$

$$\sum_{i \in I, k=1}^{N_{\text{имн}}} x_{ik} = e_{il} + \gamma \cdot \left( \sum_{i \in I, j=1}^{N_{\text{вв}}} x_{ij} + \sum_{i \in I, k=1}^{N_{\text{имн}}} x_{ik} \right); \quad (1.77)$$

$$x_{ik, imn} = e_{ik} + \lambda \cdot \sum_{i \in I, k=1}^{N_{\text{имн}}} x_{ik}, \quad (1.78)$$

де  $I$  – множина марок коксівного вугілля;  $x_{ij}, x_{ik}$  – обсяги постачання з джерела власного видобутку  $j$  та джерела імпортування  $k$  коксівного вугілля марки  $i$  відповідно;  $C_{ij}, C_{ik}$  – вартість видобутку та імпортування з джерела власного видобутку  $j$  та джерела імпортування  $k$  коксівного вугілля марки  $i$  відповідно;  $N_{\text{вв}}, N_{\text{имн}}$  – множина джерел власного видобутку та імпортування відповідно;  $g_{ij}, g_{ik}$  – технологічні коефіцієнти процесу постачання з джерела власного видобутку  $j$  та джерела імпортування  $k$  коксівного вугілля марки  $i$  відповідно;  $X_i$  –

потреба у коксівному вугіллі марки  $i$ ;  $X_{i,нзш}$  – пропускна здатність транспортної інфраструктури по коксівному вугіллю марки  $i$ ;  $X_{ij, \max}$  – максимально досяжний обсяг видобутку марки  $i$  у джерелі власного видобутку  $j$ ;  $e_{ij}$  – значення вирівнювальних змінних, що визначають величину небалансу обсягів коксівного вугілля марки  $i$  при виконанні умови енергетичної безпеки «Частка імпорту у загальному постачанні палива в систему»;  $e_{ik}$  – значення вирівнювальних змінних, що визначають величину небалансу коксівного вугілля марки  $i$  при виконанні вимоги енергетичної безпеки «Частка імпорту з одного джерела».

У розробленій моделі постачання коксівного вугілля в країну за марками за вимогами енергетичної безпеки (1.73) – (1.78) коефіцієнти цільової функції являють собою вартості надходження коксівного вугілля в країну визначаються за формулами:

$$C_{ij} = C_{ij, \text{ видоб}} + C_{ij, \text{ переробка}} + C_{ij, \text{ трансп, внутр}}; \quad (1.79)$$

$$C_{ik} = C_{ik, \text{ имп}} + C_{ik, \text{ переробка}} + C_{ik, \text{ трансп, зовн}} + C_{ik, \text{ трансп, внутр}}, \quad (1.80)$$

де  $C_{ij, \text{ видоб}}$  – собівартість видобутку коксівного вугілля марки  $i$  на  $j$ -му підприємстві;  $C_{ij, \text{ переробка}}$  – витрати на переробку коксівного вугілля марки  $i$ , видобутого на  $j$ -му підприємстві;  $C_{ij, \text{ трансп, внутр}}$  – транспортні тарифи на внутрішні перевезення коксівного вугілля марки  $i$ , видобутого на  $j$ -му підприємстві;  $C_{ik, \text{ имп}}$  – закупівельна вартість коксівного вугілля марки  $i$  у джерелі імпортування  $k$ ;  $C_{ik, \text{ переробка}}$  – витрати на переробку коксівного вугілля марки  $i$ , імпортованого з джерела  $k$ ;  $C_{ik, \text{ трансп, зовн}}$  – транспортні тарифи на міждержавні перевезення коксівного вугілля марки  $i$ , імпортованого з джерела  $k$ ;  $C_{k, \text{ трансп, внутр}}$  – транспортні тарифи на внутрішні перевезення коксівного вугілля марки  $i$ , імпортованого з джерела  $k$ .

Вимоги енергетичної безпеки при постачанні коксівного вугілля в країну враховуються за допомогою лінійних функціональних обмежень [85], що дописуються до додаткової підсистеми рівнянь та побудовані на основі співвідношень обсягів власного видобутку та імпортування, що задаються критеріями енергетичної безпеки.

$$X_{\text{вд}, K}^{\Sigma} = e_k^K + \gamma \cdot X_{\text{надх}, K}^{\Sigma}; \quad (1.81)$$

$$X_{\text{вд}, ПС}^{\Sigma} = e_l^{ПС} + \gamma \cdot X_{\text{надх}, ПС}^{\Sigma}; \quad (1.82)$$

$$X_{\text{вд}, \Gamma(\kappa)}^{\Sigma} = e_m^{\Gamma(\kappa)} + \gamma \cdot X_{\text{надх}, \Gamma(\kappa)}^{\Sigma}; \quad (1.83)$$

$$X_{\text{вд}, Ж}^{\Sigma} = e_n^Ж + \gamma \cdot X_{\text{надх}, Ж}^{\Sigma}. \quad (1.84)$$

У рівняннях (1.81) – (1.84):



$$X_{надх, K}^{\Sigma} = \sum_{i=1}^I x_i^K + \sum_{k=1}^K x_k^{Ki mn}; \quad (1.85)$$

$$X_{надх, \Gamma(\kappa)}^{\Sigma} = \sum_{m=1}^M x_m^{\Gamma(\kappa)} + \sum_{s=1}^S x_s^{\Gamma(\kappa) i mn}; \quad (1.86)$$

$$X_{надх, ПС}^{\Sigma} = \sum_{i=1}^I x_i^{ПС} + \sum_{k=1}^K x_k^{ПС i mn}; \quad (1.87)$$

$$X_{надх, Ж}^{\Sigma} = \sum_{i=1}^I x_i^{\mathcal{J}} + \sum_{k=1}^K x_k^{\mathcal{J} i mn}, \quad (1.88)$$

де  $X_{вд, K}^{\Sigma}$ ,  $X_{вд, ПС}^{\Sigma}$ ,  $X_{вд, \Gamma(\kappa)}^{\Sigma}$ ,  $X_{вд, Ж}^{\Sigma}$  – обсяги власного видобутку коксівного вугілля за марками відповідно, [млн т];  $X_{надх, K}^{\Sigma}$ ,  $X_{надх, \Gamma(\kappa)}^{\Sigma}$ ,  $X_{надх, ПС}^{\Sigma}$ ,  $X_{надх, Ж}^{\Sigma}$  – обсяги надходження коксівного вугілля за марками відповідно, [млн т];  $\gamma$  – частка власних джерел у загальному надходженні палива в систему, допустима згідно вимог енергетичної безпеки;  $e_k^K$ ,  $e_l^{ПС}$ ,  $e_m^{\Gamma(\kappa)}$ ,  $e_n^{\mathcal{J}}$  – вирівнювальні змінні, що визначають величину небалансу обсягів власного видобутку та імпортування коксівного вугілля за марками при порушенні умови енергетичної безпеки «Частка власних джерел у загальному надходженні палива в систему».

Виконання критерію енергетичної безпеки «Частка імпорту з одного джерела» для кожної з марок коксівного вугілля описується рівняннями:

$$x_{k, i mn}^K = \Delta_a + \lambda \cdot \sum_{k=1}^K x_k^{Ki mn}; \quad (1.89)$$

$$x_{l, i mn}^{ПС} = \Delta_b + \lambda \cdot \sum_{l=1}^L x_l^{ПС i mn}; \quad (1.90)$$

$$x_{s, i mn}^{\Gamma(\kappa)} = \Delta_c + \lambda \cdot \sum_{s=1}^S x_s^{\Gamma(\kappa) i mn}; \quad (1.91)$$

$$x_{d, i mn}^{\mathcal{J}} = \Delta_d + \lambda \cdot \sum_{d=1}^D x_d^{\mathcal{J} i mn}, \quad (1.92)$$

де  $\lambda$  – частка обсягу імпортування з одного джерела, допустима згідно вимог енергетичної безпеки;  $\Delta_a$ ,  $\Delta_b$ ,  $\Delta_c$ ,  $\Delta_d$  – вирівнювальні змінні небалансів коксівного вугілля за марками при порушенні вимоги енергетичної безпеки «Частка імпорту з одного джерела»;  $x_{k, i mn}^K$ ,  $x_{l, i mn}^{ПС}$ ,  $x_{s, i mn}^{\Gamma(\kappa)}$ ,  $x_{d, i mn}^{\mathcal{J}}$  – обсяги імпорту коксівного вугілля за марками з одного джерела.

Вибір джерел імпортування здійснюється на етапі підготовки вихідних даних для моделювання. Серед великої кількості країн-експортерів енергетичного та коксівного вугілля на світовому ринку

потенційними експортерами можуть бути як країни з близького, так і далекого зарубіжжя. З огляду на відмінність у класифікації вугілля на міжнародній арені та в країнах пострадянського простору [86-92] для вибору потенційних джерел імпортування проводиться співставлення фізико-хімічних параметрів вугілля, що котирується на світових ринках від різних постачальників, та вимог споживачів щодо якості палива. Джерела імпортування, пропозиція яких задовольняє ці вимоги споживачів, вносяться до переліку модельних вузлів імпорту.

Джерела надходження вугілля за марками при проведенні модельних розрахунків обрано з припущення щодо відповідності вугілля, що надходить з країн-експортерів на світовий ринок [93-96], та вугілля власного видобутку. З огляду на відмінність у класифікації вугілля [87, 90], співставлення видів імпортованого вугілля та певних марок вітчизняного, виконувалось за показником виходу летких речовин.

Фізико-хімічні параметри енергетичного та коксівного вугілля, що постачаються на світовий ринок окремими країнами, подано у табл. 1.9 та 1.10 відповідно.

Економіко-математична модель системи вуглепостачання економіки України з урахуванням втрат частини шахтного фонду та виконання вимог енергетичної безпеки в межах конструктивного підходу будуватиметься у вигляді графа асоційованої мережі [82].

Схему постачання енергетичного вугілля в економіку країни, що містить окремі підсистеми надходження вугільного палива за групами – газової (вугілля марок Д, ДГ, Г) та антрацитової (вугілля марок А та П), та являє собою граф асоційованої мережі надходження енергетичного вугілля.

Структурна схема постачання антрацитової групи, до якої належить вугілля марок А та П, наведена на рис. 1.26. Постачання газової групи – вугілля марок Д, ДГ та Г – на рис. 1.27. Структурні схеми постачання марок коксівного вугілля К (коксівне), Ж (жирне), ПС (пісне спікливе) та Г (газове – коксівне за технологічним призначенням) наведено на рис. 1.28.

У кожній з підсистем постачання окремої марки вугілля подається вузами власного видобутку та імпортування, забезпечуючи таким чином конкуренцію джерел надходження та вплив світового ринку на розподіл вугільних потоків у системі.

При моделюванні постачання вугілля за марками закладено можливість одночасного надходження різними видами транспорту: морським шляхом – з країн далекого зарубіжжя (ДЗ). Окрім морського шляху, вугілля може надходити залізницею з країн близького зарубіжжя

(БЗ) – Російської Федерації та Казахстану [97]. Варто зазначити, що потужності з видобутку окремих марок вугілля є й на частині території України, що зараз не контролюється державною владою (неконтрольовані території України – НТУ), тому у схемах постачання вугілля передбачено можливість надходження вугілля з цих територій зі своїми ціновими та обсяговими показниками.

Джерелами імпортування антрациту з далекого зарубіжжя обрано В'єтнам та ПАР (вузли 35, 36 відповідно) з огляду на їх частку у сукупному обсязі торгівлі на світовому ринку [98]. До джерел надходження антрациту з близького зарубіжжя, окрім Російської Федерації (вузол 37), включено також НТУ (вузол 38), оскільки існують схеми постачання вугілля з них на основну частину території [99]. Вузлом надходження пісного вугілля в економіку країни за імпортом є Російська Федерація (вузол 39).

Це спричинене тим, що за міжнародною класифікацією вугілля з фізико-хімічними властивостями, притаманними вугіллю марки П за вітчизняною класифікацією, входить до класу антрацитів, який в доступних статистичних даних не розподіляється за групами.

Постачання вугілля марки Д за імпортом відбувається тільки з країн близького зарубіжжя – Російської Федерації, Казахстану та НТУ (вузли 42, 43 та 51 відповідно). Надходження марки ДГ за імпортом можливе з країн як далекого – Австралія, Індонезія, ПАР, США (вузли 44, 45, 46, 47 відповідно), так і близького зарубіжжя – Російська Федерація, а також сюди включені НТУ (вузли 48, 53). Можливими джерелами імпорту газового вугілля є Австралія, Російська Федерація та НТУ (вузли 40, 41, 52).

Джерелами імпортування марки К з далекого зарубіжжя обрано ПАР, Австралію та США (вузли 73–75). До джерел надходження з близького зарубіжжя, окрім Російської Федерації (вузол 77), включено також тимчасово окуповані території України (вузол 76) та Казахстан (вузол 78).

Вузлами надходження жирного вугілля в економіку країни за імпортом є ПАР, Австралія, Канада (вузли 86–88), Російська Федерація (вузол 90), НТУ (вузол 89) та Казахстан (вузол 91).

Постачання вугілля марки ПС за імпортом відбувається з Російської Федерації та окупованих територій України (вузли 64, 65 відповідно) та Австралії (вузол 63). Надходження марки Г, яке придатне для коксування, здійснюється за імпортом з Австралії (вузол 54) та НТУ (вузол 55).

Ця структура надходження за імпортом пропонується як результат дослідження наявності окремих марок вугілля у пропозиції вказаних країн.

Вугілля, що імпортується морським шляхом, надходить у вузол, який подає сумарну пропускну здатність морських торговельних портів країни (вузол 16) та розподіляються у наступному вузлі (вузол 17). Така конструкція запроваджена через припущення, що окрема частка імпортованого вугілля може деякий час перебувати на складських територіях порту. У цій частині відбувається суміщення підсистем постачання окремих марок вугілля. При цьому, можливість взаємозаміщення марочних груп або окремих марок не передбачена.

Обсяги вугільної продукції, що надходять з окремих джерел імпортування, підсумовуються у вузлах, утворюючи обсяги сукупного імпорту з країн ДЗ та БЗ (вузли 1, 2, 5, 8, 10, 11 та 14 для марок енергетичного вугілля, та вузли 57, 58, 67, 68, 80, 81, 93, 94 – для коксівних марок).

Обсяги власного видобутку антрациту та пісного вугілля (вузли 3 та 6 відповідно), вугілля газової групи (вузли 9, 12, 15), а також марок коксівного вугілля (вузли 56, 66, 79, 92 відповідно) підлягають збагаченню (вузли 19, 22, 25, 28, 31, 60, 71, 83, 95) для підвищення їх споживчих характеристик та утворення обсягів готової вугільної продукції. Коефіцієнт збагачення для всіх марок вугілля при моделюванні прийнятий рівним 0,5 [100]. Імпортоване вугілля не підлягає збагаченню, оскільки автор використовує припущення щодо недоцільності імпортування рядового вугілля з подальшим збагаченням.

Збагачене вугілля власного видобутку підсумовується з сукупними обсягами імпорту і надалі утворені таким чином сукупні обсяги надходження вугільних продуктів (вузли 20, 23, 26, 29, 32, 61, 70, 84, 97), надходять до вузлів споживання антрацитової (А+П) (вузол 33) та газової (Д+ДГ+Г) (вузол 34) груп, а також до вузлів споживання коксівного вугілля за марками: К (вузол 85), Ж (вузол 98), ПС (вузол 72) та Г (вузол 62), потреба у яких задавалася згідно з даними [101, 102].

Обсяги імпортування вугільної продукції мають задовольняти вимоги енергетичної безпеки держави, що потребує визначення доцільних обсягів надходження вугілля з різних джерел та обсягів власного видобутку у конкурентному середовищі функціонування вугільної галузі країни.

Таблиця 1.9. Фізико-хімічні характеристики енергетичного вугілля зі світового ринку

Країна	Вугільний басейн	Теплотворна здатність, [МДж/кг]	Вміст вологи, %	Вміст золи, %	Вихід легких, %	Вміст сірки, %	Аналог з ДСТУ
Австралія	Drayton	28,4	9,9	13,3	34,5	0,9	Г
	Hunter Valley	29,6	8	11,2	34	0,6	Г
	Newcastle	н/д*	8,1	8,1	35,3	н/д	ДГ
	Gunnedah	н/д	н/д	6,5	37,9	н/д	ДГ
Канада	Nantong	28,4	8	16	36,2	0,8	ДГ
	Obed Marsh	25,3	8	14	37	0,6	ДГ
Індонезія	Satui	28,8	9,5	7,9	41,9	0,8	ДГ
ПАР	Еххаро Grootteluk	н/д	3,4	10,5	36,8	1,13	ДГ
	Vele	н/д	1,7	12,5	36,1	0,98	ДГ
США	Pinacle	27,2	8,3	13,4	40,9	0,7	ДГ
	Plato	25,1	9,8	9,3	41,8	0,9	ДГ

Примітка: \* – значення даного показника відсутнє

Таблиця 1.10. Фізико-хімічні характеристики коксівного вугілля зі світового ринку

Країна	Вугільний басейн	CSN (FSI)	Вміст вологи, %	Вміст золи, %	Вміст летких, %	Вміст сірки, %	Аналог з ДСТУ
Австралія	Newlands	н/д*	8,4	15	26,6	0,4	К
	Warkworth	н/д	9,6	11,8	32,8	0,4	Ж
	Norwich Park	9	10	10	17,5	0,66	ПС
	Gooniyella	8	10	9	24,5	0,53	К
	Blackwater	6	10	8,2	28,1	0,51	Ж
	Gregory	9	8,5	7,4	33,7	0,66	Г(к)
Китай	Datong	н/д	10,1	7	28,1	0,7	Ж
Канада	Coal Valley	н/д	11,3	10,7	33,5	0,3	Ж
	Еххаро Тshikondeni	9	0,7	13,7	22,9	0,78	К
ПАР	Маххадхо	8,5	1,3	10	29,9	0,99	Ж
		н/д	5,75	8	26	1,25	К
США		н/д	9	35	28	0,7	К, Ж
	Екібастуз	н/д	9	35	28	0,7	К, Ж

Примітка: \* – значення показника відсутнє

Сукупний імпорт з країн ДЗ та БЗ для кожної марки окремо, утворюється у відповідних вузлах (вузли 18, 21, 26, 27, 32, 59, 69, 82 та 96). Обсяги імпорту окремих марок, що утворюються у цих вузлах, підлягають дії обмежень енергетичної безпеки «Частка власних джерел у загальному постачанні палива в систему».

Для врахування вимоги енергетичної безпеки «Частка імпорту з одного джерела» для антрацитової групи вугілля у модель вміщено вузол сукупного імпорту за групою (вузол 49), що являє собою підсумково-розподільну конструкцію для марок А, П. Вхідні та вихідні потоки цього вузла за марками прирівнюються між собою. Утворений у цьому вузлі сукупний обсяг імпорту є пропорційним вугільним потокам, що надходять з окремих джерел імпортування окремо для марок А та П.

Вузол сукупного імпорту для газової групи (Д, ДГ, Г) вугілля (вузол 50) включено у модель для можливості врахування частки марок цієї групи у загальному її імпорті.

Обсяги надходження з кожного окремого джерела імпорту (вузли 35–48, 51–55, 63–65, 73–78, та 86–91) підлягають дії вимоги енергетичної безпеки «Частка імпорту з одного джерела» в межах однієї марки.

При моделюванні оптимізації власного видобутку та імпортування вугілля за критеріями економічної ефективності в умовах світового ринку вугілля існує інформаційна невизначеність щодо прогнозних значень певних величин. Так, невідомими є вартісні показники постачання вугілля, зокрема закупівельні ціни у країнах-експортерах, собівартість внутрішнього видобутку, вартості перевезення та збагачення. Крім того, політичні зміни у сфері міжнародних економічних відносин можуть чинити суттєвий вплив на обсяги постачання вугілля з окремих джерел. Тому параметричні розрахунки проводилися з обмеженнями на обсяги можливого імпортування та припущень щодо цінових співвідношень.

Запропоновані математичні засоби для моделювання системи вуглестачання економіки України з урахуванням втрат частини шахтного фонду та виконання вимог енергетичної безпеки апробовано на параметричних розрахунках.

При проведенні розрахунків для визначення обсягів імпортування вугільної продукції та джерел їх надходження значення обсягів власного видобутку енергетичного та коксівного вугілля за марками на період до 2030 року (на територіях, контрольованих українською владою) задавались відповідно до наявних оцінок [100], потреба у коксівному

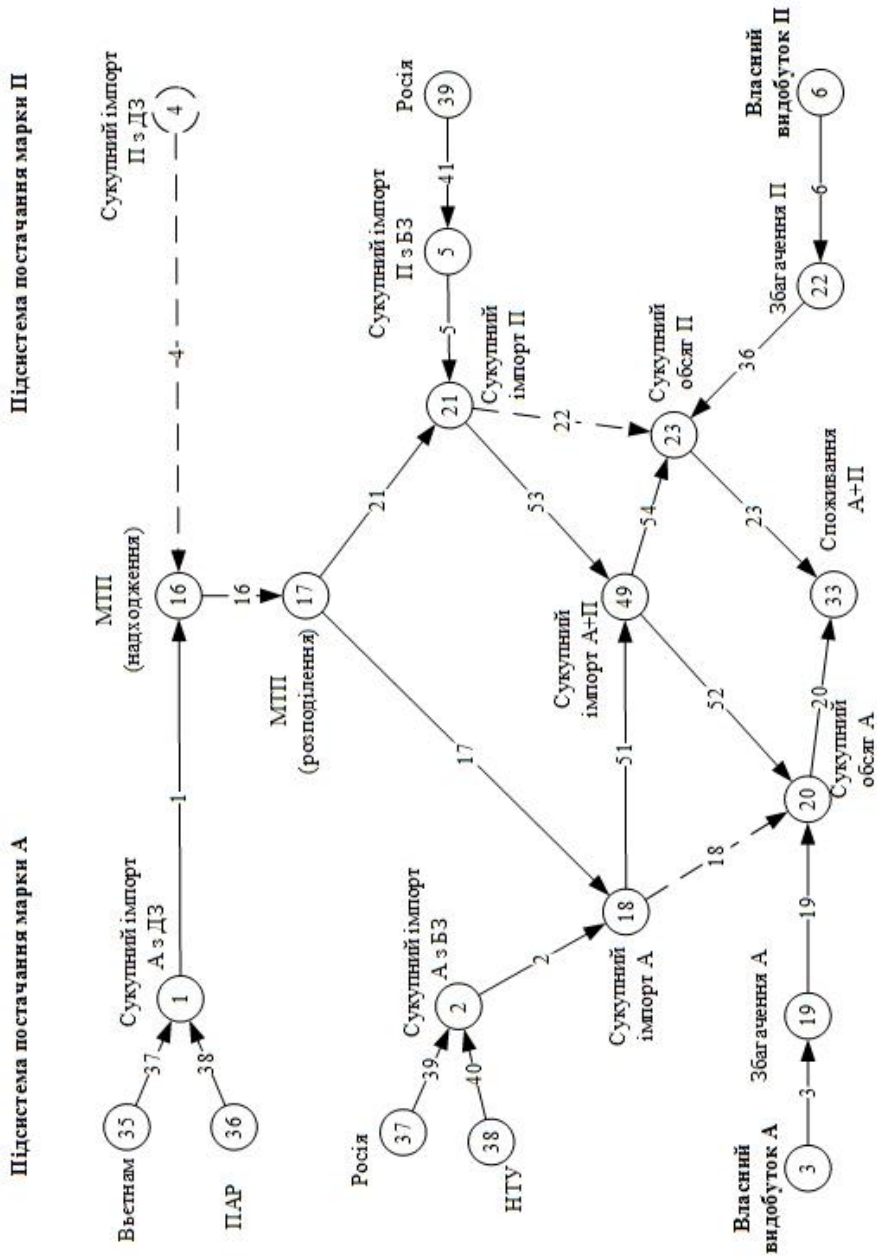


Рис. 1.26. Система постачання антрацитової групи вугілля



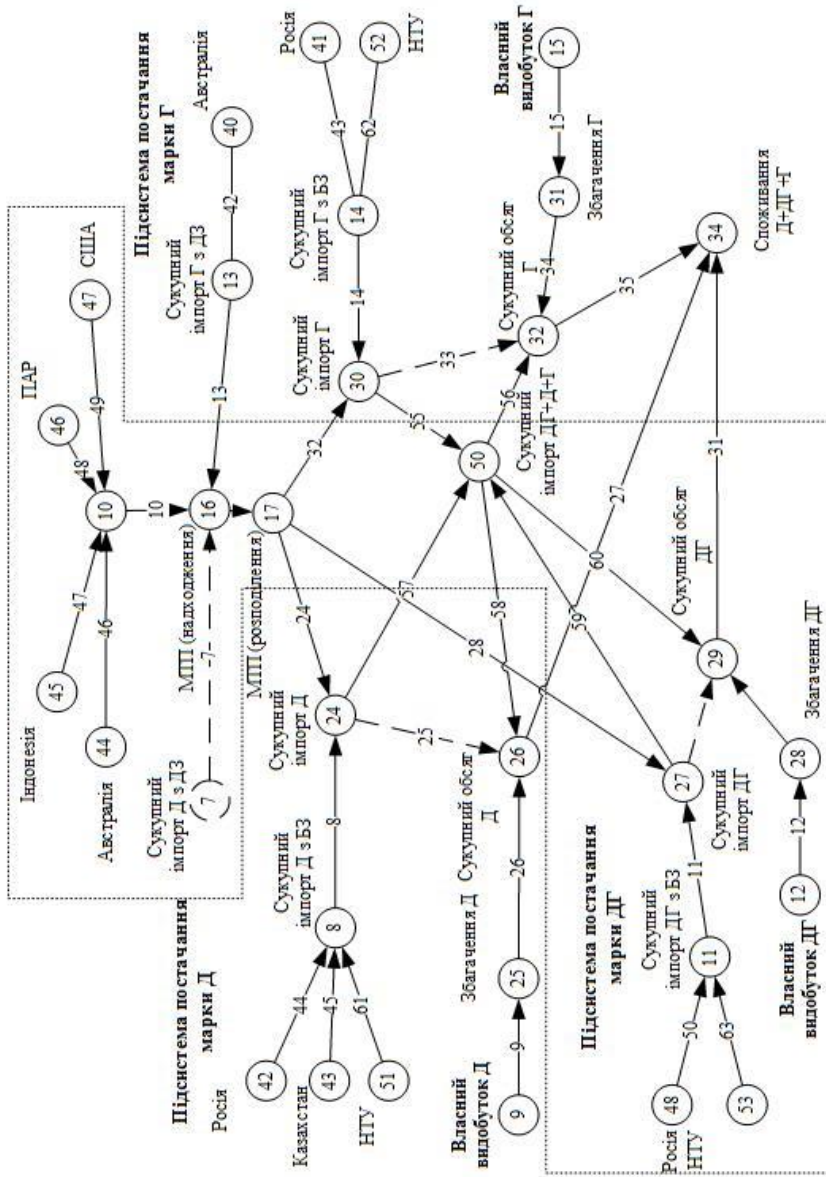


Рис. 1.27. Система постачання газової групи вугілля

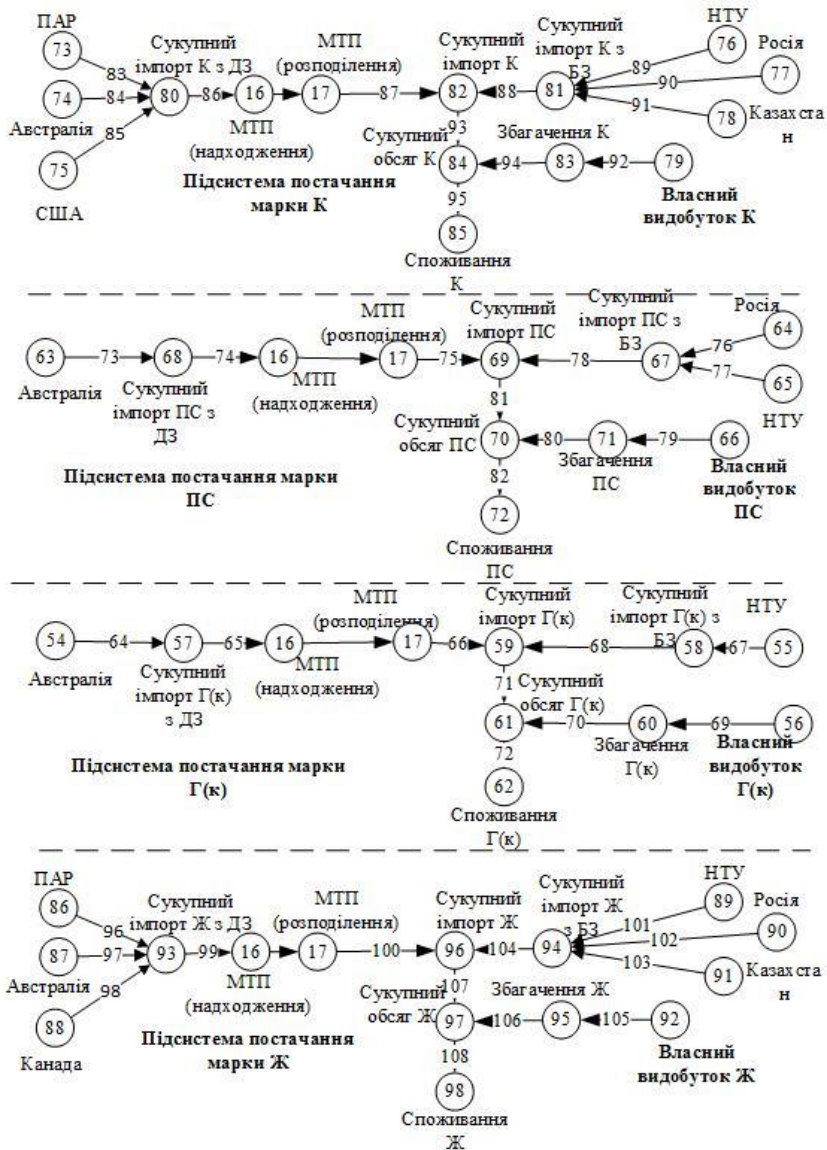


Рис. 1.28. Підсистеми постачання марок коксівного вугілля

вугілля – згідно прогнозів споживання в цілому по країні, в енергетичному – за базовим сценарієм.

Результати розрахунків з розподілом обсягів вугільної продукції за джерелами надходження, а також обсяги перевалки через морські торгові порти (МТП), наведені у табл. 1.11. За таких умов обсяги імпорту енергетичного вугілля газової групи відсутні, а обсяги імпорту коксів-

ного вугілля зменшуються майже для всіх марок, за виключенням марки ПС.

Таблиця 1.11. Баланси потоків вугільної продукції за марками у 2020–2030 рр.

Показник	2020	2025	2030
<b>СПОЖИВАННЯ</b>			
Енергетичне вугілля, [млн т]			
Антрацитової групи	5,39	5,47	5,65
Газової групи	12,572	12,76	13,18
Коксівне вугілля, [млн т]			
Марка К	7,760	7,955	8,150
Марка Ж	9,570	10,220	10,870
Марка ПС	3,880	3,980	4,080
Марка Г(к)	4,660	4,370	4,080
Перевалка через МТП	1,646	1,399	1,23
<b>ВЛАСНИЙ ВИДОБУТОК</b>			
Виробництво готової вугільної продукції за марками, [млн т]			
А+П	0,168	0,185	0,191
Д+ДГ+Г	12,572	12,76	16,038
К	4,32	5,051	5,161
Ж	1,773	2,935	4,043
ПС	0,0	0,0	0,0
Г(к)	0,0	0,0	0,0
<b>ІМПОРТ</b>			
Енергетичного вугілля за марками, [млн т] у т.ч.:			
Сукупний імпорт А з ДЗ, у т.ч.:	0,522	0,529	0,546
В'єтнам	—	—	0,546
ПАР	0,522	0,529	—
Сукупний імпорт А з БЗ, у т.ч.:	3,133	3,171	3,275
Російська Федерація	1,567	1,586	1,638
НТУ	1,567	1,586	1,638
Імпорт А, всього	3,655	3,7	3,821
Сукупний імпорт П з БЗ, у т.ч.:	1,567	1,576	1,638
Російська Федерація	1,567	1,576	1,638
Імпорт П, всього	1,567	1,576	1,638
<b>Імпорт А+П, всього</b>	<b>5,222</b>	<b>5,285</b>	<b>5,459</b>
Коксівного вугілля за марками, [млн т] у т.ч.			
Сукупний імпорт К з ДЗ, у т.ч.:	0,344	0,142	0,002

Показник	2020	2025	2030
ПАР	0,344	0,142	0,002
Сукупний імпорт К з БЗ, у т.ч.:	3,096	1,281	0,015
НТУ	1,032	0,427	0,005
Російська Федерація	1,032	0,427	0,005
Казахстан	1,032	0,427	0,005
<b>Імпорт К, всього</b>	<b>3,44</b>	<b>1,423</b>	<b>0,017</b>
Сукупний імпорт Ж з ДЗ, у т.ч.:	0,78	0,729	0,683
Канада	0,78	0,729	0,683
Сукупний імпорт Ж з БЗ, у т.ч.:	7,017	6,557	6,144
НТУ	2,339	2,186	2,048
Російська Федерація	2,339	2,186	2,048
Казахстан	2,339	2,186	2,048
<b>Імпорт Ж, всього</b>	<b>7,797</b>	<b>7,285</b>	<b>6,827</b>
Сукупний імпорт Г(к) з БЗ, у т.ч.:	4,66	4,37	4,08
НТУ	4,66	4,37	4,08
<b>Імпорт Г(к), всього</b>	<b>4,66</b>	<b>4,37</b>	<b>4,08</b>
Сукупний імпорт ПС з БЗ, у т.ч.:	3,88	3,98	4,08
Російська Федерація	3,88	3,98	4,08
<b>Імпорт ПС всього</b>	<b>3,88</b>	<b>3,98</b>	<b>4,08</b>

Скорочення власного видобутку унеможливило забезпечення споживачів вугіллям антрацитової групи, а також марками ПС та Г для потреб коксування з власних покладів держави. Частки власних джерел у загальному постачанні вугілля наведено у табл. 1.12.

Таблиця 1.12. Частки власних джерел у загальному постачанні палива в систему, %

Показник	2020	2025	2030
При постачанні антрацитової групи (А+П)	3,117	3,382	3,381
При постачанні газової групи (Д+ДГ+Г)	100	100	100
При постачанні марки К	55,67	82,112	99,791
При постачанні марки Ж	18,527	28,718	37,194
При постачанні марки ПС	0	0	0
При постачанні марки Г(к)	0	0	0

Таблиця 1.13. Частка імпорту у загальному постачанні палива в системі, %

Показник	2020	2025	2030
При постачанні антрацитової групи (А+П)	96,883	96,618	96,619
При постачанні марки К	44,330	17,888	0,209
При постачанні марки Ж	81,473	71,282	62,806
При постачанні марки ПС	100,000	100,000	100,000
При постачанні марки Г(к)	100,000	100,000	100,000

За таких умов, дотримання вимог енергетичної безпеки щодо частки імпорту при постачанні вугілля марки Ж, також не виконується. Обсягова частка імпортування цієї марки перевищує граничне значення 50% (табл. 1.13).

Оцінка виконання вимог енергетичної безпеки за критеріями «Частка власних джерел у загальному постачанні палива в системі» та «Частка імпорту з одного джерела» виконується за величиною вирівнювальних змінних, отримані значення яких наведено у табл. 1.14 та 1.15. У разі порушення вимог енергетичної безпеки за критерієм «Частка імпорту з одного джерела» відповідна вирівнювальна змінна набуває від'ємного значення. При невиконанні вимог енергетичної безпеки щодо обсягів власного видобутку у загальному надходженні палива у систему, вирівнювальна змінна стає додатною. У табл. 1.14 величини вирівнювальних змінних, що показують невиконання обсягових критеріїв енергетичної безпеки, виділено курсивом та підкресленням.

Таким чином, автором запропоновано економіко-математичні моделі підсистем вуглепостачання в економіку України з урахуванням втрат частини шахтного фонду та виконання вимог енергетичної безпеки, що розглядають ланцюги постачання всіх марок вугілля, враховують фактори енергетичної безпеки за кожною маркою, а також пропускну здатність морських шляхів за їх сукупними обсягами.

Таблиця 1.14. Величини небалансів вугільних потоків за критерієм «Частка власних джерел у загальному постачанні палива в системі», [млн т]

Показник	2020	2025	2030
При постачанні в систему – А	<u>1,828</u>	<u>1,850</u>	<u>1,911</u>
При постачанні в систему – П	<u>0,699</u>	<u>0,700</u>	<u>0,723</u>
При постачанні в систему – Д	-0,105	-0,154	-0,191

Показник	2020	2025	2030
При постачанні в систему – ДГ	-5,475	-6,226	-5,996
При постачанні в систему – Г(е)	-0,706	0,000	-1,831
При постачанні в систему – К	-2,160	-3,266	-4,067
При постачанні в систему – Ж	<u>3,012</u>	<u>2,175</u>	<u>1,392</u>
При постачанні в систему – Г(к)	<u>2,330</u>	<u>2,185</u>	<u>2,040</u>
При постачанні в систему – ПС	<u>1,940</u>	<u>1,990</u>	<u>2,040</u>

Таблиця 1.15. Частка імпорту з одного джерела, %

Показник	2020	2025	2030
Енергетичного вугілля за марками, у т.ч.			
Імпорт А, всього			
В'єтнам	0	0	14,286
ПАР	14,286	14,286	0,000
Російська Федерація	42,857	42,857	42,857
НТУ	42,857	42,857	42,857
Імпорт П, всього			
Російська Федерація	100	100	100
Коксівного вугілля за марками, у т.ч.			
Імпорт К, всього			
ПАР	10	10	10
НТУ	30	30	30
Російська Федерація	30	30	30
Казахстан	30	30	30
Імпорт Ж, всього			
Канада	10	10	10
НТУ	30	30	30
Російська Федерація	30	30	30
Казахстан	30	30	30
Імпорт Г(к), всього			
НТУ	100	100	100
Імпорт ПС, всього			
Російська Федерація	100	100	100

Моделі апробовано на параметричних розрахунках обсягів постачання вугілля за марками до 2030 р. за умов скорочення внутрішнього видобутку й прогнозованих значень потреби. Отримано розподіл обсягів вугільної продукції за джерелами надходження, визначено частки власних джерел та імпорту у постачанні всіх марок вугілля.

## Література

1. *Framework* for energy market communications: IEC 62325. – International Electrotechnical Commission. – (International Standard).
2. *Telecontrol* equipment and systems: IEC 60870. – International Electrotechnical Commission. – (International Standard).
3. *Communication* networks and systems for power utility automation: IEC 61850. – International Electrotechnical Commission. – (International Standard).
4. *Energy* management system application program interface (EMS-API): IEC 61970. – International Electrotechnical Commission. – (International Standard).
5. *Application* integration at electric utilities - System interfaces for distribution management: IEC 61968. – International Electrotechnical Commission. – (International Standard).
6. *ENTSO-E's* Modelling Methodology (EMM). [Online] <https://www.entsoe.eu/publications/electronic-data-interchange-edilibrary/work%20products/general/Pages/default.aspx>.
7. *ebIX* UML Model for the European Energy Market. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/EEM\\_2011.A.zip](http://www.ebix.org/dropbox/EEM_2011.A.zip).
8. *Harmonised* Electricity Role Model. [Online] <https://www.entsoe.eu/publications/electronic-data-interchange-edilibrary/work%20products/general/Pages/default.aspx>.
9. *ENTSO-E* Scheduling System ESS - Version 4 Release 1. [Online] [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/edi/library/schedulev4r1/documentation/urn-entsoe-eu-wgedi-ess-implementationguide-4-1.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/edi/library/schedulev4r1/documentation/urn-entsoe-eu-wgedi-ess-implementationguide-4-1.pdf).
10. *ENTSO-E* Settlement Process Version 1 Release 2. [Online] [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/edi/library/settlementv1r2/documentation/settlement-guide-v1r2.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/edi/library/settlementv1r2/documentation/settlement-guide-v1r2.pdf).
11. *ENTSO-E* Capacity Allocation and Nomination System (ECAN). Implementation Guide // ENTSO-E. – 2011 – Version 5.0. – P. 217. [Online] [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/edi/library/ecan-v5r0/ecan-guide-v5r0.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/edi/library/ecan-v5r0/ecan-guide-v5r0.pdf).
12. *ebIX* Business Requirements for Change of Supplier v3r2A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX\\_Business\\_Requirements\\_for\\_Change\\_of\\_Supplier\\_v3r2A\\_20140223.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Change_of_Supplier_v3r2A_20140223.pdf).
13. *ebIX* Business Requirements for Customer Move v3r2A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX\\_Business\\_Requirements\\_for\\_Customer\\_Move\\_v3r2A\\_20140223.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Customer_Move_v3r2A_20140223.pdf).



14. *ebIX* Business Requirements for Change of Balance Responsible Party v3r2A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX Business Requirements for Change of Balance Responsible Party v3r2A 20140223.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Change_of_Balance_Responsible_Party_v3r2A_20140223.pdf).

15. *ebIX* Business Requirements for Change of Metered Data Responsible v3r2A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX Business Requirements for Change of Metered Data Responsible v3r2A 20140223.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Change_of_Metered_Data_Responsible_v3r2A_20140223.pdf).

16. *ebIX* Business Requirements for End of Metered Data Responsible v3r2A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX Business Requirements for End of Metered Data Responsible v3r2A 20140223.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_End_of_Metered_Data_Responsible_v3r2A_20140223.pdf).

17. *ebIX* Business Requirements for Change of Transport Capacity Responsible v3r2B. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ ebIX\\_Business\\_Requirements\\_for\\_Change\\_of\\_Transport\\_Capacity\\_Responsible.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Change_of_Transport_Capacity_Responsible.pdf).

18. *ebIX* Business Requirements for Request MP Characteristics v3r2A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX Business Requirements for Request MP Characteristics v3r2A 20140223.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Request_MP_Characteristics_v3r2A_20140223.pdf).

19. *ebIX* Business Requirements for Upfront request for Metering Point Characteristics v3r2A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX Business Requirements for Upfront request for Metering Point Characteristics v3r2A 20140223.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Upfront_request_for_Metering_Point_Characteristics_v3r2A_20140223.pdf).

20. *ebIX* Business Information Model for Notify MP characteristics 2011A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX\\_Business\\_Information\\_Model\\_for\\_Notify\\_MP\\_characteristics\\_v3r1B\\_20120401\\_2011A.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Information_Model_for_Notify_MP_characteristics_v3r1B_20120401_2011A.pdf).

21. *ebIX* Business Requirements for Notify MP Characteristics v3r2A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX Business Requirements for Notify MP Characteristics v3r2A 20140223.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Notify_MP_Characteristics_v3r2A_20140223.pdf).

22. *ebIX* Business Information Model for Change of Supplier 2011A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX\\_Business\\_Information\\_Model\\_for\\_Change\\_of\\_Supplier\\_v3r1B\\_20120401\\_2011A.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Information_Model_for_Change_of_Supplier_v3r1B_20120401_2011A.pdf).

23. *ebIX* Business Information Model for End of supply 2011A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX\\_Business\\_Information\\_Model\\_for\\_End\\_of\\_supply\\_v3r1B\\_20120401\\_2011A.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Information_Model_for_End_of_supply_v3r1B_20120401_2011A.pdf).

24. *ebIX* Business Requirements for End of supply v3r2A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX Business Requirements for End of supply v3r2A 20140223.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_End_of_supply_v3r2A_20140223.pdf).

25. *ebIX* Business Requirements for Measure Collected Data 2r0E. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX\\_Business\\_Requirements\\_for\\_Measure\\_Collected\\_Data\\_2r0E.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Measure_Collected_Data_2r0E.pdf).

26. *ebIX* Business Information Model for Measure Collected Data 2011.A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebix\\_business\\_information\\_model\\_for\\_measure\\_collected\\_data\\_2011.a.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebix_business_information_model_for_measure_collected_data_2011.a.pdf).
27. *ebIX* Business Requirements for Measure Determine Meter Read 2.0.B. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebix\\_business\\_requirements\\_for\\_measure\\_determine\\_meter\\_read\\_2.0.b.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebix_business_requirements_for_measure_determine_meter_read_2.0.b.pdf).
28. *ebIX* Business information Model for Measure Determine Meter Read 2011.A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebix\\_business\\_information\\_model\\_for\\_measure\\_determine\\_meter\\_read\\_2011.a.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebix_business_information_model_for_measure_determine_meter_read_2011.a.pdf).
29. *ebIX* Business Requirements for Measure for Imbalance Settlement 2r0E. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX\\_Business\\_Requirements\\_for\\_Measure\\_for\\_Imbalance\\_Settlement\\_2r0E.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Measure_for_Imbalance_Settlement_2r0E.pdf).
30. *ebIX* Business Information Model for Measure for Imbalance Settlement 2011.A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebix\\_business\\_information\\_model\\_for\\_measure\\_for\\_imbalance\\_settlement\\_2011.a.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebix_business_information_model_for_measure_for_imbalance_settlement_2011.a.pdf).
31. *ebIX* Business Requirements for Measure for Labeling 1r0A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX\\_Business\\_Requirements\\_for\\_Measure\\_for\\_Labeling\\_1r0A.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Measure_for_Labeling_1r0A.pdf).
32. *ebIX* Business Requirements for Measure for Reconciliation 2r0C. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX\\_Business\\_Requirements\\_for\\_Measure\\_for\\_Reconciliation\\_2r0C.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Measure_for_Reconciliation_2r0C.pdf).
33. *ebIX* Business Information Model for Measure for Reconciliation 2011.A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX\\_Business\\_Information\\_Model\\_for\\_Measure\\_for\\_Reconciliation\\_2011.A.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Information_Model_for_Measure_for_Reconciliation_2011.A.pdf).
34. *ebIX* Business Requirements for Measure for Billing 2r0A. [Online] [http://www.ebix.org/dropbox/ebIX\\_Business\\_Requirements\\_for\\_Measure\\_for\\_Billing\\_2r0A.pdf](http://www.ebix.org/dropbox/ebIX_Business_Requirements_for_Measure_for_Billing_2r0A.pdf).
35. *Блінов І. В.* Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії / Київ, Науково-виробниче підприємство «Видавництво «Наукова думка» НАН України», 2015, С. 216.
36. *Блінов І. В.* Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуючого ринку електроенергії України/ *Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А.* // Промелектро – 2016. - № 4-5. – С.8-12.
37. *СОУ-Н* ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова», 2009. – 56 с.
38. *PI – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance/* УСТЕОН, 2009. – 32 р.
39. *Черненко П. О.* Ієрархічне багатofакторне прогнозування електричного навантаження енергооб'єднання дис. доктора технічних наук:

05.14.02 / Черненко Павло Олексійович; Інститут електродинаміки НАНУ. – К., 2011. – 349 с.

40. *Мельник Л. Г.* Економіка енергетики: підручник / Л. Г. Мельник, І. М. Сотник. – Суми: Університетська книга, 2015. – 378 с.

41. *Бенн Д. В.* Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки. / Д. В. Бенн, Е. Д. Фармер.; [пер. с англ.] – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 200 с.

42. *Weron R.* Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices: A Statistical Approach / Weron R. - Chichester: Wiley, 2006. – 171 p.

43. *Hong T.* Short Term Electric Load Forecasting: Ph.D. dissertation: Operations Research and Electrical Engineering / Hong Tao; North Carolina State University. – Raleigh, 2010. - 175 p.

44. *Taylor J. W.* A comparison of univariate methods for forecasting electricity demand up to a day ahead / L. M. de Menezes, P. E. McSharry // International Journal of Forecasting. - Amsterdam, 2006. – V. 22, I. 1. – P. 1 – 16.

45. *Гурский С. К.* Адаптивное прогнозирование временных рядов в электроэнергетике / С. К. Гурский. - Минск: “Наука и техника”, 1983. – 271 с.

46. *Макоклюев Б. И.* Взаимосвязь точности прогнозирования и неравномерности графиков электропотребления / Б. И. Макоклюев, В. Ф. Еч // Электрические станции. – 2005. – № 5. – С. 49–54.

47. *Надтока И. И.* Развитие теории и методов моделирования и прогнозирования электропотребления на основе данных средств автоматизации учета и телеизмерений: дис. доктора технических наук: 05.14.02 / Надтока Иван Иванович – Новочеркасск, 1998. – 346 с.

48. *Шумилова Г. П.* Прогнозирование электрических нагрузок при оперативном управлении электроэнергетическими системами на основе нейросетевых структур / Г. П. Шумилова, Н. Э. Готман, Т. Б. Старцева. – Екатеринбург: УрО РАН, 2008. – 89 с.

49. *Бодянский Е. В.* Краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии на основе многослойной нейро-фазы сети / Е. В. Бодянский, С. В. Попов, Т. В. Рыбальченко, Н. Н. Титов // Энергоменеджмент та енергоспоживання. – 2008. – № 9. – С. 37–43.

50. *Данилюк О. В.* Теоретичні засади та методи моделювання електроенергетичних систем на основі технологій штучних нейронних мереж : дис. док. тех. наук: 05.14.02 // Національний університет «Львівська політехніка». – Л., 2002. – 346 с.

51. *Черненко П. А.* Многоуровневое взаимосвязанное прогнозирование электрических нагрузок энергообъединения / П. А. Черненко //

Пр. Ін-ту електродинаміки НАНУ. Енергоефективність. – 2000. – С. 99 – 104.

52. *Черненко П. А.* Идентификация параметров, моделирование и многоуровневое взаимосвязанное прогнозирование электрических нагрузок энергообъединения / П. А. Черненко // Технічна електродинаміка, тем. випуск «Проблеми сучасної електротехніки». – 2010. – Ч. 3. – С. 57 – 64.

53. *Мартинюк О. В.* Порівняльні оцінки результатів короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження енергооб'єднання при ієрархічній організації вирішення цієї задачі / О. В. Мартинюк, П. О. Черненко // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – Вінниця, 2013. – № 3. – С. 1-6.

54. *Пустыльник Е. И.* Статистические методы анализа и обработки наблюдений / Е. И. Пустыльник // М.: Наука, 1968. – 288 с.

55. *Черненко П. О.* Дворівнева достовіризація добових графіків електричного навантаження обласної енергосистеми з суттєвою складовою промислового електроспоживання / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк, В. О. Мірошник, А. І. Заславський. // Енергетика та електрифікація, № 7. – 2015р. – С.10 – 23

56. *Черненко П. А.* Методы повышения достоверности телеизмеряемых параметров режима электроэнергетических систем / П. А. Черненко, А. И. Заславский // Пр. Ін-ту електродинаміки НАНУ. Електродинаміка. – 2001. – С. 109 – 114.

57. *Черненко П. О.* Забезпечення статистичної однорідності вихідної інформації про електричне навантаження енергоємних підприємств при короткостроковому прогнозуванні навантаження енергосистеми / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк, А. І. Заславський. // Праці ІЕД НАНУ. – 2015. – Вип. 40 – С. 26-33.

58. *Черненко П. О.* Врахування споживання електроенергії енергоємними підприємствами при короткостроковому прогнозуванні електричного навантаження енергосистеми / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк, В. О. Мірошник. // Технічна електродинаміка. – 2014 р. – № 5. – С.35 – 37.

59. *Черненко П. О.* Моделювання та короткострокове прогнозування технологічної складової електричного навантаження обласної енергосистеми / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк, В. О. Мірошник. // Технічна електродинаміка. - 2016р. - № 4. – С.68 – 70.

60. *Черненко П. О.* Особливості короткострокового прогнозування електричного навантаження енергосистеми із суттєвою складовою

промислового електроспоживання / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк, В. О. Мірошник. // Праці ІЕД НАНУ. – 2016. – Вип. 43 – С. 24-31.

61. *Мартинюк О. В.* Врахування впливу астрономічних факторів на електричне навантаження обласної енергосистеми із суттєвою часткою промислового електроспоживання // *Енергетика та електрифікація*, № 10. – 2015р. – С.36 – 40.

62. *Черненко П. О.* Порівняльний аналіз двох підходів до вирішення задачі короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження електроенергетичної системи / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк, С. В. Попов, Є. В. Бодяньський. // *Технічна електродинаміка*. – 2013р. – № 3. – С.61–72.

63. *Хайкин С.* Нейронные сети. Полный курс. 2-е изд., испр. / С. Хайкин; [пер. с англ.] – М.: ООО «И. Д. Вильямс», 2006. – 1104 с.

64. *Черненко П. О.* Аналіз ефективності вирішення задачі короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження енергосистеми з використанням ШНМ типу багаточаровий перцептрон / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк, В. О. Мірошник // *Оптико-електронні інформаційно- енергетичні технології*, Вінниця – 2014. – №1. – С. 24-27.

65. *Рытов С. М.* Теория электрических флуктуаций и теплового излучения / С. М. Рытов. – Москва: АН СССР, 1953. – 232 с.

66. *Борен К.* Поглощение и рассеяние света малыми частицами / К. Борен, Д. Хафмен. – Москва: Мир, 1986. – 664 с.

67. *Корн Г.* Справочник по математике (для научных работников и инженеров) / Г. Корн, Т. Корн. – Москва: Наука, 1973. – 832 с.

68. *Ладиков-Роев Ю. П.* Математические модели сплошных сред / Ю. П. Ладиков-Роев, О. К. Черемных. – Киев: Наукова думка, 2010. – 550 с.

69. *Турчак Л. И.* Основы численных методов / Л. И. Турчак. – Москва: Наука, 1987. – 320 с.

70. *Резцов В. Ф.* Некоторые принципы синергетического анализа динамики процессов преобразования энергии нетрадиционных и возобновляемых источников / В. Ф. Резцов. // *Відновлювана енергетика*. – 2012. – №2. – С. 12–15.

71. *Щекина В. А.* Особенности распределения температур и температурных градиентов при сушке влажосодержащих сред с использованием энергии солнечного излучения / В. А. Щекина. // *Альтернативная энергетика и экология: Межд. науч. журн.* – 2014. – №21. – С. 60–64.

72. *Резцов В. Ф.* Можливі причини формування неоднорідних

структур при геліосушці вологовмісних середовищ / В. Ф. Резцов, Т. В. Суржик, В. А. Щокіна. // Відновлювана енергетика: наук.-прикл. журн.. – 2015. – №1. – С. 28–31.

73. *Даффи Д. А.* Тепловые процессы с использованием солнечной энергии / Д. А. Даффи, У. А. Бекман. – Москва: Мир, 1977. – 420 с.

74. *Сегерлинд Л.* Применение метода конечных элементов / Л. Сегерлинд. – Москва: Мир, 1979. – 392 с.

75. *Platabo N.* Transient heat conduction problems in power cables solved by the finite element method / N. Platabo // IEEE Trans. – 1973. – №1. – С. 56–63.

76. *Григорьев В. А.* Теоретические основы теплотехники: Справочник / В. А. Григорьев, В. М. Зорин. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 560 с. – (2).

77. *Денисенко Г. И.* Возобновляемые источники энергии / Г. И. Денисенко. – Киев: КПИ, 1979. – 232 с.

78. *Лыков А. В.* Теория теплопроводности / А. В. Лыков. – Москва: Высшая школа, 1967. – 599 с.

79. *Резцов В. Ф.* Умови приведення до канонічної форми системи рівнянь електродинамічного наближення в процесах взаємодії сонячного випромінювання з середовищами / В. Ф. Резцов, Т. В. Суржик, В. А. Щокіна. // Відновлювана енергетика. – 2016. – №4. – С. 42–47.

80. *Про затвердження Методичних рекомендацій щодо розрахунку рівня економічної безпеки України.* Офіц. вид. К.: М-во економічного розвитку і торгівлі України, 2013. (Нормативний документ Мінекономіки України).

81. *Білан Т. Р.* Моделювання постачання енергетичного вугілля за марками в економіку країни в умовах світового ринку та скорочення обсягів власного видобутку / Т. Р. Білан, М. І. Каплін. // Проблеми загальної енергетики. – 2016. – №2. – С. 16–25.

82. *Білан Т. Р.* Економіко-математична модель постачання енергетичного вугілля за марками в країну з урахуванням вимог енергетичної безпеки / Т. Р. Білан, М. І. Каплін // Innovative Potential Of Socio-Economic Systems: The Challenges Of The Global World / Т. Р. Білан, М. І. Каплін. – Lisbon, Portugal, 2016. – С. 161–164.

83. *Стогній О. В.* Структурні особливості балансово-оптимізаційної моделі паливозабезпечення країни / О. В. Стогній, М. І. Каплін. // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2011. – С. 138–145.

84. *Економіко-математичне* моделювання енергетичних систем / В.К.Добровольський, О.В. Стогній, В.О. Костюк, М.І. Каплін. – Київ: Наукова думка, 2013. – 252 с.

85. *Стогній О. В.* Методи та засоби врахування факторів енергетичної безпеки в економіко-математичній моделі паливозабезпечення країни / О. В. Стогній, М. І. Каплін, Т. Р. Білан. // Проблеми загальної енергетики. – 2012. – №4. – С. 38–45.

86. *Угли бурые, каменные и антрациты.* Классификация по генетическим и технологическим параметрам: ГОСТ 25543-2013 [Дата введения – 2015–01–01]. М.: Стандартинформ, 2014. 21 с. (Межгосударственный стандарт).

87. *Вугілля буре, кам'яне та антрацит.* Класифікація: ДСТУ 3472-96 – [Чинний від 1998-01-01]. К.: Держспоживстандарт України, 1996. 12 с. (Національний стандарт України).

88. *Krishnan M. S.* Classification of coal / M. S. Krishnan // Geological Survey of India. – 1940. – №3. – P. 552.

89. *Coal* // British geological survey. 2010.

90. *Standard Classification of Coals by Rank.* Standard by ASTM International, 01/01/1998 ASTM D388-98a.

91. *Coal Quality of the Former Soviet Union* [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://pubs.usgs.gov/of/2001/ofr-01-104/fsucoal/html/readme.htm>.

92. *Advanced Coal Science* [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: [www.coalmarketinginfo.com/advanced-coal-science/](http://www.coalmarketinginfo.com/advanced-coal-science/).

93. *Improvement of Pulverized Coal Combustion Technology for Power Generation* / ed. Hisao Makino. Central Research Institute of Electric Power Industry, 1998. 123 p.

94. *Coking coal.* Opportunities in New South Wales, Australia [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: [http://www.resourcesandenergy.nsw.gov.au/data/assets/pdf\\_file/0010/581608/coking-coal.pdf](http://www.resourcesandenergy.nsw.gov.au/data/assets/pdf_file/0010/581608/coking-coal.pdf).

95. *Argus Coking Coal – Quick Reference Guide* [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.argusmedia.com/~media/files/pdfs/coal/coking-coal-quick-reference-guide.pdf>.

96. *Kruger H.* Coking Coal. [Електронний ресурс] / H. Kruger – Режим доступу до ресурсу: [http://www.fossilfuel.co.za/conferences/2013/CoalCokeCarbon/Day-One/02-Hannes-Kruger\\_Coking-Coal.pdf](http://www.fossilfuel.co.za/conferences/2013/CoalCokeCarbon/Day-One/02-Hannes-Kruger_Coking-Coal.pdf).

97. *Якубов А.* Российские производители угля: в поисках качества / А. Якубов. // ЦентрИнвестГруп. – 2006.

98. *Meister W. G.* Anthracite production & exports. A world map / W. G. Meister. // World Coke & Anthracite Summit, Krakow, Poland, 16-17 March 2009. – 2009.

99. *Угольные генералы.* Кто нелегально вывозит антрацит из Донбасса [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://biz.liga.net/print/all/tek/stati/3360062-ugolnye-general-y-kto-nelegalno-vyvozit-antratsit-iz-donbassa.htm>.

100. *Перов М. О.* Структура та потенціал виробництва енергетичного вугілля в Україні / М. О. Перов, В. М. Макаров. // Проблеми загальної енергетики. – 2015. – №2. – С. 23–32.

101. *Програма* розвитку вугільної промисловості України на період до 2030 року. Офіц. вид. К.: М-во енергетики та вугільної промисловості України, 2012.

102. *Споживання* вугілля в Україні в 2015 році скоротилося на третину.[Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://economics.unian.ua/energetics/1259540-spojivannya-vugillya-v-ukrajini-v-2015-rotsi-skorotilosya-na-tretinu.html>.



## 2. МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕПЛОВИХ ПРОЦЕСІВ В СИСТЕМАХ МОНІТОРИНГУ

### 2.1. Експрес-вимірювання коефіцієнта теплопровідності твердих матеріалів

Поряд з тепловими випробуваннями зразків матеріалів у лабораторних умовах часто виникає потреба в проведенні експресного вимірювання коефіцієнта теплопровідності матеріалів і виробів неруйнівним способом. Цю задачу можливо вирішити за допомогою методу локальної теплової дії.

Суть методу полягає в підведенні теплового потоку сталої густини до зразка дослідного матеріалу крізь обмежену ділянку його поверхні, що контактує з зондом. При цьому значення коефіцієнта теплопровідності знаходять за результатами вимірювань в усталеному тепловому стані густини теплового потоку та різниці значень температури в центрі ділянки теплової дії та в периферійній точці поверхні (тобто надлишкової температури), де тепловий вплив можливо прийняти за нульовий.

При практичній реалізації цього методу на плоску поверхню тіла, температура якого дорівнює температурі оточуючого середовища (ОС), встановлюють зондовий прилад із джерелом теплоти таких малих розмірів, щоб тіло можна було вважати напівбезмежним. Крізь ділянку контакту на поверхню тіла діють тепловим потоком сталої густини, при розповсюдженні якого температурне поле тіла зазнає спотворення та перестає бути однорідним. При цьому з поверхні тіла за межами ділянки контакту відбуваються теплові втрати через конвективно-радіаційний теплообмін із ОС. Температурне поле, яке виникає внаслідок теплової дії, має назву спотворювального поля, що алгебраїчно додається до початкового [1].

Цей метод визначення коефіцієнта теплопровідності досліджено аналітично, шляхом розв'язання класичного рівняння теплопровідності для системи «дослідний зразок як напівбезмежний масив – зонд» (рис. 2.1) [2].

Крайові умови:

$$\frac{\partial T_{\text{НАДЛ}}}{\partial z} - \frac{\alpha_{\text{ЕФ}}}{\lambda} \cdot T_{\text{НАДЛ}} = \frac{q}{\lambda} \cdot U(r_{\text{Д}} - r),$$

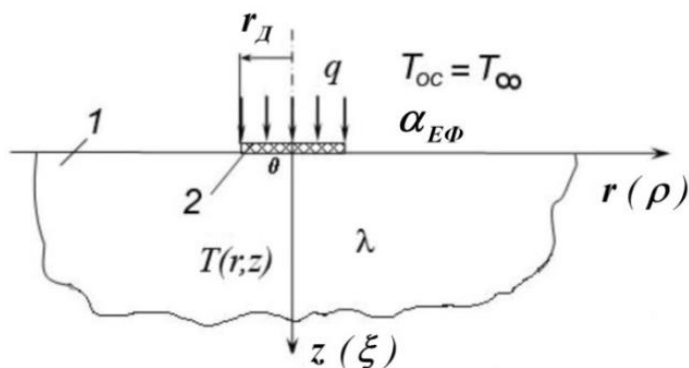


Рис. 2.1. Модель теплообміну в системі «напівбезмежний масив–зонд»:  
1 – зразок як напівбезмежний масив; 2 – зонд

де  $U(r_D - r) = \begin{cases} 0 & \text{при } r > r_D \\ 1 & \text{при } r \leq r_D \end{cases}$ ;  $T_{\text{НАДЛ}}(r; 0) = T(r; 0) - T_{OC}$  – надлишкова

температура поверхні зразка;  $r, z$  – радіальна та повздовжня координати;  $r_D$  – радіус ділянки контакту;  $q$  – густина потоку локальної теплової дії;  $\alpha_{EФ}$  – ефективний коефіцієнт теплообміну з ОС;  $\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу зразка.

Розв’язок рівняння теплопровідності за даних умов у безрозмірних координатах  $\rho = r / r_D$ ,  $\xi = z / r_D$  для надлишкової безрозмірної температури  $\mathcal{G}(\rho; \xi) = (T(r; 0) - T_{OC}) / T_{OC}$  на поверхні досліджуваного тіла, має вигляд:

$$\mathcal{G}(\rho; \xi) = \frac{q \cdot r_D}{\lambda} \cdot I(\rho; \xi); \quad (2.1)$$

$$I(\rho; \xi) = \int_0^{\infty} \frac{\exp(-\xi \cdot x) \cdot J_1(x) \cdot J_0(\rho \cdot x)}{x + Bi} dx, \quad (2.2)$$

де  $J_0$  і  $J_1$  – функції Бесселя першого роду нульового і першого порядку;  $Bi = \alpha_{EФ} \cdot r_D / \lambda$  – число Біо.

При цьому модуль відношення густини теплового потоку, що розсіяно поверхнею зразка ( $q_{PO3}$ ), до густини потоку локальної теплової дії ( $q$ ) дорівнює:

$$|q_{PO3}(\rho; 0) / q| = \alpha_{EФ} \cdot \mathcal{G}(\rho; 0) / q \text{ при } \rho > 1. \quad (2.3)$$

Результати розрахунку, виконаного за формулою (2.3), для двох різних умов теплообміну на вільній поверхні зразка ( $\alpha_{E\Phi} = 3$  і  $6$  Вт/(м<sup>2</sup>·К)) за варіацією коефіцієнта теплопровідності дослідного матеріалу (рис. 2.2), виявляють характер змінення відношення (2.3) уздовж радіуса за межами ділянки контакту ( $\rho > 1$ ).

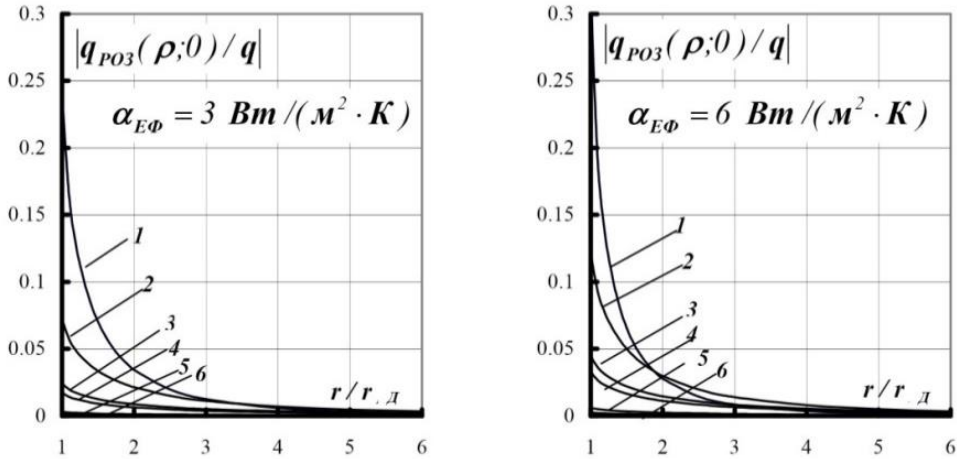


Рис. 2.2. Розподіл значень модуля відносної густини теплового потоку уздовж радіуса на поверхні зразка для двох фіксованих значень коефіцієнта теплообміну  $\alpha_{E\Phi}$  за варіацією коефіцієнта теплопровідності дослідного матеріалу:

1 – 0,03; 2 – 0,196; 3 – 0,699; 4 – 1; 5 – 6; 6 – 15 Вт/(м·К)

Зона поверхні зразка, що не зазнає заданої теплової дії, розташована на відстані  $\rho > 5$  [3].

Вплив теплообміну поверхні тіла з ОС за межами ділянки контакту з зондом на точність результатів вимірювань досліджено шляхом обчислювального експерименту, в якому розрахунки виконано за формулою (2.4) у діапазоні значень аргументу  $\lambda / r_{д}$  від 1 до  $10^5$  Вт/(м<sup>2</sup>·К) за варіації ефективного коефіцієнта теплообміну  $\alpha_{E\Phi}$  від 0 до 10 Вт/(м<sup>2</sup>·К) із кроком 1 Вт/(м<sup>2</sup>·К) (графіки I – II на рис. 2.3) [2, 3].

$$q / \mathcal{Q}(\rho; 0) = \lambda / (I(\rho; 0) \cdot r_{д}). \quad (2.4)$$

З цих результатів випливає, що за межами ділянки локальної теплової дії ( $\rho > 1$ ) умови теплообміну суттєво впливають на покази приладу при значеннях аргументу  $\lambda / r_{д} < 100$ . Тому з урахуванням особливостей дослідних матеріалів, існує можливість зменшення впливу

теплообміну за рахунок зменшення радіуса  $r_d$  або стабілізування умов теплообміну на поверхні тіла, або поєднуючи обидва способи.

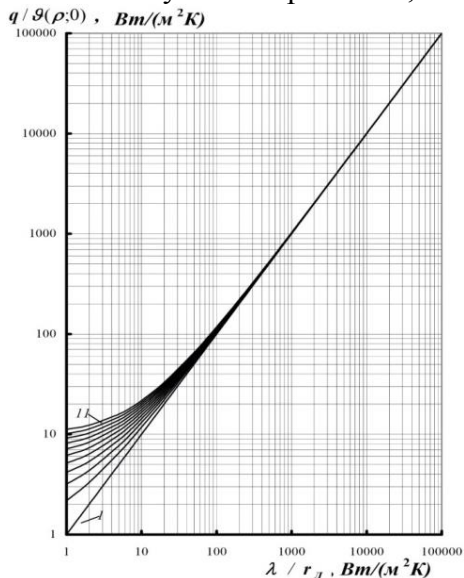


Рис. 2.3. Залежність комплексної величини  $q / G(r;0)$  від аргументу  $\lambda / r_d$  за варіацією коефіцієнта теплообміну  $\alpha_{EФ}$  :  
 $1 - \alpha_{EФ} = 0; 2 - 1; 3 - 2; 4 - 3; \dots;$   
 $11 - 10 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$

На практиці зразок дослідного матеріалу не завжди можна вважати напівнескінченим масивом відносно товщини масиву. Часто зразок є пластиною скінченної товщини, з обох боків якої існує радіаційно-ковективний теплообмін. Для такого випадку досліджено вплив товщини зразка на точність результатів вимірювань шляхом порівняння змін надлишкової температури поверхні напівнескінченного масиву та поверхні пластини за варіацією її товщини [4]. Модель теплообміну в системі «пластина – зонд» наведена на рис. 2.4.

Крайові умови:

$$\frac{\partial T_{\text{НАДЛ}}(r;0)}{\partial z} - \frac{\alpha_1}{\lambda} \cdot T_{\text{НАДЛ}}(r;0) = \frac{q}{\lambda} \cdot U(r - r_d);$$

$$\frac{\partial T_{\text{НАДЛ}}(r;h_{\text{ПЛ}})}{\partial z} + \frac{\alpha_2}{\lambda} \cdot T_{\text{НАДЛ}}(r;h_{\text{ПЛ}}) = 0;$$

$$T_{\text{НАДЛ}}(\infty; z) = 0, T_{\text{НАДЛ}}(0; z) < \infty.$$

Розв'язком цієї задачі за вказаних крайових умов в безрозмірній формі є функція локальної надлишкової температури в пластині скінченної товщини  $G_{\text{ЛОК.ПЛ}}(\rho; \xi)$ .

Для зразка у вигляді пластини отримано розв'язок для середньоінтегральної температури  $G_{\text{СР.ПЛ}}(\rho = 1; \xi)$  шляхом інтегрування локальної надлишкової температури  $G_{\text{ЛОК.ПЛ}}(1; 0)$  по площі ділянки контакту.

Для порівняння результатів, отриманих при вимірюваннях на пластині скінченної товщини та напівнескінченному масиві, знайдено також середньо-інтегральну температуру для зразка у формі напівнескін-

ченного масиву  $\mathcal{G}_{CP,\infty}(\rho=1;\xi)$  за допомогою інтегрування функції (2.1).

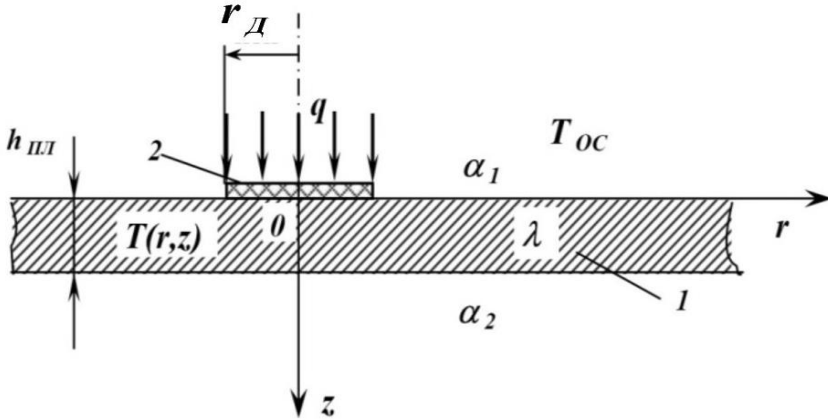


Рис. 2.4. Модель теплообміну в системі «пластина скінченної товщини – зонд»:  
1 – зразок; 2 – зонд

З урахуванням того, що вимірювання виконуються на поверхні зразка ( $\xi=0$ ) та застосовуючи вираз для середньоінтегральної температури, формула для обчислення коефіцієнта теплопровідності матеріалу за результатами вимірювань на поверхні пластини, має вигляд:

$$\lambda_{III} = \frac{q \cdot r_{II}}{\mathcal{G}_{CP,III}(1;0)} \cdot S_{CP}(1;0), \quad (2.5)$$

$$\text{де } S_{CP}(\xi) = \int_0^{\infty} \frac{A(x;\xi) + B(x;\xi)}{C(x;\xi) - D(x;\xi)} \cdot \frac{2J_1^2(x)}{x} dx;$$

$$A(x;\xi) = (x + Bi_2) \cdot \exp((k_h - \xi) \cdot x); \quad B(x;\xi) = (x - Bi_2) \cdot \exp(-(k_h - \xi) \cdot x);$$

$$C(x;\xi) = (x + Bi_1) \cdot (x + Bi_2) \cdot \exp(k_h \cdot x);$$

$$D(x;\xi) = (x - Bi_1) \cdot (x - Bi_2) \cdot \exp(-k_h \cdot x);$$

$$k_h = h_{III} / r_D; \quad Bi_1 = \alpha_1 \cdot r_D / \lambda; \quad Bi_2 = \alpha_2 \cdot r_D / \lambda,$$

та за результатами вимірювань на напівнескінченному масиві такий вигляд:

$$\lambda_{\infty} = \frac{q \cdot r_D}{\mathcal{G}_{CP,\infty}(1;0)} \cdot I_{CP}(1;0), \quad (2.6)$$

$$\text{де } I_{CP}(1;0) = \int_0^{\infty} \frac{1}{x + Bi_1} \cdot \frac{2J_1^2(x)}{x} dx.$$

Коефіцієнт поправки  $\chi$  знаходиться за формулою:

$$\chi = S_{CP}(1;0)/I_{CP}(1;0) = \frac{q}{\mathcal{G}_{CP,\infty}(1;0)} \bigg/ \frac{q}{\mathcal{G}_{CP,ПЛ}(1;0)}, \quad (2.7)$$

що дозволяє перейти від реальних вимірних на пластині сигналів ( $E_{ПЛ}$ ) до результатів, що відповідають напівнескінченному масиву  $E_{\infty}$ , які є більш наближеними до дійсних значень:

$$E_{\infty} = E_{ПЛ} \cdot \chi. \quad (2.8)$$

Значення коефіцієнта поправки  $\chi$  для зручності користування подаються у графічному вигляді як функція від відносної товщини зразка  $h/r_D$ , умов теплообміну ( $\alpha_1, \alpha_2$ ) на обох поверхнях зразка та коефіцієнта теплопровідності дослідного матеріалу. Також досліджено вплив кожного з цих чинників на покази приладу за допомогою обчислювальних експериментів [4].

Ще одним важливим чинником впливу, що вносить похибку в значення вимірюваної надлишкової температури, є контактний тепловий опір  $R_K$  [5, 6]. Сигнал зондового приладу, тобто комплексна величина  $q/\mathcal{G}_{CP,ПБ}(1;0)$  в межах ділянки контакту з поверхнею напівнескінченного зразка, з урахуванням контактного теплового опору, дорівнює:

$$q/\mathcal{G}_{CP,\infty}(1;0) = \left( \frac{r_D}{\lambda} \cdot I_{CP}(1;0) + R_K \right)^{-1}. \quad (2.9)$$

Характер змінення цієї величини досліджено за допомогою обчислень для зонду з радіусом  $r_D = 10$  мм при варіації ефективного коефіцієнта теплообміну  $\alpha_{E\Phi}$  і контактного теплового опору  $R_K$  в межах ділянки контакту.

За результатами, які подано на рис. 2.5, у порівнянні з наведеними на рис. 2.3, можна стверджувати, що для матеріалів з  $\lambda < 0,2$  Вт/(м·К) основний внесок у спотворення результатів вимірювань дає теплообмін з ОС за межами ділянки теплової дії. З подальшим збільшенням коефіцієнта теплопровідності пріоритетним стає вплив контактного теплового опору. На рис. 2.5 видно, що комплексна величина  $q/\mathcal{G}_{CP,\infty}(1;0)$ , яка вимірюється приладом, відхиляється від графіка під номером «0», що відповідає ідеальним умовам вимірювання ( $\alpha_{E\Phi} = 0$ ,

$R_K=0$ ), при варіаціях вказаних чинників. Ці результати підтверджують, що для приладу з радіусом ділянки контакту  $r_d=10$  мм причиною таких відхилень є теплообмін на вільній поверхні зразка матеріалу з  $\lambda \leq 0,2$  Вт/(м·К) та тепловий опір при  $\lambda \geq 0,2$  Вт/(м·К). Зі зменшенням радіуса вплив контактної опору виявляється практично у всьому діапазоні вимірювання коефіцієнта теплопровідності, особливо це спостерігається при  $r_d=0,1$  мм, коли умови теплообміну не впливатимуть.

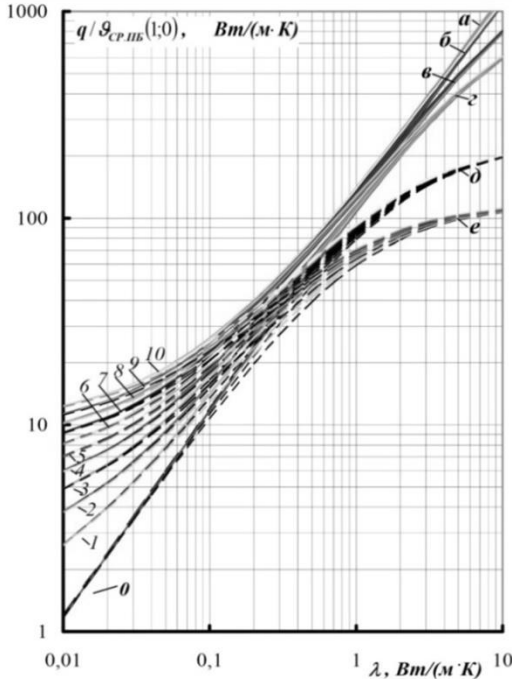


Рис. 2.5. Залежність комплексної величини  $q / Q_{CP,\infty}(1;0)$  від

теплопровідності матеріалу для зонду з  $r_d=10$  мм за варіаціями  $R_K$  та  $\alpha_{E\Phi}$ :  
 $a - R_K=10^{-5}$ ;  $б - R_K=10^{-4}$ ;  $в - R_K=5 \cdot 10^{-4}$ ;  
 $г - R_K=10^{-3}$ ;  $д - R_K=5 \cdot 10^{-3}$ ;  $е - R_K=10^{-2}$   
 ( $\text{м}^2 \cdot \text{К}) / \text{Вт}$ ;  $0 - \alpha_{\text{эф}}=0$ ;  $1 - 1$ ;  $2 - 2$ ;  $3 - 3$ ;  
 $4 - 4$ ;  $5 - 5$ ;  $6 - 6$ ;  $7 - 7$ ;  $8 - 8$ ;  $9 - 9$ ;  
 $10 - 10 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$

Таким чином, для зменшення впливу контактної теплової опору на результати вимірювання потрібно або збільшувати радіус ділянки контакту, або, коли це неможливо, вживати заходів щодо зменшення контактної опору між чутливим елементом вимірювача температури та поверхнею зразка. До таких заходів можна віднести шліфування поверхні контактної ділянки до відповідного класу оброблення, використання високотеплопровідного мастила, а також спосіб вимірювання надлишкової температури за межами контактної ділянки виносною термопарою.

Під час вимірювання надлишкової температури в межах ділянки контакту присутній контактний тепловий опір між чутливим елементом вимірювача температури, що розташований у зонді, і поверхнею дослідного зразка, який вносить значну похибку до результату вимірювання температури.

Тому розроблено метод зменшення цієї похибки

шляхом вилучення чутливого елемента перетворювача температури із зонду та перенесення його на вільну поверхню зразка. Доцільність такого рішення впливає з результатів аналітичного дослідження характеру змінення відносних густини теплового потоку та локальної надлишкової температури по поверхні вздовж радіуса системи «напівнескінченний масив – зонд» при варіації контактного теплового опору (рис. 2.6) [7].

На рис. 2.6б видно, що при розповсюдженні потоку теплової дії в радіальному напрямі по поверхні масиву відношення  $q(\rho;0)/q=1$  при  $\rho < 1$ ; при  $\rho=1$  тепловий потік різко змінює напрямок та з подальшим віддаленням від зонду ( $\rho > 1$ ) повільно наближається до нуля.

На рис. 2.6в наведено результати розрахунків відношення локальної температури  $\mathcal{G}_{ЛОК.\infty}(\rho;0)$  за умови  $R_K \neq 0$  до її значення в центрі ділянки контакту  $\mathcal{G}_{ЛОК.\infty}(0;0)$  за умови  $R_K=0$  для  $\rho \leq 1$ , що виконано за формулою:

$$\frac{\mathcal{G}_{ЛОК.\infty}(\rho;0) \Big|_{R_K \neq 0}}{\mathcal{G}_{ЛОК.\infty}(0;0) \Big|_{R_K=0}} = \frac{\left(\frac{r_D}{\lambda} \cdot I(\rho,0) + R_K\right)}{\left(\frac{r_D}{\lambda} \cdot I(0;0)\right)}. \quad (2.10)$$

Криві 1–7 рис. 2.6в, отримані при варіації контактного теплового опору, показують, що його наявність спричиняє суттєві відхилення значення температури, яку виміряно на ділянці контакту зі зразком ( $\rho \leq 1$ ), від значення за умови відсутності контактного опору. При цьому зі збільшенням опору ці відхилення зростають.

Проте, якщо основний перетворювач температури винести за межі зонду (див. рис. 2.6а) на фіксовану відстань від ділянки контакту, вплив контактного теплового опору на покази перетворювача температури буде усунено, але його чутливий елемент при розташуванні на вільній поверхні зразка практично теж буде розміщено під тонким шаром покривного матеріалу з тепловим опором  $R_{III}$ , який аналогічний опору  $R_K$  на ділянці контакту  $\rho \leq 1$ . Таким чином, у місці встановлення перетворювача температури ПТ1, теплообмін із ОС буде характеризуватися еквівалентним коефіцієнтом теплообміну  $\alpha_{ЕКВ}$ , що дорівнює:

$$\alpha_{ЕКВ} = \left( \frac{1}{\alpha_{ЕФ}} + R_{III} \right)^{-1} = \frac{\alpha_{ЕФ}}{1 + \alpha_{ЕФ} \cdot R_{III}}. \quad (2.11)$$



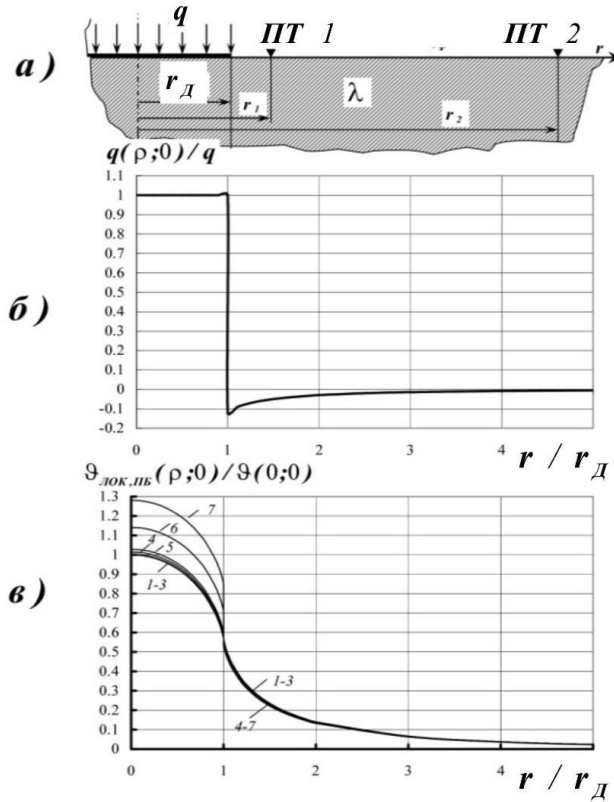


Рис. 2.6. Схема вимірювання (а), графіки змінення відношення  $q(\rho;0)/q$  (б) і відносної надлишкової температури  $\vartheta_{ЛОК, \infty}(\rho;0)/\vartheta(0;0)$  (в) в радіальному напрямі по поверхні напівнескінченного масиву із матеріалу з  $\lambda = 0,196$  Вт/(м·К) за наявності теплообміну з ОС при  $\alpha_{E\Phi} = 6$  Вт/(м<sup>2</sup>·К) і варіації  $R_K$  :  
 1 –  $R_K = 0$ ; 2 –  $10^{-5}$ ; 3 –  $10^{-4}$ ; 4 –  $5 \cdot 10^{-4}$ ; 5 –  $10^{-3}$ ;  
 6 –  $5 \cdot 10^{-3}$ ; 7 –  $10^{-2}$  (м<sup>2</sup>·К)/Вт

У цьому випадку виміряна перетворювачем ПТ1 відносна локальна температура з урахуванням теплового опору шару  $R_{III}$  і ефективного коефіцієнта теплообміну  $\alpha_{E\Phi}$  при  $\rho > 1$  має вигляд:

$$\frac{\tilde{\vartheta}_{ЛОК, \infty}(\rho > 1; 0) \Big|_{R_{III} \neq 0}}{\vartheta_{ЛОК, \infty}(0; 0) \Big|_{R_K = 0}} = \frac{r_D \cdot I(\rho; 0)}{\lambda(1 + \alpha_{E\Phi} \cdot R_{III})} / \left( \frac{r_D}{\lambda} \cdot I(0; 0) \right). \quad (2.12)$$

Як впливає з характеру змінення графіків за межами ділянки контакту, криві 2–7 практично співпадають із кривою 1 при  $\rho > 1$ . Це свідчить про те, що при установленні основного перетворювача температури за межами зонду контактний тепловий опір практично не впливає на результати вимірювання надлишкової температури. Це дозволяє збільшити точність вимірювання температури поверхні зразка.

Ключовим моментом методу є використання надлишкової температури в якості величини, що вимірюється, при цьому її визначають відносно до температури масиву, що не спотворена локальною тепловою дією. Місце вимірювання температури масиву є невизначеним, що за реальних умов вимірювання може бути одним з джерел методичної похибки. Тому для визначення мінімальної відстані від центру ділянки теплової дії до точки розміщення чутливого елемента перетворювача температури, аналітично досліджено комплексну величину  $q / \mathcal{G}(\rho; \xi)$ , яку обчислено за формулою:

$$q / \mathcal{G}(\rho; 0) = (1 + \alpha_{\text{ЕФ}} \cdot R_{\text{ш}}) \cdot (r_{\text{п}} \cdot I(\rho; 0) / \lambda)^{-1}, \quad (2.13)$$

(для двох фіксованих значень ефективного коефіцієнту теплообміну  $\alpha_{\text{ЕФ}} = 2$  і  $6 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$  залежно від радіальної координати за варіацією таких параметрів як контактний тепловий опір із діапазону значень  $(0-10^{-2}) \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ , коефіцієнта теплопровідності  $(0,01-10) \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$  і радіуса ділянки теплової дії  $(0,1-10) \text{ мм}$ ). При цьому встановлено, що відстань від центру зонду до точки поверхні зразка, де вже немає спотворення температурного поля через розповсюдження локальної теплової дії, є не меншою, ніж п'ять радіусів ділянки контакту.

Аналогічно отримано результати про можливу глибину проникнення спотворень всередину масиву, яка може бути не меншою семи радіусів.

Другим джерелом методичної похибки методу є дрейф температури зразка під час експерименту через його прогрівання при розповсюдженні підведеної від зонду теплоти. Для уникнення цієї невизначеності застосовано диференційну схему вимірювання (рис. 2.7).

Ця схема потребує застосування двох зондів, основний з яких містить джерело теплової дії 2. На поверхнях контакту зондів з дослідним зразком є перетворювачі температури (5, 6) і перетворювачі теплового потоку (ППП) (3, 4), які з'єднані в електричну схему диференційно.

Розрахункова формула має вигляд:

$$\lambda = \frac{q_1 - q_2}{\Delta T} \cdot r_{\text{д}} \cdot I_{\text{СП}}(1; 0). \quad (2.14)$$

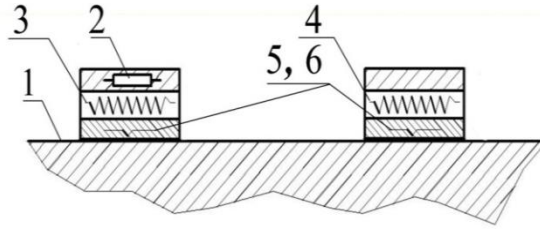


Рис. 2.7. Диференційна схема вимірювання для методу локальної теплової дії:

1 – дослідний зразок; 2 – електронагрівник основного зонду;  
3, 4 – диференційно з'єднані ПТП; 5, 6 – спаї диференційної терморпери

Таким чином, диференційна схема для розробленого методу дозволяє отримати значення коефіцієнту теплопровідності з урахуванням спотворень температурного поля, що спричиняє зонд при розташуванні на поверхні зразка, та дрейфу температури зразка під час експерименту [3].

Одним з джерел похибок вимірювання коефіцієнта теплопровідності є контактний тепловий опір між поверхнею зразка та чутливим елементом вимірювача температури поверхні, для усунення якого розроблено метод локальної теплової дії з застосуванням вимірювань тільки густини теплового потоку, при цьому у вимірювальну схему замість основного перетворювача поверхневої температури введено додатковий ПТП, який розміщено на вільній поверхні зразка [8].

При реалізації цього методу розроблено нову конструкцію теплового зонду та три конструктивні схеми виконання додаткового ПТП (рис. 2.8а, 2.8б, 2.8в). Нова конструкція зондового приладу складається з основного ПТП1 з тонким плівковим нагрівником, який призначено для вимірювання густини потоку локальної теплової дії на зразок, та додаткового ПТП2 для вимірювання густини потоку теплоти, яку розсіяно поверхню зразка за межами ділянки контакту.

Для конструкції, наведеної на рис. 2.8а, додатковий ПТП2 виконано у вигляді плоского кільця з внутрішнім  $r_{BH}$  і зовнішнім  $r_{ЗОВ}$  радіусами, яке прилягає до зонду, тобто  $r_{BH} = r_D$ . Формула для розрахунку коефіцієнта теплопровідності дослідного матеріалу має вигляд:

$$\lambda = \frac{q_1}{q_2} \cdot r_D \cdot \alpha_{EKB} \cdot \int_0^{\infty} \frac{2J_1(x) \cdot (\rho_{ЗОВ} \cdot J_1(\rho_{ЗОВ}x) - \rho_{BH} \cdot J_1(\rho_{BH}x))}{x \cdot (x + Bi) \cdot (\rho_{ЗОВ}^2 - \rho_{BH}^2)} \cdot dx, \quad (2.15)$$

де  $q_1$  – густина заданого потоку теплової дії на зразок, що вимірюється основним ПТП1;  $q_2$  – густина теплового потоку, розсіяного вільною поверхнею зразка, яка вимірюється додатковим ПТП2:

$$\alpha_{ЕКВ} = (1/\alpha_{ЕФ} + R_{ПТП2} + R_K)^{-1}. \quad (2.16)$$

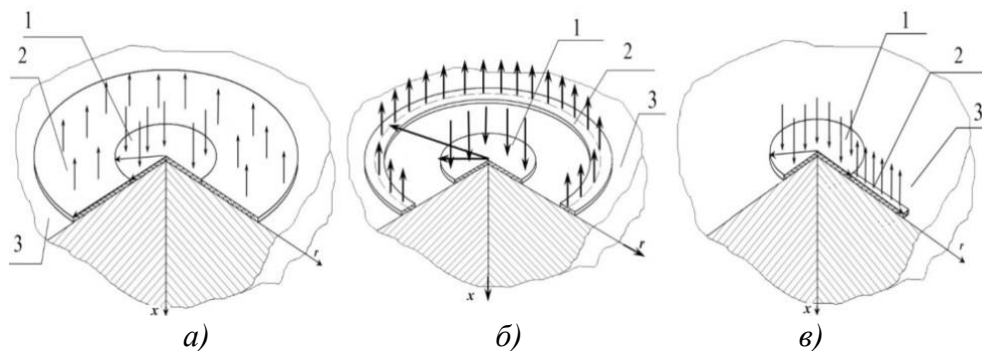


Рис. 2.8. Варіанти виконання зонду з додатковим ПТП2:

1 – основний ПТП1; 2 – додатковий ПТП2; 3 – дослідний зразок;  
 а – додатковий ПТП2 виконано у вигляді плоского кільця, яке прилягає до зонду; б – додатковий ПТП2 виконано у вигляді плоского кільця, яке не прилягає до зонду; в – додатковий ПТП2 виконано у вигляді плоского прямокутника, який прилягає до зонду

Розрахунки можливих значень відношення  $q_1/q_2$  залежно від теплопровідності дослідного матеріалу для фіксованих радіусів кільцевого ПТП2 ( $\rho_{ВН} = 1, \rho_{ЗОВ} = 2$ ) при варіаціях радіусу ПТП1 ( $r_D = 1, 5$  і  $10$  мм) та еквівалентного коефіцієнта теплообміну ( $\alpha_{ЕКВ} = 1, 2, 3, \dots, 10$  Вт/(м<sup>2</sup>·К)) виконано виходячи з формули (2.15). Результати цих розрахунків графічно зображено на рис. 2.9.

Наведені залежності для матеріалів із коефіцієнтом  $\lambda > 0,03$  Вт/(м·К) є однозначно визначеними. Це є підтвердженням того, що за допомогою зондового приладу з двома ПТП можна визначати коефіцієнт теплопровідності лише за результатами теплотокових вимірювань. При цьому точність визначення коефіцієнта теплопровідності залежить від стабільності коефіцієнта  $\alpha_{ЕФ}$  тому що в значенні еквівалентного коефіцієнта теплообміну  $\alpha_{ЕКВ}$  (див. формулу (2.16)), внесок теплових опорів  $R_{ПТП2}$  і  $R_K$  складає не більше  $0,006$  м<sup>2</sup>·К/Вт, і може не враховуватися.

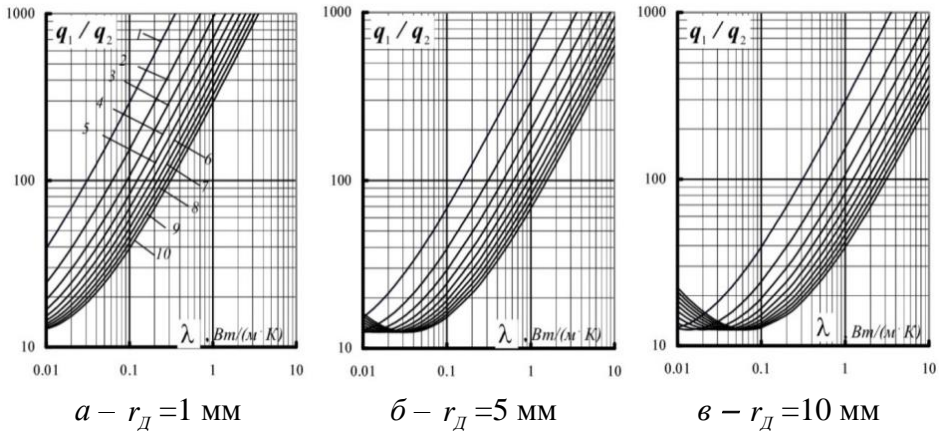


Рис. 2.9. Розрахункові залежності відношення  $q_1/q_2$  від теплопровідності дослідного матеріалу для фіксованих значень  $\rho_{ЗОВ}=2$  і  $\rho_{ВН}=1$  за варіацією радіуса  $r_d$  та еквівалентного коефіцієнта

теплообміну  $\alpha_{ЕКВ}$ :

$$1 - \alpha_{ЕКВ} = 1; 2 - 2; 3 - 3; 4 - 4; 5 - 5; 6 - 6; 7 - 7;$$

$$8 - 8; 9 - 9; 10 - 10 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$$

Виходячи з формули (2.15), виконано серію обчислень і побудовано узагальнену номограму для залежності відносної густини теплового потоку  $q_1/q_2$  від комплексу  $1/Bi = \lambda / (\alpha_{ЕКВ} \cdot r_d)$ , при варіації приведенного зовнішнього радіуса кільцевого ПТП2 ( $\rho_{ЗОВ} = r_{ЗОВ}/r_{ВН} = 1,5; 2; 3; 5$ ), а також отримано допоміжні графіки, які потрібні для визначення  $1/Bi$  за варіацією  $r_d$  і  $\alpha_{ЕКВ}$  у широкому діапазоні значень шуканого коефіцієнта теплопровідності. Ця номограма на етапі конструювання приладу, в залежності від поставленої задачі, дозволяє вибрати геометричні розміри ПТП1 і ПТП2, які забезпечують оптимальну ділянку теплового діяння і вимірювання всього потоку підведеної теплоти, що розсіюється в ОС, а також дозволяє відпрацьовувати рекомендації щодо умов виконання вимірювань.

Аналогічні серії обчислень та побудову узагальнених номограм здійснено ще для двох конструкцій додаткового ПТП2, які наведено на рис. 2.8б і 2.8в.

З точки зору технології виготовлення трьох розглянутих варіантів додаткового ПТП2, третій є найбільш простим. Проте, два перших ва-

ріанти (рис. 2.8а і 2.8б) характеризуються симетричністю відносно ділянки контакту, що забезпечує більш високу точність вимірювання.

У теоретичних моделях методу зонд локальної теплової дії розглянутий як тонкий диск, що встановлюють на поверхню дослідного зразка (рис. 2.1 та 2.4). Проте реальний зонд (рис. 2.10) є циліндричним термостовпчиком, що складається з трьох обов'язкових елементів, а саме: джерела теплоти 3 (електронагрівника) та вимірювачів густини теплового потоку 4 і температури 5.

У випадку, коли зонд виготовлено згідно зі схемою рис. 2.10а, значення вимірної зондом температури не відповідає дійсній температурі поверхні ділянки контакту зі зразком внаслідок суттєвого загального теплового опору між спаєм термопари і поверхнею зразка, який дорівнює сумі опору ПТП і контактного теплового опору.

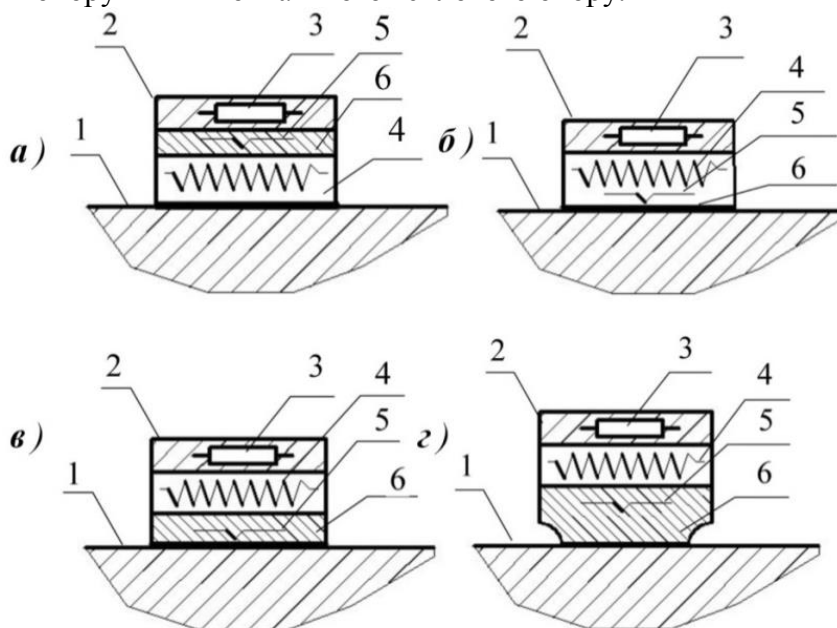


Рис. 2.10. Конструктивні схеми зонду:

- 1 – поверхня дослідного зразка; 2 – теплотричний зонд; 3 – джерело теплоти; 4 – термоелектричний ПТП; 5 – термопара;  
 б – металева температуровирівнювальна пластина;  
 7 – приповерхневий шар компаунду ПТП;  
 а – зонд для вимірювання на зразках матеріалів з  $\lambda < 0,2$  Вт/(м·К);  
 б – зонд ПТП з інтегрованою термопарою; в – зонд з температуровирівнювальною пластиною; г – зонд із зменшеною зоною контакту

Зондом, що виготовлено за схемою рис. 2.10б, температура поверхні зразка на ділянці контакту визначається із більшою точністю за рахунок зменшення загального теплового опору завдяки усуненню теплового опору ПТП. Недоліком цієї схеми є те, що вимірюються локальні значення температури.

Середньоінтегральні значення температури поверхні зразка отримують за допомогою зонду, виконаного за схемою рис. 2. 10в або 2.10г, де спай термопари вмонтовано в металеву температуровирівнювальну пластину. Це є перевагою таких конструкцій. Але їм притаманний недолік, який призводить до додаткової похибки через тепловтрати крізь бічну поверхню термостовпчика. Всі чотири схеми, незважаючи на недоліки, мають право на застосування їх у зондовому приладі, тому що кожна з них враховує певну особливість дослідного матеріалу або умов вимірювань.

Для дослідження твердих гомогенних матеріалів із коефіцієнтом теплопровідності значно більшим, ніж  $0,2 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ , зонд доцільно виконувати за схемою рис. 2.10г, тому що профільована металева пластинка б має зменшену площу контакту зі зразком. Це забезпечує зменшення часу виходу приладу на сталий тепловий режим і скорочення процесу вимірювань.

Вплив контактного теплового опору суттєво зменшується при виконанні зонду з виносною термопарою, а приладу – за диференційною схемою (рис. 2.7). У цьому разі прилад повинен складатися з двох ідентичних диференційно включених зондів: основного і референта. Таке виконання дозволяє підвищити точність вимірювань, зокрема, на зразках матеріалів з  $\lambda > 0,2 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ .

При розробленні теплометричного приладу ІТ-8М (рис. 2.11) враховано такі вимоги як забезпечення широкого діапазону вимірюваних значень коефіцієнта теплопровідності, експресності вимірювання, можливості використовувати зразки матеріалів з мінімальними вимогами до якості оброблення їх поверхонь, зручності при транспортуванні та обслуговуванні [9].

Кожний прилад ІТ-8М відкалібровано з застосуванням зразків, виготовлених із матеріалів, що зареєстровані, як робочі еталони одиниці теплопровідності, та додаткових матеріалів з добре вивченими властивостями. Зразки з додаткових матеріалів попередньо перевірялись на установці для визначення теплопровідності з нормованою похибкою  $\pm 3\%$ .

Прилади типу ІТ-8М є нестандартизованими засобами вимірювальної техніки, які перед передаванням їх в експлуатацію підлягають

державній первинній повірці згідно з затвердженою «Програмою та методикою метрологічної атестації ПМА 081/24.263-2004».

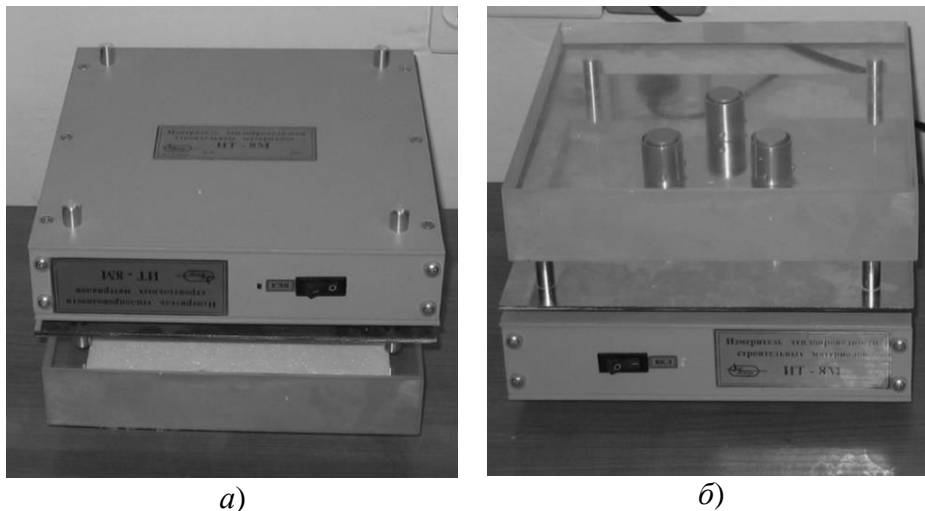


Рис. 2.11. Зовнішній вигляд приладу ІТ-8М і варіанти його розташування відносно дослідного зразка:

- a* – ІТ-8М розташований на зразку;
- б* – ІТ-8М зі зразком, що розташований зверху

До метрологічних характеристик приладу ІТ-8М відносяться діапазон вимірювання коефіцієнту теплопровідності та допустима основна відносна похибка вимірювання. Визначення метрологічних характеристик приладу здійснено методом зіставлення вимірних значень коефіцієнта теплопровідності еталонних матеріалів з паспортними.

Під час метрологічних випробувань виконано експериментальні дослідження деяких чинників впливу. Наприклад, вплив контактного теплового опору, вивченого шляхом вимірювання коефіцієнта теплопровідності трьох контрольних зразків з використанням контактної мастила та без нього. При цьому встановлено, що зі збільшенням коефіцієнта теплопровідності дослідного матеріалу вплив контактного теплового опору зростає, що погоджується з [10], проте при  $\lambda < 0,2$  Вт/(м·К) наявність мастила необов'язкова.

Крім того, експериментально досліджено тривалість виходу на режим та вимірювання приладів ІТ-8 (рис. 2.12, 2.13) [11].

Встановлено, що при вимірюванні коефіцієнтів теплопровідності в діапазоні значень від 0,02 Вт/(м·К) до 6,7 Вт/(м·К), тривалість експе-



рименту становить 30 хвилин, у тому числі: 25 хвилин – час виходу на стаціонарний режим і 5 хвилин – час проведення вимірювань.

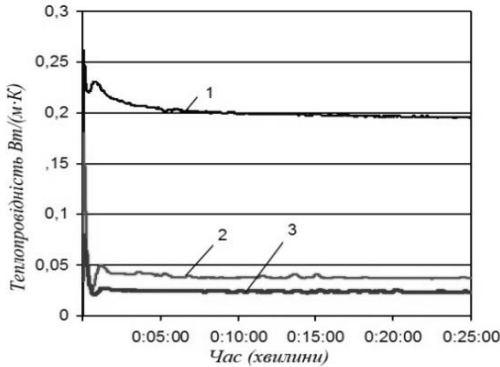


Рис. 2.12. Характеристика виходу на режим приладу ІТ-8М для матеріалів з коефіцієнтом теплопровідності  $\lambda < 0,2$  Вт/(м·К): 1 – оргскло ( $\lambda = 0,196$ ); 2 – ПС-30 ( $\lambda = 0,038$ ); 3 – пінополіуретан ( $\lambda = 0,023$ )

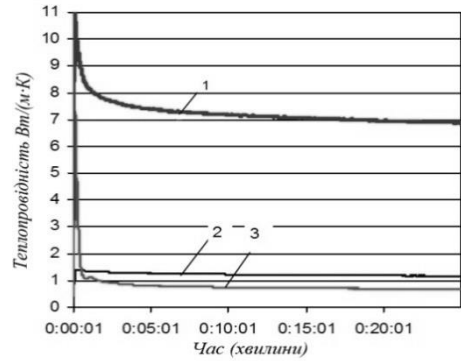


Рис. 2.13. Характеристика виходу на режим приладу ІТ-8М для матеріалів з коефіцієнтом теплопровідності  $\lambda < 0,2$  Вт/(м·К): 1 – ВТ-6 ( $\lambda = 6,708$ ); 2 – ЛК-5 ( $\lambda = 1,165$ ); 3 – ТФ-1 ( $\lambda = 0,698$ )

Таким чином, при розробленні приладу для експресних вимірювань коефіцієнта теплопровідності доцільно застосовувати зондовий метод локальної теплової дії на плоску поверхню дослідного зразка з вимірюванням в усталеному тепловому режимі не тільки надлишкової поверхневої температури, але й густини теплового потоку крізь ділянку контакту зі зразком.

Теоретично досліджено спотворення полів температури та густини теплового потоку через локальну теплову дію на поверхню напівнескінченного масиву та пластини скінченної товщини в усталеному тепловому режимі. Визначено основні чинники, що впливають на процес передавання теплоти дослідному зразку від джерела теплоти та на точність результатів вимірювання.

Встановлено, що найбільш суттєвими чинниками впливу є теплообмін вільної від зонду поверхні зразка з ОС та контактний тепловий опір між чутливим елементом перетворювача температури та поверхнею зразка, при цьому для матеріалів з коефіцієнтом теплопровідності  $\lambda < 0,2$  Вт/(м·К) переважним чинником впливу є теплообмін із ОС, який треба зменшувати, або стабілізувати та враховувати при обробленні

результатів вимірювання. Для матеріалів з  $\lambda > 0,2$  Вт/(м·К) пріоритетним стає вплив контактного теплового опору.

Для зменшення впливу контактного теплового опору розроблено спосіб вимірювання поверхневої температури зразка виносним перетворювачем температури, чутливий елемент якого розташований на поверхні зразка за межами зонду на фіксованій відстані від нього, а також метод визначення коефіцієнту теплопровідності, який базується на вимірюванні густини підведеного потоку теплової дії основним ПТП разом з вимірюванням потоку теплоти, розсіяваної вільною поверхнею зразка за допомогою додаткового ПТП, тобто без вимірювання надлишкової температури.

З урахуванням результатів теоретичних досліджень створено основи проектування приладів, в яких реалізований диференційний теплометричний метод локальної теплової дії.

## **2.2. Прилад для дослідження теплосмності та теплоти випаровування рідин з матеріалів**

Питома теплота випаровування характеризує розчинники, зв'язки розчинників з матеріалами, енергозатрати на розчинення та зневоднення розчинів, тому на неї спираються при розробці режимів та розрахунку енерговитрат на процес сушіння матеріалу у багатьох галузях промисловості, серед яких харчова, хімічна, енергетична, будівельна, фармацевтична та інші. Тенденція до створення нових матеріалів, разом зі зростанням вимог до якості готової продукції та раціонального використання енергоресурсів на процес сушіння, вимагає отримання точних даних про питому теплоту випаровування в залежності від температури та вологості матеріалу.

Для оптимізації процесу сушіння сировини необхідно розглядати рівняння кінетики сушіння, важливими параметрами якого є значення відомих критеріїв Косовича ( $Ko$ ) і Ребіндера ( $Rb$ ). За фізичним змістом  $Ko$  і  $Rb$  є саме критеріями оптимізації, а не критеріями подібності [12], і використання відповідних значень цих критеріїв для конкретних матеріалів дає можливість детально поставити задачу оптимізації сушіння.

Критерій Косовича характеризує співвідношення між значенням теплоти, яка витрачається на процес випаровування вологи  $Q_{ВИП}$ , і теплою, яка витрачається на нагрівання матеріалу  $Q_{НАГР}$ , за весь процес сушіння:

$$Ko = Q_{\text{ВИП}} / Q_{\text{НАГР}} = \frac{r \cdot \Delta W}{c \cdot \Delta T}, \quad (2.17)$$

де  $r$  – питома теплота випаровування рідини;  $\Delta W$  – зміна вологості матеріалу протягом сушіння;  $c$  – питома теплоємність матеріалу;  $\Delta T$  – зміна температури матеріалу протягом сушіння.

Критерій Ребіндера є відношенням теплоти, яка витрачається на нагрів матеріалу, до теплоти, витраченої на випаровування вологи за нескінченно малий проміжок часу ( $Rb = (Ko)^{-1}_{\Delta\tau \rightarrow 0}$ ):

$$Rb = \frac{c \cdot dT}{r \cdot dW}, \quad (2.18)$$

де  $dT$  – зміна температури матеріалу за нескінченно малий проміжок часу;  $dW$  – зміна вологості матеріалу за нескінченно малий проміжок часу.

Для отримання числових значень даних критеріїв для кожного режиму сушіння необхідно знати питому теплоємність матеріалу  $c$  та питому теплоту випаровування рідини з матеріалу  $r$  для конкретної температури та вологомісткості зразка. Якщо для визначення теплоємності матеріалів існує достатня кількість як методів, так і засобів вимірювання, то визначення теплоти випаровування рідин з матеріалів пов'язане з низкою ускладнень.

Існуючі методи вимірювання питомої теплоти випаровування, як теоретичні [13, 14], так і експериментальні [15], не задовольняють сучасним потребам в точності та простоті отримання результату, коли мова йде про дослідження неоднорідних термолабільних матеріалів, наприклад рослинної сировини, харчової продукції чи складових біопалива рослинного походження. Випаровування вологи або органічних рідин в таких матеріалах може супроводжуватись значною кількістю додаткових процесів, серед яких зміна концентрації та співвідношення компонентів органічних рідин в матеріалі, фазові переходи другого роду, кристалізація та ін. Врахування всіх факторів впливу на процес сушіння таких матеріалів при аналітичному розрахунку майже неможливе, тому для визначення теплоти випаровування перевагу необхідно надавати експериментальним методам дослідження на спеціалізованих засобах вимірювання, які враховують особливості дослідження конкретних матеріалів.

Створенням засобів експериментального визначення питомої теплоти випаровування займалися як зарубіжні (Кальве, Вадсо, Метьюс, Кулідж), так і вітчизняні науковці (Казанський, Скориков, Феодосьєв), проте зручного та ефективного засобу вимірювання питомої теплоти

випаровування вологи в області дослідження неоднорідних термолабільних матеріалів і досі не знайдено.

Для вирішення даної проблеми в Інституті технічної теплофізики НАН України створено прилад синхронного теплового аналізу для експериментального визначення теплоємності та теплоти випаровування рідин з матеріалів, що поєднує мікрокалориметричний та термогравіметричний методи дослідження [16].

Прилад побудований за блочною структурою (рис. 2.14а). Корпус 1 і кришка 2 теплового блоку утворюють робочу камеру 3 (рис. 2.14б), в якій розташована змінна калориметрична платформа 4 з двома комірками, одна з яких (робоча) 5 призначена для розміщення досліджуваного зразка, а друга комірка (референт) 6 служить для розміщення речовини порівняння з відомими теплофізичними характеристиками. Кожна комірка обладнана ідентичними перетворювачами теплового потоку (ПТП) 7, 8, які підключені за диференціальною схемою. Калориметрична платформа встановлена на аналітичних вагах за допомогою коаксіальної стійки 9, що має можливість вертикального переміщення без тертя, а електричні ланцюги платформи під'єднані до ланцюгів нерухомого корпусу за допомогою кількох радіально розташованих петлеподібних провідників діаметром 0,03 мм, що практично виключає вплив провідників на показання вагів.

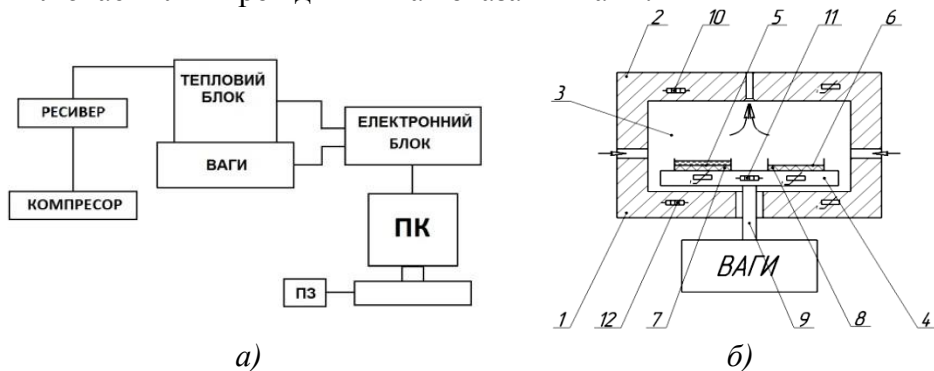


Рис. 2.14. Схематичне зображення приладу ДМКІ-1 (а) і схема робочої камери теплового блоку (б)

У платформі, корпусі і кришці приладу змонтовані спеціальні електронагрівачі 10, 11 і 12 з незалежним регулюванням, завдяки яким в робочій камері встановлюється ізотермічне середовище. Вологе повітря евакуюється з робочої камери компресором та проходить через ресивер, де відбувається відділення надлишку вологи. Вологість повітря в робочій камері контролюється перетворювачем відносної вологості, а

витрата повітря регулюється та визначається витратоміром.

В електронному блоці розміщені регулятори температури та система збору вимірювальної інформації. На нього надходять сигнали від перетворювачів температури (ПТ), ПТП і ваг, конвертуються з аналогової у цифрову форму і виводяться на ПК.

Для розширення номенклатури досліджуваних речовин розроблено кілька моделей калориметричних платформ з комірками різної конфігурації (рис. 2.15), які дозволяють отримати коректні дані про теплофізичні характеристики зразка в залежності від його особливостей. Платформа з відкритими комірками (рис.2.15а) обладнана плоскими ПТП під дном комірок та служить для визначення теплоти випаровування розчинників з розчинів, пастоподібних зразків, а також для визначення теплоємності твердих матеріалів з підготовленою поверхнею, яка забезпечує постійний тепловий контакт зразка і плоскої поверхні калориметричної комірки.

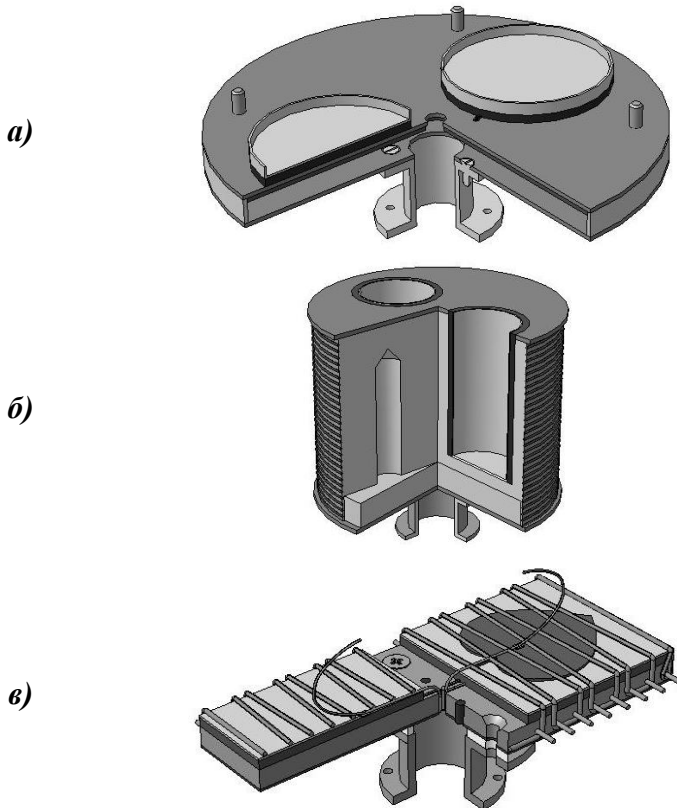


Рис. 2.15. Графічні зображення змінних калориметричних платформ з відкритими (а), глибокими (б) і плоскими (в) комірками

Платформа з глибокими комірками (рис. 2.15б) оснащена ПТП у формі циліндра, які охоплюють калориметричні комірки вздовж стінок за принципом об'ємного сенсора Кальве-калориметра [17], та дозволяє отримувати дані про теплоту випаровування вологи з великодисперсних неоднорідних матеріалів, які характеризуються високим тепловим опором між такими частинками як зерно, рослинні компоненти біопалива, харчові продукти тощо. Також в силу конструктивних особливостей комірок, платформа дозволяє досліджувати теплоємність широкого кола матеріалів (в тому числі вологих). Платформа з плоскими комірками (рис. 2.15в) оснащена гнучкою стрічкою для забезпечення постійного теплового контакту зразка з поверхнею калориметричної комірки та розроблена для визначення теплоти випаровування рідини зі зразків, які схильні до деформації в процесі сушіння (термолабільні харчові продукти, листя лікарських рослин, функціональна тваринна сировина тощо).

Дослідження питомої теплоємності на даному приладі проходить з використанням методу покрокового сканування [18]. Згідно цього методу, зразок відомої маси розміщується в робочій комірці приладу і герметично закривається мембраною для запобігання втрати зразком маси в процесі дослідження. У мембрані є невеликий отвір, завдяки якому вирівнюється тиск в комірці та робочій камері, але вологість повітря в комірці зберігається на рівні 100%. Весь діапазон температури, в якому буде проходити дослідження, розбивається на невеликі інтервали (кроки), протягом яких рівноважна температура у робочій камері приладу збільшується від попереднього значення та встановлюється на новому значенні. При підвищенні температури в робочій камері на заданий крок (рис. 2.16а) ПТП реєструють кількість теплоти, яка підводиться до комірок (рис. 2.16б).

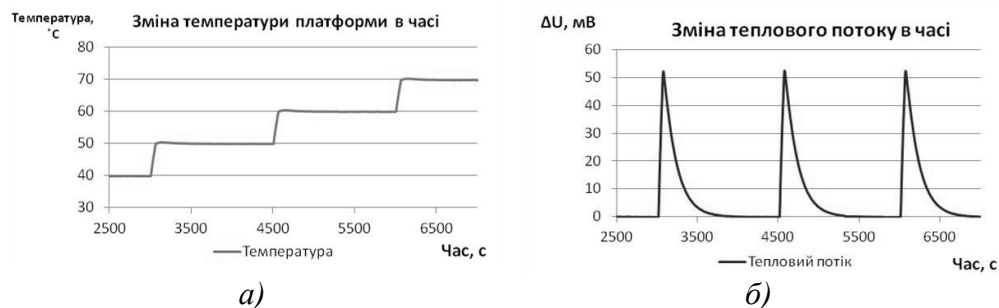


Рис. 2.16. Залежності зміни температури (а) і теплового потоку (б) в часі при визначенні теплоємності методом покрокового сканування

Знаючи масу зразка, температуру і кількість підведеної до зразка теплоти, теплоємність матеріалу визначають за формулою:

$$c = 1/m \cdot \left[ \int_{\tau_1}^{\tau_2} \Delta Q(\tau) d\tau / \Delta T - C_k + \Delta C_\sigma \right], \quad (2.19)$$

де  $m$  – маса досліджуваного зразка;  $\Delta Q$  – різниця теплових потоків, що реєструються робочою коміркою та коміркою-референтом за час від  $\tau_1$  до  $\tau_2$  (тривалість інтервалу);  $\Delta T$  – різниця значень температури між інтервалами;  $\Delta C_\sigma$  – параметр, який враховує неідентичність теплофізичних параметрів робочої комірки і комірки-референта.

Теплоємність контейнера  $C_k$  враховується, якщо комірка-референт порожня. Якщо ж на цю комірку помістити порожній контейнер, що ідентичний контейнеру зразка, то вплив його теплоємності  $C_k$  автоматично враховується, а з формули (2.19) виключається параметр  $C_k$ .

Для визначення питомої теплоти випаровування, яка залежить від температури сушіння і вологості матеріалу в конкретний момент часу, в ДМКИ-1 застосовується метод синхронного теплового аналізу [19]. Метод полягає у безперервному одночасному вимірюванні кількості теплоти, що витрачається на випаровування вологи з матеріалу в процесі ізотермічного сушіння, і відповідному вимірюванні втрати маси зразка. Поточні значення теплоти випаровування визначаються за формулою:

$$r_i = \int_{\tau_i}^{\tau_{i+1}} \Delta Q(\tau) d\tau / [m(\tau_i) - m(\tau_{i+1})], \quad (2.20)$$

де  $r_i$  – питома витрати теплоти на випаровування за час від  $\tau_i$  до  $\tau_{i+1}$ , [кДж/кг];  $\tau_i$  і  $\tau_{i+1}$  – поточні моменти часу процесу сушіння, [с];  $\Delta Q(\tau)$  – диференціальний тепловий потік у вигляді функції часу, [Вт];  $m(\tau_i)$  і  $m(\tau_{i+1})$  – маса зразка в моменти часу  $\tau_i$  і  $\tau_{i+1}$ , [кг].

Визначення метрологічних характеристик є невід'ємною складовою для будь-якого засобу вимірювання. Градування ПТП проводиться окремо для кожної калориметричної платформи методом порівняння з використанням еталонного ПТП, характеристики якого визначені на приладі вищої точності УВТ-1 [20]. На рис. 2.17 зображено реалізацію такого методу для ПТП калориметричних платформ приладу синхронного теплового аналізу з комірками різної конфігурації.

У комірці платформи, ПТП якої необхідно градуювати, розміщують градуювальний блок, який складається з еталонного ПТП, та теп-

лового колектору, оснащеного термопарами, які реєструють різницю значень температури на поверхнях еталонного ПТП і ПТП комірки, яка градується. Градувальний блок для кожного типу платформи виконаний таким чином, щоб забезпечити надійний тепловий контакт з поверхнею комірки. Для платформи з відкритими комірками градувальний блок виконано у формі циліндра з направляючими проточками для фіксації в комірці (рис. 2.17а).

Для платформи з глибокими циліндричними комірками блок градування має видовжену циліндричну форму та складається з кількох елементів (рис. 2.17б), що дозволяє проводити градування в залежності від наповненості комірки зразком.

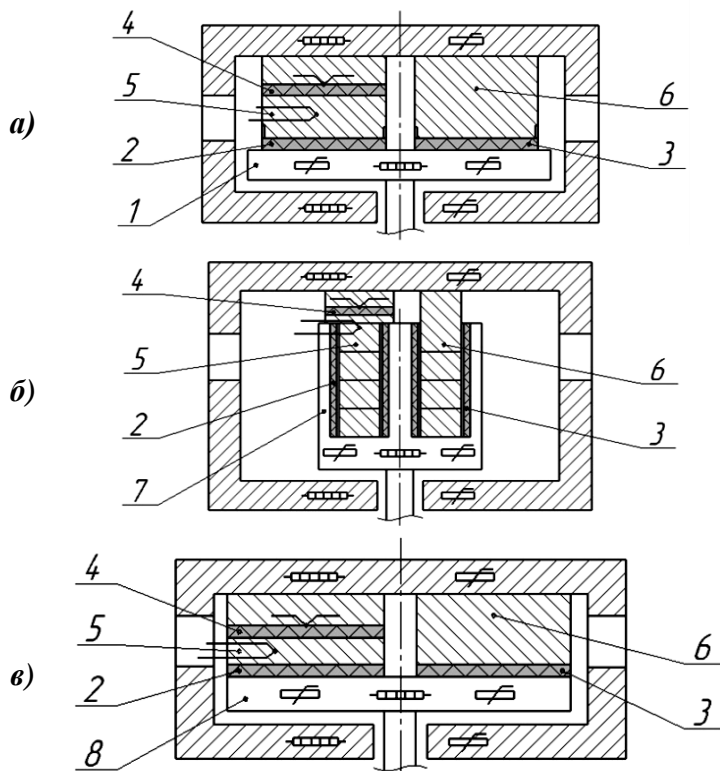


Рис. 2.17. Визначення метрологічних характеристик ПТП платформ з відкритими комірками (а), глибокими комірками (б) і плоскими комірками (в) за сигналом еталонного ПТП:

1 – платформа з відкритими комірками; 2 – ПТП робочої комірки; 3 – ПТП комірки-референта; 4 – еталонний ПТП; 5 – тепловий колектор; 6 – металевий колектор-референт; 7 – платформа з глибокими циліндричними комірками; 8 – платформа з плоскими комірками



Блок для градування плоских комірок має прямокутну форму та розміри, які відповідають розмірам ПТП комірки (рис. 2.17в). Для зменшення теплового опору між поверхнями градувального блоку та коміркою контактуючі поверхні вкриваються високотеплопровідною змазкою. В другій комірці розташовується металевий колектор-референт, геометричні та теплофізичні характеристики якого близькі до характеристик градувального блоку. Між платформою та кришкою приладу задається відомий перепад температури таким чином, щоб температура кришки приладу була нижчою за температуру платформи. Це забезпечує такий же напрямок теплового потоку, як і при реальному дослідженні теплоти випаровування вологи. Після встановлення стаціонарного стану в робочій камері одночасно знімаються покази з еталонного ПТП та ПТП комірки і, шляхом їх порівняння, отримується коефіцієнт перетворення ПТП комірки для температури, яка визначається як середнє арифметичне значення температури кришки та платформи. Градування проводять у всьому температурному діапазоні приладу, результатом якого є залежність коефіцієнту перетворення ПТП кожної комірки від температури.

Періодична перевірка приладу реалізується шляхом експериментального дослідження матеріалів з попередньо відомими теплофізичними характеристиками. Його проводять за двома напрямками: за теплоємністю та питомою теплотою випаровування вологи. При дослідженні теплоємності в якості еталонного матеріалу використовуються зразки лейкосапфіру ( $Al_2O_3$ ) чистотою не менше 99,99% [18] у формі таблеток діаметром 15 мм і товщиною 5 мм. Періодичне підтвердження метрологічних характеристик приладу за теплотою випаровування проводиться на зразках дистильованої води та пропанолу. Отримані дані порівнюються з табличними або паспортними даними про теплофізичні властивості матеріалу порівняння, на основі чого робиться висновок про придатність приладу до дослідження теплоємності або теплоти випаровування рідин з матеріалів.

Диференціальний метод є зручним інструментом для дослідження теплофізичних характеристик матеріалів, проте при експериментальному визначенні теплоти випаровування його використання пов'язане з певними ускладненнями. Внаслідок випаровування вологи зі зразка в робочій комірці приладу, температура його поверхні знижується, що призводить до утворення неідентичних умов теплообміну робочої комірки та комірки-референта. Таке явище є джерелом додаткової похибки, яка позначається на точності кінцевого результату вимірювання.

Для врахування впливу неідентичності умов теплообміну в дифе-

ренціальних комірках необхідно розглядати систему рівнянь теплового балансу для комірок. Теплопідвід до комірок приладу здійснюється кондуктивно. В процесі експерименту теплообмін відкритої поверхні робочої комірки приладу з навколишнім середовищем представлений трьома складовими: конвективною складовою теплообміну зразка з газовим середовищем робочої камери, радіаційною складовою теплообміну зразка з верхнім термостатованим елементом кришки приладу і складовою тепломасопереносу внаслідок зневоднення зразка. Для комірки-референта теплообмін відкритої поверхні з середовищем обмежений тільки конвективною і радіаційною складовими теплообміну.

Для схеми, яка використовується при вимірюванні теплоти випаровування, справедливою буде наступна система рівнянь теплового балансу:

$$\begin{cases} Q_1 = r \cdot \Delta m / \Delta \tau + \alpha_{\Sigma} (T_{CEP} - T_{ПОВ1}) \cdot F_{ПТП}; \\ Q_2 = \alpha_{\Sigma} (T_{CEP} - T_{ПОВ2}) \cdot F_{ПТП}, \end{cases} \quad (2.21)$$

де  $F_{ПТП}$  – площа ПТП;  $\alpha_{\Sigma}$  – сумарний коефіцієнт теплообміну внаслідок конвекції та випромінювання;  $T_{CEP}$  – температура газового середовища;  $T_{ПОВ1}$  – температура поверхні робочої комірки;  $T_{ПОВ2}$  – температура поверхні комірки-референта;  $r$  – питома теплота випаровування.

Справедливою також є система рівнянь, яка описує кондуктивний теплопідвід від платформи до поверхні зразка і поверхні комірки-референта:

$$\begin{cases} Q_1 = (T_{ПЛ} - T_{ПОВ1}) / (R_{ПТП1} + R_{ЗР}); \\ Q_2 = (T_{ПЛ} - T_{ПОВ2}) / R_{ПТП2}, \end{cases} \quad (2.22)$$

де  $T_{ПЛ}$  – температура платформи;  $R_{ПТП1}$  – тепловий опір ПТП робочої комірки;  $R_{ПТП2}$  – тепловий опір ПТП комірки-референта;  $R_{ЗР}$  – тепловий опір зразка.

Розв'язавши рівняння (2.21) і (2.22) відносно  $r$  та ввівши величину  $R_{\alpha} = 1 / (\alpha_{\Sigma} \cdot F_{ПТП})$  – сумарний опір теплообміну від конвективної і радіаційної складової, отримуємо формулу для визначення теплоти випаровування:

$$r = \frac{(Q_1 - Q_2) \cdot (1 + \frac{R_{ПТП1}}{R_{\alpha}}) + Q_1 \cdot \frac{R_{ЗР}}{R_{\alpha}} + Q_2 \cdot \Delta \frac{R_{ПТП}}{R_{\alpha}}}{\Delta m / \Delta \tau}. \quad (2.23)$$

Даний метод враховує неідентичність умов теплообміну в комір-

ках за рахунок непрямого визначення температури поверхонь зразка і комірки-референта через значення теплового опору зразка  $R_{зр}$  і сумарного теплового опору  $R_a$ , а також не потребує внесення змін у конструкцію існуючого приладу синхронного теплового аналізу. Проте, використовувати в розрахунках величину  $R_{зр}$  складно з огляду на те, що ця величина часто не тільки невідома, але і змінюється зі зміною вологості зразка.

Альтернативою попередньому методу може стати розрахунок теплоти випаровування, в якому замість непрямого визначення температури поверхонь зразка і комірки-референта використовувати пряме вимірювання величин  $T_{ПОВ1}$  и  $T_{ПОВ2}$ . Для реалізації такого методу була запропонована нова конструкція приладу, схема робочої камери якого представлена на рис. 2.18.

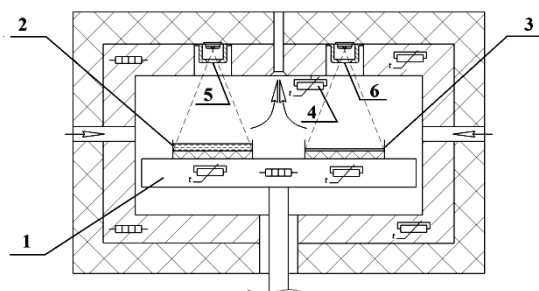


Рис. 2.18. Робоча камера теплового блоку експериментального приладу синхронного теплового аналізу для визначення теплоти випаровування:

- 1 – калориметрична платформа; 2 – робоча комірка;
- 3 – комірка-референт; 4 – ПТ для газового середовища;
- 5 – безконтактний інфрачервоний ПТ робочої комірки;
- 6 – безконтактний інфрачервоний ПТ комірки-референта

Для прямого вимірювання температури газового середовища, яке циркулює в робочій камері, в експериментальний прилад вмонтовано спеціальний перетворювач температури, а для реєстрації температури поверхонь зразка та комірки-референта в кришці приладу безпосередньо над комірками розміщено безконтактні інфрачервоні перетворювачі температури. Крім того, в комірці-референті розміщують змінну пластину з термічно інертного матеріалу, на поверхню якої нанесене покриття з відомими терморадіаційними характеристиками, які близькі до характеристик досліджуваного зразка.

Маючи можливість безпосередньо вимірювати температури газо-

вого середовища, поверхонь зразка і комірки-референта, розв'яжемо систему рівнянь (2.18) відносно  $r$  та отримаємо формулу для визначення питомої теплоти випаровування, яка спирається на прямі вимірювання температури газового середовища і температури поверхонь комірок:

$$r = \frac{Q_1 - Q_2 \cdot \frac{T_{СЕР} - T_{ПОВ1}}{T_{СЕР} - T_{ПОВ2}}}{\Delta m / \Delta \tau} \quad (2.24)$$

Даний метод обробки інформації відрізняється тим, що величина теплового потоку комірки  $Q_2$  коригується за рахунок внесення поправки на основі даних про температуру газового середовища і температуру поверхонь диференціальних комірок, які отримані за допомогою прямих безперервних вимірювань. Така поправка є унікальною для кожного значення  $\Delta \tau$ . Також, даний метод не потребує використання таких складних для вимірювання величин, як сумарний опір теплообміну  $R_\alpha$  і опір теплообміну зразка  $R_{зр}$ .

Розроблений експериментальний прилад синхронного теплового аналізу використовувався для дослідження теплофізичних характеристик різноманітних матеріалів, серед яких паренхімні тканини яблука та картоплі, овочеві суміші, природні розчини солі, лоза верби і тополі, зразки торфу, будівельної цегли, зразки тіста на основі різних типів борошна, листя лікарських рослин, білкові розчини, тканини грибів, тощо, що дозволило отримати нову інформацію про властивості окремих матеріалів та про процес сушіння рослинної сировини в цілому.

На рис. 2.19 показані результати дослідження теплоємності та теплоти випаровування вологи зі зразків паренхімних тканин картоплі [21]. На залежностях теплоємності тканин картоплі різної вологості від температури (рис. 2.19а) можна спостерігати пікове збільшення теплоємності для зразків з вологістю вище 50%. Такий ефект пов'язаний з клейстеризацією крохмалю в тканинах картоплі при температурах вище 60°C, причому, температура піку такого ефекту зростає зі зниженням вологості зразка, що дозволяє підібрати такий режим сушіння, при якому можна запобігти руйнуванню природної структури картопляного крохмалю.

Результати дослідження теплоти випаровування вологи з паренхімних тканин картоплі (рис. 2.19б) показали, що перевищення експериментально отриманих значень теплоти випаровування над табличними значеннями теплоти випаровування чистої води з вільної поверхні починається вже на ранніх етапах сушіння, і до моменту видалення гігро-

скопічної вологи може досягати 9%.

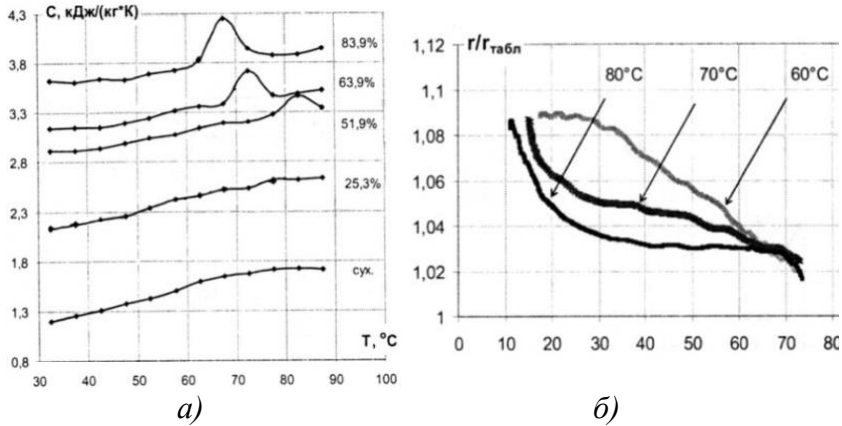


Рис. 2.19. Результати експериментального дослідження теплоємності (а) та теплоти випаровування вологи (б) з паренхімних тканин картоплі

Це свідчить про те, що видалення вільної та зв'язаної вологи при сушінні рослинних тканин відбувається одночасно, що відрізняється від традиційних уявлень про теорію сушіння, згідно яких кількість зв'язаної вологи не змінюється на протязі всього часу видалення вільної вологи зі зразка, а істотне зростання енерговитрат на випаровування відбувається на заключному етапі сушіння рослинної сировини і обумовлене початком видалення гігроскопічної вологи.

Отже, використання одного приладу синхронного теплового аналізу дозволяє визначати складові критерію Косовича та Ребіндера, зокрема теплоємність речовини та питому теплоту випаровування рідини з матеріалу при сушінні, що надає необхідну інформацію для оптимізації процесу сушіння широкого спектру матеріалів.

При експериментальному дослідженні було виявлено, що використання калориметричної платформи з відкритими комірками для отримання коректної інформації про теплоту випаровування рідини з великодисперсних зразків або матеріалів, які схильні до деформації в процесі сушіння, сильно ускладнене або неможливе. Для вирішення цієї проблеми було розроблено та створено додаткові калориметричні платформи, які встановлюються в існуючий прилад в якості змінного елемента. Кожна платформа обладнана двома комірками різної конфігурації з диференціально підключеними ПТП. Використання змінних калориметричних платформ дозволило суттєво розширити номенклатуру досліджуваних матеріалів та підвищити точність вимірювання теплоємності та теплоти випаровування рідини зі зразків.

Для кожного типу калориметричних платформ, які використовуються в експериментальному приладі синхронного теплового аналізу, була розроблена методика визначення метрологічних характеристик, яка спирається на метод порівняння сигналів від ПТП, який градується, і еталонного ПТП, характеристики якого визначені на приладі вищої точності. Для кожної платформи, в залежності від конфігурації комірок, розроблено власний блок градування, який включає в себе еталонний ПТП та перетворювачі температури, об'єднані у високотеплопровідному корпусі.

Розроблено методику періодичної перевірки шляхом проведення експериментального дослідження теплофізичних характеристик зразків з попередньо відомими характеристиками. Такі дослідження виконуються за двома напрямками: за теплоємністю і за теплотою випаровування. Порівняння результатів експериментальних досліджень теплофізичних характеристик відомих речовин з рекомендованими даними для цих речовин показало, що вони відрізняються не більше, ніж на 3%.

Запропоновано дві методики визначення питомої теплоти випаровування, які включають внесення поправки на неідентичність умов теплообміну в диференціальних комірках. В основі розрахункового методу лежить непряме визначення температури поверхні зразка і комірки-референта, а експериментальний метод дозволяє проводити пряме вимірювання цих величин. Для реалізації експериментального методу була запропонована нова конструкція робочої камери приладу синхронного теплового аналізу з додатковим сенсором температури газового середовища та безконтактними інфрачервоними сенсорами температури.

Проведені експерименти з визначення теплоти випаровування та теплоємності матеріалів з різною структурою, серед яких харчові продукти рослинного та тваринного походження, будівельні та лакофарбові матеріали, елементи біопалива рослинного походження, зразки лікарських рослин для фармацевтики. Це довело придатність експериментального приладу для дослідження неоднорідних термолабільних матеріалів.

### **2.3. Метрологічний комплекс для забезпечення єдності вимірювань поверхневої густини теплового потоку**

Для вирішення завдань з енерго- та ресурсозбереження дедалі актуальнішими стають дослідження та модернізація теплоенергетичних об'єктів та енергоємних технологій. В цих умовах суттєвого значення

набувають вимірювання, оперативний контроль теплових процесів та регулювання відповідних параметрів, серед яких важливе місце займає тепловий потік.

Разом з появою великої кількості різних засобів вимірювання теплового потоку виникла проблема забезпечення єдності даного виду вимірювань. Шляхи вирішення цієї проблеми традиційно полягають у створенні нормативно-методичної та матеріально-технічної баз. Частково вона була вирішена у 1991 році шляхом введення в дію Локальної повірної схеми для засобів вимірювання поверхневої густини теплового потоку в діапазоні від  $1 \text{ кВт/м}^2$  до  $10 \text{ кВт/м}^2$  за температури від 100 К до 500 К та створення відповідного метрологічного обладнання.

Для забезпечення нормативно-методичної бази теплометрії в Україні впроваджено низку нормативно-методичних документів, включаючи національні (ДСТУ, ДСТУ БВ) і міждержавні (ГОСТ), а також гармонізовані з міжнародними (ДСТУ ISO, ДСТУ EN, ДСТУ (ГОСТ)) стандарти України, які регламентують загальні вимоги до методів і засобів вимірювання теплових величин.

Першими в цьому напрямі з'явилися стандарти ДСТУ 3401 [22], ДСТУ 3756 [23] та ДСТУ 4035 [24]. У ДСТУ 3401 встановлені основні теплові величини, які підлягають врахуванню або контролю при проведенні різних енергозберігаючих заходів, вказані можливі методи їх вимірювання, сформульовані принципи класифікації відповідних засобів вимірювання і загальні технічні вимоги, яким повинні задовольняти методи і засоби вимірювання теплових величин. Стандарт ДСТУ 3756 поширюється на первинні вимірювальні перетворювачі теплового потоку і його поверхневої густини та дозволяє вирішити проблеми уніфікації, сумісності та взаємозамінності перетворювачів, що застосовуються у сфері теплофізичних вимірювань. Третій стандарт цього спрямування, ДСТУ 4035, поширюється на огорожувальні конструкції житлових, громадських і виробничих будівель та споруд і регламентує метод вимірювання густини теплового потоку через огорожувальні конструкції із застосуванням перетворювачів теплового потоку з наступним визначенням складових складного теплообміну і методики отримання істинного значення густини сумарного теплового потоку за вимірним сигналом перетворювача.

Для забезпечення єдності вимірювання теплових величин у будівельній галузі розроблено стандарти ДСТУ Б В.2.6-101 [25], ДСТУ БВ.2.7-228 [26] та ДСТУ Б EN 13187 [27].

В рамках приведення українських стандартів і вимог щодо безпеки продукції та її сертифікації у відповідність міжнародним нормам, роз-

роблено національні стандарти, які є стандартами ідентичного ступеня відповідності та являють собою тотожний переклад відповідного міжнародного ISO або європейського EN на українську мову з введенням пояснень і додатків, що враховують національні умови та особливості їх застосування. Всі вони в тій чи іншій мірі стосуються процесів тепло- і масообміну, зокрема, термінології і методів вимірювання теплових величин [28, 29].

Крім згаданих вище стандартів, для області теплових вимірювань розроблено два нормативно-методичних документи, що регламентують методики виконання вимірювання на об'єктах при проведенні заходів з енергозбереження [30, 31].

Вимоги до підвищення точності, розширення діапазону вимірювань і границь температури експлуатації засобів вимірювання теплового потоку спонукали до виконання комплексу фундаментальних і прикладних робіт зі створення метрологічної апаратури нового покоління, що відповідає сучасному рівню науки, техніки і технології. В результаті створено метрологічний комплекс призначений для відтворення, зберігання та передавання розміру одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку [32].

Метрологічний комплекс складається із засобів вимірювання, до яких віднесено:

1) еталонну вимірювальну систему УВТ-1, основними вузлами якої є тепловий та електронний блоки; еталонна міра електричного опору; стабілізований блок живлення; контрольно-вимірювальні прилади (цифрові вольтметри);

2) комплект еталонних перетворювачів теплового потоку з покращеними метрологічними характеристиками, виконаних за ДСТУ 3756 [23].

На рис. 2.20 подано фото метрологічного комплексу.

Вимірювальна система УВТ-1 призначена для відтворення та зберігання одиниці густини теплового потоку та передавання її розміру еталонному перетворювачу теплового потоку виду допоміжної стінки при дослідженні його метрологічних характеристик. В ній реалізовано абсолютний метод визначення коефіцієнта перетворення еталонних перетворювачів в умовах стаціонарного теплового режиму за кондуктивного способу підведення нормованого значення густини теплового потоку.

Схема робочої комірки теплового блоку вимірювальної системи УВТ-1 приведена на рис. 2.21.



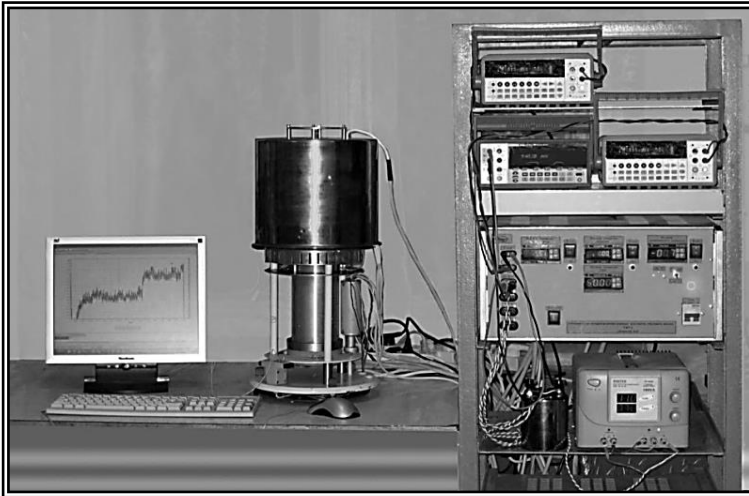


Рис. 2.20. Фото вимірювальної системи УВТ-1

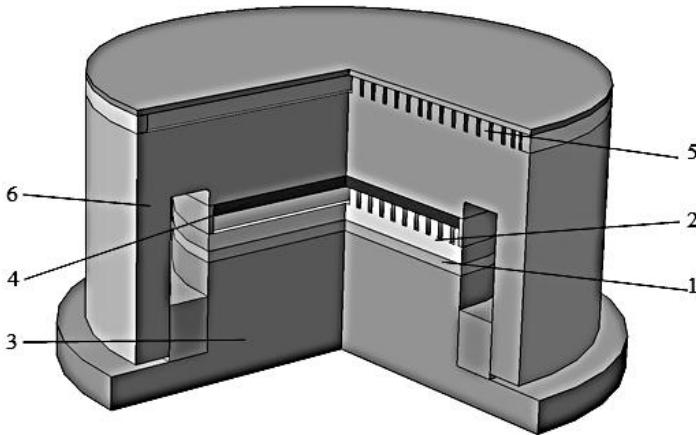


Рис. 2.21. Схема робочої комірки вимірювальної системи УВТ-1:  
 1 – перетворювач, що досліджують; 2 – градувальний нагрівник;  
 3 – тепловідвід; 4 – допоміжний перетворювач теплового потоку;  
 5 – охоронний нагрівник; 6 – теплозахисний екран

Принцип дії вимірювальної системи УВТ-1 полягає в наступному. Досліджуваний перетворювач 1 розміщують у робочій комірці теплового блоку між тепловіддавальною поверхнею нагрівника 2, за допомогою якого задають тепловий потік фіксованої густини, і теплосприймальною поверхнею термостатованого тепловідводу 3. Для забезпечення роботи абсолютним методом передбачено допоміжний перетворювач теплового потоку 4, сигнал якого на нульовому значенні підт-

римують за рахунок роботи охоронного нагрівника 5, при цьому весь тепловий потік від градууювального нагрівника скеровується в перетворювач, що досліджують. Охоронний нагрівник 5 конструктивно поєднаний з теплозахисним екраном 6, температура якого в цьому випадку дорівнює температурі нагрівника 5 в режимі нульового сигналу перетворювача 4.

Отже, в основу роботи вимірювальної системи покладено метод повної компенсації [33], який полягає в тому, що за допомогою системи автоматичного регулювання компенсується та частина теплового потоку, яка йде від градууювального нагрівника 2 через допоміжний перетворювач 4. Це дозволяє визначити градууювальну характеристику перетворювача 1 за результатами прямих вимірювань його термо-ЕРС  $e$  за заданої постійної електричної потужності  $W$ , що підводиться до нагрівника 2. При встановленні метрологічних характеристик перетворювача теплового потоку безпосередньо за густиною теплового потоку, формула для визначення коефіцієнта перетворення має вигляд:

$$K = W / (0,25 \cdot \pi \cdot D^2 \cdot e), \quad (2.25)$$

де  $D$  – діаметр перетворювача 1, що досліджують, а потужність  $W$  обчислюється за результатами вимірювання значень напруги на основному нагрівнику  $U_H$  та на виводах міри електричного опору  $U_0$  за допомогою цифрового вольтметру:

$$W = U_H \cdot U_0 / R_0, \quad (2.26)$$

де  $R_0$  – номінальне значення міри електричного опору.

Особливістю конструкції вимірювальної комірки є допоміжний перетворювач теплового потоку 4, розміщений між градууювальними і охоронним нагрівниками. Він складається з двох ідентичних термобатарей, суміщених конструктивно в одній площині. Перша термобатарея є елементом системи регулювання потужності, що подається на охоронний нагрівник. Вона генерує сигнал, пропорційний тій частці теплового потоку, яка йде від градууювального нагрівника в протилежну від перетворювача 1 сторону. Сигнал другої термобатареї використовується для контролю якості адіабатизації поверхні градууювального нагрівника, яка не контактує з перетворювачем, що досліджують. За умови повної адіабатизації, тобто при рівності нулю сигналу другої термобатареї допоміжного перетворювача, весь тепловий потік від градууювального нагрівника проходить до теплостоку крізь перетворювач, що досліджують. Крім того, за сигналом другої термобатареї в стаціонарному тепловому режимі може бути внесена поправка на теплову недокомпенсацію в конкретному тепловому режимі.

Висока теплопровідність металу, з якого виготовлений корпус градувального нагрівника, сприяє створенню ізотермічних умов на його тепловіддавальній поверхні, що контактує з теплосприймальною поверхнею вкладеного перетворювача, що досліджують.

Тепловідвід призначений для встановлення фіксованого температурного режиму в діапазоні значень робочої температури і відведення теплоти від перетворювача, що досліджують, кондуктивним способом. Він складається з теплосприймальної пласкої металевої платформи та радіатора, їх дотичні пласкі поверхні контактують через теплопровідне мастило.

Металева платформа містить термоелектричний перетворювач температури (ПТ) для вимірювання температури її теплосприймальної поверхні. При дослідженні перетворювача, що не містить вбудованого ПТ, перетворювач температури в платформі тепловідводу в сукупності з ПТ, вбудованим в градувальний нагрівник біля його тепловіддавальної поверхні, застосовують для визначення температури віднесення як середнього арифметичного значення їх сигналів.

Регулювання необхідних режимів за температурою та густиною теплового потоку, приймання і оброблення первинної вимірювальної інформації та передавання її в персональний комп'ютер для подальшого опрацювання здійснюють із застосуванням спеціалізованого електронного блоку, який складається з багатоканального аналого-цифрового перетворювача АЦП, конвертора інтерфейсів, електронних регуляторів температури, а також блоку живлення.

Багатоканальний АЦП призначений для перетворення сигналів всіх вимірювальних первинних перетворювачів температури і теплового потоку в цифровий код. Конвертор інтерфейсів здійснює передачу інформації від АЦП по послідовному інтерфейсу в персональний комп'ютер. В якості регуляторів температури застосовані стандартні регулятори-вимірювачі моделі РТ-0102 у комплекті з термоперетворювачами опору Pt1000, що забезпечує підтримання заданого значення температури з похибкою  $\pm(0,1+0,001 \cdot |T|)^{\circ}\text{C}$ , де  $|T|$  – модуль значення температури. Блок живлення призначений для перетворення напруги 220 В, 50 Гц в постійну і змінну напругу, необхідні для роботи електронних пристроїв електронного блоку.

Персональний комп'ютер під управлінням програмного забезпечення здійснює приймання вимірювальної інформації від електронного блоку. В режимі діалогу він запитує та отримує від оператора дані про необхідний температурний режим теплового блоку, необхідну інформацію про перетворювач, що досліджують, контролює настання стаці-

онарного теплового режиму, здійснює усереднення результатів вимірювання густини теплового потоку і температури, розрахунок коефіцієнта перетворення перетворювача у заданих точках динамічного діапазону і видає остаточний результат про індивідуальну статичну функцію перетворення перетворювача, що досліджують, у всьому температурному діапазоні у вигляді таблиці або графічного зображення.

Основна задача еталонної вимірювальної системи УВТ-1 – забезпечення ідентичності заданого і вимірюваного значень густини відтвореного теплового потоку. Поставлену задачу вирішено шляхом аналізування чинників впливу та спеціального розрахунково-експериментального дослідження.

В еталонній вимірювальній системі УВТ-1 чинниками, що впливають на точність відтворення розміру одиниці густини теплового потоку, є [34]:

- контактний тепловий опір між торцевими поверхнями перетворювача, що досліджується, і дотичними до них поверхнями джерела і відводу теплоти;
- нестабільність умов теплообміну з оточуючим середовищем на бічній поверхні перетворювача, що досліджується;
- власний тепловий опір перетворювача;
- співвідношення між ефективним повздовжнім розміром і висотою перетворювача.

Аналітичне дослідження сукупного впливу вказаних чинників виконане шляхом розв'язання задачі передавання теплоти крізь перетворювач (рис. 2.22), який розміщено у теплового блоці еталонної вимірювальної системи, з використанням відомого рівняння теплопровідності в циліндричних координатах [35, 36] за відповідних граничних умов [37].

В перерізах при  $z=0$  и  $z=h_{III}$  задано тепловий опір  $R_{T1} = R_{T2} = R_K$ , який обумовлений контактним тепловим опором на поверхнях перетворювача, що контактують з джерелом і відводом теплоти, та мають у загальному випадку постійні неоднакові температури  $T_1 \neq T_2$ . Між бічною поверхнею циліндра і теплозахисним екраном відбувається теплообмін через повітряний прошарок при постійній температурі  $T_{OC}$  та ефективному коефіцієнті теплообміну  $\alpha_{бок}$ .

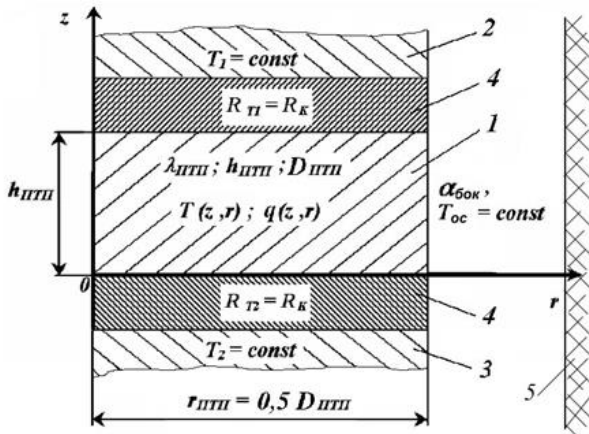


Рис. 2.22. Схема перетворювача, розміщеного в етальонній вимірювальній системі:  
 1 – перетворювач, що досліджується;  
 2 – джерело теплоти;  
 3 – тепловідвід;  
 4 – контактний тепловий опір; 5 – теплозахисний бічний екран

**Тепловий опір теплообміну на бічній поверхні**  $R_{бок} = 1/\alpha_{бок}$ . Результати рахунків систематизовано і представлено на рис. 2.23 сімействами графіків залежностей цих відношень від поточного відносного радіуса  $r/h_{ПТПП}$  при варіаціях геометричного параметра перетворювача, що досліджується, і відношень теплових опорів: контактного до власного теплового опору  $R_K/R_{ПТПП}$  ( $10^{-9}$ ; 0,5; 1) і контактного до опору на бічній поверхні перетворювача  $R_K/R_{БОК}$  ( $10^{-3}$ ;  $5 \cdot 10^{-3}$ ;  $10^{-1}$ ;  $5 \cdot 10^{-1}$ ).

На кривих рис. 2.23 пунктиром позначені поправки, що враховують вплив бокових теплопритоків до потужності основного нагрівника вимірювальної системи. Ця поправка в залежності від значення теплового опору в газовому прошарку між бічною поверхнею перетворювача і захисним екраном може сягати 0,5%. Мінімізувати її можна шляхом збільшення співвідношення  $D_{ПТПП}/h_{ПТПП}$  і підтриманням відношення значень контактного теплового опору та теплового опору ПТП ( $R_K/R_{ПТПП}$ ) на рівні 0,5 и нижче. Ці результати також дозволили зробити висновок, що викривлення теплового потоку на відстані від бічної поверхні перетворювача далі як  $5h_{ПТПП}$  не відбувається, а отже, якщо перетворювач виконати з охоронною зоною, ширина якої не менше  $5h_{ПТПП}$ , то методична похибка, обумовлена викривленнями теплового потоку, може бути оцінена у 0,1% і менше.

Для різних значень контактного теплового опору розрахована систематична похибка, обумовлена бічним теплообміном і контактним тепловим опором в діапазоні значень температури від 200 К до 500 К, що представлено на рис. 2.24.

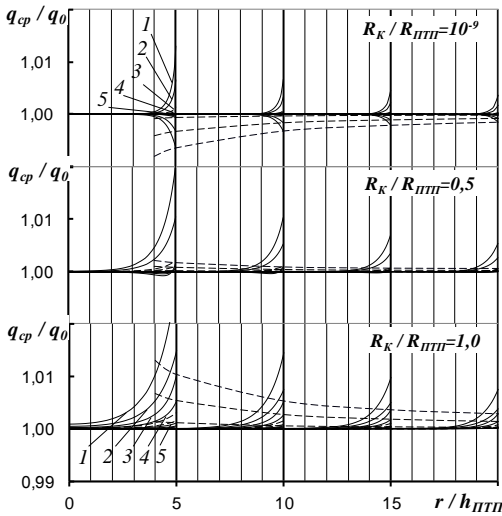


Рис. 2.23. Залежність приведеної густини середньоінтегрального по поверхні перетворювача теплового потоку від геометричних розмірів перетворювача, контактного та бокового теплового опору:  
 1 –  $R_{ПТТ}/R_{БОК}=0,1$ ; 2 – 0,05;  
 3 – 0,01; 4 – 0,005; 5 – 0,001

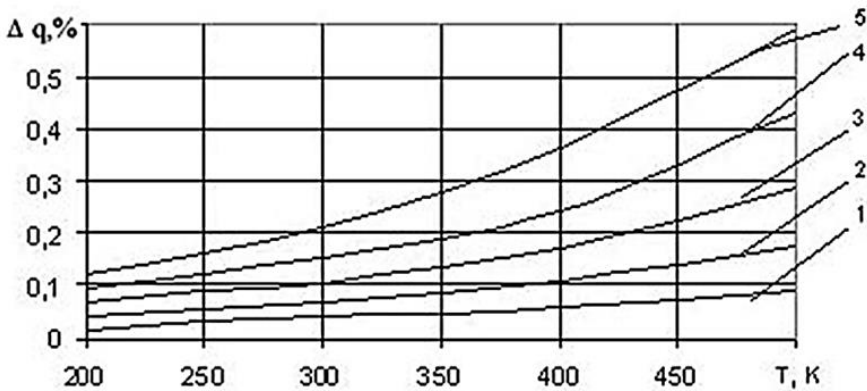


Рис. 2.24. Систематична похибка, яка обумовлена бічним теплообміном та контактним тепловим опором:  
 1 –  $R_K=0 \text{ м}^2 \text{ К/Вт}$ ; 2 – 0,0005; 3 – 0,001; 4 – 0,002; 5 – 0,003

Реальні значення контактного теплового опору у тепловому блоці еталонної вимірювальної системи визначено експериментально в діапазоні температури від 300 К до 500 К за допомогою еталонного зразка теплопровідності, який виготовлено з оптичного скла марки ЛК5. Результати експерименту, що наведені на рис. 2.25, отримані при трьох перезакладках зразка та опрацюванні даних за формулою:

$$R_K = 0,5(\Delta T / q - h_{СКЛ} / \lambda_{СКЛ}), \quad (2.27)$$

де  $\Delta T$  – різниця температури між основним нагрівником і теплосточком;  $q$  – густина теплового потоку від нагрівника ( $q = W / A$ );  $h_{\text{СКЛ}}$  та  $\lambda_{\text{СКЛ}}$  – висота зразка і коефіцієнт теплопровідності скла ЛК5.

Отримані результати показали, що максимальне значення контактного теплового опору у діапазоні температури, який досліджується, не перевищує  $0,0005 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ . Це дозволило, з урахуванням даних рис. 2.24, зробити висновок про те, що вплив контактного теплового опору за наявності теплообміну по бічній поверхні перетворювача не перевищує  $0,2\%$ .

Іншим визначальним чинником впливу на точність відтворення розміру одиниці густини теплового потоку є якість адиабатизації та регулювання потужності основного і захисного нагрівників й термостатування тепловідводу.

В еталонній вимірювальній системі УВТ-1 передбачено активну адиабатизацію неробочої поверхні основного нагрівника, за допомогою якого відтворюються фіксовані значення поверхневої густини теплового потоку із застосуванням системи електронного регулювання, яка забезпечує проходження крізь перетворювач, що досліджується, всієї теплової потужності, яка підведена до основного нагрівника.

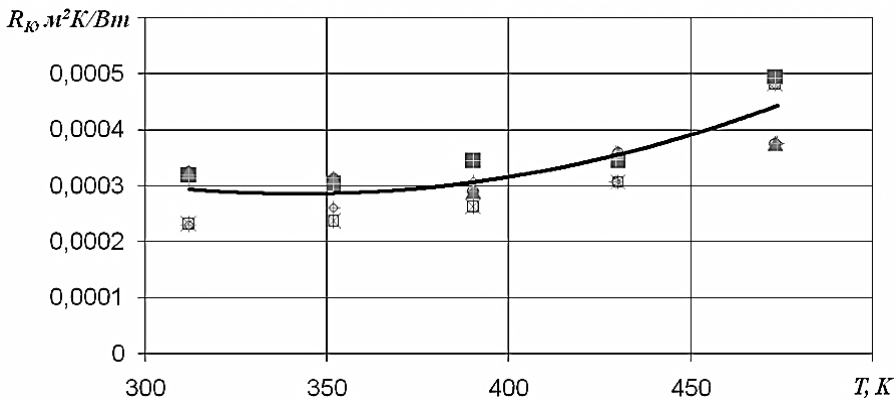


Рис. 2.25. Результати експериментального дослідження контактного теплового опору

Штатному режиму роботи системи регулювання відповідає сигнал термобатарей допоміжного перетворювача, що близький до нуля. Внаслідок неідеальності системи регулювання і можливих крайових просторових спотворень теплового поля з'являється тепловий потік крізь неробочу поверхню основного нагрівника, про що свідчить сигнал термобатарей допоміжного перетворювача відмінний від нуля. Для

проведення оцінки похибки адіабатизації термобатарей допоміжного перетворювача відградується із застосуванням перетворювача з відомим коефіцієнтом перетворення.

Для коректного вимірювання температури за допомогою перетворювачів температури в еталонній вимірювальній системі УВТ-1 застосовано диференційний метод та всі опорні спаї ПТ заведені в спеціальний блок термостатування опорних спаїв, температура в якому підтримується стабільною на рівні 50 °С. Значення температури цього блоку саме по собі не впливає на метрологічні характеристики вимірювальної системи, проте це значення необхідно знати для розрахунку температури віднесення при визначенні метрологічних характеристик перетворювача, що досліджується, та значень температури в різних частинах теплового блоку еталонної вимірювальної системи УВТ-1.

Температура термостатування опорних спаїв контролювалася впродовж тривалого часу (близько півроку). Паралельно контролювалася температура оточуючого середовища в лабораторії, яка за цей період набувала значення від 13 °С до 29 °С. В результаті встановлено, що температура термостатування опорних спаїв ПТ знаходиться в діапазоні  $(49,95 \pm 0,05)$  °С. Тривалість процесу розігрівання термостату і стабілізації температури опорних спаїв не перевищує 25 хв.

Стабільність підтримання теплового режиму у робочій комірці вимірювальної системи прямо впливає на похибку відтворення та передавання розміру одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку. Тому при експериментальних дослідженнях складових похибки вимірювання проведено контрольний запис температури теплового потоку та захисного нагрівника, а також сигналу термобатарей допоміжного перетворювача. Приклади таких записів показані на рис. 2.26.

У характері змінення температури можна бачити дві складові: дрейф та відносно високочастотні флуктуації. Вплив високочастотних флуктуацій нівелюється за рахунок усереднювання в процесі вимірювання, який триває 20 хвилин.

За результатами досліджень встановлено, що дрейф температури не перевищує значення 0,05 К/год.

Потенціалоз'ємні висновки, які розміщені у зазорі по бічній поверхні перетворювача, що досліджується, при зміні температури температуровирівнювального екрану в діапазоні значень від 300 К до 500 К призводять до неконтрольованих теплопритоків або тепловтрат по ним, що також вносить небажаний вклад до похибки вимірювання.



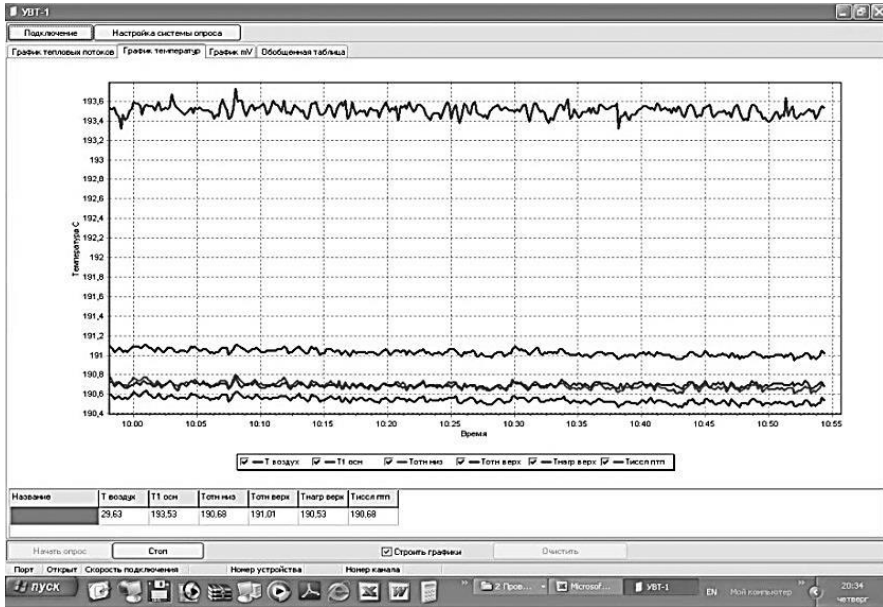


Рис. 2.26. Контрольный запис программы УВТ-1 значений температуры у різних точках

Для оцінки цього впливу вирішена задача, у якій виводи розглянуті як дротяні стрижні необмеженої довжини. Такі стрижні, виконані з теплопровідного металу, мають практично постійну температуру за поперечним перетином дротів [38]. Вона змінюється лише по мірі віддалення перетину від основи дроту у місці виходу із бічної поверхні перетворювача. Згідно [38], стрижень нескінченної довжини з охолоджувальною бічною поверхнею має в перетині, віддаленому на відстані  $x$  від основи, температуру та тепловий потік, що описуються наступними рівняннями, відповідно:

$$T(x) = T_0 + (T_1 - T_{OC}) \cdot \exp(-mx); \quad (2.28)$$

$$\Phi = (T_1 - T_{OC}) \cdot \sqrt{\alpha \lambda P \Omega}, \quad (2.29)$$

де  $T(x)$  – поточні значення температури дроту-стрижня на відстані  $x$  від основи;  $T_1$  – температура основи дроту;  $T_{OC}$  – температура оточуючого середовища;  $m = \sqrt{\alpha P / (\lambda \Omega)}$ ;  $\alpha$  – ефективний коефіцієнт теплообміну бічної поверхні дроту з оточуючим середовищем, що враховує конвективну і радіаційну складові;  $P$  і  $\Omega$  – периметр і площа перетину дроту;  $\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності дроту.

Значення приведеної безрозмірної температури дроту по його довжині, починаючи від основи, розраховані за формулою:

$$T_x - T_{OC} / (T_1 - T_{OC}) = \exp(-mx), \quad (2.30)$$

що отримана із формули (2.28).

На рис. 2.27 приведені результати розрахунку в діапазоні температури від 300 К до 500 К, які дозволили визначити потрібну довжину потенціалоз'ємних виводів, яка гарантує мінімальні теплові потоки по ним і дорівнює 0,1 м.

Максимальна похибка, обумовлена теплопритоками чи тепловтратами по цим двом виводам, оцінена за формулою:

$$\frac{\Phi_{вив}}{\Phi_{III}} = \frac{2R_{\Sigma} \sqrt{\alpha \lambda P \Omega}}{0,25 \cdot \pi \cdot D^2}, \quad (2.31)$$

де  $R_{\Sigma}$  – сумарний тепловий опір, який складається із теплового опору перетворювача, що досліджується, і контактних опорів між поверхнями перетворювача та прилеглими до нього поверхнями нагрівника та тепловідводу.

Температурна залежність максимальної похибки, яка обумовлена теплопритоками чи тепловтратами по потенціалоз'ємним виводам, згідно з формулою (2.30), для ряду значень сумарного теплового опору представлена на рис. 2.28.

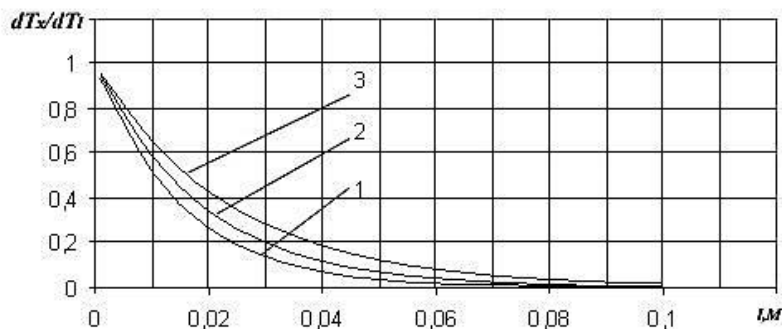


Рис. 2.27. Вимірювання приведеної температури вздовж потенціалоз'ємного виводу в діапазоні температур від 300 К до 500 К:

1 –  $T = 500$  К; 2 –  $T = 400$  К; 3 –  $T = 300$  К

З отриманих графіків видно, що максимальна оцінка похибки складає 0,4% для сумарного теплового опору  $R_{\Sigma} = 4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$  і 0,1% для  $R_{\Sigma} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ . Для вимірювальної системи УВТ-1, в якій су-

марний тепловий опір не перевищує  $2,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ , максимальна оцінка похибки буде менше 0,2%.

Дослідження метрологічних характеристик комплексу проведені експериментально-розрахунковим шляхом при визначенні індивідуальної статичної функції перетворення еталонних перетворювачів теплового потоку, що входять до його складу, в усталеному тепловому режимі за результатами розрахунку відтвореного значення поверхневої густини теплового потоку, що проходить крізь перетворювач, та вимірювання сигналу перетворювача, що генерується ним при цьому.

Відтворюване значення поверхневої густини теплового потоку в еталонній вимірювальній системі розраховують за формулою:

$$q = U_H \cdot U_0 / (0,25 \cdot \pi \cdot D_H^2 \cdot R_0), \quad (2.32)$$

де  $U_H$  – значення напруги на виводах основного нагрівника, [В];  $U_0$  – значення напруги на виводах котушки електричного опору, [В];  $D_H$  – діаметр робочої поверхні основного нагрівника, [м];  $R_0$  – номінальне значення міри електричного опору, [Ом].

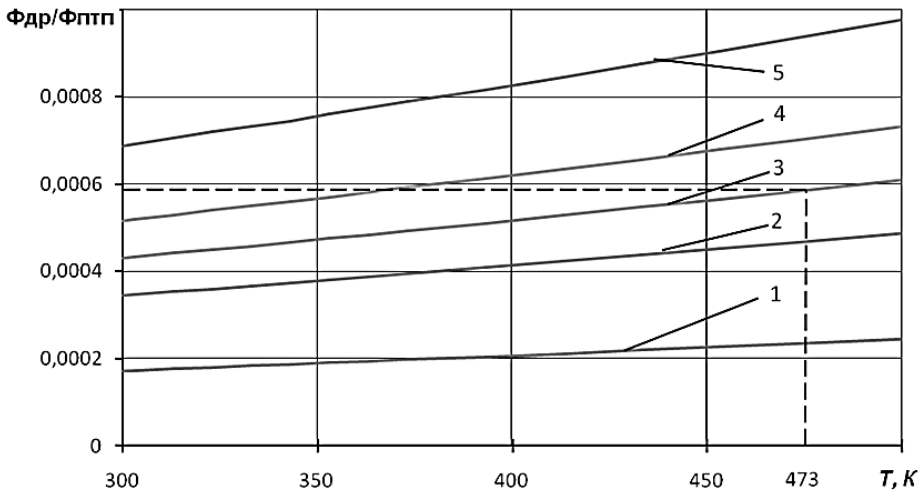


Рис. 2.28. Залежність максимальної похибки, яка обумовлена теплопритоками по потенціалоз'ємним виводам, від температури при варіації значень сумарного теплового опору:  
 1 –  $R_{\Sigma}=1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ ; 2 –  $R_{\Sigma}=2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ ; 3 –  $R_{\Sigma}=2,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ ;  
 4 –  $R_{\Sigma}=3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ ; 5 –  $R_{\Sigma}=4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$

Індивідуальну статичну функцію перетворення еталонного перетворювача розраховують для кожного усталеного теплового режиму за п'яти значень поверхневої густини теплового потоку і п'яти значень температури (див. таблиці 2.1 і 2.2) за формулою:

$$K_{i-j} = q_{i-j} / \bar{E}_{i-j}, \quad (2.33)$$

де  $q_{i-j}$  – відтворене значення поверхневої густини теплового потоку в  $i - j$  - режимі, обчислене за формулою (2.32);  $\bar{E}_{i-j}$  – середнє значення сигналу еталонного перетворювача;  $i$  та  $j$  – номери режимів за поверхневою густиною теплового потоку та температурою відповідно.

Температура поверхні перетворювача, в яку входить тепловий потік, перевищує температуру тепловідводу на значення добутку теплового опору перетворювача й поверхневої густини теплового потоку.

Таблиця 2.1. Дані для встановлення теплового режиму вимірювальної комірки за густиною теплового потоку

Номер режиму по тепловому потоку, $i$	1	2	3*)	4	5
Поверхнева густина теплового потоку, $q_i$ , [Вт/м <sup>2</sup> ]	100 ± 10	500 ± 50	1000 ± ± 100	10000 ± ± 1000	20000 ± ± 2000
Значення напруги, що подається на основний нагрівник, $V_{OH,i}$ , [В]	2,55 ± ±0,12	5,70 ± ±0,28	8,06 ± ± 0,40	25,50 ± ± 1,20	36,05 ± ± 1,80

Таблиця 2.2. Дані для встановлення теплового режиму вимірювальної комірки за температурою

Номер температурного режиму, $j$	1*)	2	3*)	4	5*)
Температура тепловідводу, $t_{TC,j}$ , [°C]	30 ± 5	70 ± 7	110 ± 10	150 ± 10	190 ± 10
$T_{TC,j}$ , [K]	(303 ± 5)	(343 ± 7)	(383 ± 10)	(423 ± 10)	(463 ± 10)

Примітка 1. Режими, помічені \*), застосовують при проведенні періодичних повірок перетворювачів.

Тепловий опір перетворювача складає 0,002 К·м<sup>2</sup>/Вт, тому при значенні поверхневої густини теплового потоку 20 000 Вт/м<sup>2</sup> перегрів перетворювача відносно температури тепловідводу складає 40 К. При

температурі тепловідводу  $t_4 = (150 \pm 10)^\circ\text{C}$  і поверхневій густині теплового потоку  $q_5 = (20000 \pm 2000) \text{ Вт/м}^2$  температура поверхні перетворювача досягає  $190^\circ\text{C}$ , тобто є близькою до верхньої границі діапазону робочої температури. За температури  $t_5 = (190 \pm 10)^\circ\text{C}$  значення густини теплового потоку  $q_5$  не задають у зв'язку з нагріванням перетворювача до температури, що значно перевищує його термостійкість.

В усталеному стані кожного теплового режиму впродовж 20 хвилин, застосовуючи цифрові мультиметри, які входять до складу еталонної вимірювальної системи УВТ-1, здійснюють спостереження їх показів та, застосовуючи програмне забезпечення наявних вимірювальних приладів, записують такі дані:

- $\bar{U}_{H,i-j}$  – середнє значення напруги на основному нагрівнику за показами цифрового мультиметра, [В];
- $\bar{U}_{0,i-j}$  – середнє значення напруги на виводах котушки електричного опору за показами цифрового мультиметра, [В];
- $\bar{E}_{i-j}$  – середнє значення вихідного сигналу еталонного перетворювача за показами цифрового мультиметра, [мВ];
- $\Delta\bar{E}_{D2,i-j}$  – середнє значення сигналів контрольної термобатарей допоміжного перетворювача, [мВ];
- $\bar{t}_{OH,i-j}$  і  $\bar{t}_{TC,i-j}$  – середні значення температури поверхонь основного нагрівника та тепловідводу, між якими затиснутий еталонний перетворювач, отримані в результаті опрацювання поточних значень вихідних сигналів перетворювачів температури, що надходять до багатоканального АЦП протягом 20 хвилин.

Загальна похибка метрологічного комплексу при відтворенні розміру одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку має складові, які носять систематичний та випадковий характер.

За результатами досліджень встановлено такі складові невилученої систематичної похибки (НСП):

- $\theta_1$  та  $\theta_7$  – НСП через неточність вимірювання діаметра основного нагрівника та діаметра робочої поверхні перетворювача враховує характеристики електронного цифрового штангенциркуля, який застосовано для лінійних вимірювань;
- $\theta_2$  – НСП через неточність вимірювання напруги на виводах основного нагрівника, що враховує метрологічні характеристики застосованого цифрового мультиметра;

- $\theta_3$  – НСП через неточність вимірювання напруги на виводах міри електричного опору;
  - $\theta_4$  – НСП, що враховує метрологічні характеристики застосованої міри електричного опору;
  - $\theta_5$  – НСП через неповну адіабатизацію неробочих поверхонь основного нагрівника визначається шляхом врахування теплових втрат, які обумовлені неточністю регулювання компенсаційної системи;
  - $\theta_6$  – НСП через нестационарність температури теплової голівки, що призводить до неконтрольованого притоку або відтоку теплоти та залежить від теплоємності теплової голівки, оцінюють для кожного теплового режиму, враховуючи при цьому швидкість змінення температури в даному тепловому режимі;
  - $\theta_8$  – НСП через неточність вимірювання сигналу еталонного перетворювача, що враховує метрологічні характеристики застосованого цифрового мультиметра в режимі вимірювання напруги. Вимірювання поверхневої густини теплового потоку більших значень призводить до менших похибок, тому складову НСП через вимірювання сигналів перетворювачів розраховують для мінімального значення поверхневої густини теплового потоку  $q_{\min} = 100 \text{ Вт/м}^2$ ;
  - $\theta_9$  – НСП через наявність теплообміну на бічній поверхні еталонного перетворювача, інтенсивність якого зростає при високих значеннях температури;
  - $\theta_{10}$  – НСП через наявність теплових притоків по потенціалоз'ємним дротам еталонного перетворювача.
- За результатами досліджень встановлено такі складові середнього квадратичного відхилення результату вимірювань (СКВ):
- $S_2$  – СКВ результату вимірювання напруги на виводах основного нагрівника;
  - $S_3$  – СКВ результату вимірювання напруги на виводах міри електричного опору;
  - $S_5$  – СКВ результату вимірювання сигналів контрольної термобатареї допоміжного перетворювача теплового потоку;
  - $S_6$  – СКВ результату вимірювання температури поверхні основного нагрівника;
  - $S_8$  – СКВ результату вимірювання сигналів еталонного перетворювача.

Оцінку границь НСП та СКВ похибки метрологічного комплексу при відтворенні поверхневої густини теплового потоку проведено згідно ДСТУ ГОСТ 8.381 [39].

Границі відносної НСП комплексу при відтворенні розміру одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку визначають при числі складових  $\geq 4$ , за формулою:

$$\Theta_B = \pm \kappa \sqrt{\sum_{i=1}^6 \theta_i^2}, \quad (2.34)$$

де  $\kappa$  – коефіцієнт залежності НСП від обраної довірчої ймовірності при рівномірному розподілі; при довірчій ймовірності 0,99 коефіцієнт  $\kappa = 1,4$ .

СКВ  $S_{B,i}$  результату вимірювань в  $i$ -точці діапазону при відтворенні розміру одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку, [Вт/м<sup>2</sup>], обчислюють з урахуванням коефіцієнтів впливу за формулою:

$$S_{B,i} = \sqrt{\left(\frac{U_{0,i}}{0,25 \cdot \pi \cdot D_H^2 \cdot R_0}\right)^2 \cdot S_{2,i}^2 + \left(\frac{U_{H,i}}{0,25 \cdot \pi \cdot D_H^2 \cdot R_0}\right)^2 \cdot S_{3,i}^2 + \left(-\frac{K_{D2}}{0,25 \cdot \pi \cdot D_H^2}\right)^2 \cdot S_{5,i}^2 + \left(-\frac{C \cdot v}{0,25 \cdot \pi \cdot D_H^2}\right)^2 \cdot S_{6,i}^2}. \quad (2.35)$$

За відносно СКВ результатів відтворення поверхневої густини теплового потоку  $S_B$  приймають максимальне значення з отриманих при розрахунку значень  $S_{B,i}$ , представлених у відносній формі.

Границі НСП при передаванні розміру одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку обчислюють за формулою:

$$\Theta_{II} = \pm \kappa \sqrt{\sum_{i=7}^{10} \theta_i^2}. \quad (2.36)$$

СКВ результату вимірювань в  $i$ -точці діапазону поверхневої густини теплового при передаванні розміру одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку, [Вт/м<sup>2</sup>], визначають з урахуванням коефіцієнтів впливу за формулою:

$$S_{II,i} = \sqrt{K^2 \cdot S_{8,i}^2}. \quad (2.37)$$

За відносно СКВ похибки передавання розміру одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку  $S_{II}$  приймають максима-

льне значення з отриманих при розрахунку значень  $S_{\Pi,i}$ , представлених у відносній формі.

СКВ суми невиключних систематичних та випадкових похибок знаходять як:

$$S_{\varepsilon\Sigma} = \sqrt{S_{\Pi}^2 + S_{\Theta_{\Pi}}^2}, \quad (2.38)$$

де  $S_{\Theta_{\Pi}} = \sqrt{\frac{1}{3} \sum_{i=7}^{10} \theta_i^2}$  – середнє квадратичне відхилення суми складових НСП.

Довірчі границі відносної похибки метода передавання розміру одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку визначають за формулою:

$$\Delta_{\Pi} = r \cdot S_{\varepsilon\Sigma}, \quad (2.39)$$

де  $r$  – коефіцієнт залежності суми невиключних систематичних та випадкових похибок від обраної довірчої ймовірності за рівномірного розподілу. Згідно [39] при довірчій ймовірності 0,99 коефіцієнт  $r = 2,5$ .

Отримані в результаті досліджень характеристик метрологічного комплексу значення відносних складових похибок відтворення та передавання розміру одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку наведено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3. Складові похибок метрологічного комплексу

№ п/п	Складові похибок	Систематичні		Випадкові	
		НСП, %		СКВ, %	
1	2	3		4	
Відтворення одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку					
1	Неточність вимірювання діаметра основного нагрівника	$\theta_1$	0,067	–	–
2	Неточність вимірювання падіння напруги на виводах основного нагрівника	$\theta_2$	0,008	$S_2$	0,05
3	Неточність вимірювання падіння напруги на виводах котушки опору	$\theta_3$	0,008	$S_3$	0,05



4	Похибка котушки електричного опору	$\theta_4$	0,01	–	–
5	Неповна адиабатизація неробочих поверхонь основного нагрівника	$\theta_5$	0,08	$S_5$	0,08
6	Нестационарність температури теплової голівки	$\theta_6$	0,06	$S_6$	0,1
Передавання розміру одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку					
7	Неточність вимірювання діаметра перетворювача	$\theta_7$	0,067	–	–
8	Неточність вимірювання сигналу перетворювача	$\theta_8$	0,123	–	–
9	Наявність теплообміну на бічній поверхні перетворювача	$\theta_9$	0,2	–	–
10	Наявність теплових притоків по підвідним дротам перетворювача	$\theta_{10}$	0,06	–	–

За результатами дослідження метрологічних характеристик комплексу встановлено, що вимірювання поверхневої густини теплового потоку забезпечено в діапазоні значень від  $100 \text{ Вт/м}^2$  до  $20000 \text{ Вт/м}^2$  за температури від  $300 \text{ К}$  до  $473 \text{ К}$  із середнім квадратичним відхиленням результату вимірювань  $S_B$ , що не перевищує  $0,15\%$  за 24 незалежних спостереження з довірчою ймовірністю  $0,99$ ; при цьому невилучена систематична похибка відтворення одиниці вимірювання поверхневої густини теплового потоку  $\Theta_B$  не перевищила  $0,18\%$ ; похибка методу передавання розміру одиниці не перевищує  $0,5\%$ ; оцінена невизначеність вимірювання за типом А склала  $u_A=0,15\%$ , за типом В –  $u_B=0,1\%$ ; сумарна стандартна невизначеність –  $u_C=0,18\%$ ; розширена невизначеність –  $U=0,36\%$  з коефіцієнтом охоплення  $K=2$  та довірчою ймовірністю  $P=0,95$ .

## **Література**

1. Кулаков М. В. Измерение температуры поверхности твердых тел / М. В. Кулаков, Б. И. Макаров // Библиотека по автоматике. – Вып. 598. – М.: Энергия, 1979. – 96 с.

2. Декуша О. Л. Переносной прибор для измерения коэффициентов теплопроводности строительных материалов/ О. Л. Декуша, Л. В. Декуша, Л. И. Воробьев, Т. Г. Грищенко, Н. М. Мхитарян, Г. В. Бадеян // Промышленная теплотехника. – 2004. – Т.26, № 3. – С. 80–84.

3. Декуша О. Л. Теоретическое обоснование прибора для экспресс-определения коэффициентов теплопроводности твердых тел / О. Л. Декуша, Л. В. Декуша, Т. Г. Грищенко, Т. В. Менделеева, Л. И. Воробьев // Промышленная теплотехника. – 2004. – Т. 26. – №4. – С. 76–82.

4. Декуша О. Л. Особенности экспресс-измерения теплопроводности на образце конечной толщины прибором ИТ-8 / О. Л. Декуша, Л. В. Декуша, Т. В. Менделеева, Л. И. Воробьев // Промышленная теплотехника. – 2004. – Т. 26. – № 5. – С.76–81.

5. Декуша О. Л. Прибор для экспресс-измерений коэффициента теплопроводности строительных материалов (ИТ-8) // Промышленная теплотехника. – 2004. – Т.26. – №6. – С.212–216.

6. Декуша О. Л. Влияние определяющих факторов на результаты измерения коэффициента теплопроводности методом локального теплового воздействия/ О. Л. Декуша, Л. В. Декуша, Т. Г. Грищенко, Т. В. Менделеева, Л. И. Воробьев // Промышленная теплотехника. – 2005. – Т.27. – №3. – С. 74–79.

7. Декуша О. Л. Метод локального теплового воздействия (зондовый метод) измерения теплопроводности материалов с выносными преобразователями температуры/ О. Л. Декуша, Л. В. Декуша, Т. В. Менделеева, Л. И. Воробьев // Промышленная теплотехника. – 2005. – Т.27. – №5. – С. 102–108.

8. Декуша О. Л. Теплотрические средства определения теплопроводности твердых и сыпучих материалов/ О. Л. Декуша, Л. В. Декуша, Т. Г. Грищенко, Т. В. Менделеева, Л. И. Воробьев // Промышленная теплотехника. – 2007. – Т.29. – №5. – С. 110–118.

9. Декуша О. Л. Универсальный прибор ИТ-8М для измерения коэффициента теплопроводности строительных материалов [Текст] / Л. И. Воробьев, Л. В. Декуша // Вимірювальна техніка та метрологія :

міжвід. наук.-техн. зб. – Львів: Нац. ун-т «Львівська політехніка», 2008. – Вип.68. – С.101–107.

10. *Yi He*. Rapid thermal conductivity measurement with a hot disk sensor Part 2. Characterization of thermal greases // *Thermochimica Acta*, 436 (2005). – P. 130-134

11. *Dekusha O. L.* A device for thermal conductivity measurement based on the method of local heat influence / O. L. Dekusha, O. Z. Notra // *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)*, ISSN 0033-2097, R. 88 NR 5a/2012. – P. 223-226.

12. *Гинсбург А. С.* Расчет и проектирование сушильных установок пищевой промышленности / А. С. Гинсбург; – М.: Агропромиздат, 1985. – 336 с.

13. *Бретшнайдер С.* Свойства газов и жидкостей: инженерные методы расчета: пер. с польск. / С. Бретшнайдер; под ред. П. Г. Романкова. – М.: Химия, 1966. – 533 с.

14. *Рид Р.* Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд; пер. с англ. под ред. Б.И. Соколова. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.

15. *Лебедев, Ю. А.* Термохимия парообразования органических веществ: Теплоты испарения, сублимации и давление насыщенного пара / Ю. А. Лебедев, Е. А. Мирошниченко; АН СССР, Ин-т хим. физики. – М.: Наука, 1981. – 216 с.

16. *Бурова З. А.* Калориметричні методи та прилади комплексного аналізу характеристик біологічних речовин / З. А. Бурова, С. О. Іванов // *Научные труды SWorld*. – Вып. 1(42). Том 2. – Иваново: Научный Мир. – 2016. – С. 42-46.

17. *Setaram*. Термический анализ и калориметрия [Электронный ресурс] // КОМЕФ – Режим доступа до ресурсу: [http://www.komef.ru/files/setaram\\_general.pdf](http://www.komef.ru/files/setaram_general.pdf).

18. *ДСТУ ISO 11357-4:2010* Пластмаси. Диференціальна сканувальна калориметрія. Частина 4. Визначення питомої теплоємності – Київ: Держспоживстандарт України. – 2011. – 8 с.

19. *Кальве Э.* Микрокалориметрия: Применение в физической химии и биологии: пер. с франц. / Э. Кальве, А. Прат; под ред. Л.А. Николаева, К. П. Мищенко. – М.: Изд. иностранной л-ры, 1963. – 477 с.

20. *Метрологічна атестація термоелектричних перетворювачів теплового потоку* / Т. О. Лухтан, Д. П. Коломієць, С. І. Ковтун, Л. Й. Воробійов // *Ukrainian Food Journal*, 2012. – № 3. – С. 60-63.

21. *Дмитренко Н. В.* Дослідження впливу попередньої гігротермі-

чної обробки на теплові характеристики та ефективність процесу сушіння паренхімних тканин картоплі / Н. В. Дмитренко, С. О. Іванов, Л. В. Декуша, Ю. Ф. Снежкін // Наукові праці ОНАХТ. – 2014. – Вип.45, Т. 2. – С.162-166.

22. *Енергозбереження*. Методи та засоби вимірювання теплових величин. Загальні положення: ДСТУ 3401-97. – [Чинний від 1999-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 1998. – 26 с.

23. *Енергозбереження*. Перетворювачі теплового потоку термоелектричні загального призначення. Загальні технічні умови: ДСТУ 3756-98. – [Чинний від 2000-07-01]. – К. : Держспоживстандарт України, 2000. – 21 с.

24. *Енергозбереження*. Будівлі та споруди. Методи вимірювання поверхневої густини теплових потоків та визначення коефіцієнтів теплообміну між огорожувальними конструкціями та довкіллям: ДСТУ 4035-2001. – [Чинний від 2002-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2002. – 44 с.

25. *Конструкції будинків і споруд*. Метод визначення опору теплопередач огорожувальних конструкцій: ДСТУ Б В.2.6-101:2010. – [Чинний від 2010-10-01]. – Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. – 53с.

26. *Будівельні матеріали*. Скло з низькоемісійним м'яким покриттям. Технічні умови: ДСТУ Б В.2.7-228:2009. – [Чинний від 01.10.2010]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2010. – 40 с.

27. *Теплові характеристики будівель*. Якісне виявлення теплових відмов в огорожувальних конструкціях. Інфрачервоний метод (EN13187:1998, IDT): ДСТУ Б EN 13187:2011. – [Чинний від 01.01.2013] – К.: Мінрегіон України, 2012.

28. *Теплоізоляція*. Визначення теплового опору та пов'язаних із ним характеристик в усталеному режимі приладом із перетворювачем теплового потоку (ISO 8301:1991, IDT) : ДСТУ ISO 8301:2007. – [Чинний від 2009-01-01]. – К.: Держспоживстандарт, 2009.

29. *Скло будівельне*. Методика визначення коефіцієнта теплопередавання багатошарових конструкції : ДСТУ EN 673:2009 (EN 673:1997, IDT). – [Чинний від 01.01.2012]. – К.: Держстандарт України, 2012.

30. *Визначення теплових потоків крізь огорожувальні конструкції*: Методика М 00013184.5.023-01 [Текст] / Розробники: Грищенко Т.Г. [та ін.] // Нормативний документ Комітету з будівництва та архітектури України. – Київ: ЛОГОС, 2002. – 131 с. – ISBN 966-581-354-4.

31. *Метрологія*. Опір теплопередаванню крізь огорожувальні конструкції будівель та споруд різного призначення. Методика виконання вимірювань комбінованим тепловізійно-теплометричним мето-

дом: Методика МВУ 048/06-2012 [Текст] / Розробники: Грищенко Т.Г. [та ін.] // Нормативний документ. – Київ: ІТТФ, 2012. – 34 с. Розділ 2

32. *Аппаратурное* обеспечение поверочной схемы для теплоточных измерений / С. И.Ковтун, Т. Г. Грищенко, Л. В. Декуша, Л. И. Воробьев // Вимірювальна техніка та метрологія. – 2008. – № 68. – С. 126–133.

33. *Теплофизические* измерения и приборы / Е. С.Платунов, С. Б. Буравой, В. В.Курепин, К. С.Петров; под общ.ред. Б. С. Платунова. – Л.: Машиностроение, 1986. – 256 с.

34. *Ковтун С. И.* Исследование составляющих погрешностей воспроизведения и передачи размера единицы плотности теплового потока в эталонной установке: наук. праці VII наук.-техн. конф-ції [«Метрологія та вимірювальна техніка (Метрологія-2010)»], (Харків, 12-14 жовтня 2010 р.), Т. 1 / С. И. Ковтун, Декуша Л. В., Т. Г. Грищенко, Л. И. Воробьев [и др.] / Національний науковий центр «Інститут метрології» – Х.: [Вид-во ННЦ «Інститут метрології»], 2010. – С. 269-272.

35. *Лыков А. В.* Теория теплопроводности / А. В. Лыков. – М.: Высшая школа, 1967. – 599 с.

36. *Карслоу Г.* Теплопроводность твердых тел / Г. Карслоу, Д. Егер. – М.: Наука, 1964. – 489 с.

37. *Ковтун С. И.* Основы проектирования эталонных преобразователей теплового потока / С. И. Ковтун, Л. В. Декуша, Л. И. Воробьев // Промышленная теплотехника. – Т. 34, № 5. – 2012. – С. 80-90.

38. *Кутателадзе С. С.* Теплопередача и гидродинамическое сопротивление: справочное пособие / С. С. Кутателадзе. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 367 с.

39. *Государственная* система обеспечения единства измерений. Эталоны. Способы выражения погрешностей: ДСТУ ГОСТ 8.381:2008. – [Чинний від 2008-10-01]. – К.: Держспоживстандарт, 2008.

### **3. АПАРАТНО-ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**

#### **3.1. Контроль процесу спалювання палива в котлоагрегатах малої та середньої потужності з використанням сенсорів кисню**

Структура споживання енергоресурсів в секторах економіки країни показує, що близько 40% котельно-пального палива направляється в сферу теплозабезпечення, і саме в ній знаходиться основний потенціал енергозбереження. Однак ця важлива сфера ЖКГ знаходиться в незадовільному стані та потребує негайних перетворень. Необхідність цих змін обумовлена значним негативним впливом підприємств теплозабезпечення на навколишнє середовище [1].

За даними Мінрегіонбуду та ЖКГ в Україні налічується більше 6000 одиниць котельних установок теплопродуктивністю 1 Гкал/год з ККД близько 70%, що потребують заміни та модернізації, 40% котлів експлуатуються з ККД менше 82%, близько 11 тисяч котлів потужністю від 100 кВт до 1 МВт знаходяться в експлуатації більше 20 років, термін експлуатації 57% котельень перевищує 20 років [2]. Серед них значна кількість котлів НІСТУ-5, «Універсал», «Мінськ» тощо [3] (рис. 3.1). Зведена характеристика котлоагрегатів, що широко використовуються в сфері комунальної теплоенергетики України представлена в табл. 3.1.

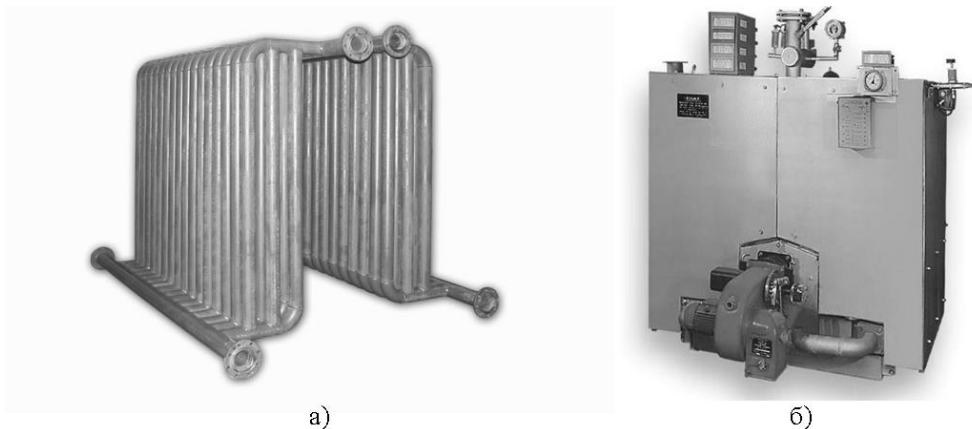


Рис. 3.1. Найбільш розповсюджені котлоагрегати:  
а – НІСТУ-5, б – Універсал-5М

На сьогоднішній день в більшості котельень ситуація така, що в опалювальний сезон котлоагрегати працюють весь час на повну потужність, а оператор котельні вручну, за допомогою шиберів, регулює подачу повітря. При цьому реальний ККД робочого котельного агрегату не відповідає заявленим технічним характеристикам.

Таблиця 3.1. Характеристики котлоагрегів малої потужності, що використовуються в комунальній сфері

Тип котла	Номинальна тепловиродуктивність, [МВт/год]	Значення ККД, %	
		Природний газ	Рідке паливо
НПСТУ-5	0,35-0,80	90	–
Універсал-6	0,35-0,75	87	–
Віктор-100	0,12	93	93
УСШ-1-14	0,63	–	85
Е-0,1-0,9	0,63	89	85
КПО	0,06-0,35	91	91
Колві-90	0,10	93	92

На практиці, згідно даних Держкомстату, реальний ККД котлоагрегатів малої та середньої потужності знаходиться в межах 70-80%, при цьому їх теплова потужність не перевищує 1,0 МВт (рис. 3.2). Хоча частка цих котлів в системі Теплокомуненерго не перевищує 14%, прогнозована економія природного палива котлами потужністю до 3,5 МВт складає 130,0 млн м<sup>3</sup>/рік, в той час котлами потужністю до 25 МВт – 152,0 млн м<sup>3</sup>/рік, а котлами до 100 МВт – тільки 57,0 млн м<sup>3</sup>/рік [4] (рис. 3.3). Представлені дані свідчать про реальну необхідність підвищення ефективності і надійності функціонування обладнання в сфері комунальної теплоенергетики.

Шляхами виходу комунальної теплоенергетики України з кризового стану є:

- демонтаж застарілого обладнання та введення в експлуатацію нових, переважно імпортних, котлоагрегатів;
- комплексна модернізація існуючого обладнання.

Перший варіант є малоймовірним, оскільки потребує значних одноразових фінансових інвестицій. Оптимальним рішенням розв'язання даної проблеми є комплексна модернізація існуючих котлоагрегатів на базі маловитратних та швидкокупних засобів (до 2 років). Ряд технологій дозволяє досягти значного результату при досить малому капіта-

ловкладенні за допомогою автоматизації керування процесом спалювання.

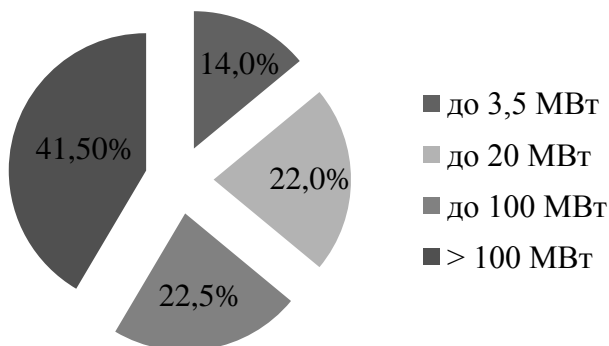


Рис. 3.2. Співвідношення котлів різної теплової потужності в сфері комунальної енергетики України



Рис. 3.3. Потенціал економії природного газу в котлах різної потужності в сфері комунальної енергетики України, [млн м<sup>3</sup>/рік]

Наблизити роботу котлоагрегату до найбільш раціональних режимів функціонування можна за допомогою газоаналізуючих пристроїв чи систем автоматичного керування процесом спалювання (табл. 3.2). Більшість з останніх ґрунтується на застосуванні комбінованого методу інформування про вміст залишкового кисню та продуктів неповного спалювання з перехресним обмеженням, що дозволяє більш точно (в порівнянні з паралельним управлінням) підтримувати співвідношення «повітря-паливо».

Такі системи знижують вміст кисню у відхідних газах до того часу, поки в них не з'являється монооксид вуглецю (оптимальним є рівень в межах від 50 до 200 ppm) [5]. Поява CO у відхідних газах свідчить про



утворення в топці котла локальних зон з хімічним недопалом палива. До недоліків таких систем можна віднести: наявність систем відбору та підготовки проби, що значно збільшує час вимірювання; відсутність частотного регулювання вентиляторів та димососів, що ускладнює підтримку оптимального режиму спалювання палива; тривалий час інсталяції системи; порівняно значний термін окупності; призначення виключно для котлоагрегатів великої потужності.

До конструювання та застосування пальникових пристроїв, що працюють на рідкому та газоподібному паливі висувається ряд вимог, серед яких: компактність, зручність у використанні, довгий термін експлуатації та порівняно низька вартість. Але однією з найважливіших вимог є необхідність забезпечення повного та надійного спалювання палива з мінімальним надлишком повітря, тобто пальникові пристрої мають забезпечувати формування стехіометричної повітряно-паливної суміші (ППС). На рис. 3.4 наведені фактори, що впливають на процес спалювання палива [6].







Рис. 3.4. Фактори впливу на процес спалювання палива

Для визначення ефективності та економічності спалювання палива використовують коефіцієнт надлишку повітря (КНП,  $\alpha$ ), величина якого на практиці визначається згідно співвідношення:

$$\alpha = \frac{21}{21 - [O_2]_{\text{від}}},$$

де 21 – вміст кисню в повітрі, що вважається сталою величиною, %;  $[O_2]_{\text{від}}$  – вміст кисню в продуктах спалювання палива, %.

Таблиця 3.2. Системи керування процесом спалювання палива в котлоагрегатах

Назва	Склад системи	Недоліки	Фото
ЕКО-3	<ul style="list-style-type: none"> <li>- перетворювач частоти привода вентилятора та димососа;</li> <li>- сенсор тиску газу на пальнику;</li> <li>- сенсори вмісту CO та O<sub>2</sub>;</li> <li>- сенсор розрідження в димоході;</li> <li>- пульт управління «Логіконт»;</li> <li>- GPRS-модем.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- для функціонування системи необхідне підключення до мережі Інтернет;</li> <li>- технологічна складність розробки;</li> <li>- значні експлуатаційні витрати при підключенні системи;</li> <li>- призначена виключно для котлоагрегатів великої потужності.</li> </ul>	
Факел-2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сенсори CO та O<sub>2</sub>;</li> <li>- мікропроцесорний регулятор «Мінітерм-400»;</li> <li>- самописець «Технограф-160»;</li> <li>- витратомір пари.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- наявність систем відбору і підготовки проби;</li> <li>- відсутність частотного регулювання вентилятора та димососу;</li> <li>- відносно значний термін окупності (до 2 років).</li> </ul>	
ІТ16RN-1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- система контролю за процесом спалювання СКПГ-1 м;</li> <li>- блок пробопідготовки GMS-1;</li> <li>- табло індикації ді16;</li> <li>- блок зв'язку та живлення CSB-1.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- наявність систем відбору і підготовки проби;</li> <li>- порівняно великий час інсталяції системи;</li> <li>- відносно значний термін окупності.</li> </ul>	
АНГОР	<ul style="list-style-type: none"> <li>- газоаналізатор «АНГОР-С» (O<sub>2</sub>, CO);</li> <li>- контролер «СПЕКОН СК-2»;</li> <li>- сенсор тиску газу на пальнику.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- відсутність частотного регулювання вентилятора та димососу;</li> <li>- призначена для котлоагрегатів великої потужності.</li> </ul>	

Традиційно при розрахунку КНП рівень об'ємної концентрації кисню в повітрі складає 21%. Проте багаторічні кліматофізіологічні дослідження дозволили спростувати твердження про стабільність концентрації кисню в повітрі.

В результаті даних досліджень встановлену зміну парціальної густини кисню в повітрі на рівнинах. При добових (сезонних) коливаннях основних метеорологічних характеристик (температури, абсолютної вологості повітря, абсолютного атмосферного тиску) (рис. 3.5), обумовлених динамікою атмосферних процесів, відбувається перерозподіл у часі і просторі об'ємної концентрації кисню в повітрі (рис. 3.6), що проявляється в добовій (сезонній) періодичності та погодних аномаліях [7].

Аналітичне значення парціальної густини кисню  $E$  [г/м<sup>3</sup>] прямо пропорційне атмосферному тиску  $P$  [гПа] за виключенням парціального тиску водяної пари  $e$  [гПа] і обернено пропорційно температурі повітря  $T$  [К]:

$$E = 23,15 \cdot 10^3 \cdot \frac{P - e}{R \cdot T},$$

де  $R$  – питома газова стала для сухого повітря;

$$e = \phi \cdot p_{нас},$$

де  $\phi$  – вологість повітря, а  $p_{нас}$  – обчислюється згідно рекомендацій Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation [6]:

$$p_{нас}(P, T') = f(P) \cdot r(T');$$

$$f(P) = 1,0016 + 3,15 \cdot 10^{-6} P - 0,074 \cdot P^{-1};$$

$$r(T') = 6,112 \cdot e^{\frac{17,62T'}{243,12+T'}},$$

де  $T'$  – температура повітря в градусах Цельсія, [°C].

Перехід до об'ємної концентрації кисню проходив за наступним співвідношенням [8]:

$$[O_2] = \frac{6,236 \cdot E \cdot T}{P' \cdot M_{O_2}}, \quad (3.1)$$

де  $P'$  – атмосферний тиск, [мм.рт.ст.];  $M_{O_2}$  – молярна маса кисню, [г/моль].

На основі встановленої залежності (3.1) отримана теоретична залежність зміни об'ємної концентрації кисню в повітрі (рис. 3.7).

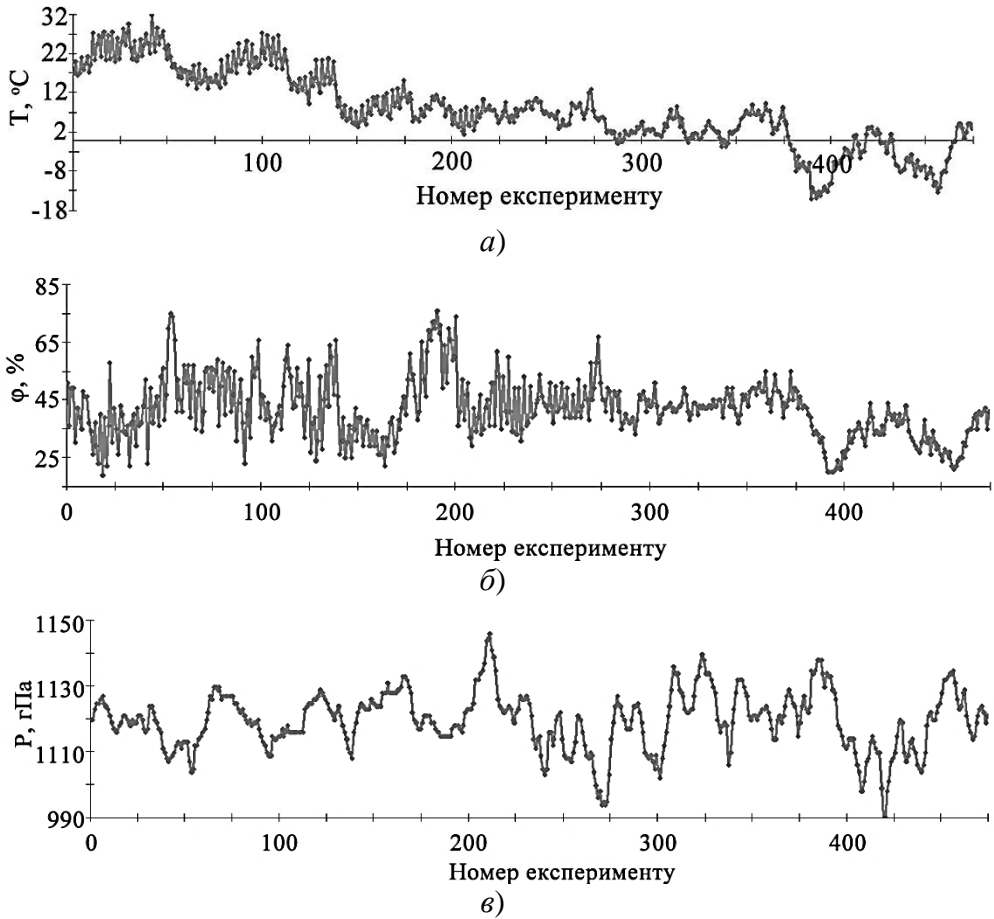


Рис. 3.5. Зміна метеорологічних параметрів в період з серпня 2015 по січень 2016 року на території м. Лубни:

*а* – температура; *б* – вологість; *в* – тиск



Рис. 3.6. Зміна об'ємної концентрації кисню в повітрі, виміряна газоаналізатором ОКСІ-5М протягом того ж періоду



Рис. 3.7. Зміна об'ємної концентрації кисню в повітрі, встановлена на основі залежності (3.1) протягом того ж періоду

Так як була доведена сезонна/добова мінливість об'ємної концентрації кисню в повітрі, запропоновано удосконалення стандартного методу вимірювання КНП шляхом врахування поточної концентрації кисню в навколишньому середовищі згідно нижченаведеного співвідношення:

$$\alpha = \frac{[O_2]}{[O_2] - [O_2]_{\text{вiд}}}$$

На рис. 3.8. наведено двопараметричну залежність поправки (абсолютної методичної похибки визначення КНП) від її аргументів, яка обчислюється наступним чином:

$$\Delta_{\text{метод}} \alpha([O_2], [O_2]_{\text{вiд}}) = \frac{[O_2]_{\text{вiд}} \cdot (21 - [O_2])}{([O_2] - [O_2]_{\text{вiд}}) \cdot (21 - [O_2]_{\text{вiд}})}$$

Для контролю концентрації кисню в повітрі та відхідних газах можуть використовуватися ширококутові сенсори кисню (рис. 3.10). На теперішній час такі сенсори кисню є широко розповсюдженими в автомобілебудуванні у зв'язку з постійно зростаючими жорсткими нормами до токсичності відхідних газів.

Суттєвою перевагою таких сенсорів є доокислення СО на поверхні сенсору, що містить у своєму складі  $ZrO_2$ . Це дає можливість отримати інформацію про фактичну концентрацію кисню в продуктах спалювання.

Недоліком їх застосування є неможливість виявлення хімічного недопалу в зоні  $\alpha > 1$ , проте, як показують експериментальні дані, підтримка функціонування котлоагрегату з  $\alpha \geq 1,1-1,15$  виключає можливість утворення СО на рівні більше 200 ppm [10].

Конструкція сенсора передбачає наявність двох камер (комірок): вимірювальної і насосної (рис. 3.10б). Через отвір у стінці насосної комірки відхідні гази потрапляють у вимірювальну камеру (дифузійну щілину) в комірці Нернста.

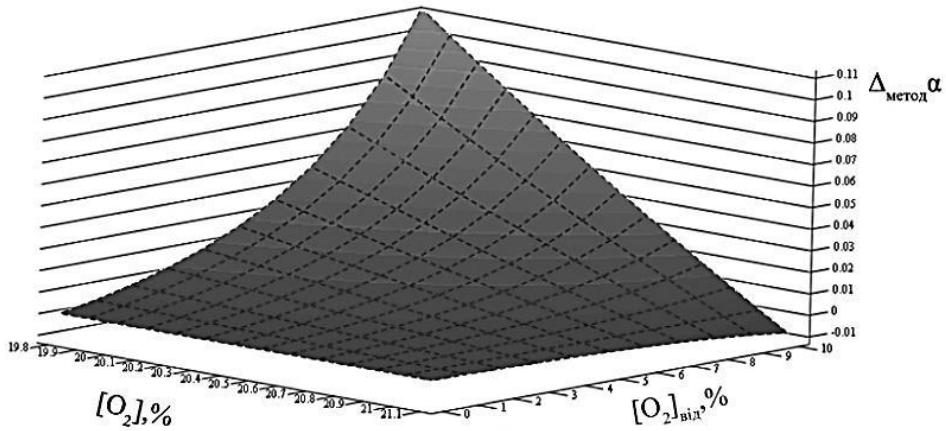


Рис. 3.8. Двопараметрична залежність поправки (абсолютної методичної похибки визначення КНП) від об'ємної концентрації кисню в повітрі та об'ємної концентрації кисню у відхідних газах

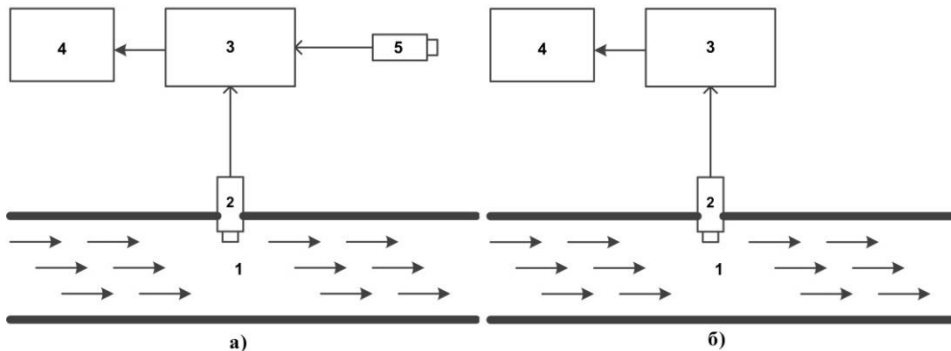


Рис. 3.9. Технічні способи підвищення точності визначення КНП: а – з використанням двох сенсорів кисню; б – з використанням одного сенсора кисню (1 – відхідні гази; 2, 5 – сенсори кисню; 3 – аналітичний блок; 4 – дисплей)

Ця конфігурація відрізняється постійним підтриманням стехіометричного співвідношення «повітря-паливо» в дифузійній камері. Електронна схема модуляції напруги живлення підтримує у вимірювальній камері склад суміші, що відповідає  $\alpha=1$ . Для цього насосна комірка при збідненій суміші і надлишку кисню у відхідних газах видаляє кисень з дифузійної щілини в зовнішнє середовище, а при збагаченій суміші і недостатній кількості кисню – перекачує молекули кисню з навколиш-

нього середовища в дифузійну щілину [11]. Напрямок струму при перекачуванні кисню в різні сторони також відрізняється (рис. 3.11).

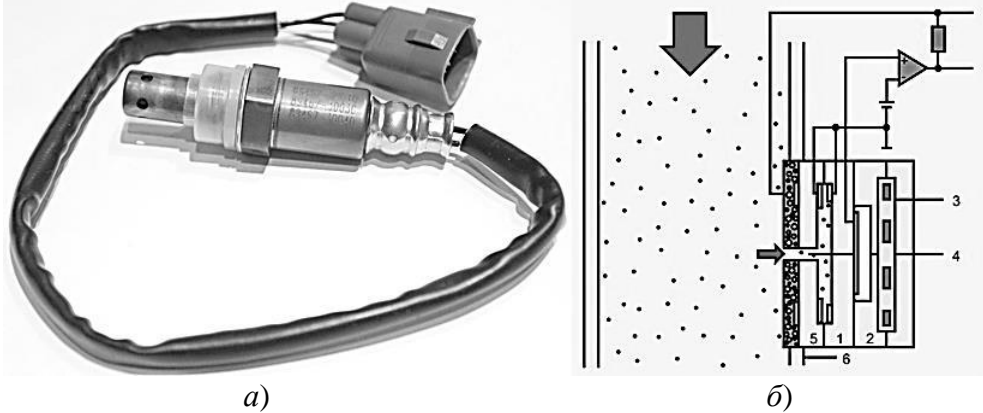


Рис. 3.10. Широкосмуговий сенсор кисню:  
а – зовнішній вигляд; б – структурна схема

(1 – комірка Нернста; 2 – референтна комірка; 3 – підігрівач; 4 – дифузійна щілина; 5 – насосна комірка; 6 – повітряно-паливний тракт)

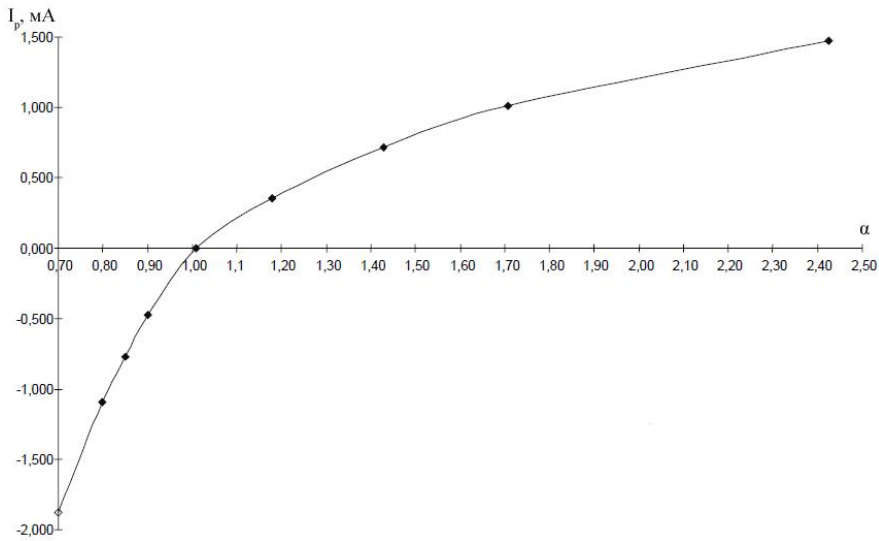


Рис. 3.11. Залежність сили струму  $I_p$  на виході сенсора кисню від  $\alpha$

Застосування широкосмугового сенсора кисню в системах моніторингу має ряд переваг перед традиційними газоаналізуючими пристроями: відсутність системи відбору та підготовки проби, швидке вимірювання концентрації кисню (0,1-0,2 с), безперебійна робота, довгий термін експлуатації, легка інсталяція на різні види теплових агрегатів.

Алгоритм роботи системи автоматичного керування процесом спалювання палива в котлоагрегатах шляхом регулювання співвідношення ППС для пальника зі зворотним зв'язком за сигналами широкопугногового сенсора кисню зображений на рис. 3.12.

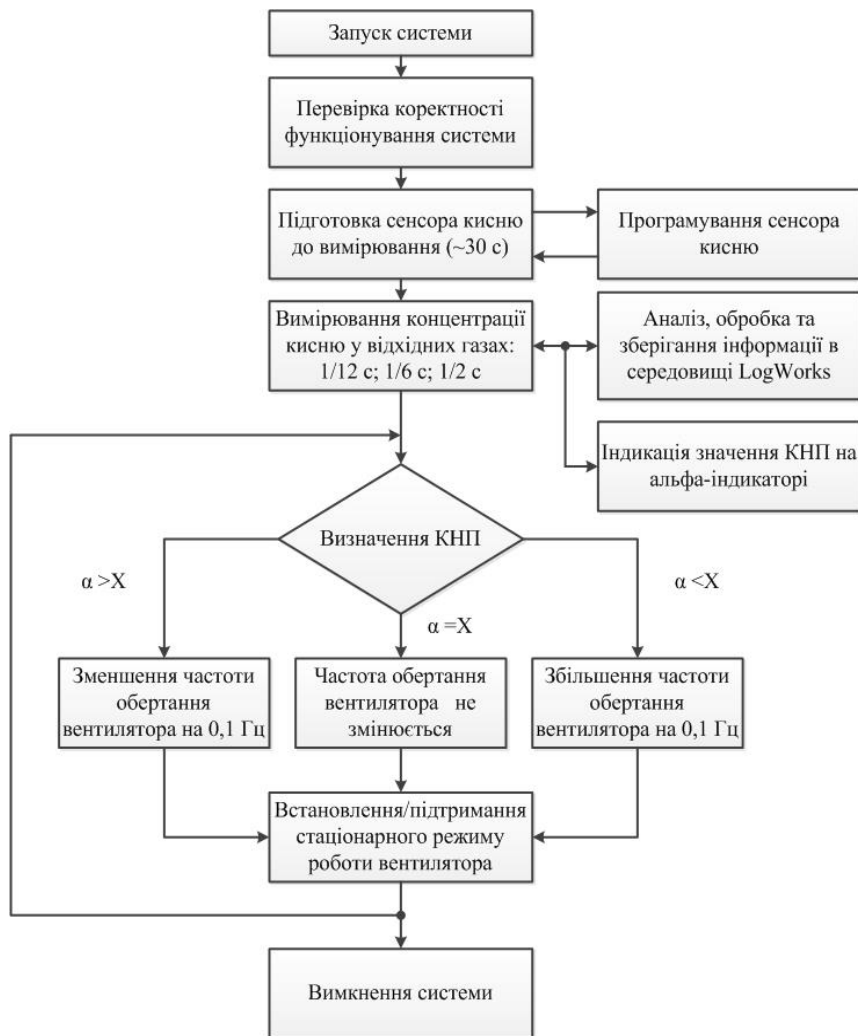


Рис. 3.12. Алгоритм функціонування системи контролю та керування процесом спалювання палива на базі частотного регулювання по сигналам сенсора кисню

Особливістю алгоритму є застосування частотного регулювання привода, що дозволяє плавно змінювати кількість повітря, що подається



ся в зону спалювання. За допомогою сенсора вимірюється концентрація кисню у відхідних газах і система опрацьовує отриману інформацію. В залежності від отриманого значення КНП формується сигнал керування – зменшується або збільшується частота обертання вентилятора на 0,1 Гц (при  $\alpha > X$  чи  $\alpha < X$  відповідно, де  $X$  – виміряне значення КНП). Після встановлення стаціонарного режиму роботи вентилятора повторно проводиться опитування.

Залежність частоти обертання вентилятора дугтя від КНП визначається наступною системою рівнянь:

$$f(\alpha) = \begin{cases} f_0 - \Delta f & \text{при } X > \alpha_0; \\ f_0 & \text{при } X = \alpha_0; \\ f_0 + \Delta f & \text{при } X < \alpha_0, \end{cases}$$

де  $f_0$  – робоча частота обертання вентилятора дугтя,  $\Delta f$  – крок зміни частоти обертання,  $X$  – поточне значення КНП,  $\alpha_0$  – робоче значення КНП.

Особливості розробленого алгоритму дозволяють використовувати його в системі автоматичного керування процесом спалювання палива в котлоагрегатах малої та середньої потужності. На рис. 3.13 наведена структурна схема функціонування такої системи.

Основним призначенням системи керування є регулювання швидкості приводу електродвигуна вентилятора, так щоб в топці котла підтримувати оптимальний режим спалювання, тобто забезпечити найбільш сприятливі умови для повного спалювання палива. Для цього система на основі інформації отриманої від свої первинних сенсорів (концентрації кисню, температури та розрідження) подає в топку необхідну кількість повітря.

Застосування запропонованої системи автоматичного керування дозволить підтримувати енергозберігаючу роботу котлоагрегату на високому рівні, досягаючи ~95% ККД.

Для функціонування системи на базі LogWorks адаптовано програмне забезпечення, що дозволяє забезпечити 2 основні режими роботи:

- 1) отримання інформації в режимі реального часу з вимірювального каналу (час вимірювання – 0,1-0,2 с) та її візуалізація (рис. 3.14);
- 2) накопичення вимірювальної інформації, в тому числі в хмарних сховищах, для її подальшого опрацювання після проведення контролю.

До складу програмного забезпечення включено блоки: реєстрації, збирання та накопичення даних вимірювань; попереднього опрацювання та передавання інформаційних сигналів і результатів обчислень; керування.

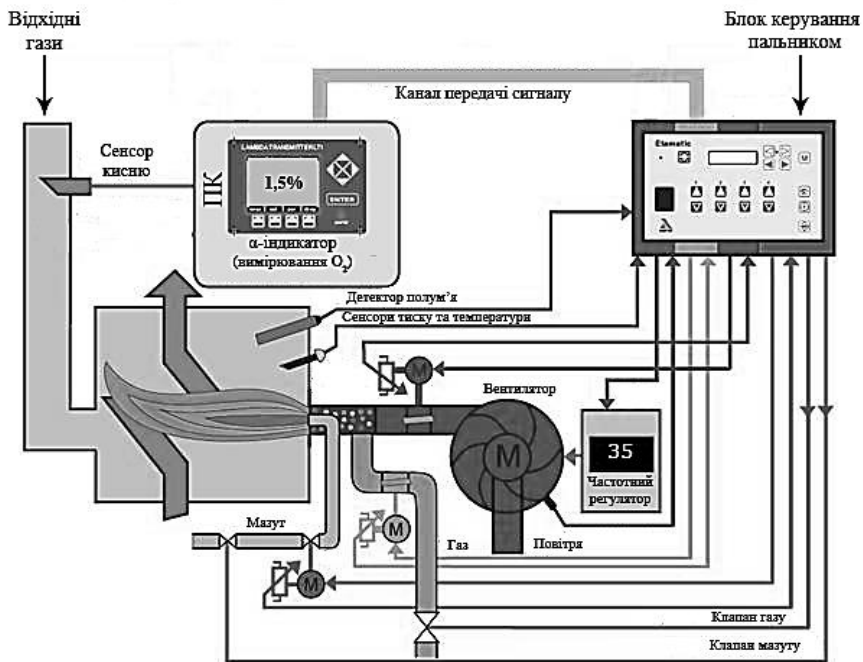


Рис. 3.13. Структурна схема системи автоматичного керування процесом спалювання палива в котлоагрегатах малої та середньої потужності

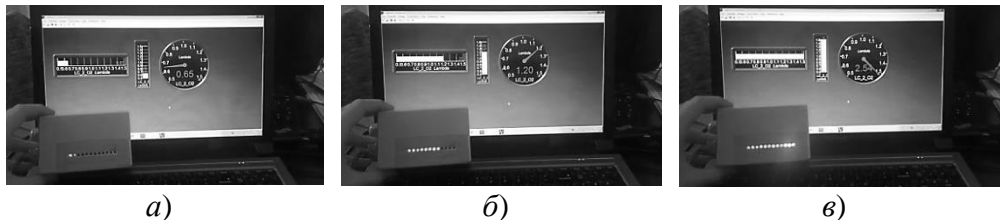


Рис. 3.14. Візуалізація взаємодії програмного комплексу системи з  $\alpha$ -індикатором при різних режимах роботи котлоагрегату: *а* – збагачена суміш; *б* – стехіометрична суміш; *в* – збіднена суміш

Застосування розробленого програмного забезпечення дозволяє підтримувати КНП в постійному діапазоні ( $\alpha=1,1\dots 1,2$ ) при зміні навантаження котлоагрегату.

На основі розроблених методів, алгоритмів та програмного забезпечення створено блок контролю, що входить до складу системи керування процесом спалювання палива [12, 13]. Однією із особливостей блоку контролю є можливість його використання в якості самостійного

газоаналізуючого пристрою. Зовнішній вигляд блоку контролю представлено на рис. 3.15, а технічні характеристики – в табл. 3.3.

Дослідження розробленої системи автоматичного регулювання спалювання палива проводилася на базі водогрійного котла НІСТУ-5. Для підвищення ефективності роботи даного котла було сформовано основний підхід – модернізація топкового простору котла з повною заміною морально і фізично застарілого пальника та автоматики. Заміна проводилася на базі автоматизованого блоку пальника ПБГМ-0,85 НД (рис. 3.16), оснащеного розробленою системою автоматичного керування для контролю та управління роботою пальника і котла в цілому.

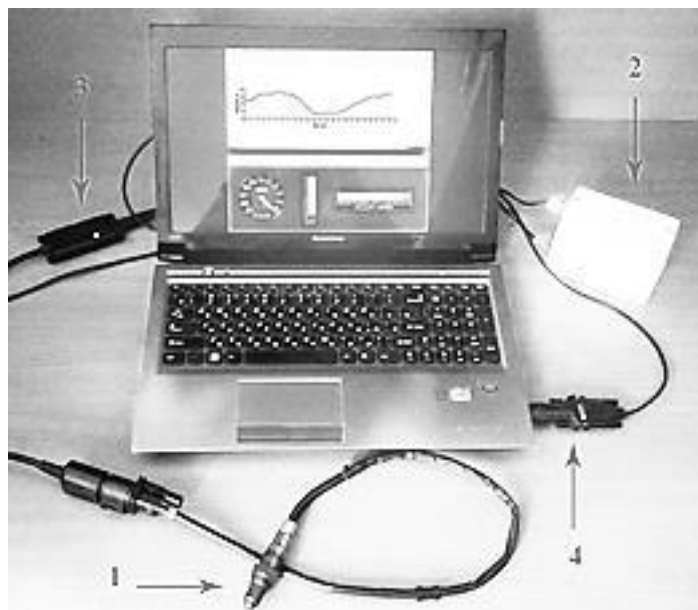


Рис. 3.15. Фото блоку контролю процесу спалювання палива:  
1 – сенсор кисню;  
2 –  $\alpha$ -індикатор;  
3 – контролер;  
4 – USB-інтерфейс

Таблиця 3.3. Технічні характеристики блоку контролю процесу спалювання палива

Вихідний сигнал вимірювального сенсору, [В]	+0,1...5,0
Відгук (затримка за часом індикації) для 50% ступінчатого збурювання, [с]	0,1...0,3
Початковий час підготовки до вимірів, [с]	$\leq 30,0$
Діапазон вимірювань параметра $\alpha$	0,5...8
Відносна похибка, %	2
Індикація результатів вимірювань	світлодіодна

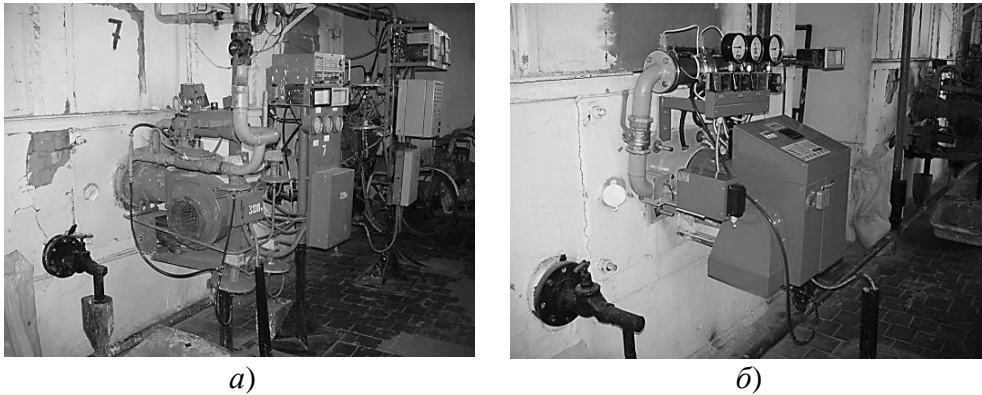


Рис. 3.16. Реконструкція котла НІСТУ-5 в котельній №5 с. Тарасівка Києво-Святошинського району Київської області:  
 а – вигляд до реконструкції; б – вигляд після реконструкції

Для перевірки ефективності роботи системи автоматичного керування проводилися режимні випробування при оптимальних значеннях КНП у відхідних газах. Для забезпечення процесу повного спалювання палива КНП у відхідних газах підтримувався на рівні 1,2. Даний показник був встановлений на основі експериментальних досліджень, та відповідає мінімальному значенню CO у відхідних газах (рис. 3.17). При цьому проводилися дослідження можливості забезпечення процесу повного спалювання палива при різних режимах навантаження котлоагрегату в межах від 10% до 100%.

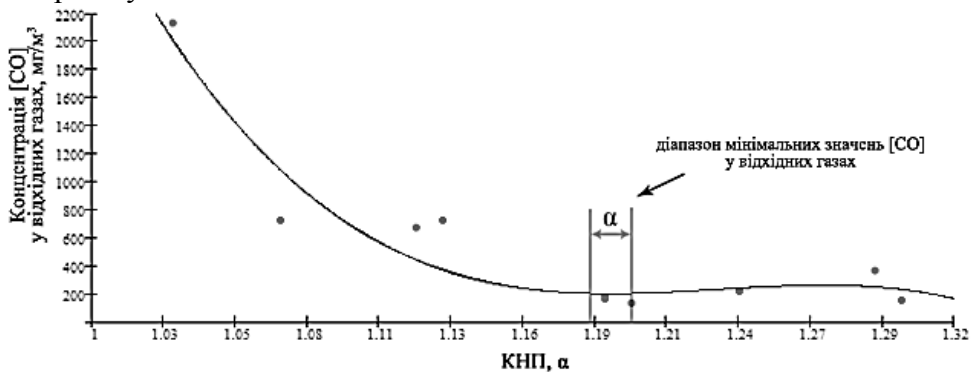


Рис. 3.17. Залежність концентрації монооксиду вуглецю від КНП у відхідних газах

ККД котлоагрегату визначався за зворотнім балансом:

$$\eta = 100 - q_2 - q_3 - q_5,$$

де  $\eta$  – ККД котлоагрегату, %;  $q_2$  – теплові втрати з відхідними газами, %;  $q_3$  – теплові втрати від хімічного недопалу, %;  $q_5$  – теплові втрати від поверхонь нагрівання, %. Так як котлоагрегат протягом експериментальних досліджень функціонував з незначним рівнем СО у відхідних газах, можна допустити, що  $q_2=0$ . Вимірювання  $q_5$  вимагає залучення додаткового тепловізійного обладнання, тому дана величина не враховувалася при розрахунку ККД [14].

В ході експерименту показано, що максимальний ККД котлоагрегату  $\sim 97,4\%$  досягається на рівні 10% від максимальної потужності. Його величина зменшується лінійно та є мінімальною ( $\eta=92,4\%$ ) при максимальній потужності котлоагрегату. При цьому спостерігаються незначні відхилення від лінійного спаду в діапазоні 0,2...0,3 Гкал/год, що пов'язано зі збільшенням швидкості зростання температури відхідних газів.

Зростання теплових втрат з відхідними газами також носить лінійний характер, при цьому їх мінімальне значення встановлювалося на рівні 2,6% при 10%, а максимальне – 7,6% при 100% потужності котлоагрегату. На рис. 3.18 наведено показове порівняння залежності ККД котлоагрегату від його потужності при роботі котлоагрегату за режимною картою та при використанні розробленої системи.

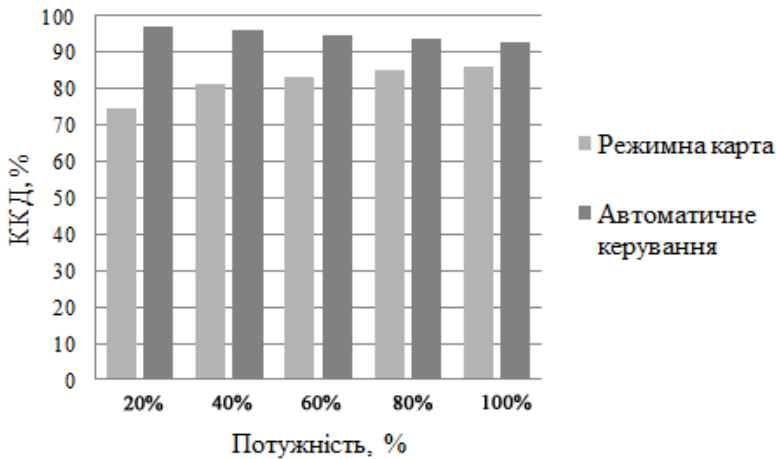


Рис. 3.18. Порівняння ККД котла за режимною картою та при автоматичному керуванні на базі розробленої системи

Як видно з рис. 3.18, використання системи автоматичного керування процесом спалювання палива дозволяє значно підвищити ККД котлоагрегату при будь-яких навантаженнях котла. При цьому максимальна різниця ККД виникає при навантаженні котла на рівні 20% –

$\Delta\eta_{\max}=22,1\%$ , мінімальна різниця ККД спостерігається при максимальному навантаженні –  $\Delta\eta_{\min}=6,5\%$ .

В ході експериментальних досліджень також проводилися спостереження за рівнем CO та NO у відхідних газах. Залежність зміни цих параметрів від потужності котла приведено на рис. 3.19.

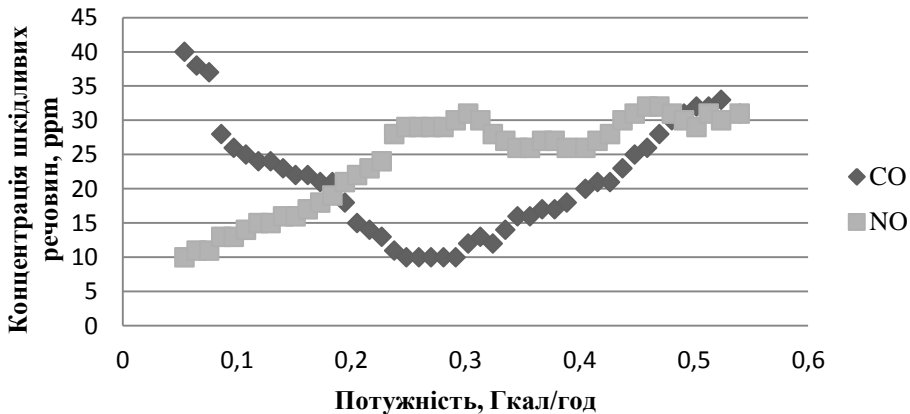


Рис. 3.19. Залежність концентрації CO та NO в продуктах спалювання в залежності від потужності роботи котла

З рис. 3.19 видно, що концентрація CO в продуктах спалювання зменшується при підвищенні потужності від 10% до ~50%, при подальшому підвищенні потужності концентрація CO має тенденцію до збільшення. В загальному, концентрація CO в продуктах спалювання на всьому діапазоні вимірювань складала від 10 ррп до 40 ррп. Це свідчить про мінімізацію хімічного недопалу в топці котла та можливість подальшого застосування розробленої системи без сенсорів CO. При підвищенні потужності концентрація NO в продуктах спалювання збільшувалася в діапазоні від 10 до 32 ррп з локальними мінімумами 26 ррп при потужностях 0,34 та 0,40 Гкал/год.

Отримані результати свідчать, що розроблена система забезпечує спалювання палива в межах допустимих концентрацій шкідливих речовин CO та NO в продуктах згорання (<50 ррп) та дозволяє підтримувати рівень шкідливих речовин у відхідних газах в межах нормативів Європейського Союзу.

Таким чином, застосування розробленої системи дозволяє:

- підвищити ефективність спалювання палива з врахуванням фактичних умов, режимів роботи та характеристик палива;
- підвищити ККД котлоагрегату до 20%;

- підтримувати максимально можливий ККД при будь-яких режимах експлуатації котлоагрегату;
- зменшити теплові втрати з відхідними газами до 13%;
- звести до мінімуму теплові витрати з хімічним недопалом палива (<0,01%);
- підтримувати стабільний КНП для забезпечення повного спалювання палива;
- збільшити термін експлуатації тягодуттєвих механізмів за рахунок зниження частоти обертання двигуна вентилятора.

### **3.2. Розроблення палинкових пристроїв для спалювання біогазу в промислових котлах**

Джерелами біогазу в Україні є стічні води на міських очисних спорудах, відходи підприємств харчової промисловості, зокрема, близько 130 м'ясокомбінатів і більше 70 спиртових заводів та інших виробництв. Котельні цих підприємств у більшості випадків оснащені котлами типу ДЕ і ДКВР. Отриманий біогаз на цих підприємствах з економічної та екологічної точки зору доцільно використовувати як паливо в котлах, замінюючи тим самим до 70-90% природного газу, що застосовується для отримання пари на власні потреби (деяку частину треба використовувати для підігріву метантенків). Для забезпечення надійного теплопостачання, на підприємствах, що одержують біогаз, необхідно зберегти можливість спалювання природного газу одночасно з біогазом, тому що кількість одержаного біогазу змінюється та інколи менша за розрахункову.

При переведенні котлів на біогаз на підприємствах його часто подають у котли з палинковими пристроями, які розроблено для природного газу. Склад та фізичні властивості біогазу і природного газу різняться: змінюється далекобійність струменів біогазу, погіршується змішування з повітрям, порушується стехіометрія співвідношення паливо-повітря (табл. 3.4, склад природного газу та біогазу визначався на хроматографі Agilent 6890N в Інституті газу НАН України). Нормальна швидкість поширення полум'я біогазу середнього складу нижча ( $u_n \approx 15-23$  см/с) у порівнянні з природним газом ( $u_n = 36$  см/с). При цьому падає продуктивність та зменшується ККД котлів, вміст СО у відхідних газах збільшується у 10-30 разів. Існує необхідність реконструювати існуючі палинкові пристрої для природного газу під сумісне спалювання біогазу та природного газу, або винятково біогазу.

Таблиця 3.4. Порівняльні характеристики природного газу та біогазу різного походження

Найменування	CH <sub>4</sub> , %	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , %	CO <sub>2</sub> , %	N <sub>2</sub> , %	O <sub>2</sub> , %	H <sub>2</sub> S, %	Розрахункові величини			
							u <sub>н</sub> , см/с	ρ <sub>г</sub> , кг/нм <sup>3</sup>	Q <sub>н</sub> <sup>p</sup> , МДж/нм <sup>3</sup>	
Природний газ	91,7	4,8 <sup>5</sup>	1,9	1,6	–	–	36	0,75	34,6	
Біогаз	Міські очисні споруди <sup>1</sup>	67,6	–	31,6	0,38	0,4	0,02	21	1,0	22,4
	Спиртозавод <sup>2</sup>	69,3	–	30,2	0,2	0,3	–	23	1,1	24,9
	Тваринницька ферма <sup>3</sup>	69,5	–	30,3	0,09	–	0,11	23	1,1	24,9
	Птахоферма <sup>4</sup>	49,4	–	46,3	2,38	–	0,38	15	1,3	17,8

<sup>1</sup>Бортницька станція аерації ПАТ «АК «Київводоканал», м. Київ

<sup>2</sup>Експериментальний спиртозавод м. Лужани, Чернівецька обл.

<sup>3</sup>Молочна ферма с. В. Крупіль, Київська обл.

<sup>4</sup>Птахоферма Васильківський район, Київської обл.

<sup>5</sup>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> + C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>

У роботах по спалюванню біогазу [15-17] висловлювалася думка, що при введенні баласту довжина факелу може збільшуватися. Для перевірки цієї гіпотези на лабораторному стенді (рис. 3.20) були проведені дослідження впливу домішок CO<sub>2</sub> до метану на довжину факелу. Довжина факелу фіксувалася візуально та фотографуванням на фоні шкали. Розроблено експериментальний стенд для вивчення порівняних процесів та особливостей, що мають місце при спалюванні біогазу та природного газу, а саме: а) довжини факелу природного газу та біогазу; б) умов стабілізації; в) рівня оксидів азоту та монооксиду вуглецю в продуктах спалювання. Визначено умови та особливості залежності умовної (оптично фіксованої) довжини факелу (розмірів зони горіння) від вмісту CO<sub>2</sub> в суміші природного та вуглекислого газу.

На рис. 3.20 наведено схему лабораторного стенду для дослідження процесів горіння модельованого біогазу та природного газу, стабілізації полум'я, утворення CO та NO<sub>x</sub>. При дослідженнях впливу баласту на утворення NO<sub>x</sub> і CO стенд доповнювався кварцовим каналом.

Досліди проводилися як при відкритому горінні факелу, так і при горінні в кварцовому каналі. Діаметр перерізу сопла становив 3 мм, діаметр кварцового каналу – 65 мм. Досліджувалися дві основні можливі схеми використання баласту.



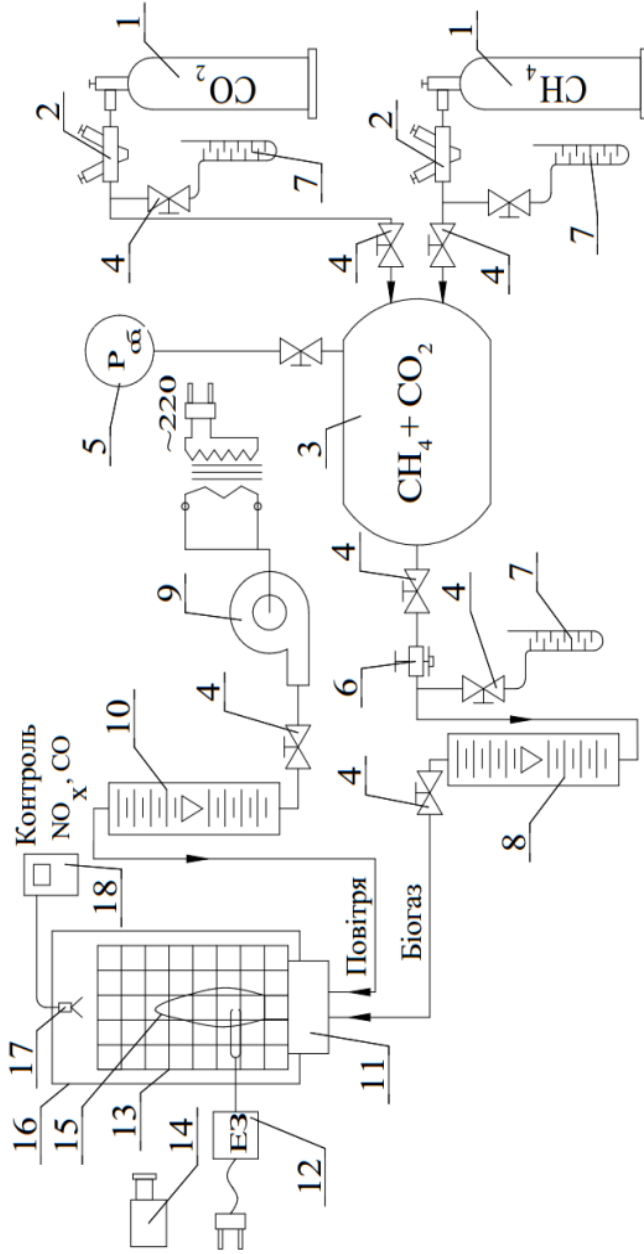


Рис. 3. 20. Схема лабораторного стенду для дослідження процесів горіння чистого метану та з баластом –  $\text{CO}_2$ :

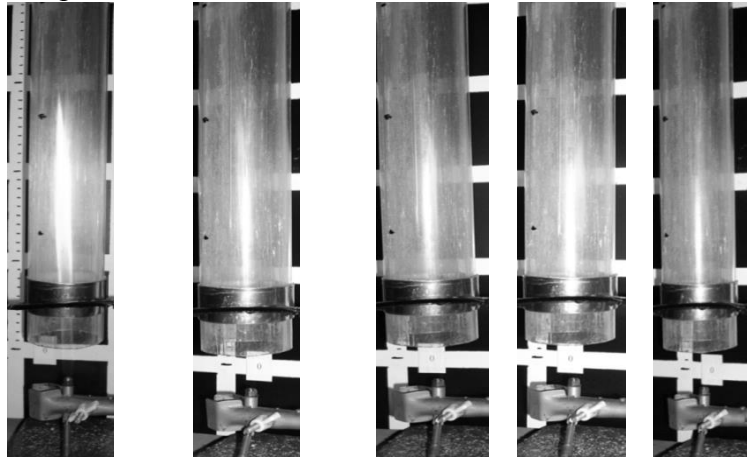
1 – балон з  $\text{CH}_4$  та  $\text{CO}_2$ ; 2 – редуктор; 3 – камера для перемішування газів; 4 – вентиль; 5 – вимірювач тиску; 6 – регулятор тиску; 7 – манометр U-подібний; 8 – ротаметр для суміші; 9 – вентиль для повітря; 10 – ротаметр для повітря; 11 – модель пальникового пристрою зі змінними елементами; 12 – електрозапальник; 13 – шкала; 14 – фото-відео камера; 15 – факел; 16 – камера згоряння;

17 – зонд газоаналізатора 18 – газоаналізатор

*Режим 1.* Додавання вуглекислого газу до постійної кількості  $\text{CH}_4$ :  
 $Q = \text{const}$ ;  $\text{CH}_4 = \text{const}$ ;  $\text{CO}_2 = \text{var}$ ;  $W_0 = \text{var}$ ;  $\text{Re} = \text{var}$ .

*Режим 2.* Заміна частини  $\text{CH}_4$  вуглекислим газом:  
 $Q = \text{var}$ ;  $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 = 100\% = \text{const}$ ;  $W_0 = \text{var}$ ;  $\text{Re} = \text{var}$ ,  
 де  $Q$  – теплопродуктивність,  $W_0$  – швидкість газів в перерізі сопла.

На рис. 3.21 наведено фото полум'я суміші природного газу при додаванні 6%, 7%, 11%, 14%  $\text{CO}_2$  при постійному об'ємі природного газу. Як видно, довжина факелу скоротилася, сажоутворення знизилася. Факел втратив видиму світлимість. При  $\text{CO}_2 = 14\%$  вихід  $\text{NO}_x$  знизився майже на 60%, при цьому концентрація  $\text{CO}$  зросла у 1,5 рази. Результати наведено на рис. 3.22.



$\text{CO}_2, \% \rightarrow$  0 6 7 11 14

Рис. 3.21. Умовна довжина факелу в залежності від додавання  $\text{CO}_2$  при незмінній витраті природного газу,  $V_{\text{пр.г}} = \text{const}$

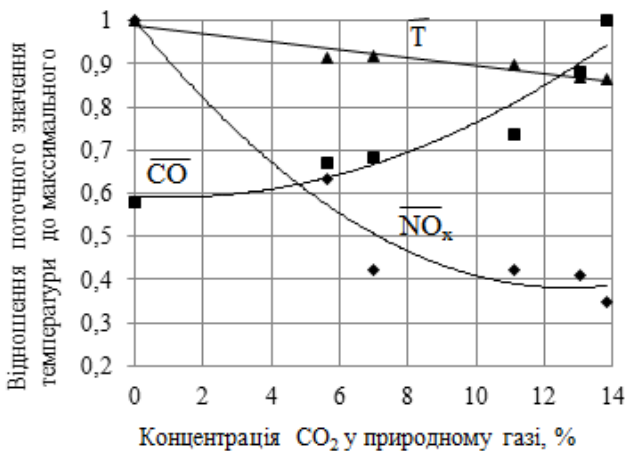


Рис. 3.22. Значення температури при горінні, концентрації  $\text{NO}_x$  та  $\text{CO}$  в залежності від вмісту  $\text{CO}_2$  в суміші природного газу та діоксиду вуглецю

Скорочення довжини факелу суміші  $\text{CH}_4 + \text{CO}_2$  в порівнянні з метаном (природним газом) можна частково пояснити більшим імпульсом і відносно більшим ступенем інжекції окислювача (повітря) затопленим газовим струменем суміші, як при горінні «від сопла», так і особливо у відірваних факелах:

$$(m_{\text{б.г}} \cdot W_{\text{б.г}})_{\text{сум}} > (m_{\text{пр.г}} \cdot W_{\text{пр.г}}), \quad (3.2)$$

і відносно коефіцієнту інжекції струменя біогазу:

$$K = f(m_{\text{б.г}} \cdot W_{\text{б.г}}; h_{\text{б.г}}), \quad (3.3)$$

де  $h_{\text{б.г}}$  – відстань від газового сопла до початку займання. Ступінь аерації (підсосу повітря) у струмись суміші вища, а тому і світимість факелу зменшується [18, 19].

При заміщенні 30% метану баластом ( $\text{CO}_2$ ) імпульс струменя газової суміші  $0,7\text{CH}_4 + 0,3\text{CO}_2$  збільшується в 1,5 рази, а коефіцієнт інжекції підвищується в 1,8 рази (з урахуванням того, що кількість  $\text{CH}_4$  в суміші менша і, відповідно, необхідна кількість повітря для окислення знижується на 30%).

Введемо показник ступеня аерації струменя до початку горіння, що враховує інжекцію первинного повітря  $\alpha_1$  в долях від теоретично необхідного для горіння палива  $\alpha_1 = L_1/L_0$ .

Співвідношення параметрів, що характеризують інжекцію первинного повітря в струмись біогазу та природного газу має вигляд:

$$\delta_{\alpha_1} = \alpha_1^{\text{б.г}} / \alpha_1^{\text{пр.г}}, \quad (3.4)$$

де  $\alpha_1^{\text{б.г}}$  та  $\alpha_1^{\text{пр.г}}$  – коефіцієнти підсмоктування повітря в струмись газу до початку горіння

Легко показати, що ступінь аерації або ступінь інжекції первинного повітря в струмись біогазу буде суттєво вищим чим у природного газу:

$$\delta_{\alpha_1} = \delta_w \cdot \delta_p \cdot L_0^{\text{б.г}} / L_0^{\text{пр.г}} = (\delta_{L_0})^{-1} \cdot \delta_w \cdot \delta_p. \quad (3.5)$$

Для біогазу середнього складу він становить:

$$\delta_{\alpha_1} = 0,81 \cdot 1,5 \cdot 9,5 / 6,3 \approx 1,8 \quad (3.6)$$

Так, для струменя природного газу на початку зони горіння  $\alpha_1^{\text{пр.г}} = 0,5$ , до початку запалювання струменю біогазу маємо ступінь змішування з первинним повітрям:

$$\alpha_1^{\text{б.г}} = \alpha_1^{\text{пр.г}} \cdot \delta_{\alpha_1} = 0,5 \cdot 1,8 = 0,9, \quad (3.7)$$

тобто  $\alpha$  близький до 1 – майже стехіометричну суміш практично повністю підготовлену до спалювання.

Таким чином, для випадку  $W_0 = \text{const}$ , можна записати умови для коефіцієнта інжекції  $\alpha_1^{\text{б.г}} > \alpha_1^{\text{пр.г}}$ ;  $\alpha_{\text{б.г}} \approx 1,8 \cdot \alpha_{\text{пр.г}}$ .

У зв'язку з особливостями процесу отримання біогазу в метантенках, кількість його в процесі експлуатації змінюється. Для забезпечення надійного теплопостачання розроблені пальникові пристрої, що дозволяють забезпечити роботу котла на біогазі або на природному газі, а також налагодити процес горіння в котлі при сумісному спалюванні біогазу та природного газу в одному пальниковому пристрої.

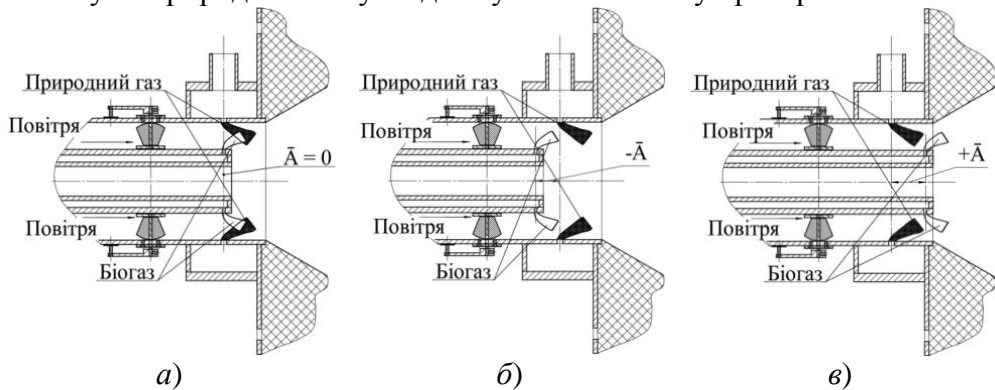


Рис. 3.23. Схема розміщення колекторів біогазу та природного газу в одному пальниковому пристрої:

- a* – струмені біогазу та природного газу знаходяться в одній площині;
- б* – струмені біогазу знаходяться перед струменями природного газу по вісі пальникового пристрою ( $-\bar{A}$ );
- в* – струмені біогазу знаходяться після струменів природного газу по вісі пальникового пристрою ( $+\bar{A}$ ).

Основне призначення стенду – дослідити вплив сумісного спалювання біогазу та природного газу на характеристики горіння та вихід токсичних речовин в одному пальниковому пристрої при різних умовах розміщення колекторів та сопел виходу струменів газів і за різних умов закрутки повітря та інших конструктивних і режимних факторів.

Досліджено умови взаємного розташування струменів природного газу та біогазу, вплив кута закрутки повітряного потоку і КНП на розміри факелу та повноту горіння, утворення  $\text{NO}_x$  і  $\text{CO}$  при сумісному горінні обох палив.

Дослідження взаємного розташування площини струменів біогазу та природного газу проводились на стенді, схему якого наведено на рис. 3.24. При цьому змінювалося розташування колектора струменів біогазу, який встановлювався на наступних безрозмірних відстанях  $\bar{A}$  від колектора природного газу ( $\bar{A} = A/D$ , де  $A$  – поточна відстань,  $D$  – діаметр пальникового пристрою, рис. 3.23):

1)  $\bar{A} = 0$  – перетин виходу струменів біогазу співпадає з перетином виходу струменів природного газу (рис. 3.23а).

2)  $+\bar{A}$  – перетин виходу струменів біогазу розташований ближче до амбразури, після перетину виходу струменів природного газу по вісі пальникового пристрою, відповідно, на відстані один від одного (рис. 3.23в).

3)  $-\bar{A}$  – колектор біогазу введений (здвигнутий) всередину пальникового пристрою – перетин виходу струменів біогазу розміщено перед перетином виходу струменів природного газу по вісі пальникового пристрою, на відстані один від (рис. 3.23б). Крім того, деякі вимірювання проводилися в проміжних точках, результати досліджень наведено на рис. 3.25 та 3.26.

Необхідно відмітити, що при подаванні струменів біогазу у повітряний потік до виходу струменів природного газу, має місце зниження виходу  $\text{NO}_x$  (рис. 3.26). На рис. 3.25 наведено залежність  $\text{CO} = f(\bar{A})$ , де  $\bar{A}$  – відносна відстань між площиною сопел біогазу та площиною сопел природного газу (див. рис. 3.23, 3.28).

Як бачимо (рис. 3.25), тільки при розташуванні колектору біогазу перед соплами природного газу по вісі пальникового пристрою ( $-\bar{A}$ ), або при збігу площин випуску струменів природного газу та біогазу ( $\bar{A} = 0$ ), вихід  $\text{CO}$  відповідає нормі чи менше за неї (для котлів промислових підприємств –  $\text{CO} \leq 100 \text{ мг/м}^3$  у продуктах згоряння). При цьому вихід  $\text{NO}_x$  на 20% нижче, ніж при  $\bar{A} = 0$  (рис. 3.26). При просуванні колектора біогазу за площину виходу струменів природного газу, ближче до амбразури процес горіння стає нестабільним, вихід  $\text{CO}$  перевищує  $300 \text{ мг/м}^3$ , при цьому вихід  $\text{NO}_x$  знижується.

В якості основного показника горіння прийнятий умовний показник токсичності –  $\Gamma_{\text{умов.}}$ , що був запропонований І. Я. Сігалом, та являє собою суму відносин концентрацій даної речовини в продуктах згоряння до максимально разової гранично допустимої концентрації (ГДК) цієї речовини в атмосферному повітрі населених пунктів [20]. Для модельного біогазу (що не містить  $\text{H}_2\text{S}$  і  $\text{NH}_3$ ):

$$\Gamma_{\text{умов.}} \approx C_{\text{NO}_x} / \text{ГДК}_{\text{NO}_x} + C_{\text{CO}} / \text{ГДК}_{\text{CO}} = C_{\text{NO}_x} / 0,085 + C_{\text{CO}} / 5. \quad (3.8)$$

Результати експериментальних досліджень, при яких колектор для біогазу переміщували щодо колектору для природного газу, наведено у таблиці 3.5. З аналізу даних видно, що при просуванні колектору біогазу всередину пальникового пристрою  $\Gamma_{\text{умов.}}$  знижується, що пояснюється, насамперед, зниженням рівня оксидів азоту (рис. 3.26), оскільки токсичність продуктів згоряння природного газу та біогазу на 80-98% визначається вмістом  $\text{NO}_x$ .

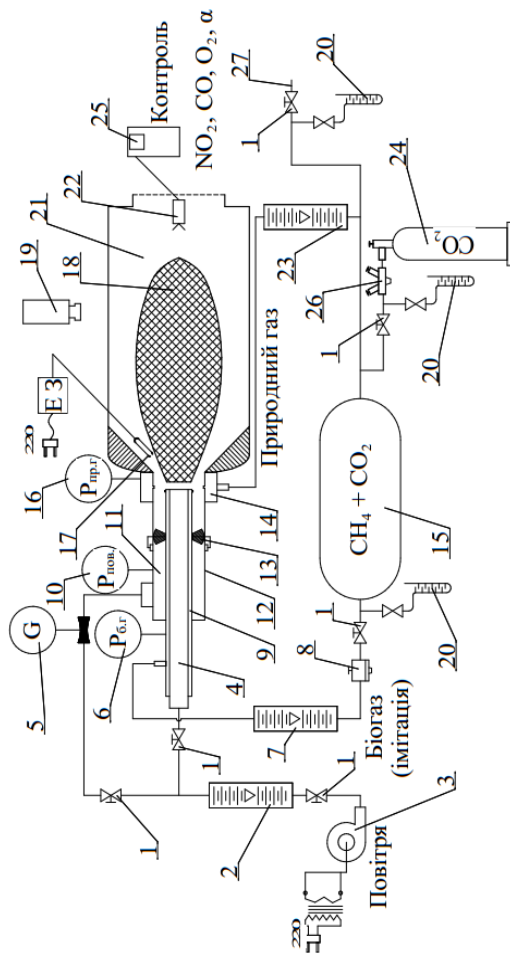


Рис. 3.24. Схема лабораторного вогняного стенду для випробування елементів вихрового двохлакаторного палинкового пристрою:

- 1 – вентиль; 2 – ротаметр для повітря; 3 – повітродувка; 4 – канал вторинного повітря; 5 – лічильник повітря; 6 – вимірювач тиску біогазу; 7 – ротаметр для суміші; 8 – регулятор тиску; 9 – колектор біогазу; 10 – вимірювач тиску повітря; 11 – канал первинного повітря; 12 – палинковий пристрій для сумісного спалювання біогазу та природного газу; 13 – завихрювач; 14 – колектор природного газу; 15 – камера для змішування газів (ресивер); 16 – вимірювач тиску природного газу; 17 – електрозапальник; 18 – факел; 19 – фото-відоме камера; 20 – манометр U-подібний; 21 – камера згоряння; 22 – зонд газоаналізатора; 23 – ротаметр для природного газу; 24 – балон  $\text{CO}_2$ ; 25 – газоаналізатор; 26 – редуктор;

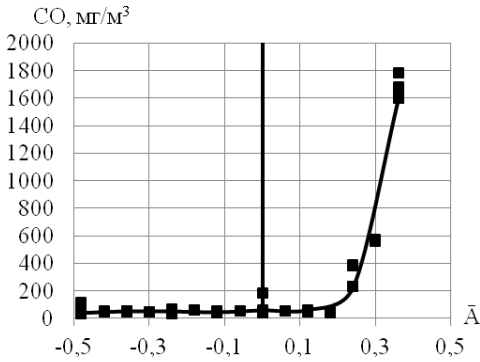


Рис. 3.25. Залежність виходу CO від відстані між перетинами виходу струменів біогазу та природного газу,  $CO = f(\bar{A})$

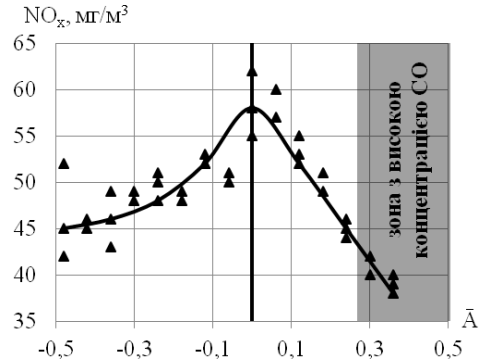


Рис. 3.26. Вихід  $NO_x$  при сумісному спалюванні біогазу та природного газу у лабораторному пальниковому пристрої

Проведені дослідження показали, що найнижчі викиди до атмосфери мають місце при випуску струменів біогазу в пальниковий пристрій перед струменями природного газу по вісі пристрою. Таким чином біогаз спочатку змішується з повітрям, тим самим баластує повітря, а потім ця суміш перемішується з природним газом. Тому суміш повітря та біогазу в зоні виходу струменів природного газу за рахунок баласту дає продукти згорання з нижчою температурою та нижчим вмістом  $O_2$ , що супроводжується зниженням виходу «термічних»  $NO_x$ .

Проведені в лабораторії дослідження показали, що полум'я біогазу, що має  $u_n = 15..25$  см/с, більш схильне до відриву і затухання, ніж у випадку природного газу. У вихрових пальникових пристроях доцільно використовувати стабілізацію полум'я зворотними струменями. Тому вирішено для спалювання біогазу використовувати тільки єдиний спосіб підведення повітря – периферійно закрученим потоком та не використовувати подачу вторинного повітря по осі пристрою прямим підводом, що знижує крутку [21].

На рис. 3.27 наведено результати експериментальних досліджень виходу токсичних речовин  $NO_x$  і CO в залежності від кута нахилу лопаток  $\beta$ :

$$\Gamma_{\text{умов}} \approx C_{NO_x} / \Gamma_{DK_{NO_x}} + C_{CO} / \Gamma_{DK_{CO}} \approx f(\beta). \quad (3.9)$$

Як видно, мінімальні показники токсичності знаходяться в межах кута  $30^\circ \dots 32^\circ$ , тому при конструюванні нових пальникових пристроїв прийнято  $\beta = 30^\circ$ .

Таблиця 3.5. Умовний показник токсичності продуктів згоряння  $\Gamma_{\text{умов.}}$ , у залежності від розташування сопел колектору біогазу відносно сопел колектору природного газу

Умовний показник токсичності, $\Gamma_{\text{умов.}}$ , [мг/м <sup>3</sup> ]		Оптимальний режим				685	623	575	803	
		588	574	560	596					
$\frac{\text{CO}}{\text{ГДК}_{\text{CO}}}$		23,6	9,6	6,8	8,6	3,6	11,2	45,8	356,8	
$\frac{\text{NO}_x}{\text{ГДК}_{\text{NO}_x}}$		565	565	553	588	682	612	529	447	
Токсичні викиди, [мг/м <sup>3</sup> ]	в перерахунку на $\alpha = 1$	CO	118	48	34	43	181	56	229	1784
		NO <sub>x</sub>	48	48	47	50	58	52	45	38
	виміряні	CO	76	29	20	26	112	41	167	1416
		NO <sub>x</sub>	31	29	26	30	36	38	33	30
$\alpha$		1,55	1,65	1,68	1,65	1,62	1,36	1,37	1,26	
Відстань між соплами біогазу та природного газу, А, [мм]		-40	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30	
Відносна відстань розташування колекторів, $\bar{A}$ , [мм]		-0,48	-0,36	-0,24	-0,12	0	0,12	0,24	0,36	

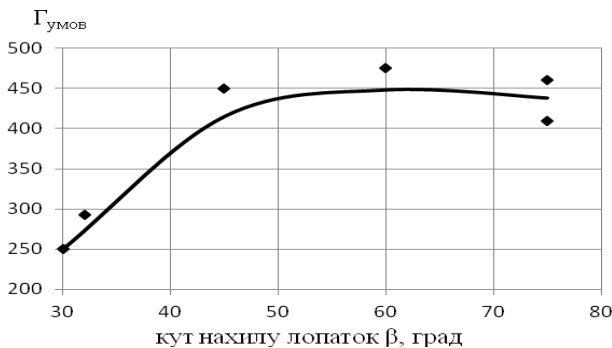


Рис. 3.27. Залежність  $\Gamma_{\text{умов.}}$  від кута лопаток завихрювача  $\beta$



Розглянуто особливості конструювання пальникових пристроїв для спалювання біогазу, отримано залежності та наукові основи проектування пальникових пристроїв для спалювання біогазу.

У таблиці 3.6 показано, що при використанні існуючого пальникового пристрою для природного газу з фіксованим діаметром сопел і тиском перед пальниковим пристроєм ( $d_c = \text{const}$ ,  $P_r = \text{const}$ ) для біогазу розподіл струменів у повітряному потоці різко порушено ( $\delta_h = 1,36$ ), а також зважаючи на меншу калорійність біогазу продуктивність пальникового пристрою знижується [22].

Таким чином доведено, що використання існуючих пальникових пристроїв природного газу для спалювання біогазу неможливо при дотримуванні оптимального процесу спалювання, так як:

- знижується потужність пальникового пристрою в 1,9 рази;
- змінюються умови змішування струменів газів з повітрям ( $h$  – далекобійність,  $D_{\text{стр}}$  – діаметр струменя газу).

Таблиця 3.6. Порівняльні характеристики існуючих пальникових пристроїв для природного газу при використанні їх для спалювання біогазу ( $d_c^{б.г} = d_c^{пр.г} = \text{const}$ ,  $P_{б.г} = P_{пр.г} = \text{const}$ )

Співвідношення:	Формула	Значення
швидкості виходу струменів з сопел	$\delta_w = W_{б.г}/W_{пр.г}$	0,84
густини	$\delta_p = \rho_{б.г}/\rho_{пр.г}$	1,4
по витраті палива	$\delta_g = g_{б.г}/g_{пр.г}$	0,84
по калорійності газів	$\delta_Q = Q_{б.г}/Q_{пр.г}$	0,65
далекобійності струменів у пальниковому пристрої	$\delta_h = h_{б.г}/h_{пр.г}$	1,45
діаметра струменів газу	$\delta_{D_{\text{стр}}} = D_{\text{стр}}^{б.г}/D_{\text{стр}}^{пр.г}$	1,45

Найважливішою розрахунковою величиною при переведенні котлів з природного газу на біогаз є визначення діаметру соплових отворів пальникових пристроїв –  $d_c^{б.г}$ .

Легко показати, що при переведенні з природного газу на біогаз для забезпечення потрібної витрати палива діаметр соплових отворів пальникового пристрою при постійному тиску збільшується в співвідношенні:

$$d_c^{б.г} = d_c^{пр.г} \cdot \delta_Q^{-1} \cdot \delta_p^{-0,25}. \quad (3.10)$$

Наприклад, для стандартного сопла на природному газі діаметром 3 мм, еквівалентне сопло на біогазі буде мати діаметр  $d_c^{б.г} \approx 4,3$  мм.

При цьому за об'ємом біогазу треба подати більше в 1,5 рази:

$$V_{б.г} = V_{пр.г} \delta_Q^{-1}. \quad (3.11)$$

Далекобійність струменя біогазу, що витікає з сопла, розраховується по формулі Ю.В. Іванова ( $h_{б.г}$  – відстань, на котрій струмінь приймає напрям основного потоку повітря) [23]:

$$h_{б.г} = d_c^{б.г} \cdot \sin(\alpha) \cdot k_s \cdot W_{б.г} / W_{п} \cdot (\rho_{б.г} / \rho_{п})^{0,5}, \quad (3.12)$$

де  $d_c^{б.г}$  – діаметр сопла біогазу;  $\alpha$  – кут підйому закрученого потоку повітря;  $k_s$  – коефіцієнт, що залежить від кроку сопел;  $W_{б.г}$  и  $W_{п}$  – швидкість біогазу та повітря відповідно;  $\rho_{б.г}$ ,  $\rho_{п}$  – відповідно густина біогазу та повітря відповідно.

При переведенні на біогаз далекобійність струменя біогазу буде в 1,45 рази більше, ніж струменя природного газу, що призводить до порушення розподілу струменів у повітряному потоці, до зниження і без того низької стійкості горіння і збільшення схильності до відриву факелу.

Співвідношення далекобійності струменів природного газу і біогазу в значній мірі залежить від діаметру сопла, а також співвідношення їх швидкостей та густини:

$$\delta_h = f(\delta_d, \delta_w, \delta_\rho). \quad (3.13)$$

Порівняльні характеристики при переобладнанні пальникового пристрою з природного газу на біогаз за умовами постійної кількості тепла наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7. Порівняльні характеристики існуючих пальникових пристроїв для природного газу при використанні їх для спалювання біогазу за умов: кількість тепла незмінна ( $Q_{б.г} = Q_{пр.г} = \text{const}$ ,  $P_{б.г} = P_{пр.г} = \text{const}$ )

Співвідношення:	Формула	Значення
діаметрів сопел	$\delta_{d_c} = d_c^{б.г} / d_c^{пр.г}$	1,42
об'ємів	$\delta_v = V_{б.г} / V_{пр.г}$	1,55
далекобійності струменів	$\delta_h = h_{б.г} / h_{пр.г}$	1,45
діаметра струменів	$\frac{\delta_{D_{стр}^{б.г}}}{D_{стр}^{пр.г}} =$	1,45

Більш як 70% промислових котлів в Україні оснащені вітчизняними вихровими пальниковими пристроями для спалювання газу [24]. Це котли ДКВР-6,5, 10, 20; ДЕ-10, 16, 25; жаротрубні та інші. Зважаючи на те, що на підприємствах, що використовують біогаз, необхідно зберегти можливість спалювання природного газу окремо і сумісно з біогазом, розроблено пальниковий пристрій для сумісного спалювання біогазу та природного газу.

В основу конструкції покладено такі принципи рішення:

- біогаз та природний газ подають у палинковий пристрій окремими колекторами, кожний з регулюючими пристроями, та спалюють в одному топковому просторі за оптимальних умов для кожного;
- площина перетину сопел біогазу розміщена на безрозмірній відстані  $\bar{A}$ , котра дорівнює діапазону від  $-0,48$  до  $0$  від площини перетину сопел природного газу, для того щоб біогаз поступав у факел природного газу, знижуючи температуру в ядрі зони горіння та пригнічуючи утворення оксидів азоту.

Принципова схема палинкового пристрою для сумісного спалювання біогазу та природного газу наведено на рис.3.28.

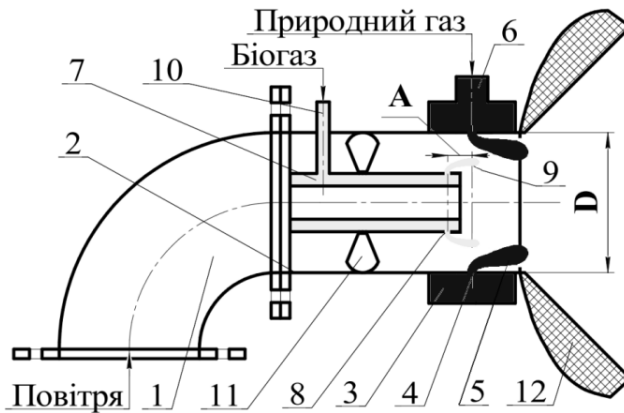


Рис. 3.28. Схема вихрового палинкового пристрою для сумісного спалювання біогазу та природного газу:

- 1 – повітропровід; 2 – корпус палинкового пристрою;
- 3 – паливорозподільчий пристрій природного газу; 4 – сопла для природного газу; 5 – струмені природного газу; 6 – патрубок для подачі природного газу; 7 – паливорозподільчий пристрій біогазу;
- 8 – сопла для біогазу; 9 – струмені біогазу; 10 – патрубок для подачі біогазу; 11 – повітряний завихрювач; 12 – амбразура палинкового пристрою

Отримано досвід спалювання біогазу в промислових котлах. У котлі типу ДЕ-16/14 Лужанського спиртозаводу встановлено палинковий пристрій ГМ-10-Б потужністю 12 МВт (рис. 3.29, 3.30). Цей пристрій використовується для сумісного спалювання біогазу, отриманого у заводських біореакторах та природного газу в котлі.

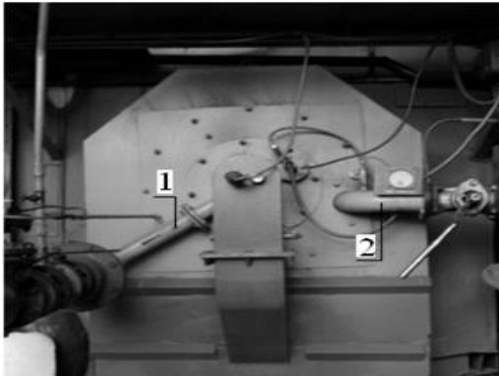


Рис. 3.29. Котел ДЕ-16/14 з пальником ГМ-10-Б:  
1 – підвід біогазу; 2 – підвід природного газу

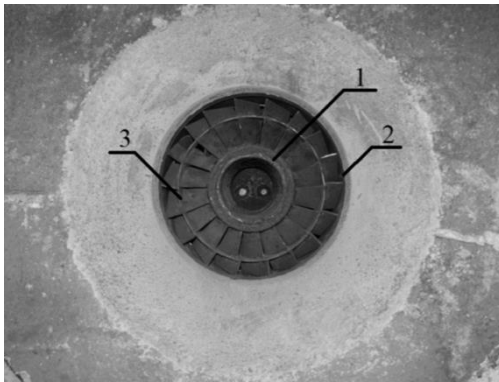


Рис. 3.30. Пальниковий пристрій ГМ-10-Б:  
1 – паливорозподільчий пристрій біогазу;  
2 – паливорозподільчий пристрій природного газу;  
3 – завихрювач

Система виробництва та використання біогазу на Бортницькій станції аерації Департаменту експлуатації каналізаційного господарства ПАТ "АК "Київводоканал" працює по схемі (рис. 3.31): біогаз з метантенків надходить в газгольдери, де він накопичується, а потім подається в котельню для спалювання в котлах ДКВР-6,5/13 і ДКВР-20/13 з недосконалими подовими пальниковими пристроями. Спалювання відбувається з високим рівнем утворення оксиду вуглецю –  $CO_{сер}=884 \text{ мг/м}^3$ . У зв'язку зі зношеністю газгольдерів втрата біогазу складає близько 5% добового об'єму.

В Інституті газу НАН України розроблено безгазгольдерну схему експлуатації біогазової установки і котельні Бортницької станції аерації при переобладнанні котлів типу ДКВР-6,5/13 та ДКВР-20/13 на сумісне спалювання біогазу та природного газу, яку наведено на рис. 3.32 [25].

Принцип роботи існуючої схеми – накопичення біогазу в газгольдерах та періодичне використання в частині котлів, розробленої – безперервне використання у котлах, заміщуючи частину природного газу.

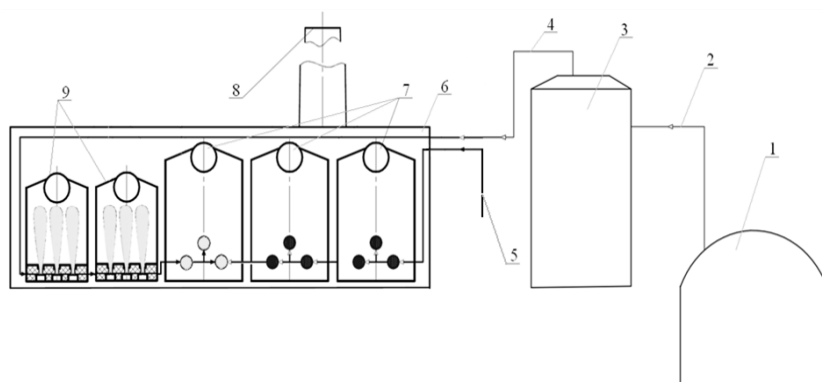


Рис. 3.31. Існуюча схема роботи Бортницької станції аерації:  
 1 – метантенк; 2 – лінія біогазу від метантенку до газгольдера;  
 3 – газгольдер телескопічної конструкції; 4 – лінія біогазу від газгольдера до котельної; 5 – подача природного газу; 6 – приміщення котельної; 7 – котли ДКВР-20/13; 8 – димова труба;  
 9 – котли ДКВР-6,5/13

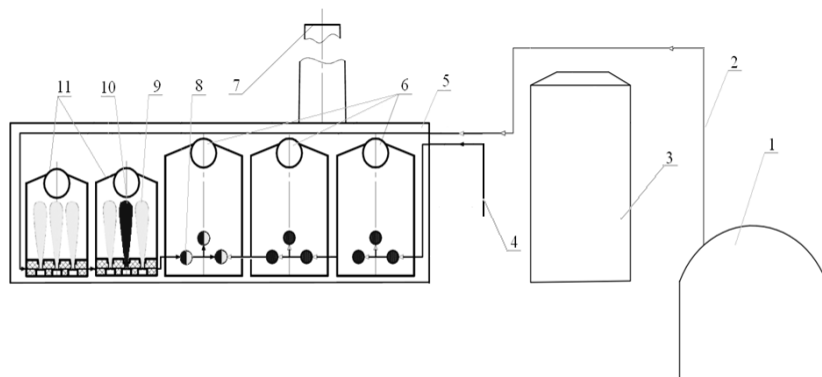


Рис. 3.32. Нова схема роботи Бортницької станції аерації (розроблена):  
 1 – метантенк; 2 – лінія біогазу від метантенку до котельної;  
 3 – відключений газгольдер; 4 – подача природного газу;  
 5 – приміщення котельної; 6 – котли ДКВР-20/13; 7 – димова труба;  
 8 – пальники сумісного спалювання біогазу та природного газу котлів ДКВР-10/13; 9 – біогазовий пальник котла ДКВР-6,5/13; 10 – газовий пальник котла ДКВР-6,5/13; 11 – котли ДКВР-6,5/13.

Перевагами роботи розробленої схеми (рис. 3.32) є:

- 1) можливість роботи на одному котлі при одночасному спалюванні біогазу і природного газу в одному пальнику;
- 2) можливість спалювання біогазу при виході з ладу газгольдерів;

- 3) економія палива та електроенергії (за рахунок роботи тільки одного котла);
- 4) зниження викиду до атмосфери метану ( $\text{CH}_4$ ) (за рахунок втрат у метантенках) та на 40% оксидів азоту за рахунок реконструкції пальників;
- 5) збільшення ресурсу котельних агрегатів котельної.

### **3.3. Підвищення безпеки атомних реакторів за рахунок використання мікротвелів**

Технології створення мікротвелів (МТ), тобто пірокапсульованих оксидів урану та/або торію зараз набувають особливої актуальності. Дослідження, що ведуться в Японії (Hitachi), Франції (Framatome), Німеччині (Інститут хімічної технології Центру ядерних досліджень), США (PPNL) та Росії (РНЦ «КИ», ВНИИАМ, НПО «Луч», ОКБ «Гидропресс») показують, що МТ дозволять в декілька разів підвищити безпеку і ресурс роботи атомних реакторів, в першу чергу, типу ВВЕР та РВПК (РБМК). Паливо на основі МТ є основним для реакторів типу ВТРГ [26-28].

Основною перевагою використання МТ, що безпосередньо омивається легководним теплоносієм, на відміну від традиційного таблетного палива в оболонці з цирконійового сплаву, є велика (більш ніж у 2 рази) питома поверхня теплообміну. Це забезпечує малий час теплового запізнення ( $\tau \approx 0,03$  с), швидкий нагрів і випаровування теплоносія в аварійних режимах, при чому температура МТ при відсутності теплоносія нижче температури його плавлення (температура плавлення піровуглецю  $\approx 3000$  °С), що дозволяє швидко поглинати підведену радіоактивність (для стрижневих тепловидільних елементів (ТВЕЛ) діаметром 10 мм –  $\tau \approx 5$  с, тому розплавлення ТВЕЛ проходить раніше, ніж випаровується теплоносій). Оскільки температура МТ близька до температури теплоносія, втрати теплової енергії в активній зоні суттєво менші, що також пом'якшує протікання аварійних режимів. В попередньо напрацьованих конструктивних схемах МТ знаходяться в чохлах тепловиділяючої збірки (ТВЗ), виготовлених з нержавіючої сталі аустенітного класу. Тому в активній зоні немає цирконію і різко знижується інтенсивність утворення вибухонебезпечного водню (пароцирконієва реакція). Це означає, що при будь-яких тяжких аваріях чи будь-яких диверсіях, включаючи падіння важкого літака, радіаційні наслідки дуже малі. Сферична форма дозволяє виконувати безперервне (періодичне) перезавантаження палива без зупинки реактора [29, 30].

Економічна ефективність забезпечується в основному за рахунок збільшення глибини вигорання, часу експлуатації палива і збільшення строку самих паливних кампаній.

Радіонукліди з великими термінами напіврозпаду, які концентруються у відпрацьованому паливі (актиноїди), у процесі переробки палива розподіляються між різними відходами з різними рівнями радіації. Деякі відходи є високоактивними та виділяють тепло. В останні роки об'єми для остаточного захоронення радіоактивних матеріалів після переробки відпрацьованого палива збільшувалися у 10 або більше разів. Усі відходи необхідно переробляти та тимчасово зберігати. Це створює додаткову радіаційну експозицію у нормальних умовах та створює ризик нових аварій. Піровуглець, що утворюється піролізом вуглеводневих газів, дозволяє ефективно стримувати продукти ділення, має радіаційну та високу корозійну стійкість, що дозволяє його застосовувати як оболонку для МТ, так і в якості захисного покриття для радіоактивних матеріалів.

Розробки Інституту газу НАН України дозволяють одержувати піровуглецеве покриття як на моделі МТ (кварцевий пісок), так і на конструкційних матеріалах (стінки реактора, занурена термopара, електрод та ін.), однак для ширшого дослідження необхідні більші потужності та умови для роботи з радіоактивними матеріалами.

Однією з найбільш важливих проблем сучасної атомної енергетики є забезпечення експлуатаційної безпеки діючих та проектних АЕС [31]. Протягом останніх шести років вона не втрачала своєї актуальності, тим не менш, саме в ХХІ столітті ця проблема набула глобального характеру, ставши одним з безумовних пріоритетів для світового співтовариства. Недавня важка ядерна аварія, яка сталася на енергоблоках АЕС «Фукусіма» (Японія), наочно підтверджує це. Дана катастрофа мала негативний вплив не лише на економічний потенціал самої Японії, але і на тісно взаємопов'язані з цим потенціалом у сучасному світі економіки інших країн.

Основною технологічною особливістю об'єктів атомної енергетики є утворення і накопичення значних кількостей високорадіоактивних речовин в процесі експлуатації реакторної установки. Більшу їх частину складають продукти ділення ядер урану з сумарною активністю порядку  $10^{20}$  Бк. Саме з цієї причини експлуатація ядерних енергоблоків пов'язана зі специфічним ризиком – потенційною радіологічною небезпекою зараження великих територій і нанесення суттєвої шкоди здоров'ю населенню, яке на них проживає, з цього випливає, що ризик ядерних аварій на АЕС має бути мінімізований. Важливість проблеми

забезпечення експлуатаційної безпеки діючих і проектних АЕС тісно пов'язана з функціонуванням і розвитком усього ядерного енергокомплексу [32].

Причиною уразливості АЕС з реакторними установками типу ВВЕР, які використовуються на території України, є використання уранових стрижнів з оболонкою зі сплаву цирконію. Сплав цирконію виявляє потрібні властивості для балансу нейтронів в реакторі, але в аварійних режимах при високій температурі він втрачає міцність, і продукти ділення виходять з активної зони. Тому на АЕС передбачено численне резервування систем охолодження і залізобетонна захисна оболонка.

У період до аварії на АЕС «Фукусіма» основна увага фахівців приділялася моделюванню та аналізу процесів горіння (детонації) водню в контейнменті корпусних реакторів типів PWR, ВВЕР. Фактично вважалось, що в реактори забезпечені належною вентиляцією з видаленням парогазового середовища, а ймовірність виникнення парових вибухів в реакторі або контейнменту вкрай незначна [33]. В якості умов (критеріїв) виникнення водневого вибуху використовувалася відома діаграма Шапіро-Монфетті в координатах об'ємної концентрації «водень – повітря – пар»; критичні концентрації водню – більше 4% [34, 35].

У реакторі потужністю 100 МВт щодня розщеплюється близько 100 г важких атомів і отже стільки ж утворюється продуктів поділу. Протягом року роботи такого реактора утворюється близько 160 МКі радіоактивних речовин в тому числі близько 20 МКі ізотопу йоду, 12 МКі інертних газів і 0,2 МКі  $^{90}\text{Sr}$ . При нормальній роботі реакторів в них утворюється 20% газоподібних і летючих речовин. При нормальних умовах захисту в атмосферу потрапляє незначний відсоток цих речовин. Однак їх витік все ж має місце. Так, наприклад, слід вважати, що від 0,1% до 1% вироблюваного в реакторі радіоактивного  $\text{Y}$  (ітрію) все ж потрапляє в атмосферу. Ще більшою мірою це відноситься до  $^{41}\text{Ar}$  та інших інертних газів. Ці викиди зазвичай відбуваються через труби [36].

Подальші перспективи розвитку атомної енергетики значною мірою залежатимуть від забезпечення безпеки АЕС, як на робочих режимах роботи, так і у випадку аварійних ситуацій, включаючи диверсії.

Одним з перспективних технічних рішень для збільшення безпеки АЕС є використання реакторних установок з МТ – це паливна мікросфера, яка ділиться під нейтронним опроміненням матеріалу (діоксид урану, плутонію, торію та ін.) з шарами захисних покриттів, наприклад



з піровуглецю різної щільності і структурного стану, карбідів кремнію і цирконію, нітриду титану та ін. Піровуглець дозволяє ефективно стримувати продукти ділення при високих ступенях вигорання і температурах до 1600 °С, має радіаційну та корозійну стійкість (рис. 3.33).

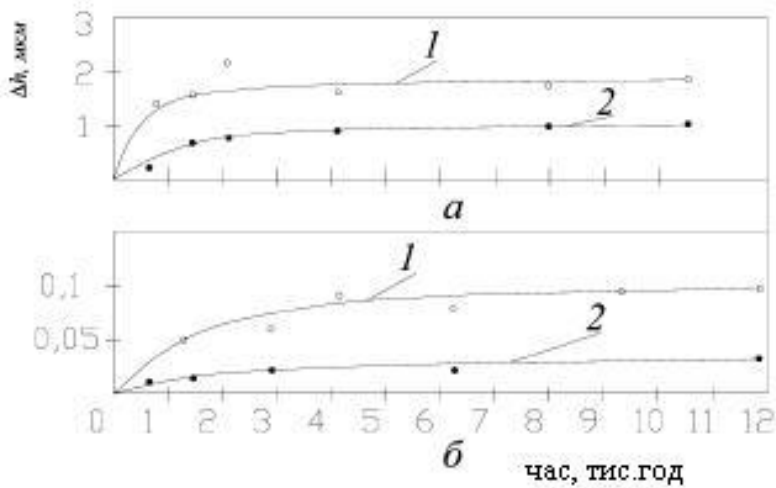


Рис. 3.33. Залежність глибини  $\Delta h$  корозії шарів SiC (1) і піровуглецю (2) від тривалості випробувань:  
 а – у водяній парі,  $t=550^{\circ}\text{C}$ ; б – у воді,  $t=350^{\circ}\text{C}$ ,  $P=10$  МПа

При витримці 14,5 місяців у водяній парі при температурі 550 °С зменшення товщини шару піровуглецю становило 0,95 мкм, тоді як карбиду кремнію 1,85 мкм [37].

Російський науковий центр «Курчатовський інститут» та Всеросійський науково-дослідний і проектно-конструкторський інститут атомного енергетичного машинобудування запропонували модернізацію широко поширених реакторів типу ВВЕР з активною зоною з паливом на основі МТ [38]. Основною перевагою таких реакторів є те, що за будь-яких важких аварій і при будь-яких диверсіях радіаційні наслідки дуже малі. Розробка такого технічного рішення в Росії почалася в 1992 році [39]. Тепловиділяючі збірки (ТВЗ) з МТ можуть застосовуватися в діючих блоках АЕС, однак це потребуватиме змін у системі керування реакторною установкою, системі внутрішньореакторного контролю, системах поводження з ТВЗ. Можлива повна їх уніфікація зі ТВЗ традиційної конструкції (із стрижневими ТВЕЛами в трубах з цирконієвого сплаву) по габаритам, приєднувальним елементам

конструкції, по теплогідравлічним і нейтронно-фізичним характеристикам [40-42].

Серед багатьох чинників, що впливають на збереження цілісності покриття МТ і вихід з них продуктів ділення, велике значення має величина діаметра паливного зерна, ступінь сферичності, гранулометричний склад і щільність. Очевидно, що для зниження виходу продуктів ділення у вигляді ядер віддачі з зерна його діаметр повинен бути набагато більше подвоєної довжини пробігу уламку поділу в паливі, яка, наприклад, для діоксиду урану складає 9,4 мкм. Розрахунки показують, що при діаметрі зерна з  $UO_2$  100 мкм зерно будуть залишати (у вигляді ядер віддачі) ~15% продуктів ділення, що утворилися, а при діаметрі 400 мкм – всього лише ~3%.

Збільшення діаметра зерна не тільки сприяє зниженню витоку продуктів ділення (ПД), а й підвищує завантаження ядерного палива, що особливо важливо при застосуванні в якості палива низькозбагаченого урану. Однак зі збільшенням діаметра підвищується температура всередині МТ і підвищується рівень напружень в шарах покриттів. Тому потрібна оптимізація діаметра зерна з урахуванням конкретних умов роботи палива. У більшості випадків він знаходиться в межах 200-500 мкм.

Для розміщення ядерного палива в активній зоні реактору, генерування теплової енергії та утримання продуктів ділення, МТ розміщуються у паливному компактi. Паливний компакт є тепловиділяючим елементом реакторної установки, має циліндричну форму, складається з карбонізованої графітової матриці та рівномірно розподілених у ній паливних частинок.

Покриття в МТ вирішують відразу кілька важливих завдань: запобігають виходу продуктів ділення в теплоносії, захищають зерно від впливу теплоносія, підвищують механічну міцність МТ в цілому, зменшують дифузію і міграцію палива при високих температурах, захищають матрицю дисперсних композицій від радіаційних ушкоджень продуктами ділення, оберігають паливо від контакту з повітрям і вологою при технологічних операціях і сприяють більш рівномірному розподілу палива в матриці.

Кожен шар покриття виконує певну функцію:

- 1-й шар (ВРУС – буферний шар з пористого піровуглецю) – створює об'єм, в якому збираються газові продукти ділення і  $CO/CO_2$ . Захищає 2-й шар від прямого впливу «гарячих» уламків ділення,  $\alpha$  і  $\beta$ -випромінювання;

- 2-й шар (IPyC – внутрішній щільний піровуглецевий шар) – захищає kern від хлористого водню при нанесенні SiC-покриття, знижує можливе пошкодження SiC-продуктами ділення і CO/CO<sub>2</sub> при експлуатації;

- 3-й шар (SiC – силовий шар із карбїду кремнію) – є основним силовим шаром, який утримує газові та тверді продукти ділення, зберігає більшу частину своїх властивостей при високих температурах;

- 4-й шар (OPyC – зовнішній щільний піровуглецевий шар) – забезпечує захист крихкого 3-го шару від пошкоджень при виробництві палива.

Здатність покриттів утримувати радіонукліди залежить від якості виробленого палива і умов експлуатації: флюенса швидких нейтронів, інтенсивності впливу «гарячих» уламків ділення, енергонапруженості, глибини вигорання, хїмічного впливу продуктів ділення, внутрішнього тиску CO і газових продуктів ділення, градієнта температур і т.д. [43].

Опромінення призводить до розбухання керна і стисненню буферного шару, тим самим змінюється об'єм внутрішніх пустот, доступних для газових продуктів ділення. Через різні зміни розмірів в процесі опромінення, kern і буферний шар можуть механічно від'єднатися і, в деяких випадках, буферний шар може бути пошкоджений. Незалежно від того чи виникла трїщина, висока пористість буферного шару передбачає, що газові продукти ділення можуть досягти внутрішньої поверхні 2-го шару. В результаті, область працездатності визначається, в тому числі, критичними тисками  $P_{cr}$  в МТ. МТ можна вважати працездатними, якщо при нормальних температурних умовах експлуатації реактора (до  $T \leq 250$  °C) і в аварійних режимах (при  $T \approx 1600$  °C) внутрішній тиск в МТ (тиск газових продуктів ділення плюс тиск оксидів вуглецю) при максимальній глибині вигорання палива не перевищує критичного тиску  $P_{cr}$ . Приблизну оцінку значень  $P_{cr}$ , відповідних допустимому рівню ймовірності руйнування МТ, який дорівнює  $5 \cdot 10^{-4}$ , можна зробити за методикою, описаною в [44]. Для розглянутих варіантів МТ значення цього критичного тиску одно  $P_{cr} \approx 209$  атм. Слід зазначити, що наведене значення критичного тиску є досить грубою оцінкою. Розрахунки проводилися за моделлю посудини тиску, в рамках рішення пружної задачі.

З метою перевірки працездатності оксидного і карбїдного палива з TRISO (Triple coated isotropic – мікропаливо з 3-х шаровим високощільним покриттям) покриттям в робочих умовах проведено цикл експериментів AGR (The Advanced Gas Reactor Fuel Development and Qualification) [45]. Експерименти спеціально спроектовані для певної

позиції опромінення (тобто місця і розміру), а також для певних параметрів опромінення (тобто температури, потоку і т.д.). Паливна композиція спроектована з використанням розчину оксиду і карбиду урану для мінімізації утворення СО і зменшення міграції паливного керна. Ці чинники є ключовими для підтримки цілісності палива при більш високому ступені вигорання, температурах і температурних градієнтах, очікуваних у призматичних реакторах ВТГР. Паливо, виготовлене як в лабораторних умовах, так і в промислових масштабах, продемонструвало можливість створення високоякісного палива з TRISO покриттям з дуже низькою кількістю дефектів.

У першому експерименті AGR-1 брали участь  $\sim 300000$  частинок з TRISO покриттям з вигоранням до 19,6% FIMA (Fissions per Initial Metal Atom – кількість поділів на початковий атом) металу, флюенсом швидких нейтронів до  $4,3 \cdot 10^{25}$  н/м<sup>2</sup>, температурою палива до 1200 °С, причому в результаті опромінення не була пошкоджена жодна частинка [46]. Імовірність руйнування частинок в такому випадку виявляється менше  $3 \cdot 10^{-6}$  при необхідних проектних вимогах  $5 \cdot 10^{-4}$ . Паливні компакти, досліджені в експерименті AGR-1, представляли собою циліндри довжиною 25,1 мм і діаметром 12,4 мм. Кожен компакт містив 4150 паливних частинок, рівномірно розподілених у матриці, що складається з термореактивного вуглецевого матеріалу. Кожна частинка складалася з паливного керна діаметром  $\sim 350$  мкм, покритого шарами: ВРуС  $\sim 100$  мкм, ІРуС  $\sim 40$  мкм, SiC  $\sim 35$  мкм, ОРуС  $\sim 40$  мкм. В експериментах AGR були досліджені керни з UCO, UO<sub>2</sub>, UC. Детальна інформація про параметри палива наведена в роботі [47]. Метою випробувань і тестів (стрес-тестів) компактів, які пройшли реакторні випробування було визначення працездатності МТ з TRISO покриттям після опромінення при аварійних умовах.

З огляду на, що кожен компакт містив  $\sim 4150$  паливних частинок, дані результати свідчать про здатність МТ витримувати температури до 1600 °С без істотних пошкоджень (не був зафіксований вихід інертних газів, що свідчить про пошкодження силового SiC-шару). При температурі 1700 °С спостерігаються незначні пошкодження, а при 1800 °С ймовірність руйнувань помітно збільшується.

Дуже низький вихід ключових металевих продуктів поділу (крім срібла), зафіксований в післяреакторних випробуваннях, підтверджує відмінну якість і працездатність палива, а також надійність SiC-шару як бар'єру для продуктів ділення [48]. Фракційний вихід <sup>134</sup>Cs в компактах з непошкодженими шарами покриттів склав менше  $2 \cdot 10^{-5}\%$ . Вихід Sr і Eu в цілому був дуже незначним ( $10^{-6} \dots 10^{-2}\%$ ), виявлена невелика

дифузія Sr і Eu через шари покриттів. Вихід  $^{144}\text{Ce}$  на порядок нижче ( $\sim 10^{-6} \dots 10^{-3}\%$ ). Однак кількість цих продуктів ділення в компонентах капсули, як правило, багато менша за кількість продуктів ділення в матриці компакта, що демонструє хороші стримуючі властивості матриці. Частка цезію, що вийшов з компакту, не перевищувала  $3 \cdot 10^{-6}\%$  для всіх компактів з непошкодженими частинками. Вихід виявився досить високий і становив від 0,01% до 0,38%. Однак існують технологічні прийоми, що дозволяють істотно зменшити вихід і цього радіонукліда.

Кількість Pd, виявленого поза SiC-шару, склала приблизно 1% в 5 досліджених компактах. Незважаючи на це, велика кількість Pd у паливній матриці, сильної палладієвої корозії або пошкодження SiC-шару виявлено не було. Вихід срібла виявився високим і значно відрізнявся в різних компактах в залежності від температурного режиму.

Вихід продуктів ділення з UCO палива з TRISO покриттям виявився дуже низьким при температурах до 1800 °C за умови, що SiC-шар не був пошкоджений в процесі виробництва або під час опромінення. Вихід Cs з компактів, що містять тільки неушкоджені частки, після 300 годин при температурі 1600 °C виявився  $< 10^{-5}\%$ . У разі пошкодження SiC шару вихід склав близько  $1-2 \cdot 10^{-4}\%$ , в залежності від кількості пошкоджених частинок. Аналіз показав, що навіть при пошкодженні SiC-шару, 30-60% цезію затримується [49], що пояснюється впливом частки затримання.

Застосування МТ в реакторах сучасних АЕС обґрунтовується наступним:

- радикальне підвищення радіаційної безпеки сучасних АЕС до рівня, що виключає істотний вихід продуктів ділення в будь-яких важких аваріях, включаючи руйнування корпусу реактора, падіння важкого літака, диверсії, навмисні дії ворожого персоналу та інші непроєктні сценарії важких аварій. Це важливо і необхідно для широкомасштабного розвитку атомної енергетики, оскільки важкі аварії мають властивість відбуватися згідно непроєктних сценаріїв;

- можливість застосування тепловиділяючих збірок з МТ у всіх працюючих реакторах типу ВВЕР без зміни їх конструкції з поступовою заміною збірок традиційної конструкції;

- радикальне поліпшення техніко-економічних характеристик для нових АЕС за рахунок зниження капітальних витрат і безперервного перевантаження палива;

- зняття обмежень з боку активної зони при роботі АЕС в напівпіковому і навіть при роботі в піковому режимі [50].

В якості проектних основ для ТВЗ з МТ прийнято, що металоконструкція ТВЗ забезпечує:

- розміщення МТ в ТВЗ;
- організацію поперечного руху теплоносія щодо шару МТ з прийнятним гідравлічним опором;
- прийнятну нерівномірність підігріву теплоносія на виході засипки МТ;
- розміщення напрямних труб для регулюючих стрижнів і вигорання поглиначів в кількості, необхідній для забезпечення потрібних правилами ядерної безпеки нейтронно-фізичних характеристик і заявлених характеристик паливного циклу;
- нерухомість МТ в ТВЗ під дією теплоносія;
- виключення взаємодії конструкційних матеріалів ТВС, що працюють у контакті з МТ, з їх зовнішнім покриттям в нормальних режимах протягом не менше 20000 годин і в аварійних режимах протягом декількох годин;
- збереження геометрії ТВЗ та активної зони в аварійних режимах;
- зменшення хімічних реакцій з інтенсивним виділенням водню в аварійних режимах;
- збереження властивостей матеріалів ТВЗ в нейтронному потоці;
- сплав цирконію, який є основним матеріалом оболонок ТВЕЛ водо-водяних і киплячих енергетичних реакторів, можна замінити нержавіючою сталлю, температура фазового руйнування якої вище на 450-500 °С, тим самим усуваючи можливість пароцирконієвої реакції.

Крім того, техніко-економічні характеристики ТВЗ для багатосерійного виробництва мають бути не гірше, ніж для традиційних ТВЗ з стрижневими ТВЕЛ.

Комерційний ефект використання МТ обумовлений насамперед тим, що застосування МТ у ВВЕР першого покоління дозволить продовжити їх експлуатацію із забезпеченням безпеки вище рівня найсучасніших проектів АЕС з ВВЕР. Крім того, вартість виготовлення збірок з МТ для ВВЕР оцінюється на 40% нижче вартості збірок традиційної конструкції [51]. Природно також, що має бути суттєвий ефект за рахунок підвищення глибини вигорання, так як для МТ цілком реально мати глибину вигорання більше 10%. Застосування МТ для нових реакторів дозволить зупинити зростання капітальних вкладень за рахунок відмови від розвитку нових систем безпеки (подвійних захисних оболонок, пасток для «розплавленої» активної зони), а також за рахунок спрощення традиційних систем безпеки (САОЗ, СУЗ, ГЦН, систе-

ми допалювання водню, що виділяється в результаті пароцирконієвої реакції, дизельгенераторів та ін.).

Вартість виготовлення МТ приблизно на 40% менше з наступних причин:

- відсутні операції механічної обробки «таблетного» палива;
- відсутні операції складання, зварювання, заповненням гелієм, контролю герметичності ТВЕЛ;
- зовсім не використовується відносно дорогий сплав цирконію, усі матеріали покриттів дешеві;
- конструкційний матеріал ТВЗ – відносно дешева сталь аустенітного класу;
- вимоги до допусків при виготовленні ТВЗ можуть бути істотно спрощені.

Нові реактори типу ВВЕР з активною зоною на основі МТ можуть не мати ступеня високого тиску в системі аварійного заливання активної зони, оскільки немає необхідності швидко заливати відносно низькотемпературну активну зону. Досить мати тільки рівень низького тиску, який почне працювати після повного закінчення гарячої води. Немає необхідності створювати подвійну захисну оболонку. По суті, немає необхідності взагалі мати герметичну захисну оболонку. Вимоги до швидкості запуску дизелів можуть бути практично зняті. Через велику поверхню теплообміну активна зона практично не має запасу теплової енергії і не потрапляє у кризу теплообміну. З цієї ж причини немає перешкод з боку МТ для роботи АЕС навіть в піковому режимі. З цієї ж причини можливо зменшити кількість ТВЗ в активній зоні (без зниження потужності) і, відповідно, збільшити товщину радіаційно-теплового захисту корпусу. Застосування МТ є дуже перспективним для АЕС першого покоління, які не мають гідроємностей високого тиску і захисної оболонки. Корпуси цих АЕС вже виробили свій ресурс по флюенсу. Застосування МТ і зменшення числа ТВЗ дозволить продовжити термін служби корпусу по флюенсу. Тому застосування МТ може істотно знизити питомі капітальні витрати і характеристики паливного циклу.

Застосування МТ з вільним засипанням в ТВЗ дозволяє створити реактор з безперервним завантаженням. Система безперервного завантаження, що працює за принципом пісочного годинника, не вимагає зниження потужності, відкриття кришки корпусу. Така система дозволяє збільшити глибину вигорання приблизно на 30% без збільшення початкового збагачення і дозволяє збільшити коефіцієнт використання

потужності до значень РВПК. Така система також дозволяє істотно спростити конструкцію реакторної установки та її експлуатацію.

В Україні дослідження з використання МТ для реакторів малої потужності проводились в Харківському фізико-технічному інституті під керівництвом академіка НАН України В.Ф. Зеленського [52, 53]. У Республіці Білорусь проводилися дослідження гідравліки і теплообміну в тепловидільних збірках ядерних реакторів насипного типу з МТ [54], а також розробкою дослідницьких реакторів з кульковими МТ [55]. Незважаючи на те, що тематика мікропалива вивчається з 1970-х років, за останній час проведено безліч досліджень, присвячених модернізації МТ і транспорту продуктів ділення в МТ. Особливо активно проходить робота у цьому напрямку в таких країнах як США, Німеччина, Японія, ПАР, Китай і РФ.

Для дослідження процесу утворення піровуглецю на частинках, що моделюють МТ, в Інституті газу НАН України створені лабораторні (рис.3.34 [56, 57]) та пілотний (рис.3.35 [58]) реактори з електротермічним псевдозрідженим шаром (ЕТПШ).

У результаті проведення дослідів з піролізу вуглеводневих газів та осадженні піровуглецю ( $T = 700 \dots 1100$  °C) на частинки кварцевого піску, напрацьовані партії пірокапсульованого матеріалу [59-62]. Завдяки впливу плазми мікророзряду в пілотній установці, одержані зразки пірокапсульованого матеріалу з вмістом піровуглецю від 6% мас. до 97% мас. (рис. 3.36).

Слід зазначити, що для МТ важливим фактором є товщина та щільність піровуглецевого покриття. На рис. 3.38 наведено структуру та товщину піровуглецевого покриття на моделі МТ.

Рис. 3.38а показує, яким чином піровуглець покриває частинку, рис. 3.38б показує товщину шару піровуглецевого покриття  $L=2,813$  мкм, густина утвореного піровуглецю  $1,33$  г/см<sup>3</sup>. Якщо збільшити вміст піровуглецю хоча б до 33% мас. частинка матиме щільне, повне покриття (рис. 3.38в).

Також піровуглецеве покриття помічено на стінках реакційних камер, електродах та ковпачках розроблених реакторів.

Враховуючи консультації експертів ДП НАЕК «Енергоатом» доцільно застосовувати МТ в ядерних реакторах IV покоління. Однією з перспективних можливостей застосування МТ є створення так званих «Мікрореакторів» на прикладі [64].

Інститут газу НАН України продовжує свої дослідження у даному напрямі, однак, необхідна тісна співпраця з установами, що працюють в сфері розробки ядерних реакторів і паливних циклів.



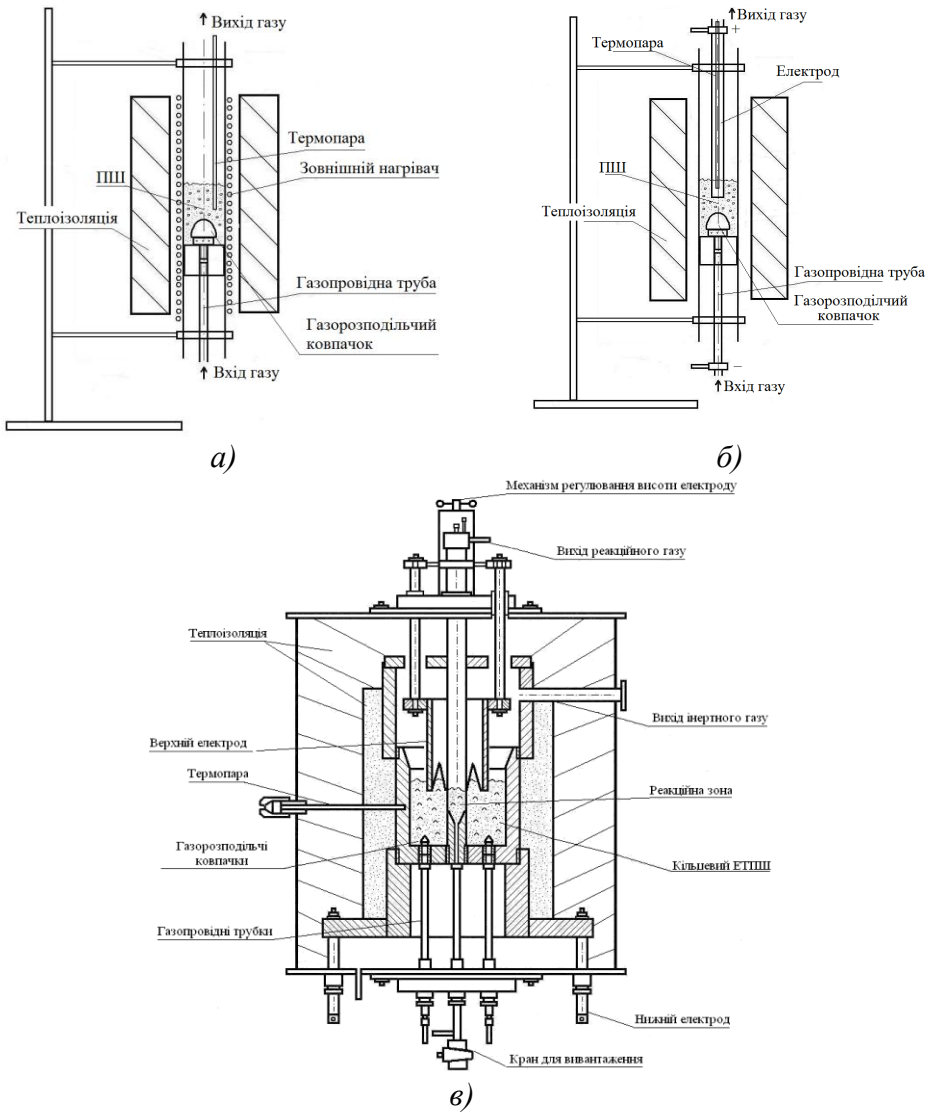


Рис. 3.34. Схеми дослідних реакторів з ЕТПШ:  
*a, б* – лабораторна установка з комбінованим нагріванням:  
*a* – зовнішнє нагрівання, *б* – електротермічний нагрів; *в* – лабораторна установка з зовнішнім електротермічним нагріванням (ЗН)

На рис. 3.37 наведено порівняння мікрослівів частинок МТ та зрачки одержані в результаті досліджень.

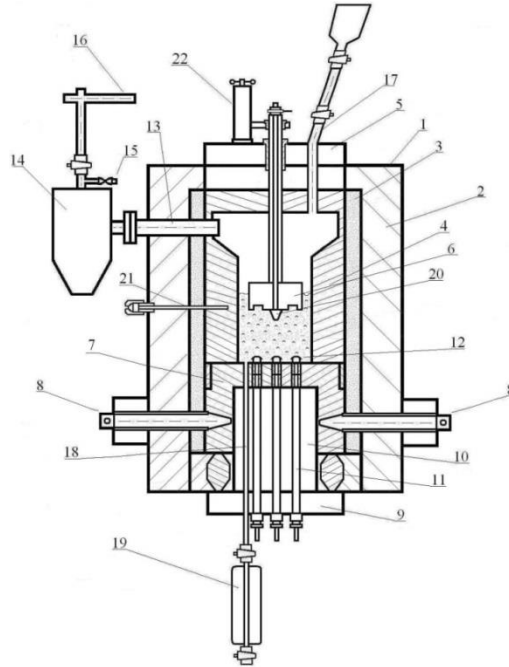


Рис. 3.35. Схема ректора пілотної установки з ЕТПШ:  
 1 – зовнішній кожух; 2 – перший шар теплоізоляції; 3 – другий шар теплоізоляції; 4 – реакційна камера; 5 – верхня водоохолоджувальна кришка; 6 – верхній електрод; 7 – графітовий кожух; 8 – нижні електроди; 9 – нижня водоохолоджувальна кришка; 10 – повітряна камера; 11 – газопровідні трубки; 12 – газорозподільчі ковпачки; 13 – патрубок для виходу газу; 14 – очисник циклонного типу; 15 – кран для відбору проб газу; 16 – патрубок для виходу газу в зовнішнє середовище; 17 – система для завантаження матеріалу; 18 – канал для вивантаження матеріалу; 19 – холодильник; 20, 21 – термопари; 22 – механізм переміщення електроду

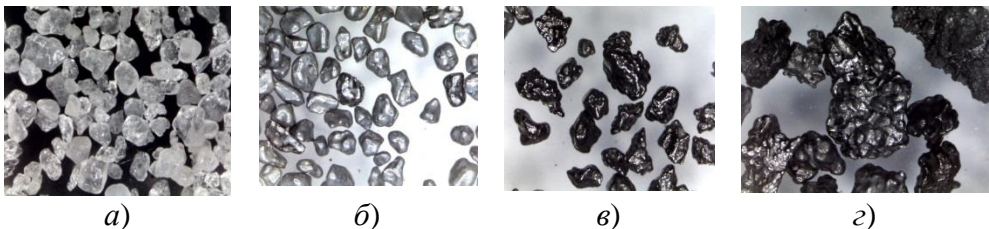


Рис. 3.36. Кварцевий пісок:  
 а – чистий; б – 30% мас. піровуглею; в – 70% мас. піровуглею;  
 г – 90% мас. піровуглею

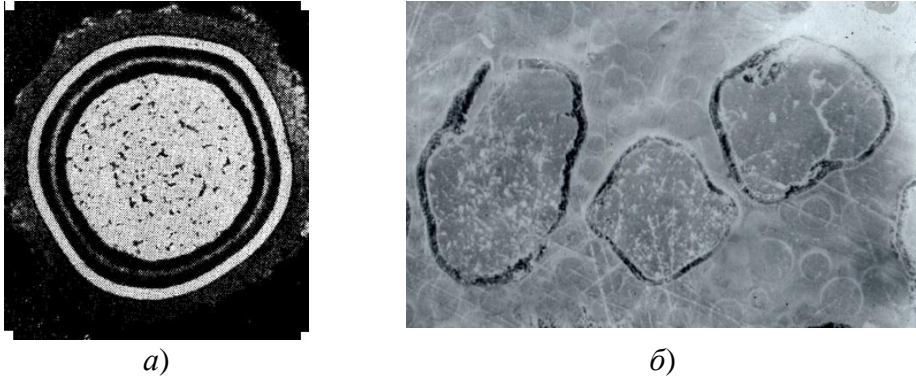


Рис. 3.37. Мікрошліфи:  
*a* – частинка  $UO_2$  з покриттям піровуглець/SiC/піровуглець [63];  
*б* – частинка моделі МТ з піровуглецевим покриттям  
(Інститут газу НАНУ, 2015)

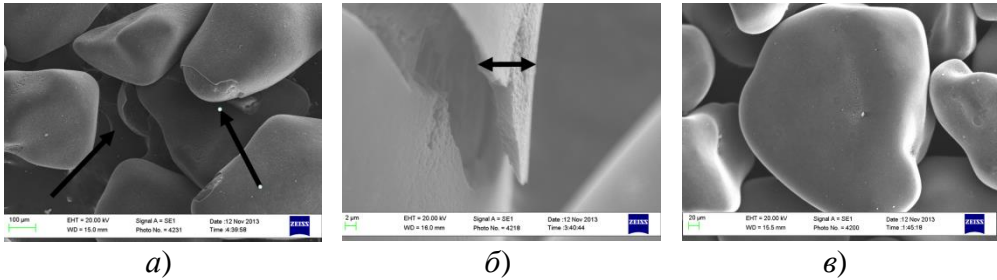


Рис. 3.38. Піровуглецеве покриття частинок, які моделюють МТ:  
*a* – «луцене» піровуглецеве покриття (вміст піровуглецю 3% мас.);  
*б* – товщина шару піровуглецевого покриття (вміст піровуглецю 1% мас.);  
*в* – піровуглецеве покриття (вміст піровуглецю 33% мас.)

## Література

1. *Долінський А. А.* Цільові орієнтири проекту Національної стратегії теплозабезпечення населених пунктів України. Частина 1. Вихідні умови розробки стратегії, основні пріоритети, інноваційний розвиток сфери теплозабезпечення / А. А. Долінський, Б. І. Басок // *Промышленная теплотехника*. – 2014. – Т. 36. – №2. – С. 54-69.
2. *Апаратно-програмне забезпечення моніторингу об'єктів генерування, транспортування та споживання теплової енергії: Монографія* / [В. П. Бабак, В. С. Берегун, З. А. Бутова та ін.]. – Київ: Ін-т технічної теплофізики НАН України, 2016. – 298 с.
3. *Долінський А. А.* Енергозбереження та екологічні проблеми енергетики / А. А. Долінський. – *Вісник НАН України*. – 2006. – №2. – С. 24-32.
4. *Демченко В. Г.* Интенсификация теплообмена в топках водогрейных котлов / В. Г. Демченко. – Киев: Институт технической теплофизики НАН Украины. – 2012. – 236 с.
5. *Шкаровский А. Л.* Энергоэкологические принципы управления процессом сжигания топлива / А. Л. Шкаровский, О. Н. Новиков, А. Н. Окатьев // *Датчики и системы*. – 2002. – №10. – С. 41-44.
6. *Соколов Б. А.* Котельные установки и их эксплуатация: учеб. для нач. проф. Образования / Б. А. Соколов. – М.: Издательский центр «Академия». – 2007. – 432 с.
7. *Babak V. P.* Improving the efficiency of fuel combustion with regard to the uncertainty of measuring oxygen concentration / V. P. Babak, V. M. Mokyichuk, A. A. Zaporozhets, A. A. Redko // *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. – 2016. – Vol. 6. – №8 (84). – P. 54-59.
8. *Бабак В. П.* Підвищення точності вимірювання коефіцієнта надлишку повітря в котлоагрегатах із застосуванням газоаналізаторів електродного типу / В. П. Бабак, А. О. Запорожець, О. О. Редько // *Промышленная теплотехника*. – 2015. – №1. – С. 82-96.
9. *Бабак В. П.* Экспериментальные исследования изменения объемной концентрации кислорода в воздухе и его влияние на процесс горения / В. П. Бабак, А. А. Запорожец, А. А. Редько // *Научные известия НТСМ*. – 2016. – № 1. – Т. 187. – С. 81-84.
10. *Новиков О. Н.* Энергоэкологическая оптимизация сжигания топлива в котлах и печах регулированием соотношения топливовоздух / О. Н. Новиков, Д. Г. Артамонов, А. Л. Шкаровский, М. А. Кочергин, А. Н. Окатьев // *Промышленная энергетика*. – 2000. – №5. – С. 57-60.

11. *Лещенко В. П.* Кислородные датчики / В. П. Лещенко. – М.: Легион-Автодата, 2003. – 112с.

12. *Пат. 101842*, Україна МПК F23N5/18. Система контролю якості згорання палива в котлоагрегатах / Бабак В. П., Назаренко О. О., Запорожець А. О.; заявник та патентовласник Інститут технічної теплофізики НАН України; заявл. 25.09.2014; опубл. 12.10.2015. Бюл. №19.

13. *Пат. 102512*, Україна, МПК F23N5/18. Система контролю якості горіння / Бабак В. П., Назаренко О. О., Запорожець А. О.; заявник та патентовласник Інститут технічної теплофізики НАН України; заявл. 25.09.2014; опубл. 10.11.2015. Бюл. №21.

14. *Степанов Д. В.* Котельні установки промислових підприємств: навчальний посібник / Д. В. Степанов, Є. С. Корженко, Л. А. Боднар. – Вінниця: ВНТУ. – 2011. – 120с.

15. *Сигал И. Я.* Источники выбросов метана в Украине и особенности утилизации биогаза / И. Я. Сигал, Н. А. Гуревич, М. М. Хворов, Э. П. Домбровская // Экотехнологии и ресурсосбережение, №3, 2005. – С. 33-41.

16. *Сигал И. Я.* Сжигание биогаза в промышленных котлах / И. Я. Сигал, А. Р. Щекин, Э. П. Домбровская, А. В. Марковский, В. П. Куц, Е. С. Кернажицкая // Экотехнологии и ресурсосбережение, №2, 2002. – С. 15-19.

17. *Афросимова В. И.* Смесеобразование в газовой горелке и горение газового топлива / В. И. Афросимова // Сб. Теория и практика сжигания газа. Т. III. – Л. : Недра, 1967. – С. 272-283.

18. *Гуревич Н. А.* Химическое влияние добавки CO<sub>2</sub> на скорость горения метана по теории Зельдовича / Н. А. Гуревич // Энерготехнологии и ресурсосбережение, №5. – 2011. – С. 3-10.

19. *Сигал И. Я.* Экспериментальное исследование биогаза как топлива для котлов / И. Я. Сигал, А. В.Смихула, А. В. Марасин, В. П. Куц, Э. П. Домбровская, В. А. Колчев, Е. С. Кернажицкая // Энерготехнологии и ресурсосбережение, №5, 2013. – С. 28-34.

20. *Сигал И. Я.* Защита воздушного бассейна при сжигании топлива: – Монография. Изд. второе переработанное и дополненное / Сигал И. Я. – Л. Недра, 1988. – 312 с.

21. *Розробка* та спорудження вогневого стенду для дослідження горіння біогазу та сумішей біогазу і природного газу. Розробка елементів пальників одночасного спалювання біогазу та природного газу у типових котлах ДКВР та дослідження моделей на лабораторному стен-

ді : звіт про НДР / Інститут газу Національної академії наук України; керівник роботи І.Я. Сігал – 0113U004674; Інв. № . – Київ, 2014. – 29 с.

22. *Сигал И. Я.* Горелочные устройства и опыт сжигания биогаза в промышленных паровых котлах / И. Я. Сигал, А. В. Марасин // Сб. тр. науково-практичної конференції Нетрадиційні і поновлювальні джерела енергії як альтернативні первинним джерелам енергії в регіоні 2015, Львов, С. 99-102.

23. *Иванов Ю. В.* Газогорелочные устройства: монография / Ю. В. Иванов – М., Недра, 1972. – 276 с.

24. *Сигал И.Я.* Экспериментальное исследование горения биогаза и его использование в промышленных котлах / И. Я. Сигал, А. В. Марасин., А. В. Смихула., А. И. Сигал, В. А. Колчев // International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology, №17 (139), 2013. – С.84-89.

25. *Сигал И. Я.* Особенности использования биогаза, получаемого на очистных сооружениях, в качестве топлива для котлов / И. Я. Сигал, А. В. Марасин, В. С. Бражник, А. В. Смихула, В. А. Колчев, А. А. Сигал // Экология и промышленность, №2, 2014. – С.17-21.

26. *Rusinkevich A. A.* The Anomalous Behavior of Cesium in Plutonium Microfuel / A. A. Rusinkevich, A. S. Ivanov // XIX International Conference on Chemical Thermodynamics in Russia RRCT-2013. – 2013. Москва, МИТХТ. Abstracts of the XIX International Conference on Chemical Thermodynamics in Russia RRCT-2013 (June 24-28, 2013, Moscow). МИТХТ Publisher. – 2013. P. 436.

27. *Иванов А. С.* Кинетика выхода серебра из микротоплива с учетом эффекта ограниченной растворимости / А. С. Иванов, А. А. Русинкевич // Вопросы атомной науки и техники. Сер. Физика ядерных реакторов. – 2013. – Вып. 4. – С. 76-84.

28. *Ivanov A. S.* Kinetics of Silver Release from Microfuel with Taking into Account the Limited-Solubility Effect / A. S. Ivanov, A. A. Rusinkevich // Physics of Atomic Nuclei. – 2014. – Vol. 77. – №.14. – P. 1677–1684.

29. *Гришанин Е. И.* Антитеррористическое топливо для АЭС / Е. И. Гришанин // Атомная стратегия. – № 29. – 2007. – 42–44 с.

30. *Пономарев-Степной Н. А.* Микротвэлами против ядерных катастроф и терроризма / Н. А. Пономарев-Степной, Е. И. Гришанин // Промышленные ведомости. – №4. – 2001. – 31–34 с.

31. *Теплофизика безопасности атомных электростанций: монография* / [А. А. Ключников, И. Г. Шараевский, Н. М. Фиалко и др.]. – НАН Украины, Ин-т проблем безопасности АЭС. – Чернобыль (Київ. обл.):

Ин-т проблем безопасности АЭС, 2010. – 484 с. – (Серия Теплофизика атомных электростанций).

32. *Теплофизика аварий ядерных реакторов: монография* / [А. А. Ключников, И. Г. Шараевский, Н. М. Фиалко и др.]. – НАН Украины, Ин-т проблем безопасности АЭС. – Чернобыль (Киев. обл.): Ин-т проблем безопасности АЭС, 2012. – 528 с. – (Серия Теплофизика атомных электростанций).

33. *Скалозубов В. И.* Моделирование условий возникновения парогазовых взрывов при тяжелых авариях на АЭС с ВВЭР / В. И. Скалозубов, И. Л. Козлов, А. А. Гудима // *Ядерна та радіаційна безпека.* № 1 (65). – 2015. – С. 13–15.

34. *Скалозубов В. И.* Основы управления запроектными авариями с потерей теплоносителя на АЭС с ВВЭР / В. И. Скалозубов, А. А. Ключников, В. Н. Колыханов // *Институт проблем безопасности АЭС НАН Украины.* – Чернобыль (Киев. обл.), 2010. – 400 с.

35. *Support provided by the SARNET in the Framework Programs of Research of the European Commission* // *Academic press is an imprint of Elsevir.* – 2012.

36. *Максимов М. Т.* Радиоактивные загрязнения и их измерение / М. Т. Максимов, Г. О. Оджагов // *Учеб. пособие.* – М: Энергоатомиздат. – 1986. – 224 с.

37. *Филиппов Г. А.* Исследование коррозионной стойкости и целостности оболочек микросферических топливных элементов из карбида кремния и пироуглерода применительно к условиям работы легководных реакторов АЭС при нормальных и аварийных режимах / Г. А. Филиппов // *Вопросы атомной науки и техники.* – Выпуск 25. – 2009. – С. 28–43.

38. *Перспективы развития микротвэлов в ВВЭР* [Пономарев-Степной Н. Н., Кухаркин Н. Е., Хрулев А. А. и др.] *Атомная энергия.* –1999. – Т. 86. – Вып. 6. – С. 443–449.

39. *Лозовецкий В.В.* Гидро-механические и тепловые процессы в ядерных реакторах с микротвэльным топливом / В. В. Лозовецкий, В. Н. Крымасов. — М.: ВИНТИ РАН, 2003. – 326 с.

40. *Гришанин Е. И.* Разработка математической модели для расчета параметров теплоносителя в тепловыделяющей сборке легководного реактора с микротвэлами / Е. И. Гришанин, Е. Е. Денисов, А. Я Любин, Л. Н. Фальковский // *Тяжелое машиностроение.* – 1995. – № 9. – С. 11–20.

41. *Сорокин В. В.* Гидравлика и теплообмен шаровых засыпок в условиях активной зоны водо-водяных ядерных реакторов с микротвэлами / В. В. Сорокин – Минск: Беларус. навука, 2010. –192 с.

42. *ВВЭР с микротвэлами.* – отчет ВНИИАМ № 27.6111. Д, М. – 2003.

43. *Русинкевич А. А.* Термодинамические эффекты в переносе продуктов деления в микротопливе при глубоких выгораниях: дис. канд. техн. наук: 05.14.03 / Русинкевич Андрей Александрович. – М. – 2016. – 135 с.

44. *Иванов А. С.* Проект: DE-GI03-00SF22008. Задание №03.01-14. Продукт №: №03.01-14F. Расчёт вероятности разрушения покрытий, вызванного повышением давления ГПД и СО / Н. Е. Кухаркин, Н. Г. Кодочигов, В. М. Макаров, Ю. Г. Дегальцев, А. С. Иванов, И. Е. Голубев, И А. Белов. – 2003. Российский Научный Центр «Курчатовский институт».

45. *Petti D. A.* Overview and Status of the DOE Advanced Gas Reactor (AGR) Fuel Development and Qualification Program / D. A. Petti, J. Maki, J. Hunn, P. Pappano, C. Barnes, J. Saurwein, S. Nagley, J. Kendall, R. Hobbins // The Journal of The Minerals, Metals & Materials Society. – September, 2010. – P. 62-66.

46. *Davenport M. A.* Preliminary Results of the Combined Third and Fourth Very High Temperature Gas-Cooled Reactor Irradiation in the Advanced Test Reactor, HTR2014-31092 / M. A. Davenport, A. J. Palmer, D. A. Petti // Proceedings of the HTR2014 Conference. – October 27-31, 2014, Weihai, China.

47. *Maki J. T.* AGR-1 Irradiation Experiment Test Plan, INL/EXT-05-00593, Rev. 3, Idaho National Laboratory (INL), October, 2009.

48. *Harp J. M.* Post-irradiation Examination and Fission Product Inventory Analysis of AGR-1 Irradiation Capsules / J. M. Harp, P. A. Demkowicz, S. A. Ploger // 6th International Topical Meeting on High Temperature Reactor Technology (HTR 2012). – October 28 - November 1, 2012. Tokyo, Japan

49. *Hunn J. D.* Detection and analysis of particles with breached SiC in AGR-1 fuel compacts, HTR2014-31254 / J. D. Hunn, C. A. Baldwin, T. J. Gerczak, F. C. Montgomery, R. N. Morris, C. M. Silva, P. A. Demkowicz, J. M. Harp, S. A. Ploger, I. van Rooyen, K. E. Wright // Proceedings of the HTR2014 Conference. – October 27-31, 2014. Weihai, China.



50. *Проект* экспериментальной модели тепловыделяющей сборки с микротвэлами, Agreement No. 1-07/99, 1099005864, Phase 11, Subitem 11b, отчет ВНИИАМ, М. – 2000.

51. *Исаев А. Н.* Реактор с водным теплоносителем малой мощности с топливом на базе шариковых микротвэлов. / А. Н. Исаев. – Атомная техника за рубежом, 2007. – № 8. – С. 14-20.

52. *Гурин В. А.* Газофазные методы получения углеродных и углерод-углеродных материалов / В. А. Гурин, В. Ф. Зеленский // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. Выпуск 4 (76), Харьков. – 1999. – С. 13–31.

53. *Зеленский В. Ф.* Материаловедческие аспекты создания тепловыделяющего блока на основе микротвэлов ВТГР для корпусного водо-водяного реактора / В. Ф. Зеленский, В. А. Гурин, И. М. Неклюдов, Ю. Ф. Конотоп, Н. П. Одейчук, Б. П. Черный, М. П. Зейдлиц // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. Выпуск 4 (76), Харьков. – 1999. – С. 40-48.

54. *Сорокин В. В.* Гидравлика и теплообмен шаровых засыпок в условиях активной зоны водо-водяных ядерных реакторов с микротвэлами. – Минск: Беларус. навука, 2010. –192 с.

55. *Концепция* исследовательских реакторов с шариковыми микротвэлами / П. И. Ананич, В. Т. Казазян, В. И. Кувшинов, С. Н. Сикорин, А. П. Ахрамович, В. П. Колос, А. А. Михалевич // Международная научно-техническая конференция: "Исследовательские реакторы в 21 веке», 20-23 июня 2006 г., Москва, НИКИЭТ [Электронный ресурс] [http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/43/050/43050886.pdf](http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/43/050/43050886.pdf).

56. *Пат.* 86131 Україна, МПК (2013.01) В01J 8/18(2006.01), В01J 12/00. Реактор для високотемпературних процесів / В. О. Богомолів, Б. І. Бондаренко, О. П. Кожан, К. В. Сімейко; заявник і патентовласник: Інститут газу НАН України. – № u201309320; заявл. 25.07.2013; опубл. 10.12.2013, Бюл. №23. – 7 с.

57. *Пат.* 117157 Україна, МПК В01J 8/18 (2006.01), В01J 8/42(2006.01), В01J 19/14 (2006.01), С01В 33/021 (2006.01), С01В 33/027(2006.01), С30В 25/10 (2006.01), С30В 28/14 (2006.01), С30В 31/12 (2006.01). Реактор для високотемпературних процесів у псевдозрідженому шарі / К. В. Сімейко, Б. І. Бондаренко, О. П. Кожан, В. М. Дмітрієв; заявник і патентовласник: Інститут газу НАН України. – № a201506499; заявл. 1.07.2015; опубл. 26.06.2017, Бюл. №12. – 5 с.

58. Пат. 83147 Україна, МПК C10G 9/32 (2006.01). Реактор для піролізу газоподібних вуглеводнів / В. О. Богомолов, Б. І. Бондаренко, О. П. Кожан, К. В. Сімейко; заявник і патентовласник: Інститут газу НАН України. – № u201303318; заявл. 18.03.2013. опубл. 27.08.2013, Бюл. №16. – 7 с.

59. *Богомолов В. А.* Капсулирование кварцевого песка пироуглеродом в электротермическом псевдоожигеном слое / В. А. Богомолов, А. П. Кожан, Б. И. Бондаренко, А. И. Ховавко, К. В. Семейко // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2013. – № 5. – С. 36-40.

60. *Simeiko K.* Thermal influence of microdischarge plasma on the process of receiving of quartz sand encapsulated by pyrocarbon / K. Simeiko // Proceedings of the National Aviation University. – 2014. – №2. – P. 131-135.

61. *Семейко К. В.* Использование электротермического псевдоожигеного слоя в качестве внешнего нагревательного элемента реактора / К. В. Семейко // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2015. – № 1. – С. 58-64.

62. *Семейко К. В.* Микроплазменная технология получения капсулированного пироуглеродом кварцевого песка пиролизом метана / К. В. Семейко // Энергетика и ТЭК. Минск. – 2013. – №10. – С. 14-15.

63. *Уайэтт Л. М.* Материалы ядерных энергетических установок / Уайэтт Л. М.. – М: Атомиздат. – 1979. – 256 с.

64. *Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики: Т. 2* / под ред. акад. РАН А. А. Саркисова. – М.: Академ-Принт, 2015. – 387 с.

## 4. РОЗВИТОК ЕКОЛОГІЧНОГО МОНІТОРИНГУ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

### 4.1. Математичні та комп'ютерні засоби для комплексної оцінки хімічного впливу АЕС на довкілля

Сучасний стан та перспективи розвитку інформаційно-аналітичного забезпечення хімічного моніторингу на АЕС України. Україна має розвинену атомну енергетику, основу якої складають чотири АЕС: Хмельницька, Рівненська, Запорізька та Южно-Українська. Для забезпечення безперервної та надійної роботи станцій на території їх проммайданчиків розміщені та функціонують різні допоміжні виробництва та обладнання (пуско-резервна котельня, дизель-генераторні станції, масло-мазутне господарство, зварювальні дільниці, дільниці металообробки, виробництво хлору та інші), які здійснюють викиди та скиди нерадіаційних забруднюючих речовин (ЗР) в навколишнє природне середовище (НПС) [1-3].

У відповідності з чинним природоохоронним законодавством України в районах розташування АЕС організовані та функціонують системи об'єктового екологічного моніторингу за станом НПС. Проте, як показали проведені дослідження, рівень інформаційного забезпечення моніторингу нерадіаційних параметрів атмосфери, водного середовища, мулів та ґрунтів на всіх АЕС України є дуже низьким. Це викликано наступними особливостями даного контролю:

- здійснюється практично на всіх АЕС у ручному неавтоматизованому режимі;
- відсутні єдині вимоги до уніфікації спостережень і ведення баз даних;
- відсутня геоінформаційна платформа для обробки моніторингової інформації, ведення баз моніторингових даних, моделювання та прогнозування стану НПС, оцінки екологічних ризиків та збитків, візуалізації результатів обчислень.

Більшість ретроспективної інформації про стан НПС нагромаджено на паперових носіях. На сьогоднішній день для накопичення та збереження зібраних даних первинної інформації працівники відділів охорони навколишнього середовища (ВОНС) використовують лише ресурси Microsoft Office, а саме Word та Excel. За допомогою даного програмного забезпечення створені необхідні таблиці, які заповнюються даними з подальшим їх збереженням на відповідній ЕОМ. Це в певній мірі спрощує роботу по аналізу зібраної інформації та формуванню

звітної документації. Але для отримання комплексної оцінки хімічного впливу АЕС на НПС такий формат збереження даних не прийнятний і не відповідає сучасним вимогам [2, 4-6].

Такий низький рівень інформаційного забезпечення системи хімічного моніторингу не дозволяє ВОНС приймати ефективні управлінські рішення щодо забезпечення необхідного рівня екологічної безпеки в зонах впливу АЕС та ризику для здоров'я населення досліджуваної території за різних режимів роботи електростанцій. Це є суттєвим недоліком природоохоронної діяльності АЕС України і може мати в найближчому майбутньому значні негативні екологічні та соціальні наслідки.

Актуальність даної проблеми та необхідність її вирішення знайшли своє відображення у звіті Державного підприємства «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом» по оцінці впливу нерадіаційних факторів на навколишнє середовище. Одним із завдань, які ставить перед собою Компанія в області екології на найближче майбутнє – це вдосконалення систем моніторингу НПС у бік підвищення їх рівня інформатизації з врахуванням сучасних європейських вимог та стандартів [7, 8].

За результатами проведених досліджень встановлено, що згідно загальноєвропейських вимог інформаційно-аналітичне забезпечення системи екологічного моніторингу повинно дозволяти [9, 10]:

1. накопичувати, зберігати, систематизувати дані екологічного моніторингу;
2. здійснювати статистичний аналіз систематизованих даних;
3. здійснювати обмін даними між модулями програмного забезпечення та іншими системами;
4. здійснювати моделювання та прогнозування рівня забруднення довкілля в зоні впливу техногенного об'єкту;
5. визначати екологічний ризик для здоров'я персоналу та населення прилеглих територій;
6. відображати результати аналізу, моделювання та прогнозування на електронних тематичних картах, графіках, таблицях, діаграмах;
7. отримувати необхідну довідкову інформацію (нормативно-правова документація моніторингу, довідники, інструкції тощо);
8. автоматично формувати відповідну звітну документацію;
9. надавати методичні рекомендації щодо прийняття ефективних управлінських рішень для забезпечення екологічної безпеки в зоні впливу техногенного об'єкту.

У зв'язку з вищесказаним, на сьогоднішній день для підвищення рівня інформаційно-аналітичного забезпечення системи хімічного моніторингу АЕС України згідно зазначених загальноєвропейських вимог розроблено нові сучасні математичні та програмні засоби, що дозволяють отримати комплексну оцінку нерадіаційного впливу АЕС на довкілля в зонах спостереження (ЗС) станцій. Нижче наводиться характеристика розроблених засобів [11].

**Математичні засоби.** Розроблені математичні засоби представляють собою сучасні математичні моделі розповсюдження нерадіаційних ЗР в атмосфері та поверхневих водних об'єктах (ПВО) в результаті відповідно викидів та скидів від станцій, а також математичну модель забруднення ґрунтів хімічними викидами АЕС внаслідок осадження домішок з приземного шару атмосфери (ПША) [12, 13].

Нижче наведено описання зазначених моделей.

**1. Математична модель забруднення атмосферного повітря викидами від АЕС.** Для знаходження функції концентрації  $q(x, y, z, t)$ , яка утворюється при миттєвому викиді в початковий момент часу ( $t = 0$ ) домішки масою  $M$  [г] точковим джерелом, яке розміщене в точці простору з координатами  $(x_0, y_0, H_{ef})$ , розв'язувалось наступне параболічне рівняння турбулентної дифузії:

$$\begin{aligned} \frac{\partial q}{\partial t} + u \frac{\partial q}{\partial x} + v \frac{\partial q}{\partial y} + w \frac{\partial q}{\partial z} + \lambda q = K_x \frac{\partial^2 q}{\partial x^2} + K_y \frac{\partial^2 q}{\partial y^2} + \\ + K_z \frac{\partial^2 q}{\partial z^2} + M \delta(t) \delta(x - x_0) \delta(y - y_0) \delta(z - H_{ef}), \end{aligned} \quad (4.1)$$

початкові умови:  $uq = M \delta(x) \delta(y) \delta(z - H_{ef})$  при  $t = 0$ ; граничні умо-

ви:  $q \rightarrow 0$  при  $x^2 + y^2 + z^2 \rightarrow \infty$  та  $K_z \frac{\partial q}{\partial z} + wq + \beta q = 0$  при  $z = z_0$ , де

$u, v, w$  – компоненти вектора швидкості вітру вздовж осей  $Ox, Oy$  та  $Oz$  відповідно, [м/с];  $\lambda$  – параметр, що враховує взаємодію домішок з навколишнім середовищем (хімічна трансформація, вимивання опадами, поглинання підстилаючою поверхнею), [с<sup>-1</sup>];  $K_x, K_y, K_z$  – коефіцієнти турбулентної дифузії відповідно вздовж осей  $Ox, Oy$  та  $Oz$ , [м<sup>2</sup>/с];  $H_{ef}$  – ефективна висота підйому факела викидів, [м];  $\beta$  – параметр, який характеризує взаємодію домішки з підстилаючою поверхнею, [м/с];  $z_0$  – параметр шорсткості підстилаючої поверхні, [м];  $t$  – час поширення домішки, [с];  $\delta$  – дельта-функція Дірака.

Система координат, в якій здійснюється моделювання, показана на рис. 4.1. Початок координат (т.  $O$ ) розташований на земній поверхні, вісь  $Ox$  напрямлена в східному напрямку,  $Oy$  – в північному напрямку,  $Oz$  – перпендикулярно земній поверхні.

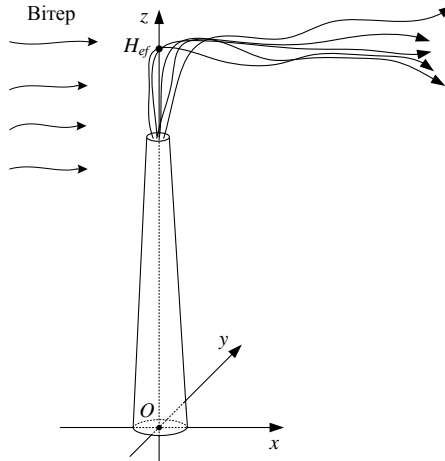


Рис. 4.1. Система координат для моделювання забруднення атмосфери від викидів АЕС

Для отримання математичної моделі для точкового джерела, що здійснює короткочасний викид тривалістю  $t_1$  з інтенсивністю  $M$  [г/с], виконувалась згортка розв'язку рівняння (4.1) по змінній часу. Для знаходження функції, що описує просторовий розподіл концентрації при неперервних викидах інтенсивністю  $M$  [г/с] від точкового джерела, в моделі для джерела короткочасної дії було здійснено заміну  $t_1$  на  $t$  і взято границю від правої частини отриманої рівності, спрямувавши  $t$  до нескінченності.

Аналітичні залежності, що утворюють математичну модель забруднення атмосфери за нестационарних та стаціонарних режимів викидів від АЕС за умови повного відбиття ЗР від підстилаючої поверхні, після всіх спрощень мають вигляд [13-23]:

1) для джерела миттєвого викиду:

$$q(x, y, z, t) = A_1(B_1 + C_1 + D_1), \quad (4.2)$$

де  $A_1$ ,  $B_1$ ,  $C_1$ ,  $D_1$  – функції змінної часу, які мають наступний вигляд:

$$A_1(t) = \frac{Me}{8\pi\sqrt{\pi K^2 K_z t^3}} \frac{\frac{(x\cos\alpha + y\sin\alpha - u_{H_{ef}}t)^2 + (-x\sin\alpha + y\cos\alpha)^2}{4Kt} - \frac{\lambda(x\cos\alpha + y\sin\alpha)}{u_{H_{ef}}}}{1};$$

$$B_1(t) = e^{-\frac{(z - H_{ef} - w_g t)^2}{4K_z t}}, \quad C_1(t) = e^{-\frac{w_g(H_{ef} - z_0)}{K_z} - \frac{(z + H_{ef} - 2z_0 - w_g t)^2}{4K_z t}};$$

$$D_1(t) = \frac{w_g}{K_z} \int_0^\infty e^{-\frac{w_g(H_{ef} - z_0)}{K_z} - \frac{(z + H_{ef} - 2z_0 - w_g t + \xi)^2}{4K_z t}} d\xi;$$

2) для джерела короткочасного викиду тривалістю  $t_1$ :

$$q(x, y, z, t) = \int_0^{t_1} A_2(B_2 + C_2 + D_2) d\tau, \quad (4.3)$$

де  $A_2 = A_1(t - \tau)$ ,  $B_2 = B_1(t - \tau)$ ,  $C_2 = C_1(t - \tau)$ ,  $D_2 = D_1(t - \tau)$ ;

3) для джерела неперервного викиду:

$$q(x, y, z) = \lim_{t \rightarrow \infty} \int_0^t A_2(B_2 + C_2 + D_2) d\tau = A_3(B_3 + C_3 + D_3), \quad (4.4)$$

$$\text{де } A_3 = \frac{Me}{4\pi K \sqrt{K_z}} \frac{\frac{u_{H_{ef}}(x\cos\alpha + y\sin\alpha)}{2K} + \frac{w_g(z - H_{ef})}{2K_z} - \frac{\lambda(x\cos\alpha + y\sin\alpha)}{u_{H_{ef}}}}{1};$$

$$B_3 = \frac{e^{-\frac{1}{2}\sqrt{\frac{x^2 + y^2}{K} + \frac{(z - H_{ef})^2}{K_z}} \cdot \sqrt{\frac{u_{H_{ef}}^2}{K} + \frac{w_g^2}{K_z}}}}{\sqrt{\frac{x^2 + y^2}{K} + \frac{(z - H_{ef})^2}{K_z}}}; \quad C_3 = \frac{e^{-\frac{1}{2}\sqrt{\frac{x^2 + y^2}{K} + \frac{(z + H_{ef} - 2z_0)^2}{K_z}} \cdot \sqrt{\frac{u_{H_{ef}}^2}{K} + \frac{w_g^2}{K_z}}}}{\sqrt{\frac{x^2 + y^2}{K} + \frac{(z + H_{ef} - 2z_0)^2}{K_z}}};$$

$$D_3 = \frac{w_g}{K_z} \int_0^\infty e^{-\frac{w_g \xi}{2K_z} - \frac{1}{2}\sqrt{\frac{x^2 + y^2}{K} + \frac{(z + H_{ef} - 2z_0 - \xi)^2}{K_z}} \cdot \sqrt{\frac{u_{H_{ef}}^2}{K} + \frac{w_g^2}{K_z}}} d\xi,$$

$\alpha$  – кут між напрямком вітру та віссю  $Ox$ ;  $u_{H_{ef}}$  – швидкість вітру на ефективній висоті джерела викидів, [м/с];  $w_g$  – швидкість гравітаційного осадження для важких домішок, [м/с]. При побудові моделі приймалось, що  $K_x = K_y = K$ .

Таким чином, математична модель забруднення атмосферного по-

вітря викидами від АЕС на відміну від існуючих моделей представляє собою набір трьох аналітичних залежностей, що описують розповсюдження ЗР в просторі та часі відповідно при миттєвому (залповому), короткочасному та неперервному викидах. Це дозволяє розв'язувати більш широкий клас задач, пов'язаних із контролем стану атмосферного повітря в ЗС АЕС за різних умов викидів, метеорологічних характеристик та режимів роботи станції.

**2. Математична модель забруднення ПВО скидами стічних вод АЕС.** Характер розповсюдження ЗР у ПВО суттєво залежить від його гідрологічних характеристик та геометричних параметрів. Тому розглядались два окремих випадки: скид у водотік (річку) та водойму (ставок-охолоджувач АЕС).

Для побудови математичної моделі забруднення водотоку даний водний об'єкт було представлено у вигляді необмеженого прямокутного паралелепіпеда з шириною  $b$  та глибиною  $c$ . Система координат вводилась, як показано на рис. 4.2.

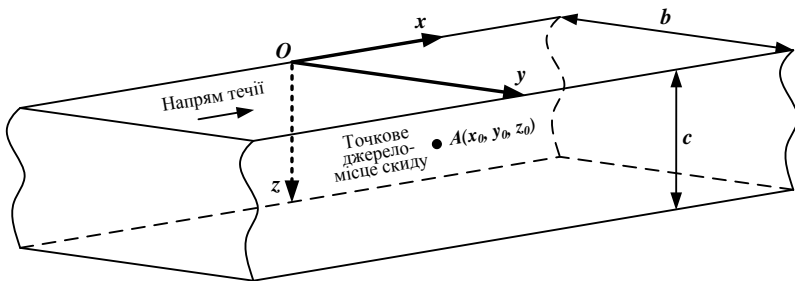


Рис. 4.2. Геометрична модель водотоку

Для знаходження функції, яка описує динаміку концентрації ЗР в результаті миттєвого скиду стічних вод у водотік, було отримано та розв'язано наступне рівняння масопереносу у водному середовищі:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + V \frac{\partial C}{\partial x} + NC = D_x \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} + D_y \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} + D_z \frac{\partial^2 C}{\partial z^2}; \quad (4.5)$$

початкові умови:  $C|_{t=0} = M \delta(x-x_0) \delta(y-y_0) \delta(z-z_0)$ ,  $-\infty \leq x \leq \infty$ ,  $0 \leq y \leq b$ ,  $0 \leq z \leq c$ ,

граничні умови:  $\frac{\partial C}{\partial y} \Big|_{y=0} = \frac{\partial C}{\partial y} \Big|_{y=b} = \frac{\partial C}{\partial z} \Big|_{z=0} = \frac{\partial C}{\partial z} \Big|_{z=c} = 0$  та

$\lim_{x \rightarrow \infty} C(x, y, z, t) = 0$ , де  $C(x, y, z, t)$  – функція розподілу концентрації в просторі та часі;  $V$  – швидкість течії, [м/с];  $N$  – параметр неконсерва-



тивності, який враховує зміну концентрації забруднюючої домішки за рахунок фізико-хімічних, біологічних та бактеріологічних процесів у водотоці,  $[c^{-1}]$ ;  $D_x$ ,  $D_y$ ,  $D_z$  – коефіцієнти турбулентної дифузії відповідно в напрямках осей  $Ox$ ,  $Oy$ ,  $Oz$ ;  $M$  – маса скинутої ЗР,  $[г]$ ;  $(x_0, y_0, z_0)$  – координати місця знаходження джерела скиду.

Для отримання математичної моделі для точкового джерела, що здійснює короткочасний скид у водотік тривалістю  $t_1$  з інтенсивністю  $M$   $[г/с]$ , виконувалась згортка розв'язку рівняння (4.5) по змінній часу. Для знаходження функції, що описує просторовий розподіл концентрації при неперервних скидах інтенсивністю  $M$   $[г/с]$  від точкового джерела скиду стічних вод з координатами  $(x_0, y_0, z_0)$ , в моделі для джерела короткочасної дії було здійснено заміну  $t_1$  на  $t$  і взято границю від правої частини рівності при  $t \rightarrow \infty$ .

Для побудови математичної моделі забруднення водойми даний водний об'єкт геометрично представлявся у вигляді прямокутного паралелепіпеда з лінійними розмірами  $a$ ,  $b$ ,  $c$ . Система координат вводилась, як показано на рис. 4.3.

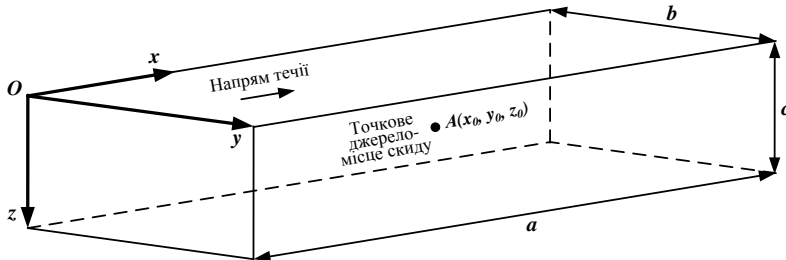


Рис. 4.3. Геометрична модель водойми

Особливістю даного випадку є обмеженість даного ПВО не тільки по вісям  $Oy$  та  $Oz$ , як у випадку скиду у водотік, але й і по осі  $Ox$ . Це обумовлює появу таких самих граничних умов по змінній  $x$ , як і по змінним  $y$  та  $z$  у випадку скиду у водотік, тобто  $\left. \frac{\partial C}{\partial x} \right|_{x=0} = \left. \frac{\partial C}{\partial x} \right|_{x=a} = \left. \frac{\partial C}{\partial y} \right|_{y=0} = \left. \frac{\partial C}{\partial y} \right|_{y=b} = \left. \frac{\partial C}{\partial z} \right|_{z=0} = \left. \frac{\partial C}{\partial z} \right|_{z=c} = 0$ . Тому, для знаходження функції, яка описує динаміку концентрації ЗР в результаті миттєвого скиду стічних вод у водойму, розв'язувалось рівняння (4.5) з тими ж самими початковими умовами і вищезазначеними граничними умовами.

Знаходження аналітичних залежностей, що описують розподіл концентрацій у водоймі в результаті скиду стічних вод від джерел короткочасної та неперервної дії, здійснювалось аналогічно як і у випадку водоток.

Враховуючи вищесказане, остаточний вигляд аналітичних залежностей, що утворюють математичну модель забруднення ПВО за нестационарних та стаціонарних умов скидів стічних вод АЕС, після всіх спрощень мають вигляд [12, 13, 15, 18, 20, 24, 25]:

*скид у водотік:*

1) нестационарна модель (залповий скид):

$$C(x, y, z, t) = A_4 \sum_{n=-\infty}^{\infty} B_4 \sum_{k=-\infty}^{\infty} C_4, \quad (4.6)$$

$$\text{де } A_4(t) = \frac{Me^{\frac{V}{2D_x}((x-x_0)\cos\alpha+(y-y_0)\sin\alpha) - \left(\frac{V^2}{4D_x} + N\right)t - \frac{((x-x_0)\cos\alpha+(y-y_0)\sin\alpha)^2}{4D_x t}}}{8\sqrt{\pi^3 t^3 D_x D_y D_z}};$$

$$B_4(t) = e^{-\frac{(-(x-x_0)\sin\alpha+(y-y_0)\cos\alpha+2nb)^2}{4D_y t}} + e^{-\frac{(-(x+x_0)\sin\alpha+(y+y_0)\cos\alpha+2nb)^2}{4D_y t}};$$

$$C_4(t) = e^{-\frac{(z-z_0+2kc)^2}{4D_z t}} + e^{-\frac{(z+z_0+2kc)^2}{4D_z t}};$$

2) нестационарна модель (короткочасний скид):

$$C(x, y, z, t) = \int_0^{t_1} A_5 \sum_{n=-\infty}^{\infty} B_5 \sum_{k=-\infty}^{\infty} C_5 d\tau, \quad (4.7)$$

де  $A_5 = A_4(t-\tau)$ ,  $B_5 = B_4(t-\tau)$ ,  $C_5 = C_4(t-\tau)$ ;

3) стаціонарна модель (неперервний скид):

$$C(x, y, z) = \lim_{t \rightarrow \infty} \int_0^t A_5 \sum_{n=-\infty}^{\infty} B_5 \sum_{k=-\infty}^{\infty} C_5 d\tau, \quad (4.8)$$

*скид у водойму:*

1) нестационарна модель (залповий скид):

$$C(x, y, z, t) = A_6 \sum_{m=-\infty}^{\infty} B_6 \sum_{n=-\infty}^{\infty} C_6 \sum_{k=-\infty}^{\infty} D_6, \quad (4.9)$$

$$\text{де } A_6(t) = \frac{Me^{\frac{V}{2D_x}((x-x_0)\cos\alpha+(y-y_0)\sin\alpha) - \left(\frac{V^2}{4D_x} + N\right)t}}{8\sqrt{\pi^3 t^3 D_x D_y D_z}};$$

$$B_6(t) = e^{-\frac{((x-x_0)\cos\alpha+(y-y_0)\sin\alpha+2ma)^2}{4D_x t}} + e^{-\frac{((x+x_0)\cos\alpha+(y+y_0)\sin\alpha+2ma)^2}{4D_x t}};$$

$$C_6(t) = e^{-\frac{(-(x-x_0)\sin\alpha+(y-y_0)\cos\alpha+2nb)^2}{4D_y t}} + e^{-\frac{(-(x+x_0)\sin\alpha+(y+y_0)\cos\alpha+2nb)^2}{4D_y t}};$$

$$D_6(t) = e^{-\frac{(z-z_0+2kc)^2}{4D_z t}} + e^{-\frac{(z+z_0+2kc)^2}{4D_z t}};$$

2) нестационарна модель (короткочасний скид):

$$C(x, y, z, t) = \int_0^{t_1} A_7 \sum_{m=-\infty}^{\infty} B_7 \sum_{n=-\infty}^{\infty} C_7 \sum_{k=-\infty}^{\infty} D_7 d\tau, \quad (4.10)$$

де  $A_7 = A_6(t-\tau)$ ,  $B_7 = B_6(t-\tau)$ ,  $C_7 = C_6(t-\tau)$ ;  $D_7 = D_6(t-\tau)$ ;

3) стаціонарна модель (неперервний скид):

$$C(x, y, z) = \lim_{t \rightarrow \infty} \int_0^t A_7 \sum_{m=-\infty}^{\infty} B_7 \sum_{n=-\infty}^{\infty} C_7 \sum_{k=-\infty}^{\infty} D_7 d\tau, \quad (4.11)$$

де  $\alpha$  – кут між напрямком течії та віссю  $Ox$ .

Таким чином, математична модель забруднення ПВО скидами стічних вод АЕС, на відміну від існуючих моделей, представляє собою набір шести аналітичних залежностей, що описують розповсюдження ЗР в просторі та часі у водоймах та водотоках відповідно при миттєвому (залповому), короткочасному та неперервному скидах. Це дозволяє розв'язувати більш широкий клас задач, пов'язаних із контролем стану поверхневих вод в ЗС АЕС за різних умов скидів, гідродинамічних умов та режимів роботи станції.

### 3. Математична модель забруднення ґрунтів хімічними викидами АЕС внаслідок осадження домішок з ПША.

Дана модель дозволяє визначати середню кількість домішок  $J_{cep}$ , яка випала на підстилаючу поверхню площею  $S$  протягом часу викидів  $t$ , за формулою [12, 13, 17, 18, 26-29]:

$$J_{cep}(x, y, t) = \frac{t(w_g + \beta K_z)}{h} \iint_S C_{cep}(x, y) dx dy, \quad (4.12)$$

де  $C_{cep}(x, y)$  – середня концентрація домішок біля земної поверхні, яка визначається за допомогою відповідної математичної моделі забруднення атмосфери, [мг/м<sup>3</sup>];  $h$  – верхня межа ПША, [м].

Адекватність розроблених математичних моделей перевірялась шляхом порівняння результатів моделювання за розробленою методикою з даними натурних вимірювань, отриманих за офіційним запитом від відповідних АЕС України. В результаті проведення експериментів

встановлено, що всі результати моделювання не відрізняються від границь своїх довірчих інтервалів більш як на 7%, що є абсолютно достатнім для такого класу задач.

**Програмні засоби.** Описані вище математичні моделі реалізовано у розробленому спеціалізованому програмно-моделюючому комплексі (ПМК), який крім функцій моделювання та прогнозування стану довкілля призначений для накопичення, збереження, систематизації, обробки, аналіз, обміну та візуалізації інформації, що застосовується для комплексної екологічної оцінки хімічного впливу АЕС України на НПС і техногенного навантаження на населення в ЗС станцій [11, 30-35].

ПМК побудований на основі принципів геоінформаційних систем (ГІС) та екологічного картографування. Він включає науково-методичне і програмно-інформаційне забезпечення задач моніторингу, контролю та управління станом НПС в ЗС АЕС України.

Структурна схема ПМК представлена на рис. 4.4.

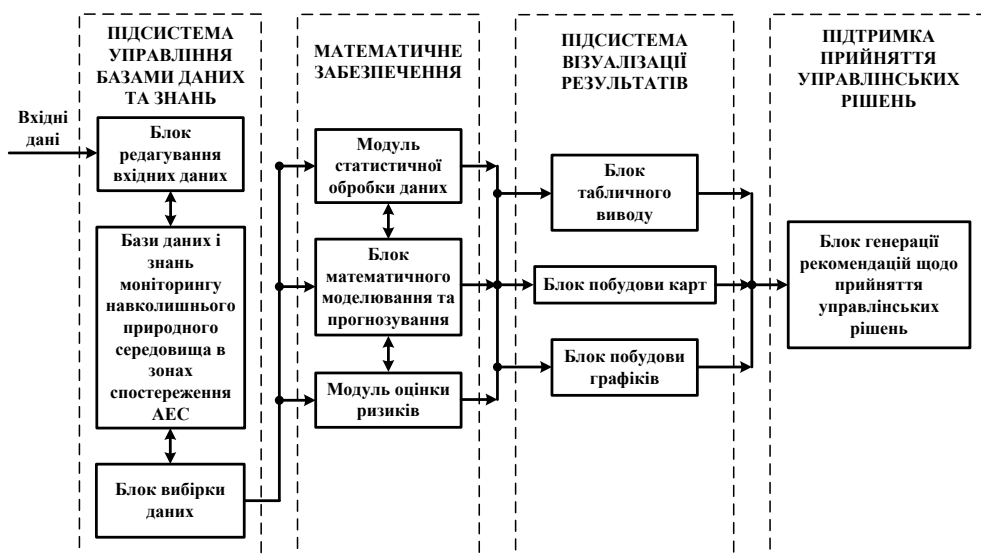


Рис. 4.4. Структурна схема ПМК

ПМК складається із підсистеми управління базами даних і знань (БДіЗ), математичного забезпечення, підсистеми візуалізації результатів та підсистеми підтримки прийняття рішень [36-42].

Детальний склад кожної структурної підсистеми даного ПМК наведено нижче.

До складу підсистеми управління БДІЗ входять: блок введення даних, збереження та редагування вхідних даних; БДІЗ моніторингу НПС в ЗС АЕС; блок вибірки даних.

Редагування вхідних даних полягає у перевірці коректності вхідних даних та заповнення пропусків. Блок формування вибірки формує вибірку даних відповідно до запиту, в якому формалізовано низку умов, що висуваються до цієї вибірки.

До складу ПМК входить БДІЗ, в якій накопичується, зберігається та систематизується різного роду необхідна інформація, що стосується моніторингу НПС в ЗС АЕС України. Оскільки обсяг цих даних досить значний, то для проведення швидких маніпуляцій з ними використовується сучасна реляційна підсистема управління БДІЗ.

Вся інформація, яка використовується в розробленій БДІЗ розподіляється на: оперативну – регулярно оновлюється з багатьох джерел; аналітичну – оновлюється рідко, часто відпрацьовуються складні запити, що можуть охоплювати всі таблиці бази; довідкову – оновлюється рідко, централізовано, запити досить часті, охоплюють незначну частину даних. Перелік інформаційних масивів розробленої БДІЗ показано на рис. 4.5 [33, 36, 40, 42, 43].

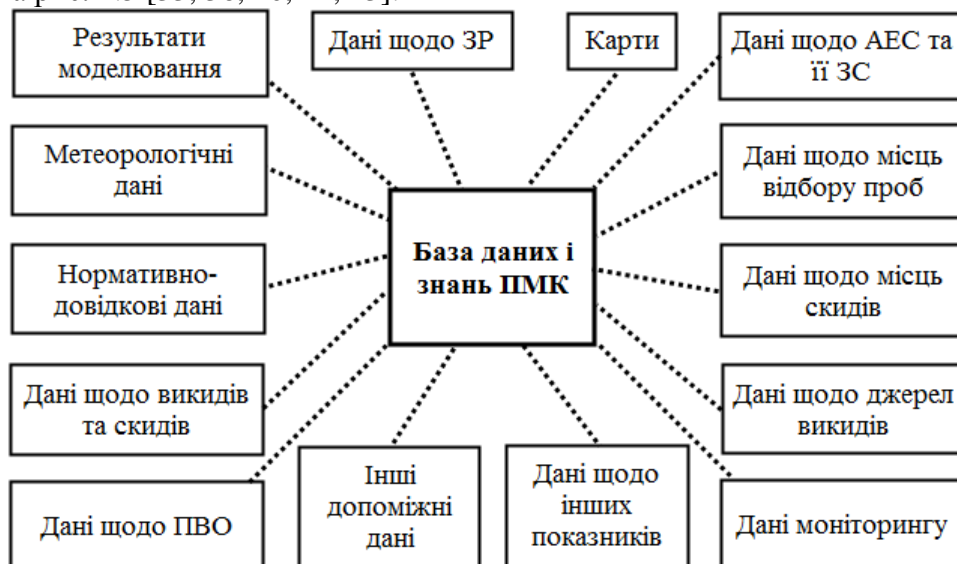


Рис. 4.5. Перелік інформаційних масивів БДІЗ ПМК

Основними інформаційними масивами розробленої БДІЗ є:

- інформація про АЕС, в ЗС яких проводяться спостереження за станом НПС: назва підприємства; географічні координати; перелік допоміжних підприємств, які здійснюють викиди хімічних ЗР в атмосфе-

ру, а також місць скиду у відповідні ПВО; розмір санітарно-захисної зони (СЗЗ) та ЗС;

- інформація про джерела викидів хімічних ЗР: номер; назва, географічні координати; кількість труб; висоти та діаметри труб;

- інформація про місця скидів хімічних ЗР: номер; назва; географічні координати; кількість труб випуску; діаметри труб випуску;

- інформація про викиди допоміжних виробництв: номер об'єкта; назва; номер труби; режим викиду; тривалість викидів; перелік речовин, які викидаються; потужності викиду ЗР; температура викиду; швидкість виходу ЗР з гирла труби;

- інформація про скиди хімічних ЗР у ПВО: номер місця скиду; назва; номер труби; режим скиду; тривалість скиду; перелік ЗР, що скидаються у водний об'єкт; потужності скиду ЗР; температура скиду;

- інформація про ЗР, за наявності яких здійснюється оцінка стану НПС в ЗС АЕС: номер; назва; одиниці вимірювання; гранично допустима концентрація максимально разова (ГДК<sub>мр</sub>); гранично допустима концентрація середньодобова (ГДК<sub>сд</sub>); орієнтовний безпечний рівень впливу; клас небезпеки; коефіцієнти неконсервативності відповідно у повітрі та водному середовищі;

- інформація про місця відбору проб повітря та води: номер, назва, географічні координати;

- інформація про проведений моніторинг: номер запису; номер/назва місця відбору проб або місця вимірювання концентрації; географічні координати місця відбору проб або місця вимірювання концентрації; час і дата; назва ЗР; виміряна концентрація ЗР; середнє та максимальне перевищення ГДК<sub>мр</sub> та ГДК<sub>сд</sub>;

- набір електронних карт різного змісту: номер; зображення; назва; географічні координати;

- метеорологічні дані: напрямок та швидкість вітру; температура повітря; вологість; градієнт температури з висотою; тип та кількість опадів;

- характеристики ПВО, у який здійснюється скид ЗР: назва; географічні координати; лінійні розміри; напрямок та швидкість течії; температура води; гідравлічний радіус; уклін водної поверхні; ефективний діаметр частинок донних відкладень; фонові концентрації наявних ЗР;

- характеристики ЗС АЕС: щільність населення; характеристики забудови; розчленованість рельєфу; типи ландшафту;

- інформація про інші показники спостереження: енергетичні, медичні, соціальні тощо, які корелюють з екологічними;

- нормативно-довідкова інформація: нормативні та законодавчі ак-

ти з питань екологічного моніторингу НПС в ЗС АЕС; стандарти; методики; інструкції щодо поведінки персоналу під час аварійних ситуацій та надзвичайних ситуацій (НС) природного та техногенного характеру;

- результати моделювання, прогнозування, визначення ризиків та збитків;

- інша допоміжна інформація: перелік місяців року, кварталів, півріч.

Створена БДіЗ є універсальною щодо території, періоду моніторингу, ЗР та збереження додаткових неекологічних даних, які корелюють з екологічними. В ній міститься вищеперерахована інформація по всім чотирьом діючим АЕС України починаючи з 2011 р. по теперішній час, яку отримано за офіційними запитами зі станцій.

Для взаємодії користувача з БДіЗ ПМК розроблено спеціальний графічний інтерфейс, який забезпечує пошук в таблицях даних, обробку та аналіз статистичної інформації, представлення результатів аналізу у вигляді тематичних карт з виділенням небезпечних територій. Інтерфейс задовольняє вимогам адаптованості, достатності, дружності та гнучкості.

Результати аналізу інформації також зберігаються в БДіЗ, оскільки вони можуть бути корисними для наступних етапів аналізу. Тому одержані результати впорядковуються у формі таблиць, що містять узагальнені чисельні характеристики (наприклад, індекси забруднення або рівні ризику), які також можна представити в графічному вигляді.

Блок статистичної обробки даних дає можливість обчислити основні статистичні характеристики вибірок, а саме: кількість записів, сума, мінімальне значення, максимальне значення, середнє значення, дисперсія, середнє квадратичне відхилення, розмах варіації, коефіцієнт варіації квадратичний, коефіцієнт варіації лінійний, середнє лінійне відхилення, модальне значення (мода), медіанне значення (медіана), асиметрія, ексцес, коефіцієнт кореляції, коефіцієнт детермінації, рівняння регресії. Статистичні показники дозволяють більш якісніше та ґрунтовніше оцінити стан НПС в ЗС АЕС [44, 45].

До складу блоку математичного моделювання та прогнозування входять описані вище математичні моделі розповсюдження нерадіаційних ЗР в атмосферному повітрі та в ПВО в результаті відповідно викидів та скидів від АЕС, а також математична модель забруднення ґрунтів хімічними викидами АЕС внаслідок осадження домішок з ПША. Використання даного блоку дає можливість визначати рівень забруднення атмосферного повітря, ґрунтів та ПВО в ЗС АЕС за різних

метеорологічних і гідродинамічних умов, параметрів викидів та скидів відповідно, а також отримати прогноз стану досліджуваних компонентів НПС при зміні інтенсивності зазначених факторів.

Функціонування блоку оцінки ризиків базується на використанні екологічних моделей ризику хронічної інтоксикації та ризику миттєвих токсичних ефектів для здоров'я населення при хімічних забрудненнях НПС в ЗС АЕС [18, 20, 46-51].

Модуль візуалізації дозволяє представляти результати статистичного аналізу у вигляді графіків, діаграм, математичного моделювання та прогнозування у вигляді тематичних екологічних карт розподілу забруднення та карт ризиків і збитків. Таке представлення інформації дозволяє приймати більш ефективні необхідні рішення щодо управління станом НПС в ЗС АЕС України за штатних та аварійних режимів роботи АЕС, а також для попередження НС природного та техногенного характеру на даних територіях. Також в розробленому ПМК передбачено завантаження різноманітних карт, які збережені у графічному форматі [23, 36, 38, 40, 46, 52].

Останньою складовою ПМК є блок генерації рекомендацій щодо прийняття управлінських рішень для забезпечення необхідного стану НПС в ЗС АЕС України та мінімізації ризику для населення, що проживає на території техногенного навантаження від функціонування досліджуваних потенційно-небезпечних об'єктів. Його робота базується на використанні затверджених методик, рекомендацій та інших документів, в яких описано дії персоналу АЕС у випадку аварійної ситуації або НС природного та техногенного характеру, пов'язаних із хімічним забрудненням НПС [50, 53, 54].

На наступних рисунках показано ряд прикладів закладок розробленого ПМК (рис. 4.6-4.10) [33, 38, 40].

Однією з переваг розробленого ПМК є Web-підтримка бази даних нормативно-правової документації, яка використовується для регламентації комплексного радіоекологічного моніторингу НПС в ЗС АЕС України (рис. 4.11).

На рис. 4.12 показано приклад отримання необхідної звітної інформації.

На рис. 4.13 показаний приклад використання модуля статистичного аналізу даних для визначення необхідних статистичних показників обраної вибірки моніторингової інформації.

На рис. 4.14 показаний приклад побудови нелінійної регресійної моделі на основі даних середньомісячної мінералізації р. Горинь (використовується для водопостачання Хмельницької АЕС).



Обчислений коефіцієнт детермінації свідчить про високу адекватність отриманої моделі та можливість її використання для швидкого визначення з достатньою точністю середнього рівня мінералізації даного водного об'єкту у будь-який період року з подальшим прийняттям необхідних управлінських рішень.

СЕМ АЕС

Бази даних | Аналіз та обробка даних | Моделювання та прогнозування

Бази даних | Аналіз та обробка даних | Моделювання та прогнозування

Охорона повітряного басейну | Охорона водних ресурсів | Охорона ґрунтів | Використовування | Поводження з відходами | Гідрологічні спостереження | Метеорологічні спостереження | Аналіз аварій

Дані контролю викидів від стаціонарних джерел | Дані контролю викидів від автотранспорту | Дані моніторингу в зоні спостереження | Нормативно-правова документація | Загальні дані та налаштування

№ п/п	Джерело забруднення	Координати, град. широти	Координати, град. довготи	Висота труби, м	Діаметр труби, м
1	Пуско резервна котельня	50.303070	26.643217	60,00	3,20
2	Резервно-дільська електростанція	50.303070	26.643215	25,00	2,00
3	Ремонтно-механічне майстерня ЕРП (зварювальна дільниця)	50.303074	26.643219	14,00	0,32
4	Ремонтно-механічне майстерня ЕРП (дальницька металобробки)	50.303074	26.643217	7,20	0,40
5	Склад азотної кислоти (вафельний цех)	50.303066	26.643221	8,40	0,80
6	Асфальтозмішувальна установка	50.303074	26.643223	17,60	0,80
7	Дільниця обробки деревини	50.303051	26.643213	5,40	0,36
8	Транспортний цех (зварювальний пост)	50.303070	26.643217	7,50	0,40
9	Транспортний цех (шліфувальна дільниця)	50.303078	26.643223	3,00	0,50
10	Транспортний цех (полярна дільниця)	50.303066	26.643217	7,30	0,50
11	Транспортний цех (круїна, горен)	50.303070	26.643217	8,00	0,35
12	Транспортний цех (дальницька вулиця дільниця)	50.303070	26.643225	8,00	0,50
13	Транспортний цех (крига стовпець № 1, легкових автомобілі)	50.303074	26.643217	7,50	0,46
14	Транспортний цех (крига стовпець № 2, автобуси)	50.303070	26.643213	7,50	0,35

Код ЗР	№ CAS	Назва забруднювачів речовин (ЗР)	ГДКзр УА, мг/л/3	ГДКсд УА, мг/л/3	ГДКзр ЕУ, мг/л/3	ГДКсд ЕУ, мг/л/3	РІС, мг/л/3	Клас небезпек
301	10102-44-0	Азоту діоксид	0,20000	0,04000	0,20000	0,12500	0,04000	2
330	7446-09-5	Силіци діоксид	0,50000	0,05000	0,35000	0,12500	0,08000	3
337	79-18-7	Вуглець оксид	5,00000	3,00000	10,00000	7,00000	0,00100	4
215	4697-37-2	PM2.5	0,16000	0,02500	0,16000	0,03000		0
216	4697-37-3	PM10	0,30000	0,06000	0,30000	0,05000		0
2017	67-56-1	Метан	300,00000	50,00000	250,00000	60,00000	4,00000	4
349	7782-05-5	Хлор	0,10000	0,03000	0,10000	0,02500	0,00020	2
343	7723-14-0	Фтор	0,15000	0,03000	0,12000	0,05000	0,00007	2

Рис. 4.6. База даних «Охорона повітряного басейну»

СЕМ АЕС

Файл | Операції | Налаштування | Допомога

Бази даних | Статистичний аналіз | Моделювання та прогнозування

Охорона повітряного басейну | Охорона поверхневих вод | Метеорологічні спостереження

Дані контролю викидів від стаціонарних джерел | Дані моніторингу в зоні спостереження | Дані щодо джерел викидів та забруднювачів речовин | Нормативно-правова документація

№ запису	Джерело викидів	Швидкість виходу ЗР, м/с	Температура ЗР, град. С	Забруднювач речовина (ЗР)	Потужність викидів ЗР, г/с	Час роботи, год	Місяць	Рік
1	Пуско резервна котельня	15	50	Метан	20,00	180	7	2014
2	Пуско резервна котельня	15	50	PM2.5	100,00	180	7	2014
3	Пуско резервна котельня	15	50	PM10	110,00	180	7	2014
4	Пуско резервна котельня	15	50	Азоту діоксид	35,00	180	7	2014
5	Пуско резервна котельня	15	50	Силіци діоксид	47,00	180	7	2014
6	Пуско резервна котельня	15	50	Вуглець оксид	85,00	180	7	2014
7	Пуско резервна котельня	15	50	Фтор	0,50	180	7	2014
8	Пуско резервна котельня	15	50	Хлор	0,00	180	7	2014
9	Резервно-дільська електростанція	20	70	Метан	30,00	220	7	2014
10	Резервно-дільська електростанція	20	70	PM2.5	150,00	220	7	2014
11	Резервно-дільська електростанція	20	70	PM10	130,00	220	7	2014
12	Резервно-дільська електростанція	20	70	Азоту діоксид	60,00	220	7	2014
14	Резервно-дільська електростанція	20	70	Вуглець оксид	50,00	220	7	2014
15	Резервно-дільська електростанція	20	70	Фтор	0,80	220	7	2014
16	Резервно-дільська електростанція	20	70	Хлор	1,00	220	7	2014
17	Майстерня ЕРП (зварювальна дільниця)	10	45	Метан	2,00	540	7	2014
18	Пуско резервна котельня	10	45	PM2.5	10,00	540	7	2014
19	Резервно-дільська електростанція	10	45	PM10	12,00	540	7	2014
20	Ремонтно-механічне майстерня ЕРП (зварювальна дільниця)	10	45	Азоту діоксид	33,00	540	7	2014
21	Склад азотної кислоти (вафельний цех)	10	45	Силіци діоксид	65,00	540	7	2014
22	Асфальтозмішувальна установка	10	45	Фтор	88,00	540	7	2014
23	Дільниця обробки деревини	10	45	Хлор	3,00	540	7	2014
24	Ремонтно-механічне майстерня ЕРП (вазари)	10	45	Хлор	1,00	540	7	2014
25	Ремонтно-механічне майстерня ЕРП (дільня)	7	30	Метан	1,00	350	7	2014
26	Ремонтно-механічне майстерня ЕРП (дільня)	7	30	PM2.5	100,00	350	7	2014
27	Ремонтно-механічне майстерня ЕРП (дільня)	7	30	PM10	90,00	350	7	2014
28	Ремонтно-механічне майстерня ЕРП (дільня)	7	30	Азоту діоксид	35,00	350	7	2014
29	Ремонтно-механічне майстерня ЕРП (дільня)	7	30	Силіци діоксид	42,00	350	7	2014
30	Ремонтно-механічне майстерня ЕРП (дільня)	7	30	Вуглець оксид	53,00	350	7	2014
31	Ремонтно-механічне майстерня ЕРП (дільня)	7	30	Фтор	12,00	350	7	2014

Дані показані для наступного об'єкту

Хмельницька АЕС  Рівненська АЕС  Запорізька АЕС  Южно-Українська АЕС

Рис. 4.7. Закладка «Дані викидів від стаціонарних джерел» ПМК

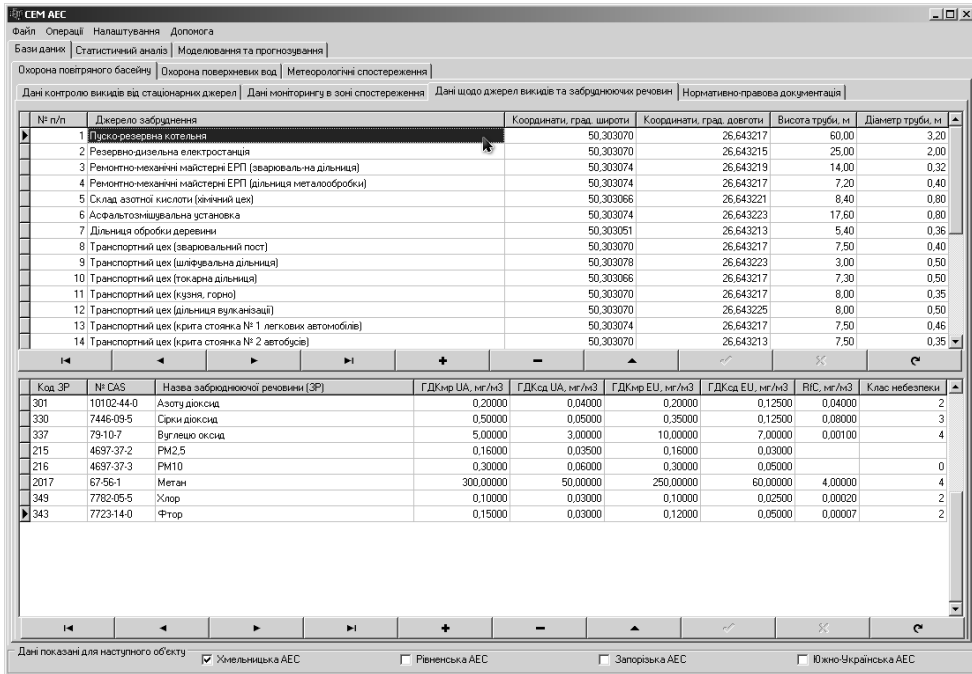


Рис. 4.8. Закладка «Дані щодо джерел викидів та забруднюючих речовин»

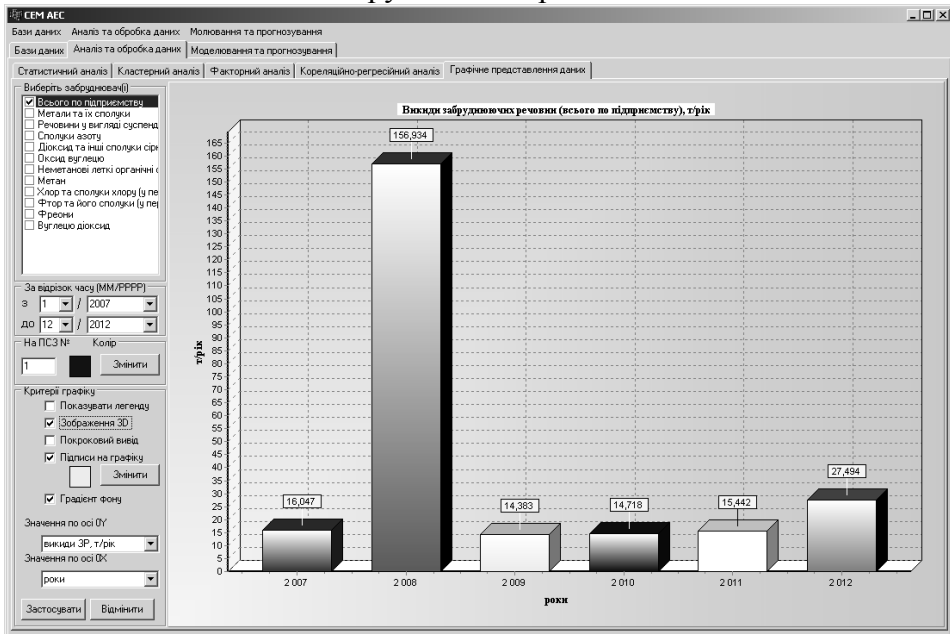


Рис. 4.9. Приклад графічного представлення даних: динаміка викидів ЗР на Хмельницькій АЕС

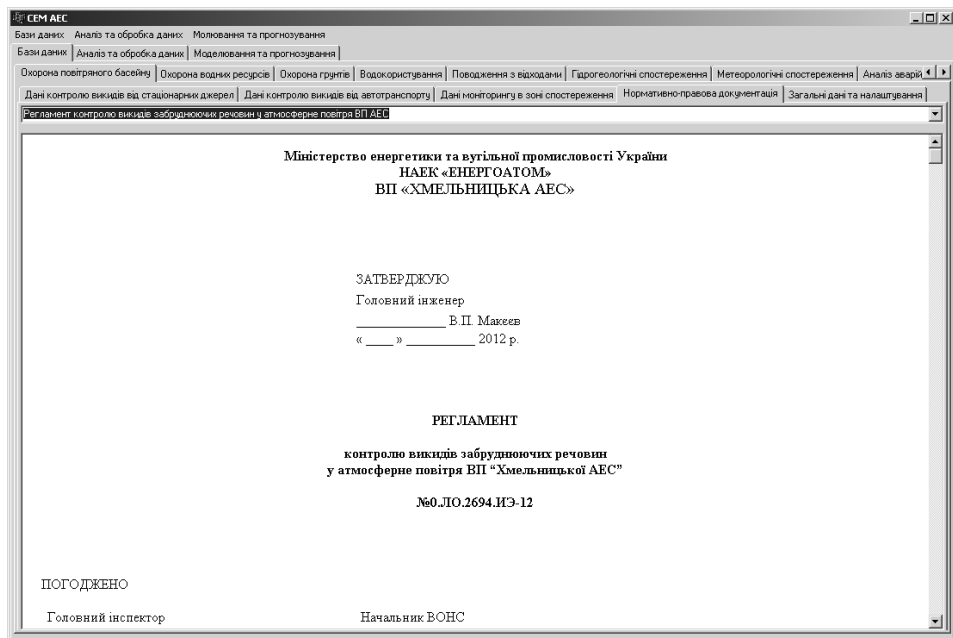


Рис. 4.10. Приклад вибору необхідного документу з бази даних нормативно-правової документації

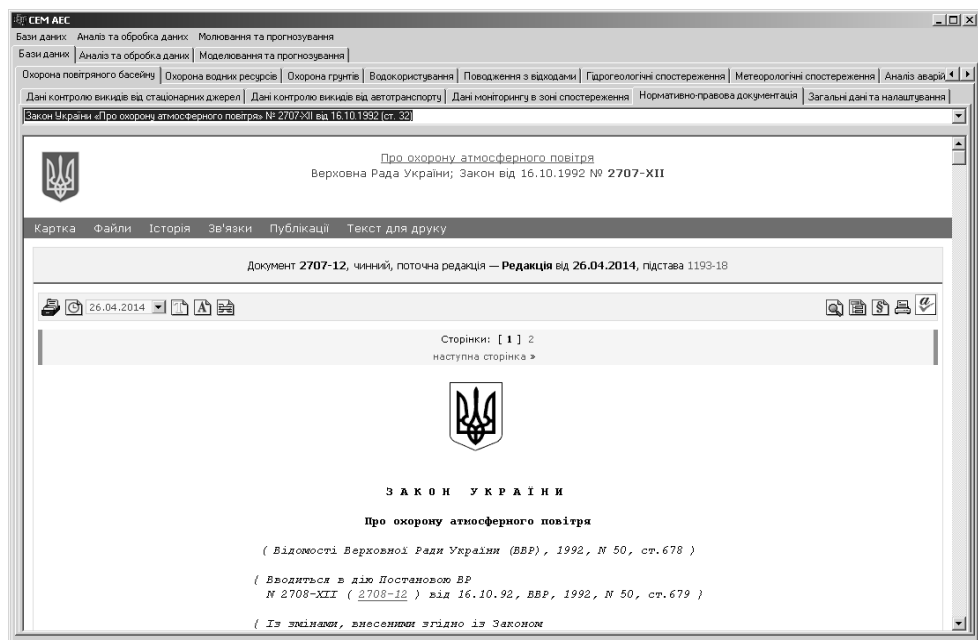


Рис. 4.11. Web-підтримка бази нормативно-правової документації

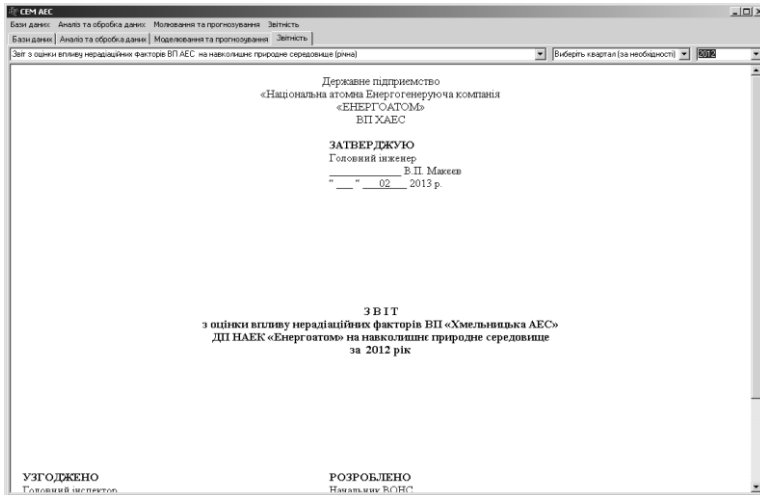
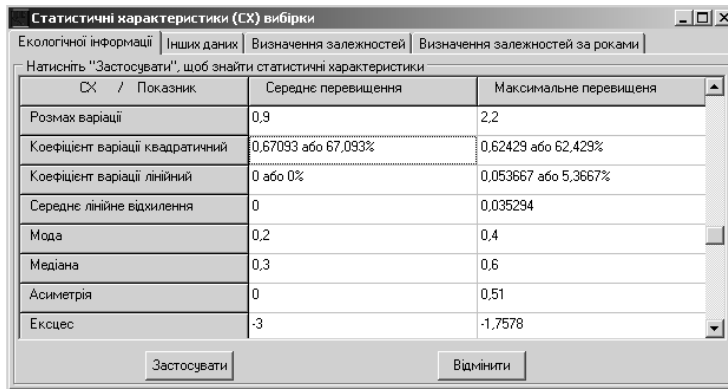
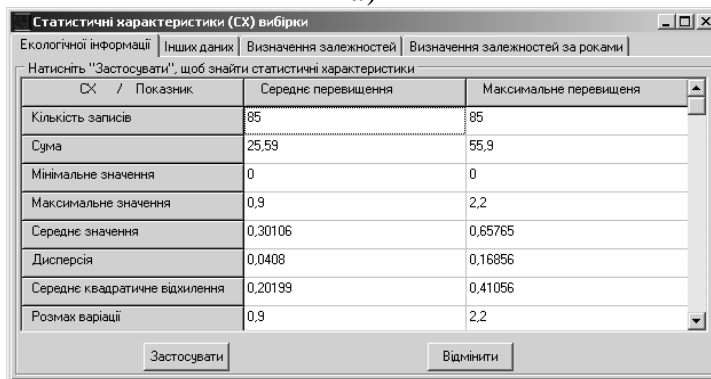


Рис. 4.12. Приклад генерації необхідної звітної інформації



а)



б)

Рис. 4.13. Приклад використання модуля статистичного аналізу ПМК з різними наборами статистичних характеристик (а, б)

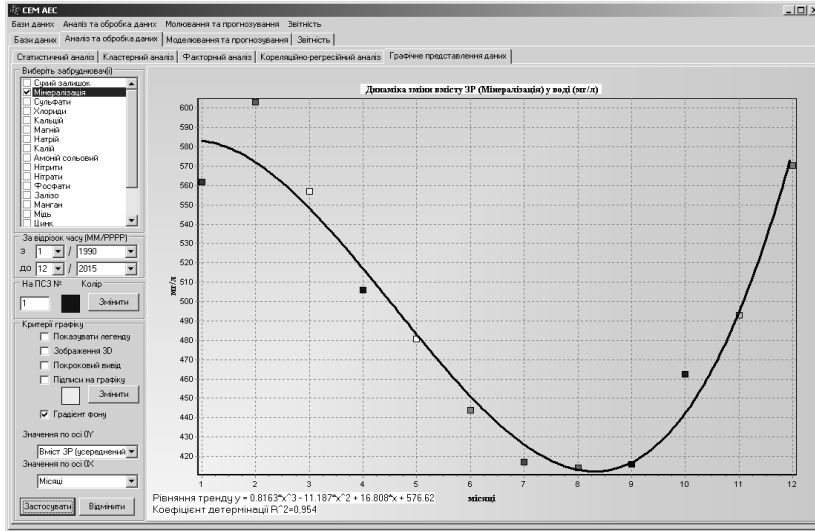


Рис. 4.14. Нелінійна модель регресії за даними середньорічної мінералізації р. Горинь

На рис. 4.15 показано приклад побудови лінії тренду концентрації сульфатів у водоймі охолоджувачі Запорізької АЕС та здійснення прогнозування на її основі. Коефіцієнт детермінації дорівнює 0,961, що свідчить про високу адекватність даної лінійної моделі. Похибка прогнозування концентрації сульфатів на 2015 р. становить приблизно 5%, що цілком достатньо для такого роду задач.

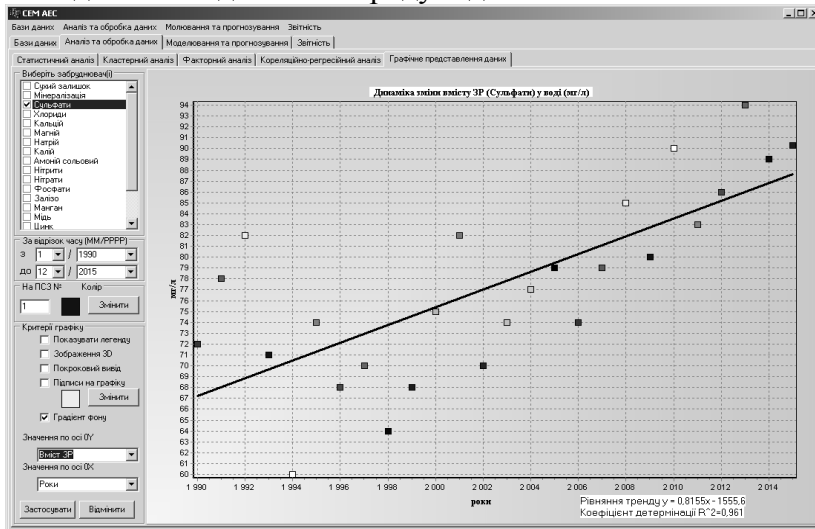


Рис. 4.15. Лінійна модель регресії за даними концентрації сульфатів у водоймі-охолоджувачі Запорізької АЕС

На рис. 4.16 та 4.17 показані приклади використання ПМК для моделювання рівня забруднення атмосфери та ставка охолоджувача відповідно при викидах та скидах АЕС України.



Рис. 4.16. Карта розподілу діоксиду сірки в ПША в результаті неперервних викидів від допоміжних виробництв та обладнань на території Хмельницької АЕС

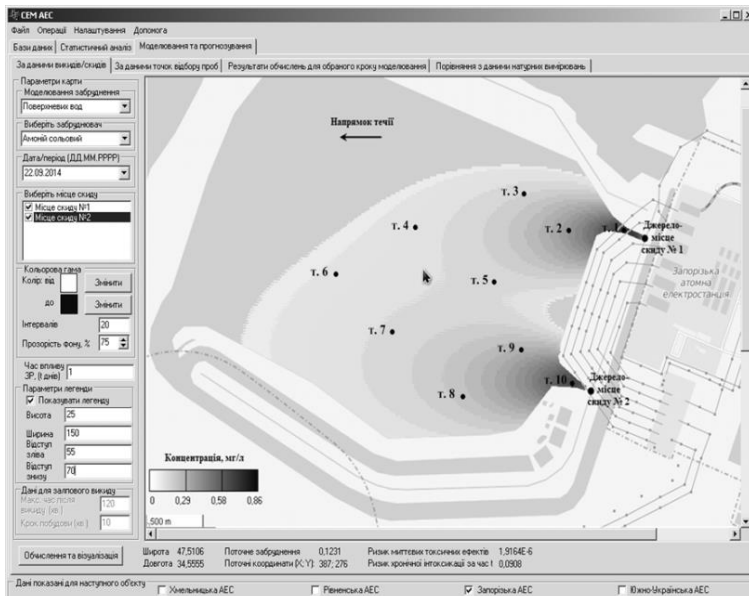


Рис. 4.17. Карта розподілу амонію соляного при неперервних скидах у водойму-охолоджувач Запорізької АЕС

При наведенні курсору миші на будь-яку точку на карті внизу вікна відображаються географічні координати точки, значення концентрації ЗР, ризику токсичних ефектів та ризику хронічної інтоксикації для здоров'я людини.

Використання ПМК дозволить ВОНС АЕС України на високому рівні здійснювати комплексний аналіз екологічного стану в ЗС станцій, що суттєво підвищить рівень обґрунтованості управлінських рішень з екологічної безпеки та заходів цивільного захисту територій і населення, що мешкає в зонах техногенного впливу АЕС.

Таким чином, розроблені сучасні математичні та програмні засоби дозволяють здійснювати комплексну оцінку хімічного впливу АЕС на НПС з відповідним накопиченням, збереженням, систематизацією, обробкою, аналізом, обміном та візуалізацією даних моніторингу і прогнозування стану довкілля. Такий рівень інформаційно-аналітичного забезпечення дозволяє приймати швидкі ефективні рішення щодо управління екологічною безпекою в зонах впливу АЕС. Це задовольняє загальноєвропейським вимогам і є суттєвим вдосконаленням системи хімічного моніторингу довкілля в зонах впливу АЕС України.

**Варіанти впровадження елементів програмно-моделюючого комплексу.** Розроблені математичні та програмні засоби мають широке застосування в сфері комплексного екологічного моніторингу НПС, а також цивільного захисту територій та населення в зонах впливу не лише АЕС, але і інших техногенних об'єктів. Розглянемо основні можливі варіанти їх впровадження.

Розроблений ПМК (або його модифікації) може бути впроваджений в Державну систему моніторингу довкілля на різних її рівнях. Так, на об'єктовому рівні він може бути впроваджений в роботу відділу (підрозділу, лабораторії, кризисного центру тощо) з питань охорони НПС будь-якого техногенного об'єкту, який здійснює викиди та/або скиди ЗР відповідно в атмосферне повітря та ПВО. Такими об'єктами є: АЕС, ТЕС, ТЕЦ, завод, фабрика та інші промислові підприємства, що є джерелами забруднення (ДЗ) довкілля. Використання розроблених засобів на даних об'єктах дозволить розв'язувати такі основні актуальні задачі екологічної безпеки та цивільного захисту прилеглих територій та населення, як:

1) Здійснення неперервного моніторингу атмосферного повітря та поверхневих вод за штатного та аварійного режимів роботи техногенного об'єкту з відповідним накопиченням, обробкою, збереженням, аналізом, візуалізацією моніторингових даних і результатів моделювання та прогнозування. Це є основою для прийняття ефективних

управлінських рішень щодо забезпечення законодавчо визначеного рівня техногенного навантаження та ризику для здоров'я населення в зоні впливу ДЗ за різних метеорологічних умов та гідродинамічних параметрів ПВО відповідно.

2) Визначення різних сценаріїв виникнення та розвитку НС природного та техногенного характеру, пов'язаних із значним хімічним забрудненням атмосферного повітря та поверхневих вод в зоні розташування техногенного об'єкту. Це дасть можливість розробити ефективні управлінські рішення щодо попередження таких ситуацій, а також відповідні інструкції та методичні рекомендації щодо поведінки персоналу під час їх виникнення та шляхи зменшення ризику для населення прилеглих територій та персоналу підприємства, що виявились під впливом факторів впливу цих НС.

3) Здійснення оцінки впливу на навколишнє середовище при проектуванні нових підприємств чи їх додаткових потужностей, або реконструкції вже існуючих техногенних об'єктів, систем теплопостачання, житлових масивів тощо. Це дасть можливість визначати розміри СЗЗ для запланованих техногенних об'єктів або здійснювати їх переоцінку для діючих промислових підприємств.

4) Оцінка ефективності таких природоохоронних заходів на техногенному об'єкті, як встановлення більш ефективних вловлюючих фільтрів на виході з димових труб підприємства, перехід на інший вид палива, використання удосконаленого або нового виробничого обладнання, зміна режиму роботи підприємства і т.д., що сприяють зменшенню техногенного навантаження на атмосферу та поверхневі води, ризику для населення в зоні впливу техногенного об'єкту.

5) Оцінка репрезентативності існуючої на техногенному об'єкті мережі моніторингу або вибір місць оптимального (за різними критеріями) розміщення стаціонарного обладнання для системи автоматизованого моніторингу, що проектується, та/або репрезентативних місць відбору проб при здійсненні неавтоматизованого моніторингу атмосферного повітря та поверхневих вод в зоні впливу техногенного ДЗ в результаті відповідно його викидів та скидів.

На місцевому рівні Державної системи моніторингу докільця розроблені засоби можуть бути впроваджені в роботу місцевих екологічних інспекцій Міністерства екології та природних ресурсів України, структурних органів місцевого рівня Державного комітету України з гідрометеорології, Державного агентства водних ресурсів України та Державної санітарно-епідеміологічної служби України для підвищення ефективності прийняття управлінських рішень щодо забезпечення за-



конодавчо визначеного стану атмосферного повітря та поверхневих вод на підконтрольній території.

Також розроблені засоби можуть бути впроваджені в Єдину державну систему цивільного захисту, керівництво над діяльністю якої здійснює Державна служба України з надзвичайних ситуацій. Їх використання дозволить на всіх рівнях функціонування даної системи розв'язувати актуальні задачі цивільного захисту території та населення, а саме попередження НС природного та техногенного характеру, пов'язаних із значним хімічним забрудненням атмосферного повітря та/або поверхневих вод в результаті викидів та/або скидів техногенного об'єкту.

Іншими можливими варіантами впровадження модифікацій розробленого ПМК є такі системи, що проектується, як інформаційно-аналітична експертна система для оцінки екологічного впливу АЕС на навколишнє середовище та система моніторингу небезпечних техногенних і природних процесів, прогнозування ймовірності виникнення надзвичайних ситуацій та оцінки їх розвитку [2, 11, 31].

Ще одним із можливих варіантів використання розроблених математичних та програмних засобів є їх впровадження в роботу науково-технічних центрів, наукових лабораторій тощо, які займаються науковими дослідженнями, пов'язаними із забрудненням атмосферного повітря та поверхневих вод в результаті відповідно викидів та скидів техногенного об'єкту. Також, розроблені засоби можуть бути впроваджені в навчальний процес з підготовки фахівців з охорони НПС та цивільного захисту, підготовки керівного складу та фахівців, діяльність яких пов'язана з організацією і здійсненням заходів щодо цивільного захисту, навчання населення діям у разі виникнення НС тощо.

На сьогоднішній день основні результати роботи впроваджені у відокремленому підрозділі «Науково-технічний центр» державного підприємства «НАЕК «Енергоатом» та Департаменті організації заходів цивільного захисту Державної служби України з надзвичайних ситуацій, що підтверджено отриманими актами впровадження.

#### **4.2. Визначення повної енергоємності природоохоронних заходів на ТЕС та її вплив на потенціали енергозбереження**

Збалансованість та ощадливість споживання паливно-енергетичних ресурсів забезпечують стабільний розвиток країни, тому питання ощадливого енергоспоживання та енергозбереження є важливим та актуальним. Для визначення потенціалів енергозбереження при

прогнозуванні потреб у паливно-енергетичних ресурсах необхідна інформація щодо повної енергоемності виробництв та енергетичної ефективності основних енергоємних технологій, застосування яких передбачається прогнозами, планами чи програмами розвитку країни та промисловості.

Крім того, при плануванні розвитку економіки країни все більше уваги приділяється екологічному стану та питанням захисту навколишнього природного середовища. В 2010 р. Верховна Рада ратифікувала Протокол про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства. В зв'язку з цим Україна має виконати вимоги низки директив, в тому числі Директиви 2001/80/ЄС «Про обмеження викидів деяких забруднюючих повітря речовин від великих установок спалювання», яка встановлює граничні значення викидів пилу, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> від установок спалювання потужністю більше 50 МВт незалежно від типу палива, яке використовується. Угода про асоціацію між Україною та ЄС передбачає імплементацію положень Директиви 2010/75/ЄС, яка застосовується не тільки до енергетики, але й до промислової діяльності.

Виконання сучасних екологічних нормативів потребує проведення модернізації устаткування, встановлення нового або додаткового очисного обладнання. Існуючі методи оцінювання енергоемності продукції не мають алгоритмів для визначення енергетичних витрат на роботу обладнання для очищення відхідних газів, стічних вод, поводження з відходами, тому визначення впливу екологічних факторів на показники енергетичної ефективності, зокрема на повну енергоемність продукції, та на потенціали енергозбереження, потребує створення нових та удосконалення існуючих методів, методик, алгоритмів та програм для їх розрахунку.

Питанням визначення показників енергетичної ефективності та різних аспектів енергозбереження присвячені роботи В.Д. Білодіда, М.В. Гнідого, С.П. Денисюка, В.А. Жовтянського, М.П. Ковалка, М.М. Кулика, О.Є. Маляренко, А.К. Шидловського, К. Barzantny, Н. Jensen, М. Patterson та ін. Багато наукових праць присвячено визначенню економічної оцінки природоохоронної діяльності підприємств. Набагато менше досліджень присвячено енергетичній оцінці роботи очисного обладнання на підприємстві – це дослідження Н.І. Ватіна, В.В. Кузьміна, Г.Г. Панченка, Є.О. Штокмана, М.І. Шиляєва, проте, в основному, дослідження стосувались оцінки енергетичних витрат в газоочистці. Вплив зазначених витрат на показники енергетичної ефективності та на потенціали енергозбереження не вивчався.

**Існуючі підходи до визначення енергоємності природоохоронних заходів.** В зв'язку з тим, що екологічні нормативи постійно стають жорсткішими [55-58], вартість енергоносіїв та платежі за забруднення навколишнього середовища зростають, питання визначення енерговитрат на природоохоронні заходи набувають все більшого значення. І якщо для визначення економічної оцінки витрат на природоохоронні заходи від промислової діяльності запропоновані різні методики, то питання визначення повних енергетичних витрат, в тому числі прямих енерговитрат, ще остаточно не вирішені.

Чинний стандарт ДСТУ 3755-98 «Енергозбереження. Номенклатура показників енергоефективності та порядок їхнього внесення у нормативну документацію» [59] визначає 41 основний показник енергоефективності обладнання, технологічних процесів, продукції та послуг. Найбільш уживаним показником є енергоємність виробництва продукції, яка є одним з основних факторів, що впливає на собівартість продукції і, зрештою, на конкурентоспроможність. На сьогоднішній день є методики визначення різних видів енергоємності виробництва продукції – повної, прямої, технологічної, цехової, повної цехової, заводської (наскрізної).

Показником, який дає інформацію щодо витрат паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) на всіх етапах виробництва продукції, є повна енергоємність продукції, яка визначається за ДСТУ 3682-98 [60]. Зазначений показник дає змогу порівнювати ефективність виробництва одного виду продукції на різних підприємствах, що у своєму складі містять різні цехи, використовують різні технології виробництва. До складу повної енергоємності входять витрати енергії на створення основних виробничих фондів, витрати енергії на технологічні процеси, на видобування та транспортування сировини і матеріалів, на відтворення робочої сили, а також охорону навколишнього середовища. При цьому розрахувати деякі з існуючих складових (наприклад, енергоємність природоохоронних заходів, основних виробничих фондів, трудовитрат) за приведеними у стандарті формулами складно або й зовсім неможливо через відсутність даних чи алгоритмів розрахунку. Для визначення повної енергоємності трудовитрат, основних виробничих фондів, податків і прибутків було розроблено методики та алгоритми, проте питання визначення енергоємності природоохоронних заходів є невирішеним.

У чинних ДСТУ 3682-98, міждержавному ГОСТ 30583-98 та стандарті Казахстану [61] *повна енергоємність продукції, робіт та послуг*

(ПРП), яка враховує енерговитрати по всьому ланцюгу виробництва продукції, розраховується за формулою:

$$e = e_E + e_m + e_\phi + e_p + e_{nc}, \quad (4.13)$$

де  $e_E$  – повна енергоємність енергоресурсів, необхідних для виробництва ПРП;  $e_m$  – повна енергоємність вихідної продукції, сировини та матеріалів, необхідних для виробництва ПРП;  $e_\phi$  – повна енергоємність основних виробничих фондів, амортизованих при виробництві ПРП;  $e_p$  – повна енергоємність відтвореної робочої сили при виробництві ПРП;  $e_{nc}$  – повна енергоємність охорони навколишнього середовища під час виробництва ПРП.

Формули для розрахунку складових формули (4.13) наводяться в стандарті, проте розрахунок останніх трьох складових зазвичай не проводять у зв'язку із недосконалістю розрахункових формул та обмеженістю інформації для розрахунку; особливо це стосується екологічної складової повних енерговитрат.

Повну енергоємність охорони навколишнього середовища під час виробництва ПРП визначають за формулою:

$$e_{nc} = \sum_{u=1} a_{ou} \cdot e_{ou}, \quad (4.14)$$

де  $a_{ou}$  – коефіцієнт утворення неповоротних відходів  $u$ -го виду;  $e_{ou}$  – повна енергоємність усунення наслідків негативного впливу на навколишнє природне середовище тонни неповоротних відходів виробництва  $u$ -го виду.

Використовуючи формулу (4.14) неможливо визначити повну енергоємність охорони навколишнього природного середовища на підприємстві, оскільки не визначеною є величина  $e_{ou}$ . Розрахунок цієї складової потребує методичного доопрацювання.

Згідно ДСТУ 3682-98 [60] та ГОСТ Р 51750 [62] енергоємність охорони навколишнього середовища є складовою повної та технологічної енергоємності продукції. У ДСТУ 3740-98 зазначається, що витрати на охорону навколишнього середовища мають входити в баланс енергоносіїв підприємства. Проте у згаданих вище стандартах немає методики точного визначення зазначених енерговитрат.

ГОСТ Р 51750 містить методику визначення технологічної та повної енергоємності продукції. Технологічну енергоємність продукції (послуги) ( $E_{np,y}$ ) визначають в загальному вигляді за формулою [62]:

$$E_{np,y} = (Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4) / Y_5, \quad (4.15)$$

де  $Y_1$  – енерговитрати на транспортування вихідних ресурсів,  $Y_2$  – енерговитрати на технологічний процес,  $Y_3$  – енерговитрати на персонал,

$Y_4$  – енерговитрати на екологію,  $Y_5$  – загальна вартість наданих послуг/виготовленої продукції.

Таким чином, технологічна енергоемність включає енерговитрати на екологічні заходи та не включає енерговитрати на видобування та транспортування сировини та палива, на амортизацію ОВФ, на ремонт.

Для врахування прямого або опосередкованого впливу промислового об'єкта на навколишнє середовище у російському ГОСТ Р 51750 пропонується використовувати енергоекологічний індекс  $J_{EOC}$ , який визначається як «фактична частка витрат паливно-енергетичних ресурсів на керування захистом навколишнього середовища» [62]:

$$J_{EOC} = \frac{ЗЦЕВ}{E_4 + E_5 + E_7 + E_8 + E_9}, \quad (4.16)$$

де  $ЗЦЕВ$  – загальноцехові витрати, які визначаються як сума енерговитрат на: технологічні процеси (основний та допоміжні), опалення, освітлення, зберігання готової продукції; вентиляцію з уловлюванням викидів –  $E_4$ ; кондиціонування –  $E_5$ ; транспортування готової продукції –  $E_6$ ; транспортування та зберігання відходів –  $E_7$ ; підтримку пожежної системи –  $E_8$ ; перекачку стічних вод –  $E_9$ . Напрямки  $E_4, E_5, E_7, E_9$  відносяться до заходів з охорони навколишнього техногенного середовища.

Очевидно, що вираз (4.16) визначає не частку витрат ПЕР на керування захистом навколишнього середовища, як заявлено в стандарті, а відношення загальноцехових витрат до витрат на заходи з охорони навколишнього середовища. Формули для розрахунку складових формули (4.16) у стандарті відсутні. Окрім того незрозуміло, чому знаменник зазначеного виразу містить складову  $E_8$ , якщо цей напрямок не відноситься до заходів з охорони навколишнього техногенного середовища.

При оцінюванні значимості та плануванні допустимості впливу енергетичного навантаження на навколишнє середовище з оцінкою необхідності фінансових витрат на планові або екстрені екологічні заходи пропонується наступна емпірична залежність для визначення показника енергетичного навантаження технологічного об'єкта на навколишнє середовище [62]:

$$ПЕНТО_{oc} = \left( \frac{Z}{J_{EOC}} \cdot M(o) / \sum_{y=1}^{M(o)} KO_y \right) \leq 0,7, \quad (4.17)$$

де  $KO_y$  – клас небезпеки для потенційного забруднювача ( $y$ );  $M(o)$  – загальна кількість забруднювачів, які потенційно можуть діяти на оточуюче середовище (класи небезпеки 2; 3; 4) у технологічних процесах

цехів;  $Z$  – загальна кількість видів продукції, що виробляються цехом за певний період.

Якщо умова (4.17) виконується, то енергетичне навантаження на навколишнє середовище за певний період визнають прийнятним. При цьому додаткові заходи з екології не плануються, проте необхідно дотримуватись діючих нормативних вимог. Будь-який вплив, що порушує умову (4.17), вважається значним і приводить до необхідності додаткових витрат на заходи з охорони навколишнього середовища, що повинно позначатися на збільшенні технологічної енергоємності відповідних видів продукції, що випускається, та послуг, що виконуються.

У додатку В вищезгаданого стандарту наводиться приклад розрахунку технологічної енергоємності виплавки чавуну без урахування витрат на охорону навколишнього середовища, що говорить про відсутність діючого механізму для визначення останніх.

В ДСТУ 3740-98 [63] зазначається, що у балансі енергоносіїв повинні бути враховані всі види палива, електроенергія та похідні енергоносії (у тому числі вторинні), які використовуються прямо або опосередковано у виробництві, включаючи витрати на охорону навколишнього середовища, проте у стандарті не наведено формул для визначення енергетичних витрат на охорону навколишнього середовища.

Більш докладно аналіз методів визначення різних видів енергоємності продукції, робіт та послуг і визначення відмінностей складових, що входять до різних видів енергоємності, проведено в [64].

Питанням оцінки витрат на природоохоронні цілі займалися вітчизняні та закордонні науковці, проте в основному увага приділялась економічній оцінці. Найбільше досліджень було присвячено оцінці витрат в газоочистці. Спеціалісти в зазначеній галузі відобразили питання економічної оцінки очищення газів в тій чи іншій мірі в літературі [65-69]. Набагато менше досліджень присвячено енергетичній оцінці роботи очисного обладнання на підприємстві – це дослідження [65-66, 68-69], методика визначення повної енергоємності продукції [60] та оцінка енергоємності деяких природоохоронних заходів у нафтопереробці [70].

В роботі [71] проведено дослідження енергоекологічної ефективності систем газоочистки. Для оцінки різних типів систем газоочисних пристроїв по парникових газах пропонуються такі показники як ступінь енергоекологічності та енергоекологічна ефективність очисного обладнання при видаленні парникових газів. В якості кількісної характеристики енергоекологічної досконалості системи по парникових га-

зах пропонується показник безрозмірної витрати енергії на гіпотетичне видалення  $\text{CO}_2$  після очисних пристроїв. Ступінь енергоекологічності  $i$ -го очисного пристрою визначається таким чином [71]:

$$EER_i = 1 - \frac{\eta Q_1 (E_{a\text{H}_2\text{O}}^{dn} + E_{a\text{CO}_2}^{dn})}{39057,4 E_a}, \quad (4.18)$$

де  $Q_1$  – нижча теплота згоряння палива,  $[\text{кДж/м}^3]$ ,  $\eta$  – ККД використання енергії при забезпеченні енерговитрат на гіпотетичне видалення  $\text{CO}_2$  та супутні процеси;  $E_a$  – сумарна енерговитрата на видалення парів води і діоксиду вуглецю з заданого складу та кількості викидів,  $[\text{кВт}]$ , що визначається за формулою [17]:

$$E_a = E_a^q + E_{a\text{H}_2\text{O}}^{dn} + E_{a\text{CO}_2}^{dn}, \quad (4.19)$$

де  $E_a^q$ ,  $E_{a\text{H}_2\text{O}}^{dn}$ ,  $E_{a\text{CO}_2}^{dn}$  – енерговитрати на охолодження викидів, конденсацію парів води та діоксиду вуглецю,  $[\text{кВт}]$ .

Таким чином, у вищезгаданій роботі наведено у загальному вигляді формулу для розрахунку гіпотетично необхідних енерговитрат на видалення парів води і діоксиду вуглецю, проте з роботи не ясно, як саме їх визначати.

Отже, якщо для розрахунку енергоемності трудовитрат та основних виробничих фондів запропоновані формули [60, 62, 72], хоча ними складно користуватись, то для визначення енергоемності охорони навколишнього середовища існують лише вирази у загальному вигляді, тому питання визначення енергоемності природоохоронних заходів потребує подальшого вивчення та доопрацювання.

**Удосконалена методика визначення повної енергоемності природоохоронних заходів.** Дослідження стандартів і методик визначення показників енергетичної ефективності показало, що показник «енергоемність охорони навколишнього середовища» входить як складова у повну і технологічну енергоемність, а також, ймовірно, у повну цехову, заводську (наскрізну) енергоемність та у технологічне паливне число. Проте в існуючих стандартах немає методики визначення зазначених енерговитрат.

Для визначення повної енергоемності природоохоронних заходів пропонується враховувати витрати паливно-енергетичних ресурсів як на роботу самого очисного обладнання, так і їх витрати на виробництво та подачу кисню, озону, повітря для процесу очистки, на відведення та зберігання утворених під час процесу очистки шламів та твердих відходів, які надалі не використовуються у виробництві.

На основі аналізу існуючих систем очищення викидів (стаціонарні джерела), стічних вод від шкідливих речовин та поводження з твердими відходами, запропоновано розраховувати енергоємність природоохоронних заходів  $e_{nc}$  як суму трьох складових: енергоємності очищення викидів, стічних вод та знешкодження твердих відходів, за формулою [73]:

$$e_{nc} = e^{вик} + e^{сток} + e^{відх}, \quad (4.20)$$

де  $e^{вик}$  – енергоємність очищення викидів, [кг у.п./т];  $e^{сток}$  – енергоємність очищення стічних вод, [кг у.п./т];  $e^{відх}$  – енергоємність знешкодження твердих відходів, [кг у.п./т].

Енергоємність очищення викидів запропоновано визначати, використовуючи низку параметрів, які можна отримати в формах статистичної звітності, в паспортах очисного обладнання та з довідкових видань, враховуючи не лише прямі витрати на роботу обладнання, але й непрямі витрати, такі як енергоємність реагентів, що використовуються для очищення відхідних газів та енерговитрати на вивезення твердих відходів, що утворились в процесі очистки газів, згідно виразу:

$$e^{вик} = \beta \sum_f a^{вик} W_f^{вик'} + \beta \sum_g a^{вик} b_g^{вик} W_g' + \sum_r a^{вик} g_{xp_r} e_{xp_r} + \sum_z a^{вик} c_{вик_z}^{відх} \left( \frac{\gamma B_{вик_z}^{відх}}{V_{вик_z}^{відх}} + e_z^{відх} \right), \quad (4.21)$$

де  $\beta$  – питома витрата палива на виробництво електричної енергії, [т у.п./1000 кВт·год];  $f$  – індекс виду обладнання, використаного для очищення викидів;  $a^{вик}$  – питомий вихід відхідних газів на одиницю продукції, [м<sup>3</sup>/т];  $W_f^{вик'}$  – питома витрата електроенергії на роботу очисного обладнання виду  $f$ , [кВт·год/м<sup>3</sup>];  $g$  – індекс виду рідини, що використовується під час мокрого очищення газів;  $b_g^{вик}$  – питома витрата рідини виду  $g$  на очищення газів, [м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>];  $W_g'$  – питома витрата електроенергії на підготовку та перекачування (відведення) рідини виду  $g$ , [кВт·год/м<sup>3</sup>];  $r$  – вид хімічного реагенту, використаного при очищенні газів;  $g_{xp_r}$  – витрата хімічного реагенту виду  $r$  під час очищення газів, [т/м<sup>3</sup>];  $e_{xp_r}$  – енергоємність хімічного реагенту виду  $r$ , [т у.п./т];  $z$  – індекс виду твердих відходів, що утворилися в процесі очистки газів;  $c_{вик_z}^{відх}$  – коефіцієнт утворення відходів виду  $z$ , що утворилися під час очищення газів, [т/м<sup>3</sup>];  $\gamma$  – коефіцієнт переведення моторного палива в умовне, [т у.п./т];  $B_{вик_z}^{відх}$  – витрати палива на вивезення відходів виду  $z$  на



полігон, [Т];  $V_{\text{вук}_z}^{\text{вiдх}}$  – обсяг відходів виду  $z$ , що утворилися під час очищення газів, [Т];  $e_z^{\text{вiдх}}$  – питома витрата енергоресурсів на підтримання полігону для відходів в належному стані, в т.ч. на рекультивуацію, [т.у.п./т] (у випадку, якщо полігон знаходиться не на балансі підприємства, приймається рівною нулю).

В разі наявності даних щодо енергоспоживання очисного обладнання та обсягів утворених димових газів за певний період часу (години, доба тощо) запропоновано використовувати наступну формулу:

$$e^{\text{вук}} = \beta \sum_f a^{\text{вук}} W_f^{\text{вук}} / V^{\text{вук}} + \beta \sum_i \frac{a^{\text{вук}} b_i^{\text{вук}} W_i}{V_i^{\text{вуд}}} + \sum_r a^{\text{вук}} \cdot g_{xp_r} \cdot e_{xp_r} + \sum_z a^{\text{вук}} c_{\text{вук}_z}^{\text{вiдх}} \left( \frac{\gamma \cdot B_{\text{вук}_z}^{\text{вiдх}}}{V_{\text{вук}_z}^{\text{вiдх}}} + e_z^{\text{вiдх}} \right), \quad (4.22)$$

де  $W_f^{\text{вук}}$  – споживання електроенергії очисним обладнанням виду  $f$ , [кВт·год];  $V^{\text{вук}}$  – сумарний об'єм викидів при виробництві продукції, [м<sup>3</sup>];  $W_g$  – споживання електроенергії обладнанням для підготовки та перекачування (відведення) рідини виду  $g$ , [кВт·год];  $V_g^{\text{вуд}}$  – сумарна витрата рідини виду  $g$  на очищення викидів, [м<sup>3</sup>].

Енергоємність очищення стічних вод запропоновано визначати наступним чином:

$$e^{\text{сток}} = \beta \sum_s \sum b_s^{\text{сток}} W_{ns}' + \beta \sum_s \sum b_s^{\text{сток}n} (W_{ms}' + f_{ms} W_{f_{ms}}') + \sum_l \sum_s b_s^{\text{сток}m} g_{xp_l} e_{xp_l} + b_s^{\text{сток}} c_{\text{сток}}^{\text{вiдх}} (W_{\text{сток}}' + e_{\text{сток}}^{\text{вiдх}}), \quad (4.23)$$

де  $n$  – індекс виду обладнання, використаного для перекачування (відведення) стічних вод;  $s$  – індекс виду стічних вод;  $b_s^{\text{сток}}$  – коефіцієнт утворення стічних вод виду  $s$  на одиницю продукції, [м<sup>3</sup>/т];  $W_{ns}'$  – питома витрата електроенергії на перекачування (відведення) стічних вод виду  $s$ , [кВт·год/м<sup>3</sup>];  $m$  – індекс виду обладнання для очищення стічних вод;  $W_{ms}'$  – питома витрата електроенергії на роботу очисного обладнання виду  $m$ , [кВт·год/м<sup>3</sup>];  $f_{ms}$  – витрата повітря (кисню, озону) при очищенні стічних вод виду  $s$  на обладнанні виду  $m$ , [м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>];  $W_{f_{ms}}'$  – питома витрата електроенергії на подачу повітря (виробництво кисню, озону), [кВт·год/м<sup>3</sup>];  $l$  – вид хімічного реагенту, використаного під час

очищення стічних вод;  $g_{xp_l}$  – витрата хімічного реагенту виду  $l$  на очищення стічних вод виду  $s$ , [т/м<sup>3</sup>];  $e_{xp_l}$  – енергоємність хімічного реагенту виду  $l$ , [т у.п./т];  $c_{сток}^{ei\delta x}$  – коефіцієнт утворення шламу під час очищення стічних вод, що не підлягає подальшому очищенню, [м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>];  $W'_{сток}$  – питома витрата електроенергії на перекачування шламу до місця зберігання [кВт·год/м<sup>3</sup>];  $e_{сток}^{ei\delta x}$  – питома витрата енергоресурсів на підтримання полігону для зберігання шламу в належному стані (у випадку, якщо полігон знаходиться не на балансі підприємства, приймається рівною нулю) [т у.п./ м<sup>3</sup>].

В разі наявності даних щодо енергоспоживання очисного обладнання та обсягів утворених стічних вод за певний період часу (година, доба тощо) запропоновано використовувати наступну формулу:

$$\begin{aligned}
 e^{cмок} = & \beta \sum_n \sum_s (b_s^{cмок} W_{ns} / V_s^{cмок}) + \\
 & + \beta \sum_m \sum_s (b_s^{cмок} (W_{ms} + W_{f_{ms}}) / V_s^{cмок}) + \\
 & + \sum_l \sum_s b_s^{cмок} g_{xp_l} \cdot e_{xp_l} + \\
 & + b_s^{cмок} c_{сток}^{ei\delta x} (W_{сток} / V_{шлам} + e_{сток}^{ei\delta x}),
 \end{aligned}
 \tag{4.24}$$

де  $W_{ns}$  – споживання електроенергії обладнанням виду  $n$  на перекачування (відведення) стічних вод виду  $s$ , [кВт·год];  $V_s^{cмок}$  – обсяг стічних вод виду  $s$ , [м<sup>3</sup>];  $W_{ms}$  – споживання електроенергії очисним обладнанням виду  $m$ , що використовується для очищення стічних вод виду  $s$ , [кВт·год];  $W_{f_{ms}}$  – споживання електроенергії обладнанням виду  $m$  на подачу повітря (виробництво кисню, озону), [кВт·год];  $W_{сток}$  – витрата електроенергії на перекачування шламу до місця зберігання, [кВт·год];  $V_{шлам}$  – обсяг шламів, [м<sup>3</sup>].

Енергоємність знешкодження твердих відходів визначається за формулою:

$$e^{ei\delta x} = \sum_p d_p^{ei\delta x} \left( \frac{\gamma \cdot B_p^{ei\delta x}}{V_p^{ei\delta x}} + e_p^{ei\delta x} \right),
 \tag{4.25}$$

де  $p$  – індекс виду твердих відходів;  $d_p^{ei\delta x}$  – коефіцієнт утворення твердих відходів на одиницю продукції, [т/т];  $B_p^{ei\delta x}$  – витрати палива на перевезення відходів виду  $p$  на полігон, [т];  $V_p^{ei\delta x}$  – обсяг твердих відхо-

дів виду  $p$ , що підлягає вивезенню, [т];  $e_p^{six}$  – питома витрата енергоресурсів на підтримання полігону для відходів в належному стані, в тому числі на рекультивацію, [т у.п./т] (у випадку, якщо полігон знаходиться не на балансі підприємства, приймається рівною нулю).

**Вплив енергетичних витрат для проведення природоохоронних заходів на потенціали енергозбереження.** Створення програм розвитку різних промислових виробництв, програм енергозбереження різних рівнів, енергетичних стратегій розвитку потребує визначення потенціалів енергозбереження.

Вітчизняні вчені вирізняють поняття теоретичного, технічно можливого та економічно доцільного потенціалів енергозбереження [74]. За ДСТУ 2420-94 [75] існують наступні потенціали енергоощадності:

- *теоретичний потенціал енергоощадності* – максимальна економія паливно-енергетичних ресурсів, яка може бути одержана внаслідок ліквідації всіх видів втрат енергії (оборотних втрат енергії) у національному господарстві;

- *технологічно доступний потенціал енергоощадності* – максимальна економія паливно-енергетичних ресурсів, яка може бути одержана при застосуванні в національному господарстві технічних і технологічних новацій, що сприятимуть зменшенню споживання енергії;

- *економічно доцільний потенціал енергоощадності (ЕДПЕ)* – максимальна економія паливно-енергетичних ресурсів, доцільність одержання якої на всіх ділянках національного господарства підтверджується відповідними економічними розрахунками.

За кордоном виділяють технічний (technical), економічний (economic) та реалістичний (realisable savings potential) потенціали енергозбереження. Технічний – максимум енергії, яку можливо зберегти, якщо впровадити найкращі доступні технології та енергозберігаючі заходи. Економічний – максимум енергії, яку можливо зберегти, використовуючи найбільш економічні засоби енергоспоживання та енергозберігаючі заходи. Реалістичний – це максимальна економія енергії, яку можна зберегти з урахуванням більш «реалістичних» допущень про ступінь використання енергозберігаючої технології, ніж передбачалося в економічному потенціалі енергозбереження, наприклад, це той потенціал, який можливо досягти в найближчі 3 роки [76-78].

Для виконання європейських екологічних нормативів в енергетиці необхідне встановлення додаткового очисного обладнання, енерговитрати на роботу якого зменшать потенціали енергозбереження, тому виникає необхідність створення механізму для врахування енергетич-

них витрат на роботу очисного обладнання при визначенні потенціалів енергозбереження.

Зміну *технічно можливого потенціалу енергозбереження* у виробництві електроенергії, в разі використання для обрахунків показника «енергоємність виробництва продукції» з урахуванням енергоємності природоохоронних заходів, пропонується розрахувати за формулою:

$$\Delta\Pi_{mex}^t = \Pi_{mex}^t - \Pi_{mex}^{t-1} = \sum_k (e_k^{\bar{t}} - e_k^{t-1}) \cdot V_k^t, \quad (4.26)$$

де  $\Pi_{mex}^t$ ,  $\Pi_{mex}^{t-1}$  – технічно можливий потенціал енергозбереження в  $t$ -й рік для суми  $k$  ланок технологічного процесу, обрахований відповідно без та з урахуванням енергоємності природоохоронних заходів, [т у.п., кДж];  $e_k^{\bar{t}}$  – витрати ПЕР на виробництво електроенергії з урахуванням енергоємності природоохоронних заходів у базовому році, [кг у.п./МВт·год];  $e_k^{t-1}$  – витрати ПЕР на виробництво електроенергії, які досягнуто на передовому сучасному обладнанні (існуючому у світі) з урахуванням енергоємності природоохоронних заходів у році  $t$ , [кг у.п./МВт·год];  $V_k^t$  – обсяг виробленої електроенергії у прогнозованому  $t$ -му році, [МВт·год].

Зміну *технічно можливого потенціалу енергозбереження* у виробництві електроенергії можливо також визначати за виразом:

$$\Delta\Pi_{mex}^t = \sum_k \left( (e_k^{\bar{t}} - e_k^{t-1}) + (e_{nc_k}^{\bar{t}} - e_{nc_k}^{t-1}) \right) \cdot V_k^t, \quad (4.27)$$

де  $e_k^{\bar{t}}$  – витрати ПЕР на виробництво електроенергії у базовому році, [кг у.п./МВт·год];  $e_k^{t-1}$  – витрати ПЕР на виробництво електроенергії, які досягнуто на передовому сучасному обладнанні (існуючому у світі) у році  $t$ , [кг у.п./МВт·год];  $e_{nc_k}^{\bar{t}}$ ,  $e_{nc_k}^{t-1}$  – енергоємність природоохоронних заходів у виробництві електроенергії у базовому році та при виробництві її на передовому сучасному обладнанні (існуючому у світі) у році  $t$  відповідно, [кВт·год/МВт·год].

Зміну *економічно доцільного потенціалу енергозбереження* у виробництві електроенергії, в разі використання для обрахунків показника «енергоємність виробництва продукції» з урахуванням енергоємності природоохоронних заходів, пропонується розрахувати за формулою:

$$\Delta\Pi_{e-d}^t = \Pi_{e-d}^t - \Pi_{e-d}^{t-1} = \sum_k (e_k^{\bar{t}} - e_k^{t-1}) \cdot V_k^t \cdot r_i^t, \quad (4.28)$$

де  $P'_{e-\delta}$ ,  $P'_{e-\delta}$  – економічно доцільний потенціал енергозбереження в  $t$ -й рік для суми  $k$  ланок технологічного процесу, обрахований відповідно без та з урахуванням енергоємності природоохоронних заходів, [т у.п., кДж];  $r_i^t$  – коефіцієнт обсягу впровадження  $i$ -го енергозберігаючого заходу в  $t$ -му році,  $0 \leq r_i^t \leq 1$ .

Зміну *економічно доцільного* потенціалу енергозбереження у виробництві електроенергії можливо також визначати за виразом:

$$\Delta P'_{e-\delta} = \sum_k \left( (e_k^{\delta} - e_k^t) + (e_{нс_k}^{\delta} - e_{нс_k}^t) \right) \cdot V_k^t \cdot r_i^t. \quad (4.29)$$

У випадку впровадження енергозберігаючих заходів в природоохоронній діяльності потенціали енергозбереження будуть збільшуватись.

**Повна енергоємність природоохоронних заходів на вугільних ТЕС.** Як відомо, енергетика є одним з найбільших споживачів ПЕР та є одним з лідерів по обсягах викидів шкідливих речовин. За даними форми статзвітності 11-мтп у 2013 р. [79] основними споживачами ПЕР є переробна промисловість – 48,5% та постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря – 32,2% від виробничого споживання ПЕР. Найбільшим забруднювачем у 2013 р. було постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря – 42,8% від загального обсягу викидів забруднюючих речовин [80].

Сьогодні рівень шкідливих викидів на ТЕС України в цілому перевищує нормативи ЄС у 5–30 разів, а також часто перевищує й діючі національні нормативи. ТЕС та ТЕЦ відповідальні за 80% загального обсягу викидів двоокису сірки в Україні та 25% оксидів азоту. На багатьох ТЕС України викиди твердих частинок золи, що утворюються при спалюванні вугілля, вище нормативів ЄС в 20–34 рази. За обсягами викидів забруднюючих речовин теплова електроенергетика перевершує будь-яку іншу галузь промисловості. ТЕС є безперервно діючими джерелами викидів в атмосферу продуктів згоряння палива та скидів стічних вод, які є причиною хімічного та термічного забруднення водоймищ. При роботі вітчизняних ТЕС у повітря потрапляє значна кількість твердих часток, що містять недопалений вуглець та оксиди важких металів, також викидаються чадний газ (СО) та токсичні органічні сполуки, включаючи бенз(а)пірен та діоксини, що мають канцерогенну дію. Газоочисне устаткування на ТЕС України представлено лише пиловловлюючими пристроями, введеними в експлуатацію 25–50 років тому з проектною ефективністю, що не відповідає сучасним екологічним вимогам, а установки для очищення димових газів від оксидів сір-

ки та азоту на ТЕС України практично відсутні. Більше того, через зношення встановленого очисного обладнання його ефективність часто є нижче проектної. Установки очищення димових газів від оксидів сірки та азоту відсутні на переважній більшості українських ТЕС [81].

Переважна більшість енергоблоків ТЕС України (62% пиловугільних потужностей) обладнана сухими горизонтальними електростатичними фільтрами, встановленими на енергоблоках 200 та 300 МВт. Їх фактична середня ефективність становить від 92 до 98%.

Мокрі золовловлювачі, встановлені на Старобешівській та Зміївській ТЕС, мають ефективність від 87 до 96%. 3% пиловугільних потужностей обладнані циклонами з ефективністю менше 90%, внаслідок чого запиленість викидів димових газів перевищує європейські нормативи у 20-30 разів. Використання низькоякісного високозольного та сірчистого вугілля обумовлює значні концентрації діоксиду сірки та оксидів азоту у димових газах.

Системи сіркоочищення димових газів представлені в Україні дослідно-промисловими маловитратними установками сухої десульфуризації з введенням молотого вапняку або товарного вапна у верхню частину топки, з ефективністю близько 60% при використанні вапна та близько 30% при використанні вапняку. Часткове видалення  $SO_2$  з димових газів має місце в мокрих золовловлювачах [82].

Для досягнення європейських екологічних нормативів необхідним є встановлення нового очисного обладнання для очищення від твердих речовин (оскільки старе обладнання працює з ефективністю, що не відповідає сучасним екологічним вимогам), а також від сірки та оксидів азоту, що збільшить витрати ПЕР на власні потреби станцій.

Пріоритетними для застосування на ТЕС України вважаються технології мокрої вапнякової десульфуризації. Основними перевагами таких технологій є широке впровадження на енергоблоках розвинутих країн світу, високий рівень очищення, що забезпечує виконання Директиви 2010/75/ЄС, дешевий сорбент – вапняк, повна утилізація продуктів сіркоочищення. Мокро-вапнякова сіркоочистка з ефективністю 90-98% має найбільш поширене використання у світі (80-90% світового парку) і достатньо відпрацьована [82].

Оснащення існуючих вугільних енергоблоків в Україні системами сіркоочищення суттєво ускладнюється рядом об'єктивних і суб'єктивних причин. Так, впровадження установок десульфуризації збільшує витрати електроенергії на власні потреби на 1,0-3,0%, що для застарілих енергоблоків з переважно відпрацьованим ресурсом і низьким ККД суттєво підвищить експлуатаційні витрати. Інвестиційні ви-

трати для впровадження сіркоочисних установок в умовах діючих ТЕС зростають на 30-100% [82-83].

Дані щодо збільшення витрат енергії на власні потреби, викликане роботою очисного обладнання, наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1. Збільшення витрат енергії на власні потреби ТЕС при встановленні обладнання для очищення від пилу, оксидів сірки та азоту [82-84]

Вид обладнання	Збільшення витрат енергії на власні потреби ТЕС, %
<i>Очищення від твердих речовин</i>	
Електрофільтр сухий	0,1-1,8
Електрофільтр мокрий	0,1-1,8
Рукавний фільтр	0,2-3
Мокрий скруббер	1-3
<i>Технології сіркоочищення</i>	
Мокра вапнякова	1-3
Напівсуха вапняна	0,5-1,5
Напівсуха аміачна	0,5-1
<i>Вторинні заходи зменшення викидів оксидів азоту</i>	
Селективне каталітичне відновлення	0,5
Селективне некаталітичне відновлення	0,1-0,3

Таким чином, за умови утворення  $12 \text{ м}^3$  димових газів при спалюванні 1 кг вугілля, питомої витрати електроенергії на очищення димових газів в сухому електрофільтрі 0,5-1 кВт·год/1000  $\text{м}^3$  [83] та питомої витрати палива на виробництво електроенергії у 2013 р. у розмірі 0,3931 кг у.п./кВт·год, на очищення димових газів в електрофільтрі витрачається до 6 кВт·год/МВт·год.

Робота сухого електрофільтру і обладнання для сірко- та азотоочистки, що забезпечать європейські екологічні нормативи, потребує збільшення витрат енергії на власні потреби ТЕС на 0,7-4,1%. На сьогоднішній день на більшості українських ТЕС встановлені лише сухі електрофільтри, на роботу яких витрачається 1-6 кВт·год/МВт·год. У разі встановлення обладнання для сірко- та азотоочистки на природоохоронні заходи буде витрачатись 7-41 кВт·год/МВт·год, тобто витрати збільшаться на 6-35 кВт·год/МВт·год.

**Вплив енерговитрат, необхідних для роботи очисного обладнання, на потенціали енергозбереження.** Згідно Енергетичної стратегії [85] виробіток електроенергії на ТЕС, що працюють на вугіллі, становитиме у 2030 р. за песимістичним сценарієм 76 ТВт·год, базовим – 91 ТВт·год, оптимістичним – 114 ТВт·год. За рахунок модернізації наявних ТЕС питома витрата палива на відпуск електроенергії знизиться з 393,1 г у.п./кВт·год у 2013 р. до 347 г у.п./кВт·год у 2030 р. У 2013 р. на вугільних ТЕС було вироблено 78,3 ТВт·год електроенергії [86].

Економічно доцільний потенціал енергозбереження у виробництві електроенергії відносно 2013 р. за рахунок впровадження найбільш ефективних енергозберігаючих заходів (технологічного фактору) визначено згідно даних Енергетичної стратегії та статистичних даних за 2013 рік (табл. 4.2).

Енергоємність природоохоронних заходів у 2013 р. визначено для існуючого очисного обладнання, у 2020 р. – за умови встановлення 25% від того обладнання, яке необхідно встановити для досягнення європейських екологічних нормативів, у 2025 р. – 50% та у 2030 р. – 100% очисного обладнання.

При проведенні розрахунків було прийнято, що норми викидів є сталими і дослідження впливу зміни граничних значень викидів в сторону їх зменшення не проводилось.

Економічно доцільний потенціал енергозбереження (ЕДПЕ) та витрата ПЕР на роботу очисного обладнання при виробництві електроенергії в Україні наведені в табл. 4.2. та на рис. 4.18.

Зменшення ЕДПЕ, що буде викликане витратами на роботу додаткового очисного обладнання, наведено в табл. 4.3.

Таблиця 4.2. Витрата ПЕР на роботу очисного обладнання та економічно доцільний потенціал енергозбереження у виробництві електроенергії до 2030 року (відносно 2013 року)

Показник	2013	2020	2025	2030
Економічно доцільний потенціал енергозбереження, [тис т у.п./рік]	-	353	2358	4195
Витрата ПЕР на роботу очисного обладнання, [млн кВт·год/рік] (тис т у.п.)	274 (108)	516 (201)	1044 (382)	2184 (758)



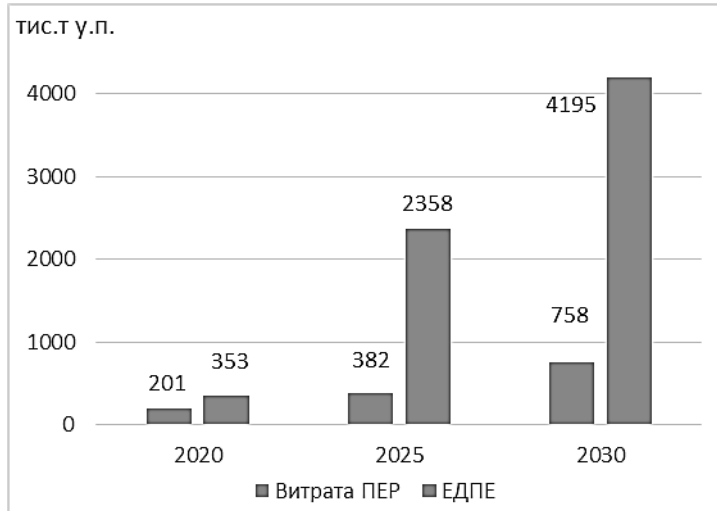


Рис. 4.18. Витрата ПЕР на роботу очисного обладнання та економічно доцільний потенціал енергозбереження відносно 2013 року у виробництві електроенергії до 2030 року

Таблиця 4.3. Енерговитрати на роботу очисного обладнання на вугільних ТЕС та їх вплив на економічно доцільний потенціал енергозбереження

Показник	2013	2030
Виріток електроенергії, [ТВт·год/рік]	78,3	91
Питома витрата палива, [кг у.п./кВт·год]	0,3931	0,347
Енергоємність природоохоронних заходів, [кВт·год/МВт·год]	1-6	7-41
ЕДПЕ відносно 2013 р., [тис т у.п.]	-	4195
Витрата електроенергії на роботу очисного обладнання, [ГВт·год/рік]	78,3-470	637-3731
Зменшення ЕДПЕ, викликане встановленням нового очисного обладнання, %	-	4,5-26,3

Таким чином, визначено, що встановлення очисного обладнання, необхідного для досягнення європейських екологічних нормативів, збільшить енерговитрати на роботу очисного обладнання та призведе до зменшення потенціалів енергозбереження на величину до 26% в залежності від виду очисного обладнання та ступеня очистки.

### **4.3. Шляхи підвищення екобезпеки в процесі спорудження нафтогазових свердловин**

Нафтогазова промисловість є джерелом небезпеки для довкілля як через порушення природного кругообігу речовини в природі, так і за рахунок її техногенного впливу. Технологічні процеси цього комплексу використовують численні та різноманітні за хімічним складом небезпечні речовини, які через недосконалість технологічного обладнання чи порушення правил його експлуатації або в результаті аварій переходять у відходи, забруднюючи навколишнє середовище.

Підприємства нафтогазової галузі здійснюють вплив на всі сфери довкілля: порушують землі (до 15 тис га на рік), залишають без рекултивациі значну частину шламових амбарів, забруднюють атмосферу шкідливими речовинами (більше ніж 2 млн т на рік) та спалюють на факелах супутні гази (більше ніж 6 млрд т на рік), здійснюють забір прісної води (близько 750 млн т на рік).

Тому є актуальним питання підвищення екологічної безпеки нафтогазової галузі, зокрема процесу спорудження свердловин.

**Оцінка умов спорудження свердловин з точки зору екологічної безпеки.** Технологічні процеси нафтової і газової промисловості (розвідка, буріння, видобування, збір, транспортування, зберігання, переробка нафти і газу та використання кінцевого продукту) були, є і можуть стати в майбутньому причиною порушення природного екологічного стану. Тому існує ймовірність виникнення несприятливих для навколишнього середовища та здоров'я населення наслідків – екологічних ризиків.

Ризик розглядається як ймовірність виникнення надзвичайних подій у певний проміжок часу, виражена кількісними параметрами. Ймовірність виникнення техногенних аварій значною мірою визначається ефективністю природоохоронної діяльності [87]. Чинники потенційних екологічних ризиків при спорудженні нафтогазових свердловин наведені на рисунку 4.19.

Раптові екологічні ризики, до яких належать аварійні некеровані ситуації (нафтогазоконденсатні фонтани, аварійні розливи нафтопродуктів) здійснюють масштабні руйнівні впливи на довкілля. Професійні ризики у таких умовах можуть бути летальними випадками або іншими складними ураженнями персоналу. Аварійні ситуації виникають не часто і при виконанні всіх запобіжних заходів їх можна уникнути.

Повільні екологічні ризики характеризуються постійною присутністю при спорудженні нафтогазової свердловини, тому вони створюють

реальний екологічний ризик. Персонал бурової та населення прилеглих територій потрапляють в умови, при яких можуть виникати захворювання центральної нервової системи, дихальних шляхів, слухового апарату тощо.

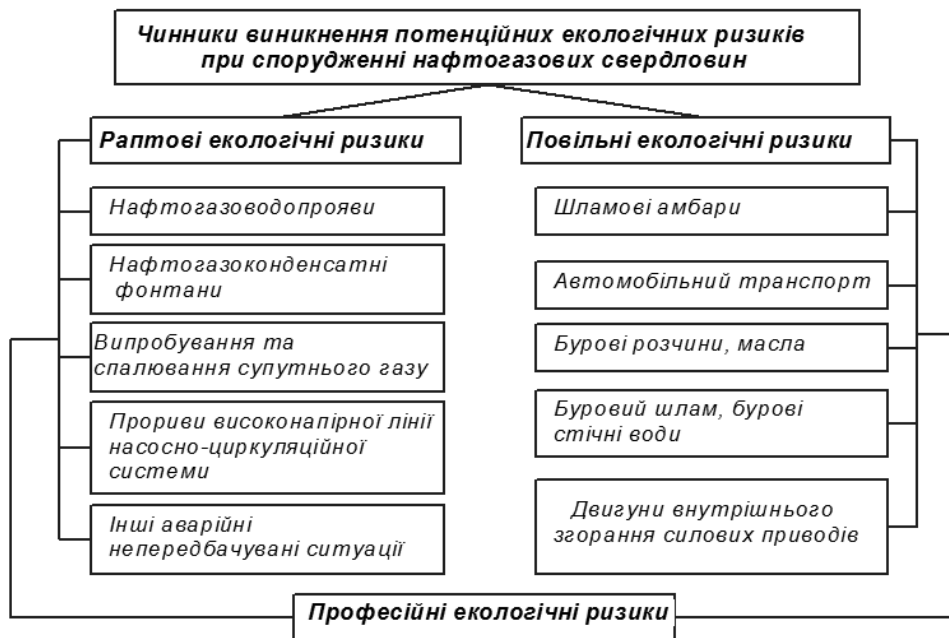


Рис. 4.19. Чинники потенційних екологічних ризиків при спорудженні нафтогазових свердловин

Причини виникнення вищезазначених екологічних ризиків при спорудженні свердловин зумовлені недосконалістю технологій будівництва; недотримання технологій регламенту, а також експлуатаційною ненадійністю і недосконалістю конструкцій і обладнання.

Середні значення об'ємів забруднювачів довкілля під час видобування нафти представлені в табл. 4.4 [88]. Аналіз хімічного складу талої снігової води, відібраної після сезону роботи бурової установки (БУ), показав, що в порівнянні з фоном в пробах з'явилися оксиди азоту (нітрити), Cd, Pb, підвищився вміст Zn і завислих речовин. Вплив однієї БУ на атмосферне повітря, ґрунти і рослинність може спостерігатися в радіусі більше 2 км [89, 90].

У природному середовищі безупинно змінюються температура повітря, швидкість, сила і напряму вітру, тому поширення забруднень відбувається в постійно нових умовах. Процеси розкладання токсичних

речовин, що утворюються під час розробки свердловин при малих значеннях сонячної радіації сповільнюються. Оподи і високі температури навпаки сприяють інтенсивному розкладанню токсичних речовин.

Таблиця 4.4. Середні значення об'ємів забруднювачів довкілля під час видобування 1 т нафти

№п/п	Забруднюючі речовини	Об'єм
1	Стічні води, [м <sup>3</sup> ]	0,28
	- умовно чисті	-
	- направлені на очисні споруди	0,18
	- забруднені	0,10
2	Пил, [кг]	0,02
3	Оксид вуглецю, [кг]	0,43
4	Вуглеводні, [кг]	6,60
5	Оксиди азоту, [кг]	0,04
6	Тверді відходи, [кг]	2,7

Розсіювання домішок залежить від напрямку і швидкості вітру. Більш висока температура біля поверхні землі в денний час змушує повітря підніматися вгору, що призводить до додаткової турбулентності. Вночі температура біля поверхні землі більш низька, тому турбулентність зменшується.

На рисунку 4.20 представлено порівняння розподілу концентрації бензолу за нестійкого, стійкого та рівноважного станів атмосфери [91].

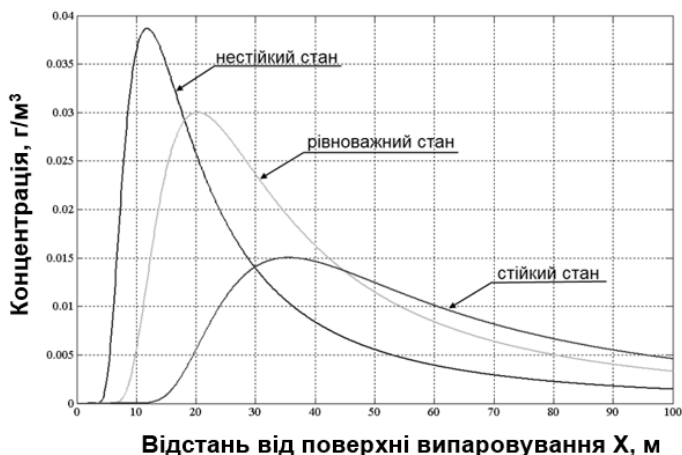


Рис. 4.20. Розподіли концентрації бензолу вздовж напрямку вітру за різних станів атмосфери

Максимальна приземна концентрація від випаровування бензолу при інших рівних умовах у випадку нестійкого стану атмосфери більша, ніж при інших станах. Це пояснюється тим, що нестійкий стан атмосфери характеризується значним рівнем турбулентності з вихорами великих розмірів, які швидко переносять домішки до поверхні землі. Тому і максимум концентрації за нестійкого стану атмосфери ближчий до поверхні випаровування ніж за інших станів, але потім рівень концентрації стрімко спадає.

При рівноважному стані рівень турбулентності менший ніж за нестійкого стану, через що домішки не так швидко переносяться до земної поверхні вихорами повітря, тому відбувається зменшення максимуму концентрації та віддалення його від джерела забруднення. При стійкому стані турбулентність пригнічується, інтенсивність дифузійних процесів знижується. Пізніше домішки досягають поверхні землі, розсіюючись в атмосфері, що і підтверджується меншим рівнем приземної концентрації.

Підвищення температури повітря з висотою призводить до того, що шкідливі викиди не можуть підніматися вище визначеного рівня. В інверсійних умовах послаблюється турбулентний обмін, погіршуються умови розсіювання шкідливих викидів у приземному шарі атмосфери [92].

При аварійних розливах нафти велике значення мають кліматичні умови. Забруднення атмосфери відбувається за рахунок випаровування низькомолекулярних вуглеводнів, інтенсивність якого зростає при відповідних погодних параметрах. Цілісна величина викидів вуглеводнів з поверхні розлитої нафти густиною  $0,85-0,89 \text{ г/см}^3$  при різних температурах та тривалості випаровування за товщини шару  $0,1 \text{ м}$  представлена на рисунку 4.21 [93].

Відходи утворюються на всіх стадіях нафтогазового виробництва в значних об'ємах і характеризуються різноманітним складом та фізико-хімічними властивостями. Виявлено, що при бурінні на глибину в  $1 \text{ м}$  припадає  $1-1,5 \text{ м}^3$  відходів. Для свердловин, з глибинами буріння  $4-6$  тис м, загальна кількість відходів буріння становить  $4-8 \text{ тис м}^3$  на одну свердловину. Забруднювальні властивості бурового шламу обумовлені мінеральним складом вибуреної породи та залишками на ньому БР.

Внаслідок адсорбції на поверхні частинок шламу хімічні реагенти перетворюються у великі забруднювачі через наявність в їхньому складі органіки, розчинних токсичних мінеральних солей. Аналіз проб шламу, відібраних з різних глибин свердловин, показав, що в них міс-

тяться 0,8...7,5% нафти, до 15% загальної органіки і до 37% обважнювача. За даними вчених-дослідників у середньому на 1 м<sup>3</sup> відходів припадає до 68 кг забруднювальної органіки без урахування нафти та нафтопродуктів [94-96].

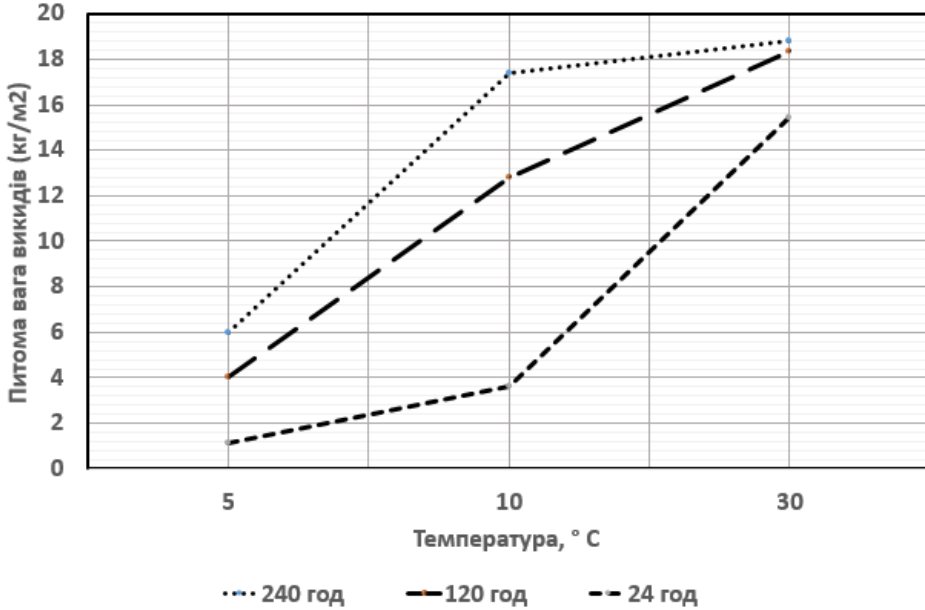


Рис. 4.21. Питомі ваги викидів вуглеводнів в атмосферу з поверхні розлитої нафти (кг/м<sup>2</sup>) шаром 0,1 м за різних температур та тривалості випаровування

Балаба В.І. [97] зазначає, що під час будівництва свердловини екологічно-важливим є технологічний процес її промивання, який характеризується найбільшим різноманіттям і об'ємом речовин, що використовуються. Також, автор характеризує технологічні відходи буріння, які чітко поділяє на буровий шлам, відпрацьовані технологічні рідини і бурові стічні води.

Таким чином, в процесі створення свердловин для нафтогазовидобування відбувається негативний вплив на всі об'єкти природного середовища. Інтенсивність впливу залежить як від технологічних операцій, агресивності застосовуваних реагентів, якості обладнання, так і від кліматичних умов. Необхідним є дослідження основних технологічних операцій при бурінні свердловин для визначення оптимальних режимів роботи, які дадуть можливість підвищити екологічну безпеку спорудження свердловин.

**Дослідження впливу основних технологічних операцій процесу буріння нафтогазових свердловин на довкілля.** Недосконалість обладнання та технологічних процесів є основними причинами забруднення довкілля. Інтенсивність утворення забруднюючих речовин під час розробки свердловини залежить від технічного стану обладнання (відхилення регульованих параметрів від допустимих в результаті фізичного і морального зношення).

Проведено аналіз роботи насосно-циркуляційної системи (НЦС) для визначення небезпечних ділянок обладнання, що є джерелом поширення шкідливих речовин. Розглянуто роботу НЦС при різних технологічних операціях, коли відбувається циркуляція бурового розчину (БР), який може містити у своєму складі речовини різного класу небезпеки: від 1-го (хромати, біхромати) до 4-го (натрію сульфат, діетиламін). Ці речовини потрапляють в атмосферу внаслідок процесу випаровування, який відбувається досить інтенсивно через порівняно високі температури БР та його циркуляцію.

Для зручності проведення аналізу впливу НЦС на рівень екологічної безпеки складено схему (рис. 4.22) та наведено умовну інтенсивність випаровування БР на різних ділянках НЦС БУ, яка змінюється в залежності від проведення певних технологічних операцій та виконанні виробничих процесів, а саме [98]:

- *a* – спуск бурильної колони. БР витікає із свердловини, переміщається по жолобовій системі до ємностей зберігання БР. Об'єм рідини, що витікає із свердловини, рівний об'єму опущеної бурильної колони у свердловину. Зміна температури БР, що виходить із свердловини, незначна (вплив на інтенсивність випаровування незначний). Рух рідини по жолобовій системі сприяє випаровуванню;

- *b* – процес буріння нафтових свердловин. Рух БР по жолобовій системі інтенсивний. Рідина із свердловини витікає із високою температурою 40°- 90°С. Працює блок очищення рідини від вибуреної породи (твердої фази);

- *c* – процес буріння газоносних горизонтів. Рух БР по жолобовій системі інтенсивний. Рідина із свердловини витікає із високою температурою 40°- 90°С. Працює блок очищення рідини від вибуреної породи (твердої фази) і дегазатор;

- *d* – підйом бурильної колони з метою заміни породоруйнівного інструменту, вибійного двигуна та інших складових частин самої бурильної колони. Здійснюється доливання свердловини на об'єм піднятої бурильної колони. Доливання проходить із доливної ємності (резервуару) в жолоб до свердловини;

- *e* – спуск обсадної колони виконується аналогічно п. *a*;
- *f* – застигання (твердіння) тампонажного (цементного розчину) та встановлення противикидного обладнання. Це період, коли рух БР зупинено;

- *g* – бурова установка знаходиться на консервації або в очікуванні обладнання чи матеріалів. Інтенсивність випаровування БР буде змінюватись від зміни кліматичних умов. Рух БР по НЦС зупинено, але є відкриті площі, де проходить процес випаровування.



Рис. 4.22. Схема умовної інтенсивності випаровування бурового розчину на різних ділянках насосно-циркуляційної системи:

1 – свердловина; 2 – жолобна система від свердловини до блоку очищення; 3 – поверхня піднятих бурильних труб; 4 – обладнання для очищення від твердої фази; 5 – дегазатор; 6 – ємність блоку очищення; 7 – ємність дегазатора; 8 – ємність зберігання БР; 9 – доливна ємність; 10 – ємність зберігання рідких хімреагентів; 11 – жолоб від блоку очищення до дегазатора; 12 – жолоб від дегазатора до ємностей зберігання; 13 – блок приготування БР; 14 – жолоб від блоку приготування до ємностей зберігання БР



Розроблена схема інтенсивності випаровування БР (рис.4.22), дозволяє більш раціонально провести різносторонні дослідження та вивчення, як процесів, що проходять чи відбуваються на буровій, так і кожної ділянки та обладнання НЦС. Наприклад: *a-1* – в процесі спуску бурильної колони БР циркулює із свердловини і проходить процес випаровування. В даному випадку інтенсивність випаровування буде залежати від відкритої площі випаровування, температури та руху рідини і повітря тощо. Так, *c-4* – процес буріння газонесних горизонтів: БР з високою температурою і насичений газом надходить до обладнання для очищення від твердої фази, де, попадаючи на вібросито, інтенсивність випарів буде надзвичайно високою.

В блоці очищення БР від вибуреної породи найбільшим джерелом випарів є обладнання для грубого очищення, а саме вібросита різних конструктивних виконань і рідше – сита-конвеєри, параметри яких наведені в табл. 4.5. Вібросита або сита-конвеєри мають велику відкриту площу випаровування, яка не обмежується робочою поверхнею сита. Також, пароутворення проходить із відділеної твердої фракції (вибуреної породи).

Таблиця 4.5. Параметри обладнання для грубого очищення бурового розчину

№ п/п	Назва БУ	Кількість вібросит	Кількість вібруючих рам	Площа випаровування, [м <sup>2</sup> ]
1	IDECO - 525	2	2	7,04
2	БУ-75 БрЕ	1	1	2,75
3	IRI - 160	1	1	2,68

На вібраційних ситах частинки вибуреної породи просіюються через сито під дією коливальних процесів з певною амплітудою і частотою, яка створюються ексцентриковим або інерційним вібратором. Мокрі частинки БР, які перевищують розміри чарунок сітки вібросита, осідають на ній і через транспортний жолоб скидаються у відвал (шламовий амбар). Коливальні процеси (висока частота і амплітуда) сіток вібросит, на які надходить БР, сприяють інтенсифікації випаровування, особливо коли в рідині є газоподібні речовини. Для того, щоб не забивались щілини вібросита, його прочищають, при цьому біля вібросита знаходиться персонал, який потрапляє під вплив інтенсивного випаровування БР.

Очищений розчин, пройшовши через чарунки сітки, надходить до приймальних ємностей циркуляційної системи. Подальша більш тонка очистка БР здійснюється гідромеханічним способом. Для цього в піско- та муловідділювачах застосовуються конічні гідроциклони.

Завдяки тангенційному розміщенню насадки і високошвидкісному витіканню буровий розчин інтенсивно обертається довкола осі гідроциклону. Найбільші і найважчі частинки, що містяться в БР, відкидаються відцентровими силами у зовнішній потік розчину, що утворюється в периферійній кільцевій зоні конуса. Опускаючись за гвинтоподібною траєкторією до вершини конуса, частинки видаляються з корпусу через шламову насадку в шламозбірник, що знаходиться під гідроциклоном.

Дрібні частинки, на які діють відцентрові сили, недостатні для подолання опору середовища, потрапляють у внутрішній центральний висхідний потік, що виникає в результаті утворення вздовж осі гідроциклону повітряно-рідинного стовпа пониженого тиску, повітря в нього відсмоктується через шламову насадку. Висхідний потік очищеного БР спрямовується до зливної насадки і через викидний патрубок потрапляє в приймальну ємність НЦС. Це обладнання є, в основному, закритим, але разом з очищеною рідиною виділяє газоподібну речовину та в процесі великих швидкостей руху рідини сприяє її випаровуванню. Ці випари викидаються разом з очищеною рідиною в ємності, звідки надходять в атмосферу. Площа відкритої поверхні збірника твердої фракції батареї пісковідділювача становить  $1,74 \text{ м}^2$ , а муловідділювача  $0,6 \text{ м}^2$ . Кожна група гідроциклонних установок є джерелом забруднення. В муловідділювачах типу П-45 використовуються шістнадцять гідроциклонів діаметром 75 мм, що розміщені в два ряди.

БР найвищої температури витікає з гирла свердловини в жолоб до блока очищення від твердої фракції (вибуреної породи) і газу. Жолобова система НЦС БУ характеризується тим, що практично по всій протяжності вона є відкритою. Над жолобами є решітчаста підлога, по якій ходить персонал. Можна відмітити, що жолоб від свердловини до блоку грубого очищення БР є більш ізольованим (труба з отворами), оскільки з гирла свердловини БР виходить з високими температурними показниками. Рух рідини по всій відкритій жолобовій системі сприяє інтенсивності випаровуванню. Відкрита площа жолобової системи НЦС може складати  $10 \text{ м}^2$  і більше (рис. 4.23).

Якщо в БР є газоподібні речовини, то така суміш надходить в дегазатор, в якому проходять процеси виділення газу і здійснюється прямий викид його в атмосферу. Також, в самому дегазаторі створюються

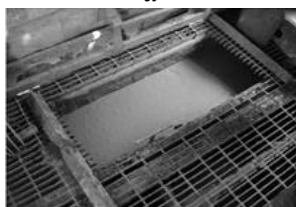
умови, що сприяють випаровуванню БР. До складу НЦС входять ємності блоку очищення БР, зберігання та доливання його у свердловину в процесі піднімання бурильної колони. Відкрита площа випаровування із ємностей може складати від декількох десятків метрів до 100 м<sup>2</sup> і більше. Під час механічного буріння свердловини інтенсивно працює блок приготування БР, де є різноманітне обладнання, що приводить в бурхливий рух БР, тим самим, створюючи умови для значного надходження парів в атмосферу.

Аналогічно можна розглядати кожен ділянку, обладнання НЦС і кожен виробничу ситуацію. Дослідження доцільно проводити, як аналогічним (теоретичним) шляхом, так і експериментальним.

**Методика оцінки екологічної безпеки при забрудненнях атмосфери парами бурового розчину.** Через складність математичних розрахунків та необхідність їх візуалізації у вигляді карт було прийнято рішення реалізувати методику у вигляді комп'ютерної програми. Результатом такої роботи стала розроблена в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу автономна спеціалізована інформаційно-комп'ютерна система оцінки екологічної безпеки при забрудненнях приземного шару атмосфери на території бурової установки внаслідок випаровування бурового розчину з різних її ділянок. Дана система має назву MAPEDF (від англ. Modeling air pollution evaporations of drilling fluid) [99].



а



б



в

Рис. 4.23. Облаштування жолобів НЦС БУ:

а – жолоб підводу БР до вібросита на БУ-75БрЕ; б – відкриті жолоби під решітчастою підлогою установки IRI-160; в – відкриті жолоби установки БУ-75БрЕ

Результати роботи системи представляються у вигляді електронних екологічних карт техногенних навантажень та ризиків від токсичного впливу парів БР, що в свою чергу є необхідною та достатньою інформацією для ефективного управління екологічною безпекою атмосфери на території БУ.

Розглянуто приклад використання розробленої системи MAPEDF для оцінки екологічної безпеки при забрудненнях приземного шару атмосфери (ПША) парами БР на території реальної свердловини. За результатами моделювання визначено техногенні навантаження на територію БУ та ризики для її персоналу. Нижче представлені параметри основних джерел забруднення ПША парами БР досліджуваної БУ:

- піднята на поверхню колона бурильних труб довжиною 1800 м (кількість – 75; діаметр – 0,127 м; висота однієї свічки, яка складається з трьох труб довжиною 8 м – 24 м);

- жолобова система (довжина – 25 м; ширина – 0,5 м; глибина – 0,6 м; відношення площі відкритої поверхні випаровування жолобової системи до повної поверхні випаровування – 1);

- шламові амбари-накопичувачі (кількість – 3; I амбар: довжина – 15 м; ширина – 10 м; глибина – 3 м; II-III амбри: довжина – 30 м; ширина – 10 м; глибина – 3 м).

На даній буровій використано малоглинистий полімерний БР. Протягом всього часу вимірювання концентрацій компонентів БР, який випаровуються з різних ділянок БУ, спостерігались сталі погодні умови, а саме: вітер східний зі швидкістю 5 м/с; температура повітря 23-24 °С; вологість повітря 45%; атмосферний тиск 741 мм.рт.ст.; стратифікація атмосфери – конвекція, клас стійкості – В; без опадів.

В розробленій системі MAPEDF такій метеорологічній ситуації відповідає сценарій «Вибіркове забруднення». Даний сценарій характеризується відносно короткотривалими погодними умовами. Тобто за цим сценарієм визначається розподіл забруднюючих речовин та ризиків в ПША при фіксованих метеорологічних параметрах (напрямок та швидкість вітру, стан атмосфери тощо), тривалість яких може бути від декількох годин до декількох діб.

На рис. 4.24, 4.25 показано відповідно закладки «Вхідні дані» та «Перелік речовин для розчинів та інші додаткові параметри» для даного сценарію щодо аналізу розподілу концентрації парів БР в ПША на території досліджуваної бурової.

В буровому розчині, що надходив із досліджуваної свердловини, найбільший рівень концентрації при польових дослідженнях показав

метан, тому його взято в якості речовини для ілюстрації роботи системи.

Для визначення рівня техногенного навантаження на атмосферу на території досліджуваної БУ від основних джерел випарів БР використано модифікацію моделі МАГАТЕ, що базується на гаусовій моделі розсіювання домішок при широкому спектрі метеорологічних умов, описаних в [91]. Класи стійкості (А – сильна конвекція; В – конвекція; С – помірна конвекція; D – нейтральна; E – інверсія; F – сильна інверсія), що враховуються в даних моделях забруднення атмосфери та дають можливість розраховувати концентрації речовин для будь-яких метеорологічних ситуацій.

В програмі є можливість здійснити порівняння з натурними вимірюваннями концентрації забруднюючих речовин. В закладці «Порівняння з даними моніторингу» у відповідних комірках необхідно вказати кількість місць вимірювання концентрації, їх координати в системі координат, в якій здійснювалось моделювання, та виміряну концентрацію. На досліджуваній БУ натурні вимірювання здійснювались газоаналізаторами ДОЗОР-С-М в 35-ти різних місцях території БУ.

The screenshot shows the 'Вхідні дані' (Input Data) tab of the MAREDF software. The interface includes the following elements:

- General Settings:**
  - Ширина (Width): 600
  - та висота (Height): 150
  - досліджуваної ділянки (по осі X та Y відповідно) (Study area dimensions): Metan
  - Кількість амбарів (Number of warehouses): 3
  - та елементів жолобної системи (and elements of the gutter system): 3
- Буральні труби (Stacks):**

Бутанол %	0
Пентанол %	0
Толуол %	0
Пропанол %	0
Метан %	3
Сірководень %	0
Аміак %	0
Хлор %	0
Діоксид вуглець	0
Т розчиню [K]	299,15
- Шляховий амбар накопичувач (Pathway warehouse):**

Амбар3	0
Пентанол %	0
Толуол %	0
Пропанол %	0
Метан %	0,1
Сірководень %	0
Аміак %	0
Хлор %	0
Діоксид вуглець	0
Т розчиню [K]	297,15
- Жолобна система (Gutter system):**

	Елемент 1	Елемент 2	Елемент 3
Пентанол %	0	0	0
Толуол %	0	0	0
Пропанол %	0	0	0
Метан %	3	3	3
Сірководень %	0	0	0
Аміак %	0	0	0
Хлор %	0	0	0
Діоксид вуглець	0	0	0
Т розчиню [K]	299,15	298,15	297,15
- Weather and Dispersion Parameters:**
  - Температура повітря (T), [K]: 297,15
  - Інтенсивність опадів, мм/год (I): 0,000
  - Сценарій моделювання: Вибіркове забруднення
  - Швидкість вітру (m/s): 5
  - Напрямок розповсюдження ЗР (град.): 180
  - Клас стійкості: B - конвекція

Рис. 4.24. Закладка «Вхідні дані» з введеними даними для досліджуваної бурової

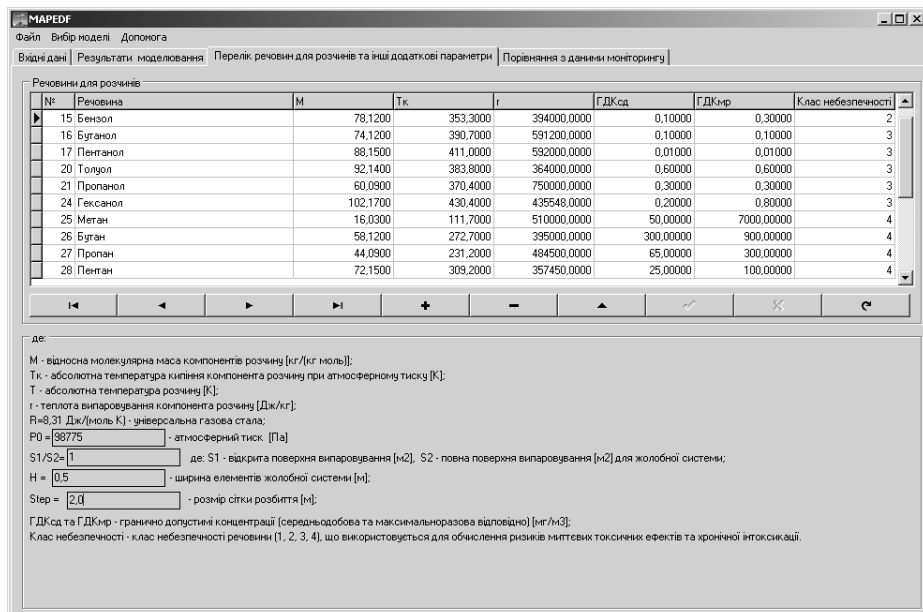


Рис. 4.25. Закладка «Перелік речовин для розчинів та інші додаткові параметри» з введеними даними для досліджуваної бурової

Після закінчення математичних розрахунків концентрацій [99] та внесення необхідних даних потрібно вибрати «Порівняти». Як наслідок, програма автоматично заповнює 5-ий та 6-ий стовпчики таблиці, в комірках яких, відповідно, вказується результат моделювання та результат порівняння – відносна похибка.

Для візуалізації результатів математичного моделювання розповсюдження парів обраного компоненту БР в ПША потрібно перейти на закладку «Результати моделювання» та обрати «Нанести результат». Кінцевим результатом роботи системи MAPEDF є електронна екологічна карта розподілу концентрації забруднюючих речовин на території БУ та відповідних ризиків для її персоналу (рис. 4.26).

Згідно отриманих результатів встановлено, що найбільший рівень концентрації має метан. Це обумовлено його більшою інтенсивністю випаровування ніж у інших компонентів БР завдяки вищому парціальному тиску насичених парів над поверхнею рідини. На рис. 4.26 представлений результат роботи системи у вигляді карти розподілу метану в ПША на території даної БУ за вищезазначених метеорологічних умов. Отриманий розподіл є результатом сумування відповідних полів концентрацій від кожного джерела парів метану окремо.

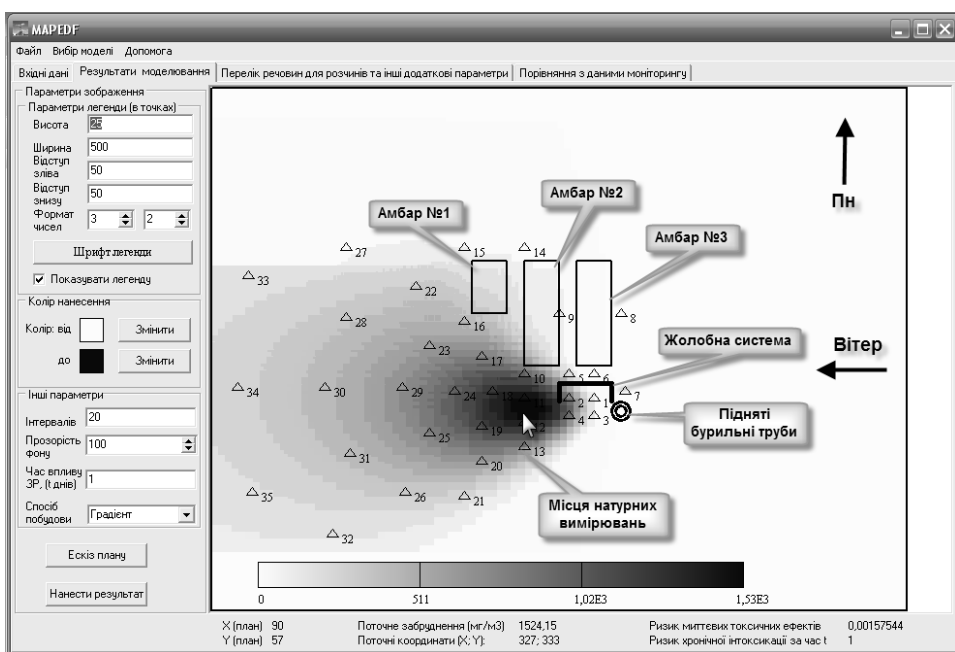


Рис. 4.26. Карта техногенного навантаження на ПША досліджуваної БУ від випаровування метану з різних її ділянок

Для визначення рівня концентрації та відповідного ризику в тій чи іншій точці карти необхідно навести курсором миші на дану точку. Інформація щодо її поточних координат в системі координат, пов'язаної з картою, рівень концентрації забруднюючих речовин та відповідні ризики в цій точці автоматично відображаються під картою. Це дає змогу визначити найбільш навантажені території, які в свою чергу характеризуються значними ризиками для здоров'я персоналу БУ.

Так, на рис. 4.26 видно, що при даному сценарії моделювання найбільш забрудненою є територія з лівої сторони від жолобової системи з координатами  $x \in [60; 105]$ ,  $y \in [50; 75]$ , де розташовано курсор миші. Це спричинено більш інтенсивним випаровуванням з даної ділянки НЦС, причини якого описані в [100], та перенесенням парів БР в ПША за напрямом східного вітру. Максимум концентрації метану спостерігається в точці (90; 59) і становить приблизно  $0,82 \text{ мг/м}^3$ , що в 2,72 рази більше ніж його ГДК<sub>м.р.</sub>, яка становить  $1514,43 \text{ мг/м}^3$ . Рівень ризику миттєвих токсичних ефектів на найбільш техногенно-навантаженій території БУ становить 0,002.

Отримане значення ризику означає, що за таких метеорологічних умов, конструкції НЦС та складу використовуваного БР 0,2% персоналу, перебуваючи на даній території нетривалий час (10-30 хв), може отримати порівняно короткотривалий збій у роботі організму (алергічні реакції, різка зміна тиску, запаморочення тощо) внаслідок забруднення повітря метаном.

Рівень ризику хронічної інтоксикації внаслідок забруднення повітря залежить від часу перебування людей на забрудненій території. Так, перебування персоналу БУ протягом 1 доби під дією максимального рівня концентрації метану, створює ризик 1. Дана величина показує, що за таких умов 100% персоналу при постійному перебуванні протягом доби на найбільш забрудненій території можуть отримати несприятливий результат (ефект) у вигляді хронічної хвороби, зумовленої забрудненням повітря метаном. Величина ризику хронічної інтоксикації зростає зі збільшенням терміну перебування під дією забруднюючих речовин.

Такий рівень екологічної безпеки атмосфери на території досліджуваної БУ вимагає прийняття відповідних рішень щодо зменшення ризиків для здоров'я персоналу до прийняттого рівня.

Також, за таким же сценарієм здійснено математичне моделювання розподілу основних компонентів БР на території БУ від вищезазначених джерел забруднення окремо. Результати показали, що найбільш небезпечним з них є жолобна система, від якої максимум приземної концентрації метану становить приблизно 950 мг/м<sup>3</sup>. Наступною за рівнем небезпеки є колона піднятих на поверхню бурильних труб (максимум приземної концентрації метану становить 468 мг/м<sup>3</sup>). І найменш небезпечними виявились шламові амбари-накопичувачі (максимум приземної концентрації метану становить 150 мг/м<sup>3</sup>), що обумовлено великою кількістю води (98%) в розчині і, як наслідок, меншої концентрації інших компонентів.

Отримані результати вказують на велику необхідність модернізації певних ділянок НЦС, що дасть можливість значно збільшити рівень екологічної безпеки атмосфери на території БУ та відповідно зменшити ризик для здоров'я персоналу БУ.

**Система запобігання забрудненню атмосферного повітря під час буріння нафтогазових свердловин.** Екологізація енергетичної галузі базується на виконанні «Основних засад (стратегії) державної екологічної політики України на період до 2020 року» та його адаптації до енергетичного та екологічного законодавства Європейського Союзу [101].



В «Енергетичній стратегії України на період до 2030 року» серед основних цілей, що сприяють екологізації можна виділити [102]:

- визначення шляхів і створення умов для безпечного, надійного та сталого функціонування енергетики та її максимально ефективного розвитку;

- зменшення техногенного навантаження на довкілля та забезпечення цивільного захисту у сфері техногенної безпеки ПЕК;

- зниження питомих витрат у виробництві та використанні енергопродуктів за рахунок раціонального їх споживання, впровадження енергозберігаючих технологій та обладнання, раціоналізації структури суспільного виробництва і зниження питомої ваги енергоємних технологій.

Однак, для підвищення екологічної безпеки нафтогазової галузі повинні бути сформовані конкретні екологічні цілі, заходи і механізми їх досягнення.

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень умов роботи обладнання бурової установки, її конструктивних особливостей обладнання та впливу на навколишнє середовище запропоновано систему запобігання забруднення атмосферного повітря під час буріння нафтогазових свердловин рис. 4.27.



Рис. 4.27. Структурна схема системи запобігання забруднення ПША під час буріння нафтогазових свердловин

Прикладом роботи даної системи є проведені дослідження функціонування бурової установки з використанням комп'ютерної програми MAPEDF, що дало змогу виділити конкретні ділянки обладнання і технологічні операції, які сприяють надходженню в довкілля шкідливих речовин і створенню екологічного ризику.

Ділянками БУ, що підлягають вдосконаленню згідно результатів експериментів та моделювання є блок грубого та тонкого (пісковідділювач, муловідділювач та глиновідділювач) очищення БР, а також пристрій для очищення свердловинного інструменту.

Модернізовано блок грубого очищення БР за рахунок використання на віброситі ізолюючого екрану для зменшення викиду парів БР в довкілля. Для цього над сіткою вібросита з внутрішньої сторони розміщено захисний екран із видовженим кінцем [103].

Розроблено комплексний гідроциклон для підвищення ступеня очищення БР, який одночасно буде виконувати функцію пісковідділювача, муловідділювача та глиновідділювача чим зменшить кількість однотипного обладнання і дасть можливість зниження шкідливих викидів в атмосферу. Застосування гідроциклону даної конструкції дозволить вибрати оптимальний режим сепарації зміною пропускної здатності кільцевої щілини та покращити надійність роботи гідроциклону і мінімізувати викиди парів БР [104].

Запропоновано конструктивне вирішення пристрою для очищення свердловинного інструменту, який містить елементи, що охоплюють трубу і очищують з її поверхні БР в процесі підйому із свердловини. Всередині пристрій заповнений магнітною рідиною з вмістом речовини, яка нейтралізує небезпечні викиди [105].

Використання запропонованого обладнання дасть можливість уникнути потрапляння шкідливих речовин в навколишнє середовище, запобігти шкідливому впливу агресивних речовин на здоров'я персоналу та підвищити пожежну безпеку бурової установки.

Також, сучасними авторами пропонуються підходи до модернізації НЦС БУ [106].

Перспективи розвитку нафтогазовидобувної галузі базуються на прогресивних екологічних технологіях. Важливим у забезпеченні екологічної безпеки є компетентність обслуговуючого персоналу. Враховуючи вищезазначені факти, запропоновано рекомендації для зменшення негативного впливу на навколишнє середовище при спорудженні свердловин:

- зниження вмісту шкідливих речовин у технологічних рідинах, що використовуються при бурінні свердловин;

- удосконалення технологічних процесів та обладнання (екранування, ізоляція і герметизація);
- обов'язковий контроль роботи обладнання і зниження скидів та викидів забруднюючих речовин;
- створення замкнутого циклу з мінімізацією відходів при спорудженні свердловин;
- підвищення екологічної компетентності персоналу (участь у тематичних семінарах, підвищення кваліфікації тощо);
- раціональне використання всієї сировини (уникнення спалювання супутнього газу);
- зниження матеріалоемності машин та обладнання (наприклад, запропонований комплексний гідроциклон);
- використання безамбарного методу буріння.

Завчасне прогнозування, визначення та попередження екологічно небезпечних ситуацій при використанні наявного обладнання та існуючих технологій з врахуванням відповідних кліматичних умов дасть можливість вносити корективи у виконання технологічних процесів і може бути ефективним інструментом з екологічної безпеки в процесі спорудження нафтогазових свердловин.

Для прогнозування і попередження екологічно небезпечних ситуацій на буровій установці може бути використана розроблена і апробована методика оцінки екологічної безпеки при забрудненнях атмосфери парами бурового розчину. Дана методика може враховувати й інші забруднювачі крім випарів бурового розчину.

Необхідно постійно працювати над модернізацією та вдосконаленням обладнання і технологічних процесів з врахуванням екологічної безпеки. Кожен екологічно-небезпечний об'єкт повинен бути забезпечений високоефективними запобіжними та аварійними технічними засобами, які б дали можливість мінімізувати забруднення території бурової установки чи нафтогазопромислового об'єкту.

#### **4.4. Засоби проектування та аналізу даних мереж моніторингу стану атмосферного повітря в задачах управління екологічною безпекою**

**Аналіз підходів до побудови мережі моніторингу стану атмосферного повітря.** Розглянувши основні підходи до побудови і вдосконалення мереж моніторингу стану атмосферного повітря (МСАП) і автоматизованих станцій контролю забруднення атмосфери в нашій країні і за кордоном, які детально описано в роботі [107], можна зроби-

ти висновок, що кожен з них має свої переваги і недоліки.

Економічний підхід є найбільш адекватним, але точне визначення збитку за відсутності або наявності поста спостереження є досить важкою задачею через велике число впливаючих факторів.

Використання «метеорологічного» підходу при оптимізації мережі постів спостереження істотно обмежується неоднорідністю і анізотропією полів концентрацій ЗР. Він також є дорогим, оскільки вимагає досить великого об'єму заздалегідь накопиченої інструментальними методами початкової інформації.

Найперспективнішими в даний час є методики, що використовують різні показники, що характеризують збиток (можливий або запобіжний) як критерій оптимізації. З урахуванням задач, що стоять перед мережею моніторингу, соціально-економічні показники, зокрема, збиток, виражений або в явній, або у відносній формі, є найбільш інформативними величинами, які необхідно використовувати при розробці і оптимізації мережі.

Існуючі підходи до оптимізації мережі постів моніторингу забруднення атмосфери, визначаючи одну єдину оптимальну конфігурацію, не передбачають можливості для оцінки ефективності цієї мережі при зміні різних факторів, що впливають на вибір такої конфігурації. Мінливість же цих чинників, особливо метеорологічних, накладає істотну невизначеність на ухвалюване рішення щодо розміщення постів мережі. Тому можливість для порівняльної оцінки ефективності мережі при зміні впливаючих на її конфігурацію чинників має велике значення і повинна бути реалізована при розробці методики оптимального розміщення мережі моніторингу стану атмосферного повітря.

Представлені підходи не піднімають питань побудови мереж моніторингу з використанням маршрутних спостережень, оптимізації розміщення точок зупинки маршрутних постів і створення мереж гнучкої конфігурації, що також має велике практичне значення.

Необхідно відзначити, що багато з представлених підходів, вирішуючи задачу розміщення постів, використовують різні методи визначення полів концентрацій ЗР. Всі підходи, у тому числі і «метеорологічний», використовуючи інструментальні методи визначення концентрацій ЗР, жодним чином не можуть врахувати перспективу розвитку тих регіонів, в яких вони використовуються.

Найменш витратними можна визнати підходи, що використовують розрахункові методи для визначення полів концентрацій ЗР. Вони також дозволяють врахувати перспективу розвитку регіонів і достатньо широко використовуються при вирішенні задачі розміщення мере-

жі моніторингу забруднення атмосфери.

Один з найбільш цікавих підходів до оптимізації розміщення постів мережі представлений в роботах Верлана В.А. [108]. Він базується на припущеннях з теорії ігор, де стратегіями гравця є різні варіанти розстановки постів мережі моніторингу, які характеризуються як конфігурацією, так і кількістю постів. В грі приймає участь «природа», яка визначає синоптичні і метеорологічні параметри навколишнього середовища.

**Загальна постановка та класифікація задач оптимізації мережі МСАП.** Аналіз різних підходів для визначення просторової конфігурації мережі моніторингу стану атмосферного повітря дозволив визначити їх основні недоліки (табл. 4.6), що практично унеможливають їх застосування в сьогоденній Україні.

Отже, актуальним напрямком дослідження є математична постановка задачі оптимального розміщення пунктів спостережень мережі МСАП, розробка, дослідження та реалізація математичних та комп'ютерних засобів для її вирішення.

В загальному випадку вирішення задачі оптимізації мережі МСАП повинно відповісти на запитання: де і скільки вузлів сенсорів (ВС) необхідно встановити, щоб отримана мережа МСАП відповідала висуnutим до неї вимогам. Таким чином пропонується наступна *загальна постановка задачі оптимізації мережі МСАП*: на заданій території  $B$ , що розбита на квадрати фіксованого розміру, та заданій множині рухомих об'єктів  $M$  (тролейбусів, трамваїв, потягів тощо, на яких можливо встановлення вузлів сенсорів) з їх маршрутами територією  $B$  розмістити деяку кількість вузлів сенсорів ( $N_B$  та  $N_M$  відповідно) з врахуванням різного роду обмежень так, щоб утворена таким чином мережа МСАП відповідала одному ( $F$ ) чи декільком ( $F_1, F_2, \dots$ ) критеріям оптимальності. Найчастіше, при цьому робляться наступні припущення: всі точки квадратів території  $B$  та рухомих об'єктів  $M$  є рівноцінними щодо розміщення вузлів сенсорів; їх центри використовується в якості розрахункових точок; вузли сенсорів однієї мережі МСАП вважаються ідентичними.

Територія, яку повинна охопити мережа МСАП, може істотно змінюватись в розмірах. Як відомо, екологічний моніторинг здійснюється на чотирьох рівнях: локальному, регіональному, національному, глобальному. Таким чином задачі оптимізації мереж МСАП можна розділити за відповідними рівнями. Разом з тим, область оптимізації може бути опуклою або не опуклою (крім того, у випадку оптимізації мережі МСАП для декількох міст одночасно, навіть незв'язною).

Таблиця 4.6. Характеристики підходів до формування мережі МСАП

Підхід \ Характеристика	Економічний підхід	Імовірно-статистичний («метеорологічний») підхід	Ряд інших підходів	Підхід Верлана В.А.
Можливість задання пріоритетів	—	—	—	—
Врахування метеопараметрів	+	—	+**	+**
Врахування пріоритетності та заселеності територій	+	—	+	+
Врахування багатьох ЗР	+	+**	+	+
Врахування структури розташування ДВ	+	—	+	+
Врахування типу ПСЗ	—	—	—	+**
Можливість використання різних моделей забруднення	+	+**	+**	+**
Комп'ютерна реалізація	—*	—*	—*	—

\* – в доступних літературних джерелах та мережі Internet інформація відсутня;  
 \*\* – частково

Загалом описати територію  $B$  можна за допомогою прямокутної матриці  $\{b_{ij}\}$ :

$$b_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{якщо квадрат } (i, j) \text{ належить території } B; \\ 0, & \text{в інших випадках,} \end{cases}$$

де  $i = \overline{1, n}$ ;  $j = \overline{1, m}$ ,  $txn$  – розмірність матриці  $\{b_{ij}\}$  після розбиття досліджуваної території на  $txn$  квадратів.

Після цього вирішення задачі оптимізації мережі МСАП можна привести до знаходження матриць  $X^B$  та  $X^M$ , таких що:

$$x_{ij}^B = \begin{cases} 1, & \text{якщо в квадрат } (i, j) \text{ встановлюється ВС}; \\ 0, & \text{в інших випадках,} \end{cases} \quad (4.30)$$

та

$$x_i^M = \begin{cases} 1, & \text{якщо на } i\text{-ий рухомий об'єкт} \\ & \text{встановлюється ВС}; \\ 0, & \text{в інших випадках.} \end{cases} \quad (4.31)$$

Таким чином отримаємо, що загальна кількість ( $N_Z$ ) встановлених вузлів сенсорів рівна:

$$N_Z = N_B + N_M = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n x_{ij}^B + \sum_{i=1}^{|M|} x_i^M, \quad (4.32)$$

де  $|M|$  – потужність (кількість елементів) множини  $M$ .

Таким чином, класифікація задач оптимізації мереж МСАП за характеристиками відповідної території здійснюється за масштабами, опуклістю та зв'язністю області оптимізації.

Критерії оптимальності мережі МСАП можуть бути найрізноманітнішими. Проте найчастіше використовуються: економічні – мінімальна вартість мережі, мінімальна сума збитків від неточності отриманої інформації тощо; статистичні – вимога мінімуму середньої квадратичної помилки відновлення значення концентрації забруднюючої речовини в певній точці простору і в певний момент часу; комплексні – інформаційна корисність, інформативність тощо.

Крім того, задача оптимізації мереж МСАП може бути одно- та багатокритеріальною. Таким чином, класифікація задач оптимізації мереж МСАП за критеріями оптимальності здійснюється за їх кількістю і виглядом.

Кількість вузлів сенсорів ( $N_Z$ ) мережі МСАП може бути:

- 1) точно задана наперед:  $N_Z = N$ ;
- 2) бути менше-рівне заданого числа:  $N_Z \leq N$ ;
- 3) бути більше-рівне заданого числа:  $N_Z \geq N$ ;
- 4) знаходитись в певному інтервалі (поєднання випадків 2 і 3);
- 5) невідомою,

де  $N$  – наперед задане число вузлів сенсорів.

У перших чотирьох випадках в математичну постановку задачі просто додаються відповідні обмеження. Щодо 5 випадку, коли  $N$  є невідомим, то можливі наступні випадки:

1)  $N$  визначається до початку вирішення задачі:  $N = f(g_1^B, g_2^B, \dots, g_p^B)$ , де  $g_i^B$  – деякий параметр (характеристика) території  $B$  (наприклад населення, площа, параметри існуючої мережі, рівень забруднення, метеорологічні параметри тощо);  $p$  – кількість таких параметрів;  $f$  – деяка функція, що описує залежність між необхідною кількістю ( $N$ ) вузлів сенсорів та параметрами території  $B$ ;

2)  $N$  визначається під час вирішення задачі оптимізації мережі МСАП за наявності економічних обмежень щодо вартості побудови

та/або функціонування мережі;

3)  $N$  визначається під час вирішення задачі оптимізації мережі МСАП за наявності відповідного критерію (наприклад подальше збільшення  $N$  майже не призводить до підвищення ефективності мережі тощо);

4)  $N$  визначається після вирішення задачі оптимізації мережі МСАП, коли виконуються висунуті критерії оптимальності мережі МСАП.

Крім того, можуть висуватися вимоги щодо кількості вузлів сенсорів, які розміщуються стаціонарно та на рухомих об'єктах ( $N_B$  та  $N_M$  відповідно).

Таким чином, класифікація задач оптимізації мереж МСАП за даністю кількості вузлів сенсорів здійснюється за наявністю чи відсутністю таких даних та видом знаходження  $N$  в даному випадку.

Тип мережі МСАП, що проектується (оптимізується), визначається наявністю (відсутністю) вузлів сенсорів, які розміщуються стаціонарно та на рухомих об'єктах відповідно:

1) стаціонарна мережа МСАП: 
$$\begin{cases} N_Z = N_B; \\ N_M = 0, \end{cases}$$

2) пересувна мережа МСАП: 
$$\begin{cases} N_Z = N_M; \\ N_B = 0, \end{cases}$$

3) змішана (гібридна) мережа МСАП: 
$$\begin{cases} N_Z = N_B + N_M; \\ N_M > 0; \\ N_B > 0. \end{cases}$$

Крім того, при розширенні діючої мережі МСАП необхідно врахувати її параметри, можливість перенесення вузлів тощо.

Таким чином, класифікація задач оптимізації мереж МСАП також здійснюється за типом мережі, наявністю існуючої мережі та її параметрами.

Обмеження в задачі оптимізації мережі МСАП можуть бути відсутніми (тоді маємо задачу безумовної оптимізації), або можуть бути в наявності (тоді маємо задачу умовної оптимізації) наступні: 1) щодо кількості вузлів сенсорів (про що описано вище); 2) щодо вартості побудови та/або функціонування мережі; 3) щодо мінімально (або максимумально) можливої відстані між вузлами; 4) щодо точності даних моніторингу та моделювання на їх основі тощо. Таким чином, задачі оптимізації мереж МСАП за наявністю (відсутністю) обмежень поділяються на задачі умовної та безумовної оптимізації.



Вигляд шуканих величин задач оптимізації мережі МСАП також впливає на їх класифікацію. В даній роботі матриці  $X^B$  та  $X^M$  (і як наслідок  $N_Z$ ) пропонується в якості невідомих змінних, тому така задача є детермінованою бінарною. Проте можливі випадки необхідності приведення задач оптимізації мережі МСАП до задач неперервної оптимізації. Таким чином, задачі оптимізації мереж МСАП за виглядом шуканих величин поділяються на задачі детерміновані та неперервної оптимізації тощо.

Функція мети, що описує відповідний критерій оптимальності (або їх набір), та обмеження в задачі можуть бути лінійними чи нелінійними, опуклими чи ні тощо. Таким чином, задачі оптимізації мереж МСАП поділяються на лінійні та нелінійні тощо.

Найбільш складним для вирішення є випадок, коли задача оптимізації мережі МСАП є: багатокритеріальною; область оптимізації не опукла або незв'язна; кількість вузлів сенсорів ( $N_Z$ ) мережі МСАП априорі невідома; оптимізується змішана (гібридна) мережа МСАП за наявності існуючої мережі, частину якої можна перенести, а частину – ні; в задачі присутні декілька обмежень, тобто вона є задачею умовної оптимізації; обмеження або критерії є нелінійними, не опуклими і т.д., тобто вона є задачею нелінійного не опуклого програмування тощо.

**Модель інформаційної корисності проведення спостережень на даній території.** В якості критерію для оптимізації мережі МСАП пропонується використати максимальну інформаційну корисність, алгоритм визначання якої розглянемо більш детально.

На заданій території, згідно вимог сучасного державного та міжнародного законодавства, доцільність ( $k$ ) проведення МСАП визначається рівнем забруднення ( $z$ ), що залежить від характеру викидів шкідливих речовин, метеопараметрів, особливостей процесів розповсюдження ЗР, та значенням соціально-економічної цінності території з врахуванням її заселеності ( $e$ ). При цьому мережа повинна охоплювати максимально можливу територію, тому доцільність ( $k$ ) проведення МСАП також залежить від відстані ( $d$ ) з центру заданої території, до найближчого ПСЗ (пост спостереження за забрудненням). Таким чином:

$$k = f(z, e, d). \quad (4.33)$$

При цьому, виходячи зі здійсненої постановки задачі розміщення пунктів спостережень (ПСЗ) мережі МСАП, доцільність ( $k$ ) проведення МСАП на заданій території запропоновано визначати як:

$$k = z \left( \alpha + \beta \frac{e}{e_{\max}} + \gamma \frac{d}{d_{\max}} \right), \quad (4.34)$$

де  $\alpha, \beta, \gamma$  – пріоритетності врахування рівня забруднення, показника соціально-економічної цінності ділянки території та відстані до найближчого ПСЗ відповідно;  $e_{max}$  – максимальний показник соціально-економічної цінності для досліджуваної території;  $d_{max}$  – максимальна відстань між будь-якою точкою в межах досліджуваної ділянки території та найближчим ПСЗ.

Тоді інформаційну корисність ( $g$ ) проведення спостережень на даній території з врахуванням її власних значень доцільності ( $k$ ), значень зваженої доцільності ( $k$ ) проведення МСАП для прилеглих територій та розташування уже встановлених постів запропоновано визначати як:

$$g = \sum_{(p,q) \in (s-s_{вст})} k_{pq} \cdot \frac{R-d_{spq}}{R} + \sum_{(p,q) \in s_{вст}} k_{pq} \cdot \frac{R-d_{spq}}{R} \cdot \frac{d_{pq}}{R}, \quad (4.35)$$

де  $s$  – площа, що «представляється» постом, розміщеним в центрі даної території;  $R$  – радіус «представництва» посту;  $s_{вст}$  – площа, яка визначається перетином площ встановлених ПСЗ і передбачуваного посту,  $d_{spq}$  – відстань від центру даної території до точки  $(p,q)$ .

Отриману модель інформаційної корисності проведення спостережень на даній території (4.33)-(4.35) покладено в основу математичної постановки задачі оптимального розміщення пунктів спостережень мережі МСАП (4.36)-(4.48), що задовольняє всі вимоги табл. 4.6 та не містить недоліків, властивих іншим підходам.

**Математична постановка задачі оптимального розміщення пунктів спостережень мережі МСАП.** Функція цілі  $F$ , що максимізує загальну інформаційну корисність мережі МСАП, має вигляд:

$$F = F(A) = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n a_{ij} \cdot b_{ij} \cdot g_{ij}(A) \rightarrow \max, \quad (4.36)$$

де  $m \times n$  – розмірність матриць після розбиття досліджуваної території (найчастіше міста) на  $m \times n$  квадратів;  $A$  – матриця керованих змінних (частинний випадок формул (4.30)-(4.31)):

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, \text{ якщо в квадрат } (i, j) \text{ буде встановлено ПСЗ;} \\ 0, \text{ в інших випадках,} \end{cases} \quad (4.37)$$

$B$  – матриця опису досліджуваної території (міста):

$$b_{ij} = \begin{cases} 1, \text{ якщо квадрат } (i, j) \text{ належить території;} \\ 0, \text{ в інших випадках,} \end{cases} \quad (4.38)$$

$g_{ij}(A)$  – інформаційна корисність проведення спостережень на даній території  $(i,j)$ , яка задається формулою:

$$g_{ij}(A) = \sum_{(p,q) \in (S_{ij} - S_{ij \text{ вст}})} k_{pq}(A) \cdot \frac{R_{ij} - d_{spq}}{R_{ij}} + \sum_{(p,q) \in S_{ij \text{ вст}}} k_{pq}(A) \cdot \frac{R_{ij} - d_{spq}}{R_{ij}} \cdot \frac{d_{pq}(A)}{R_{pq}}, \quad (4.39)$$

де  $s_{ij}$  – площа території, що «представляється» постом  $(i,j)$ ;  $R_{ij}$  – радіус «представництва» посту;  $s_{вст}$  – площа, яка визначається перетином площ встановлених ПСЗ і передбачуваного посту;  $d_{spq}$  – відстань від центру даної території до точки  $(p,q)$ ;  $d_{ij}(A)$  – відстань між даною точкою  $(i,j)$  та найближчим ПСЗ:

$$d_{ij}(A) = \min \left( \sqrt{(x_k - x_{ij})^2 + (y_k - y_{ij})^2} \right); k = \overline{1, N''}, \quad (4.40)$$

де  $N''$  – кількість зафіксованих ПСЗ на даний момент;  $C$  – вектор координат  $(x_k, y_k)$  існуючої (з  $N'$  ПСЗ) та зафіксованої мережі з  $N''$  ПСЗ;  $(x_{ij}, y_{ij})$  – координати центру квадрату  $(i, j)$ ;  $k_{ij}(A)$  – доцільність проведення МСАП для території квадрата  $(i, j)$ , що визначається за формулою:

$$k_{ij}(A) = z_{ij} \left( \alpha_{ij} + \beta_{ij} \frac{e_{ij}}{e_{\max}} + \gamma_{ij} \frac{d_{ij}(A)}{d_{\max}(A)} \right), \quad (4.41)$$

де  $\alpha_{ij}$ ,  $\beta_{ij}$ ,  $\gamma_{ij}$  – пріоритетності врахування рівня забруднення, показника соціально-економічної цінності ділянки території та відстані до найближчого ПСЗ відповідно ( $\alpha_{ij} + \beta_{ij} + \gamma_{ij} = \text{const}$ );  $e_{ij}$  – показник соціально-економічної цінності ділянки території, що враховує густину населення;  $e_{\max}$  – максимальний показник соціально-економічної цінності ділянки території:

$$e_{\max} = \max_{b_{ij}=1} (e_{ij}); i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}, \quad (4.42)$$

$d_{\max}(A)$  – максимальна відстань між будь-якою точкою в межах досліджуваної території (наприклад, міста) та найближчим ПСЗ:

$$d_{\max}(A) = \max_{b_{ij}=1} (d_{ij}(A)); i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}, \quad (4.43)$$

$z_{ij}$  – коефіцієнт забрудненості (ІЗА – індекс забруднення атмосфери):

$$z_{ij} = \sum_{p=1}^t \left( \frac{q_{ijp}}{\Gamma ДК_{сdp}} \right)^{C_p}, \quad (4.44)$$

де  $q_{ijp}$  – концентрація  $p$ -ої забруднювальної речовини у квадраті  $(i,j)$ ;  $\Gamma ДК_{сdp}$  –  $\Gamma ДК$   $p$ -ої забруднювальної речовини;  $C_p$  – безрозмірний коефіцієнт, що приводить рівень забруднення  $p$ -ю забруднювальної речовини до рівня забруднення  $p$ -ю забруднювальної речовини.

вини до рівня забруднення речовини третього класу небезпеки;  $t$  – загальне число домішок, що беруть участь в розрахунку.

При цьому накладаються обмеження на кількість постів і мінімальну відстань між ними:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n a_{ij} \leq N; \quad (4.45)$$

$$d_{ij}(A) \geq d_{\min ij}; \forall (i, j); a_{ij} = 1, \quad (4.46)$$

де  $N$  – кількість нових ПСЗ, що може бути встановлена;  $d_{\min ij}$  – мінімальна відстань між ПСЗ території квадрата  $(i, j)$  та будь-яким іншим ПСЗ.

Крім того, на значення  $d_{ij}(A)$  впливає параметр  $V$ :

$$V = \begin{cases} 0, & \text{якщо в місті нема мережі, або нею можна знехтувати;} \\ 1, & \text{в інших випадках.} \end{cases} \quad (4.47)$$

Таким чином, якщо  $V=0$ , то до визначення координат першого ПСЗ матимемо:

$$d_{ij}(A) \rightarrow \infty \Rightarrow \frac{d_{ij}(A)}{d_{\max}(A)} = 1. \quad (4.48)$$

Дослідження даної задачі показали, що поставлена задача (4.36)-(4.48) є детермінованою бінарною нелінійною задачею динамічного програмування умовної оптимізації на неопуклій або незв'язній області.

#### **Аналіз методів оптимізації для вирішення поставленої задачі.**

Оскільки, як уже зазначалося, задача (4.36)-(4.48) є детермінованою дискретною (цілочисельною та навіть бінарною) нелінійною задачею умовної оптимізації на неопуклій (або навіть незв'язній) області, тому її оптимальне рішення можна знайти лише методом повного перебору (надалі *Метод 1*), застосування якого детально буде розглянуто далі. Проте в даному випадку *Метод 1* через його велику обчислювальну складність можна застосовувати лише для невеликих територій (міст), тому виникає необхідність використання евристичних оптимізаційних алгоритмів. Було розглянуто наступні методи та алгоритми: методи еволюційного пошуку (зокрема генетичні алгоритми), «жадібні» алгоритми, «мурашині» алгоритми, алгоритм «падіння» (Drop algorithm), алгоритм Маранзана (Maranzana algorithm), алгоритм Тейза-Барта (Teitz-Bart algorithm або Bump-and-Shift algorithm), алгоритм GRIA (Global-Regional Interchange Approach, підхід глобально-регіонального обміну) [109-114].

Для подальших досліджень обрано методи еволюційного пошуку

та жадібні алгоритми. Але в загальному випадку для вирішення поставленої задачі (4.36)–(4.48) запропоновано використовувати «жадібний» алгоритм (надалі *Метод 2*), що, в порівнянні з методами еволюційного пошуку, забезпечує більш швидке знаходження близького до оптимального або оптимального розв'язку.

**Метод повного перебору.** Суть *Методу 1* для даної задачі полягає в послідовному переборі всіх можливих розміщень від *одного* до  $N$  ПСЗ з обчисленням для кожного варіанту значення  $F$ . Оптимальним є розміщення з максимальним значенням інформаційної корисності  $F$ . Таким чином алгоритм *Методу 1* включає наступні кроки:

1. Задання  $\alpha, \beta, \gamma, N, N', d_{min}, d, R, (x_k, y_k), k = \overline{1, N'}$ .
2. Вибір джерела даних про забруднення та задання параметра  $V$ .
3. Розрахунок або завантаження  $q_{ijl}, l = \overline{1, t}; i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ .
4. Розрахунок або завантаження  $z_{ij}, e_{ij}, i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ .
5. Визначення  $e_{max}$ .
6.  $F_{max} = 0$ .
7.  $N_{поточне} = 1$ .
8. Ініціалізація початкового розміщення для кількості ПСЗ  $N_{поточне}$ .
9. Розрахунок  $d_{ij}$  з врахуванням параметра  $V, i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ .
10. Перевірка умови  $d_{ij} > d_{min}$  для всіх  $b_{ij} = 1$ . Якщо умова не виконується, то перехід до п. 16.
11. Визначення  $d_{max}$ .
12. Розрахунок  $k_{ij}, i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ .
13. Розрахунок  $g_{ij}, i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ .
14. Розрахунок  $F$ .
15. Якщо  $F > F_{max}$ , то запам'ятовується поточне розміщення і  $F_{max} = F$ .
16. Перевірка на можливість побудови наступного розміщення для кількості ПСЗ  $N_{поточне}$ . Якщо такої можливості нема, то  $N_{поточне} = N_{поточне} + 1$ , перехід до п. 17, інакше перехід до п. 18.
17. Якщо  $N_{поточне} > N$ , то перехід до п. 19, інакше перехід до п. 8.
18. Побудова наступного розміщення для кількості ПСЗ  $N_{поточне}$ ; Перехід до п. 9.
19. Вивід результатів та, для режиму тестування, часу обчислень ( $T$ ).

Проте *Метод 1* є дуже затратним з точки зору використання часу, необхідного для проведення досліджень. Тому на практиці *Метод 1* може бути застосований при розміщенні лише декількох пунктів спо-

стережень та/або для невеликих територій, оскільки в іншому випадку кількість варіантів розміщень швидко зростає, а час на їх перебір, стає відповідно ще більшим.

**«Жадібний» алгоритм** – оптимізаційний евристичний алгоритм, що, базуючись на відомих на поточному кроці даних, обирає найкраще (найбільш «жадібне») рішення, не враховуючи можливі наслідки, та сподіваючись в кінці отримати оптимальне рішення. Як правило, цей алгоритм не тяжкий для програмної реалізації і найчастіше дуже ефективний за часом обчислень.

Класичний «жадібний» алгоритм базується на таких п'яти наступних пунктах:

- 1) набір можливих варіантів, з яких проводитиметься вибір;
- 2) функція «жадібного» вибору, що знаходить найкращий варіант;
- 3) функція придатності, що залишає чи відкидає даний варіант;
- 4) функція цілі (як правило не виражена явно);
- 5) функція розв'язку, яка визначає чи знайдене кінцеве рішення.

На відміну від методів динамічного програмування, що вирішують задачу знизу вгору, «жадібний» алгоритм робить це навпаки, роблячи один за іншим «жадібний» вибір.

Виходячи з вищесказаного в загальному випадку вирішення поставленої задачі (4.36)-(4.48) запропоновано використовувати спосіб, що ґрунтується на «жадібному» алгоритмі та включає наступні етапи (пункти):

1. Задання  $\alpha, \beta, \gamma, N, N', d_{min}$ , розміру сітки розбиття  $d, R, (x_k, y_k), k = \overline{1, N'}$ .
2. Вибір джерела даних про забруднення та задання параметра  $V$ .
3.  $N_{copy} = N$ .
4. Розрахунок або завантаження  $q_{ijl}, l = \overline{1, t}; i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ .
5. Розрахунок або завантаження  $z_{ij}, e_{ij}, i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ .
6. Визначення  $e_{max}$ .
7.  $g_{max} = 0$ .
8. Розрахунок  $d_{ij}$  з врахуванням параметра  $V, i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ .
9. Визначення  $d_{max}$ .
10. Розрахунок  $k_{ij}, i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ .
11. Розрахунок  $g_{ij}, i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ .
12. Визначення  $g_{max} = \max(g_{ij}), i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$  за умови  $d_{ij} > d_{min}$  та  $b_{ij} = 1$ .

13. Якщо  $N_{copy}=N$  та  $g_{max}=0$ , то не вдалося встановити жодного нового посту. Перехід до п. 17.

14. Якщо  $N_{copy}>N$  та  $g_{max}=0$ , то не вдалося встановити новий пост. Перехід до п. 17.

15. Встановити новий пост  $(i, j)$ .  $N=N-1$ .

16. Якщо  $N>0$ , то перехід до п. 6.

17. Вивід результатів та, для режиму тестування, часу обчислень ( $T$ ).

**Алгоритми, засновані на комбінації «жадібного» алгоритму та методу повного перебору.** Розроблено 2 алгоритми вирішення поставленої задачі (*Метод 3* та *Метод 4*), що базуються на різних способах поєднання «жадібного» алгоритму з методом повного перебору, що дозволило підвищити точність розв'язків, отриманих за допомогою класичного «жадібного» алгоритму.

Для пояснення *Методу 3* введемо поняття «околу  $k$ -го посту». Під околом  $k$ -го посту будемо розуміти територію, обмежену колом з центром в точці  $(x_k, y_k)$  та радіусом  $d_{min}$ .

Суть *Методу 3* полягає в тому, що після встановлення  $k$ -го ( $k \geq 2$ ) посту (п. 15), замість  $k$ -го та  $(k-1)$ -го ПСЗ в околі  $k$ -го посту намагаємося встановити два ПСЗ ( $k^*$ -й та  $(k^*-1)$ -й), сумарна інформаційна корисність яких перевищує сумарну інформаційну корисність  $k$ -го та  $(k-1)$ -го ПСЗ. Якщо такі точки для встановлення  $k^*$ -го та  $(k^*-1)$ -го посту знаходяться, то відбувається заміна  $k$ -го та  $(k-1)$ -го ПСЗ на  $k^*$ -й та  $(k^*-1)$ -й, після чого виконується перехід до п. 16. Таким чином отримуємо *Метод 3*.

*Метод 4* полягає в наступному: знаходимо розміщення мережі МСАП використовуючи *Метод 2* або *Метод 3*, після чого для кожної пари  $(i$  та  $j$ ,  $i = \overline{1, N''}$ ,  $j = \overline{1, N''}$ ,  $i < j$ ) встановлених постів *Методом 1* намагаємося знайти пару  $(i^*$  та  $j^*$ ,  $i^* = \overline{1, N''}$ ,  $j^* = \overline{1, N''}$ ,  $i^* \neq j^*$ ) нових постів, що не співпадають з уже встановленими, так щоб сумарна їх інформаційна корисність перевищувала сумарну інформаційну корисність постів  $i$  та  $j$ . Якщо така пара  $(i^*$  та  $j^*)$  знаходиться, то пара  $(i$  та  $j)$  постів замінюється на пару постів  $(i^*$  та  $j^*)$ . Таким чином отримуємо *Метод 4*.

**Експериментальне дослідження запропонованих методів.** Здійснення програмної реалізації запропонованих алгоритмів (*Методів 1-4*), дозволило провести експериментальне дослідження запропонованих методів та відповідних алгоритмів. Використання AISEEM в режимі тестування алгоритмів вирішення задачі оптимального розмі-

щення пунктів спостережень мережі МСАП в залежності від кількості встановлюваних ПСЗ та розмірності матриці керованих змінних (на комп'ютері Inter® Core™ 2 Duo CPU E7300 @ 2,66 GHz 1,57 ГГц, 2 ГБ ОЗУ) дало змогу побудувати таблицю значень часу обчислень  $T$ , необхідних для вирішення задачі оптимального розміщення пунктів спостережень мережі МСАП та отриманих значень функції цілі  $F$  для запропонованих методів.

Деякі характерні значення експериментів наведені в табл. 4.7.

Проведено 640 експериментів вирішення задачі оптимального розміщення від 1 до 50 пунктів спостережень мережі МСАП з розміром сітки розбиття від 200 м до 10 км (кількість змінних від 16 до 60160) з обмеженням на час обчислень в 60000 мс.

В 103 випадках отримано оптимальне рішення задачі розміщення пунктів спостережень мережі МСАП *Методом 1*. При цьому середнє відхилення рішень, отриманих *Методами 2-4*, від оптимального розміщення відповідно становило 1,40%, 1,40% та 0,50% відповідно. При цьому для *Методу 4* найбільше відхилення становило лише 6,83%. Таким чином *Метод 4* забезпечує найбільш точний розв'язок задачі розміщення пунктів спостережень мережі МСАП. *Методи 3-4* покращують розв'язки, знайдені *Методом 2*, в середньому на 0,02% та 0,38% відповідно. Приклад візуалізації результатів вирішення задачі розміщення пунктів спостережень мережі МСАП показано на рис. 4.28.

Архітектура мереж МСАП. Останні технологічні розробки в мініатюризації електроніки і бездротових технологій зв'язку привели до появи багатьох безпроводних сенсорних екологічних мереж (БСЕМ), які покликані значно підвищити рівень моніторингу навколишнього природного середовища. Ці системи полегшують вивчення фундаментальних процесів у навколишньому середовищі, а також надають інформацію щодо різних життєво важливих параметрів, що дозволяє використовувати їх для попередження небезпеки (наприклад, для попередження повеней) [115-131]. Тому сучасну мережу МСАП пропонується будувати в т.ч. з врахуванням можливостей БСЕМ.

БСЕМ включає в себе безліч сенсорів (датчиків) і їх вузлів та системи зв'язку, яка дозволяє передавати отримані дані до сервера мережі. Розвиток БСЕМ викликаний тим, що прокладати кабелі часто економічно не вигідно і не завжди можливо, до того ж вони можуть порушити навколишнє середовище, де проводиться моніторинг.



Таблиця 4.7. Характеристики реалізованих методів (алгоритмів) при  $V=1$  (наявність та врахування існуючої мережі МСАП)

N	Кількість клітинок	Значення функції цілі $F$				Час обчислення $T$ , мс			
		Метод 1	Метод 2	Метод 3	Метод 4	Метод 1	Метод 2	Метод 3	Метод 4
1	60160	-	200,54	200,54	200,54	-	1623	1645	1625
1	25	139,51	139,51	139,51	139,51	4484	1594	1578	1594
2	4891	-	453,68	453,68	453,68	-	1500	1516	1516
2	30	247,72	247,47	247,47	247,47	-	1703	1688	1672
2	25	281,80	281,80	281,80	281,80	4797	1703	1703	1687
2	20	243,44	243,44	243,44	243,44	1781	1704	1703	1718
2	16	150,82	150,82	150,82	150,82	1688	1609	1703	1875
5	156	-	814,95	814,95	814,95	-	1578	1563	17937
5	30	585,32	576,38	576,38	585,32	-	1578	1547	1688
10	100	-	1579,97	1579,97	1579,97	-	1532	1531	25640
10	16	510,85	510,85	510,85	510,85	2469	1546	1547	1641
15	60160	-	3029,53	3029,53	3029,53	-	1437	1485	-
20	36	-	1237,86	1237,86	1295,68	-	1671	1688	9156
25	49	-	1788,80	1788,80	1812,10	-	1531	1547	30062
30	60160	-	6086,39	6086,39	6086,39	-	2375	2422	-
30	49	-	2200,15	2200,15	2239,39	-	1531	1532	52875
35	60160	-	7047,79	7047,79	7047,79	-	2766	2812	-
40	60160	-	8017,10	8017,10	8017,10	-	3188	3250	-
45	60160	-	8985,09	8985,09	8985,09	-	3672	3734	-
50	60160	-	9924,34	9924,34	9924,34	-	4172	4250	-

Примітка: в табл. 4.7 в колонці значення функції цілі для *Методу 1* (методу повного перебору) та в колонках часу обчислень для *Методу 1* та *4* стоїть «-», якщо даний метод не закінчив розрахунки за відведений час (60000 мс)

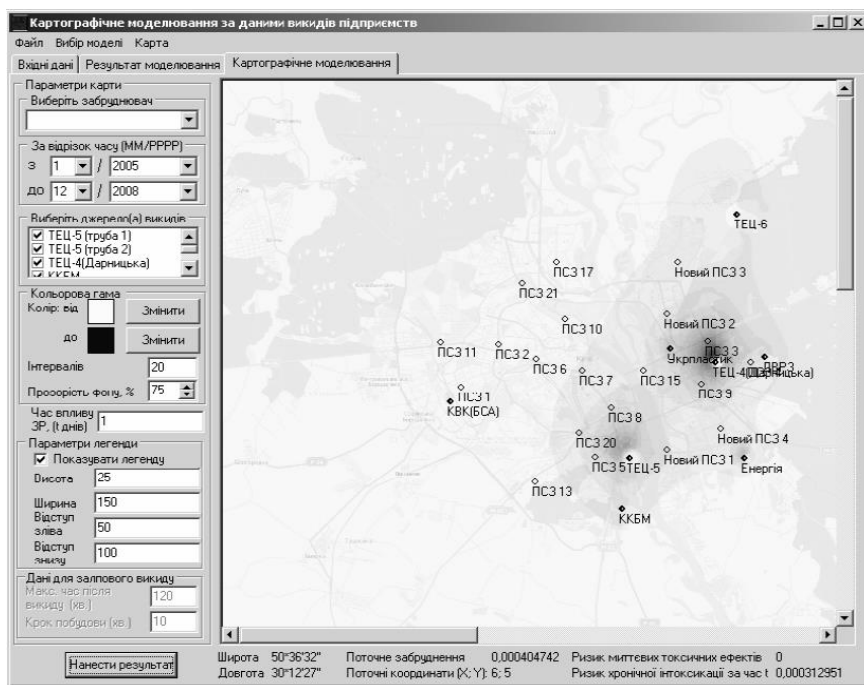


Рис. 4.28. Карта з результатами вирішення задачі розміщення пунктів спостережень мережі МСАП

Різні типи даних збираються за допомогою БСЕМ. Це і конкретні екологічні параметри, а також загальні дані, такі як метеорологічні або дані системи глобального позиціонування (GPS). Ці дані можуть бути в різних формах, цифрові й аналогові, просторові і часові тощо.

Отримані таким чином дані можуть бути переглянуті і проаналізовані за допомогою географічних інформаційних систем (ГІС), що дозволяють поєднати їх з супутниковими зображеннями та/або картами, і опублікувати через мережу Internet, щоб надати користувачам простий доступ до інформації. БСЕМ відрізняються за своїми масштабами і функціями.

Визначено та проаналізовано проблеми розвитку БСЕМ:

1. Управління живленням. Для того, щоб БСЕМ працювали в автоматичному режимі без постійних заміन батарей, необхідно використовувати складні методи управління живленням.

2. Зручність. Більшість сучасних БСЕМ потребує подальшого розгортання та удосконалення, підвищення юзабіліті доступу даних тощо.

3. Стандартизація. Багато БСЕМ використовують різні апаратні платформи, операційне та програмне забезпечення, тому взаємодія між

ними дуже ускладнена. В майбутньому повинно бути можливим розгортання вузлів від різних виробників, але збір, збереження та візуалізації даних в єдиному порядку, що дозволить створити глобальні інформаційні системи.

4. Якість даних. Калібрування сенсора має життєво важливе значення для високої якості отриманих даних. Крім того, важливим є визначення точних просторових (географічних) координат сенсора.

5. Безпека. Деякі БСЕМ вимагають використання систем безпеки з метою запобігання фальсифікації, як на апаратному рівні, так і під час передачі та збереження даних.

6. Аналіз даних і обробка результатів. Продовження зусиль по стандартизації та удосконаленню семантичної розмітки в кінцевому підсумку призведе до доступності даних, що зробить простим для користувачів аналіз даних, а також їх доступність для програмних агентів.

7. Розробка нових сенсорів (датчиків), зокрема біосенсорів.

Проаналізовано архітектури БСЕМ, деякі з яких показано на рис. 4.29, в багатьох закордонних наукових працях.

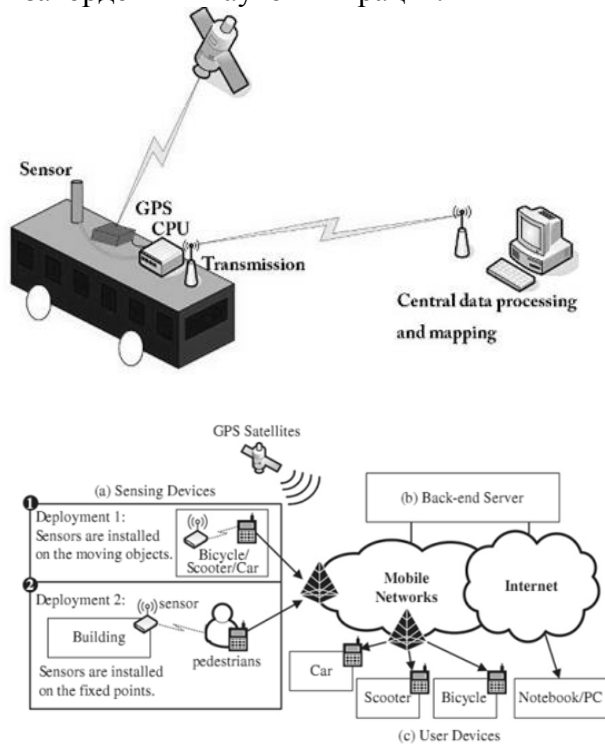


Рис. 4.29. Приклади архітектури системи БСЕМ

Більшість з розглянутих вище архітектур БСЕМ принципово є схожими та відрізняються лише рівнем їх деталізації. Синтез даних архітектур – основа для розробки архітектури БСЕМ України. Таким чином можна сказати, що основними складовими архітектури такої БСЕМ будуть власне сенсори, їх вузли, зв'язки між ними, GPS, шлюзи та проміжні станції, сховища даних та сервери, Інтернет та користувачі.

**Інформаційно-програмне забезпечення задач моніторингу та контролю екологічного стану урбанізованих територій AISEEM.** Розроблене інформаційно-програмне забезпечення задач моніторингу та контролю екологічного стану урбанізованих територій (AISEEM, рис. 4.30) забезпечує вирішення таких задач екологічного моніторингу приземного шару атмосфери:

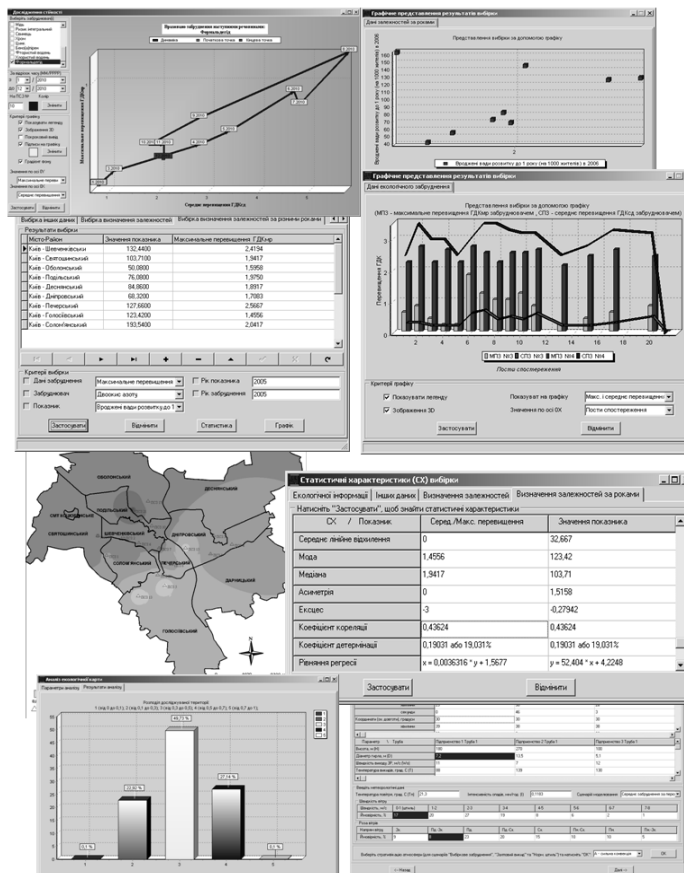


Рис. 4.30. Приклади роботи розробленого інформаційно-програмного забезпечення

- збір, збереження та обробка даних екологічного моніторингу;
- вибірка даних екологічного моніторингу, їх графічна візуалізація та статистичний аналіз;
- побудова та визначення актуальних задач екологічного моніторингу приземного шару атмосфери;
- побудова та аналіз просторової конфігурації полів забруднюючих речовин в атмосфері, що близька до результатів натурних спостережень (за результатами викидів підприємств та вимірів з постів спостереження за станом забруднення повітря);
- визначення допустимих об'ємів викидів в залежності від метеоумов;
- урахування екологічних вимог при проектуванні нових та реконструкції вже існуючих промислових та енергетичних підприємств, житлових масивів тощо;
- визначення розмірів санітарно-захисних зон;
- визначення ефективності розв'язку задач;
- удосконалення та планування мереж моніторингу забруднення атмосфери міста;
- адаптація моделей поширення домішок в атмосфері;
- адаптація програмних засобів аналізу даних до задач дослідження стійкості територіальних систем (дослідження динаміки ризиків протягом різних проміжків часу).

## **Література**

1. *Попов О. О.* Вплив АЕС на екологічну безпеку прилеглих територій / *О. О. Попов* // Збірник наукових праць Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. – 2016. – № 70. – С. 11-20.
2. *Розробка* технічних пропозицій на створення інформаційно-експертної системи для оцінки екологічного впливу АЕС на навколишнє середовище : звіт про виконання НДР (проміжний) / *Г. В. Лисиченко, О. О. Попов, А. В. Яцишин та ін.* – К.: ДУ «ІГНС НАН України», 2014. – 151 с.
3. *Лисиченко Г. В.* Особливості функціонування системи «АЕС – навколишнє природне середовище» // *Г. В. Лисиченко, О. О. Попов, А. В. Яцишин, В. О. Ковач, О. В. Алексеева* // Техногенно-екологічна безпека та цивільний захист. – 2016. – № 11 – С. 44-56.
4. *Лисиченко Г. В.* Сучасний стан інформатизації системи моніторингу навколишнього природного середовища в зонах впливу АЕС України / *Г. В. Лисиченко, О. О. Попов* // Збірник наукових праць Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова НАН України. – 2016. – № 71. – С. 9-21.
5. *Попов О. О.* Організація екологічного моніторингу нерадіаційних факторів впливу на навколишнє природне середовище в зонах спостереження АЕС України / *О. О. Попов* // Техногенно-екологічна безпека та цивільний захист. – 2014. – № 7. – С. 37-45.
6. *Попов О. О.* Підходи до організації та ведення комплексного радіоекологічного моніторингу наземних екосистем у районах розташування АЕС / *О. О. Попов* // Збірник наукових праць ІПМЕ ім. Г. Є. Пухова НАН України. – 2013. – Вип. 68. – С. 11-18.
7. *ПР-3.0.06.130-14* «Заяви керівництва ДП НАЕК «Енергоатом» у сфері безпеки, якості, екології, впровадження інформаційних технологій, радіаційної безпеки та радіаційного захист персоналу, поводження з радіоактивними відходами, кадрової політики, охорони праці та фізичного захисту». – К.: «Енергоатом», 2014. – 31 с.
8. *Попов О. О.* Перспективи розвитку системи екологічного моніторингу в зонах спостереження АЕС України / *О. О. Попов* // Матеріали XXXIV Щорічної науково-технічної конференції «Моделювання», (м. Київ, 14-15 січня 2015 р.). – К.: ІПМЕ ім. Г. Є. Пухова НАН України, 2014. – С. 7-8.
9. *Попов О. О.* Європейські принципи організації моніторингу довкілля / *О. О. Попов* // Моделювання та інформаційні технології. –

2016. – Вип. 71. – С. 13-29.

10. *Попов О. О.* Впровадження європейських стандартів в державну систему моніторингу довкілля / О. О. Попов, А. В. Яцишин, В. О. Артемчук // Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційні управляючі системи та технології», (м. Одеса, 23–25 вересня 2014 р.). – Одеса: «ВМВ», 2014. – С. 299-301.

11. *Барбашев С. В.* Розширення функціональних можливостей радіоекологічного моніторингу природного середовища в районах розташування АЕС щодо прийняття управлінських рішень / С. В. Барбашев, Г. В. Лисиченко, О. О. Попов // Ядерна енергетика та довкілля. – 2014. – № 2(4). – С. 12-18.

12. *Попов О. О.* Концептуально-методологічні аспекти моделювання впливу об'єктів атомної енергетики на довкілля / О. О. Попов // Моделювання та інформаційні технології. – 2013. – Вип. 70. – С. 10-19.

13. *Попов О. О.* Математичне забезпечення інформаційно-аналітичної експертної системи для оцінки екологічного впливу АЕС на навколишнє природне середовище / О. О. Попов // Матеріали Всеукраїнської науково-практичної Internet-конференції «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології у виробництві: стан, досягнення, перспективи розвитку», (м. Черкаси, 16–20 березня 2015 р.). – Черкаси: ЧНУ ім. Б. Хмельницького, 2015. – С. 25-26.

14. *Попов А. А.* Моделирование техногенных нагрузок на атмосферу города от предприятий ТЭК с учетом динамики метеорологических факторов / А. А. Попов, И. П. Каменева // Збірник наукових праць Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова НАН України. – 2011. – Вип. 59. – С. 8-16.

15. *Попов О. О.* Математичні моделі розповсюдження забруднень від впливу радіаційно-небезпечних об'єктів на навколишнє середовище / О. О. Попов, А. В. Яцишин // Моделювання та інформаційні технології. – 2013. – Вип. 69. – С. 11-21.

16. *Попов О. О.* Применение математического моделирования для определения зон влияния выбросов предприятий топливно-энергетического комплекса в атмосферу / О. О. Попов // Інформаційна безпека. – 2014. – № 4(16). – С. 187-193.

17. *Яцишин Т. М.* Розробка математичних засобів для вирішення задач екологічного моніторингу техногенних джерел забруднення / Т. М. Яцишин, О. О. Попов, В. О. Артемчук // Матеріали XI Міжнародної конференції «Стратегія якості в промисловості і освіті», (Болгарія, м. Варна, 1–5 серпня 2016 р.). – Варна: ТУ-Варна, 2016. – Т.1. – С. 430-435.

18. Дівізінюк М. М. Розробка математичних засобів оцінки екологічного та економічного збитку від забруднення атмосферного повітря в зонах впливу техногенних об'єктів / М. М. Дівізінюк, О. О. Попов, В. О. Ковач, О. В. Бляшенко, К. В. Сметанін // Техногенно-екологічна безпека та цивільний захист. – 2016. – № 8. – С. 23-32.

19. Попов О. О. Розробка математичної моделі забруднення атмосфери при аварійних викидах від техногенних об'єктів / О. О. Попов, Є. Б. Краснов, С. О. Бурлака, В. О. Артемчук // Матеріали VII Міжнародної науково-практичної конференції «Теорія і практика гасіння пожеж та ліквідації надзвичайних ситуацій» (м. Черкаси, 19–20 жовтня 2016 р.). – Черкаси : ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 2016. – С. 105-108.

20. Popov O. Development of mathematical means for estimation of ecological and economical losses from pollution of atmospheric air in zones of technogenic objects impact / O. Popov, V. Kovach, O. Bliashenko, V. Kovach, K. Smetanin // Journal "Riscuri Si Catastrofe". – 2015. – NR. XIV, Vol. 17, NR. 2/2015. – P. 97-108.

21. Степаненко С. Н. Решение уравнения турбулентной диффузии для стационарного точечного источника / С. Н. Степаненко, В. Г. Волошин, С. В. Типцов // Український гідрометеорологічний журнал. – 2008. – № 3. – С. 13–24.

22. Попов О. О. Математична модель техногенного навантаження на атмосферу за умов короткочасного викиду від потенційно небезпечного об'єкту / О. О. Попов // Матеріали Всеукраїнської науково-практичної Internet-конференції «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології у виробництві та освіті: стан, досягнення, перспективи розвитку», (м. Черкаси, 13–19 березня 2017 року). – Черкаси: ЧНУ ім. Б. Хмельницького, 2017. – С. 23-24.

23. Попов О. О. Розробка стохастичної математико-картографічної моделі забруднення атмосфери викидами від техногенно-небезпечних об'єктів / О.О. Попов // Техногенна безпека та цивільний захист. – 2016. – № 10. – С. 44-55.

24. Попов А. А. Разработка структуры автоматизированной системы экологического мониторинга поверхностных вод в зонах наблюдения АЭС Украины / М. М. Дивизинюк, А. А. Попов // Збірник наукових праць Севастопольського національного університету ядерної енергії та промисловості. – 2011. – Вип. 21. – Інв. № 828. – С. 56-66.

25. Попов О. О. Математична модель забруднення поверхневих водних об'єктів за нестационарних та стаціонарних умов скиду стічних вод АЕС / М. М. Дівізінюк, О. В. Азаренко, О. О. Попов // Збірник нау-



кових праць Севастопольського національного університету ядерної енергії та промисловості. – 2011. – Вип. 20. – Інв. № 823. – С. 50-56.

26. *Popov O. O.* Mathematical tools of assessment of soil surface by emissions from technogenic objects as a result of impurities precipitation from the ground layer / O. O. Popov, V. O. Kovach, O. V. Bliashenko, K. V. Smetanin // Springer-2016/3/12. – P. 23-29.

27. *Popov O.* Mathematical tools to assess soil contamination by deposition of technogenic emissions / O. Popov, A. Yatsyshyn // Soil Science Working for a Living. – Cham : Springer, 2017. – P. 127-137.

28. *Попов О. О.* Математичні засоби оцінки забруднення ґрунтів хімічними викидами АЕС внаслідок осадження домішок з приземного шару атмосфери / О. О. Попов, А. В. Яцишин // Матеріали Міжнародної наукової конференції «PEDODIVERSITY – 2015», (м. Чернівці, 14-19 вересня 2015 р.). – Чернівці: ЧНУ ім. Ю. Федьковича, 2015. – С. 43-47.

29. *Попов О. О.* Особливості екологічного моніторингу ґрунтів в зонах впливу потенційно небезпечних об'єктів / О. О. Попов // Інформаційна безпека. – 2014. – № 1(13). – С. 99-103.

30. *Попов О. О.* Багатовимірний підхід до аналізу даних комплексного екологічного моніторингу АЕС України / О. О. Попов, Г. В. Лисиченко, В. О. Артемчук, В. Ф. Євдокимов // Матеріали Всеукраїнської конференції молодих вчених, студентів, аспірантів «Якість та безпека життя і діяльності людини: стандарти, орієнтири та перспективи», (м. Миколаїв, 15–20 травня 2015 р.). – Миколаїв: ЧДУ, 2015. – С. 85-86.

31. *Попов О. О.* Концепція інформаційно-експертної системи для оцінки екологічного впливу АЕС на навколишнє середовище / О. О. Попов // Матеріали XXXIII Щорічної науково-технічна конференція «Моделювання», (м. Київ, 15–16 січня 2014 р.). – К.: ПІМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України, 2014. – С. 5-6.

32. *Попов О. О.* Побудова комплексних показників для оцінки стану навколишнього природного середовища в зонах впливу потенційно небезпечних об'єктів / О. О. Попов, В. О. Артемчук, В. О. Ковач, К. В. Сметанін // Збірник наукових праць з'їзду «v Всеукраїнський з'їзд екологів з міжнародною участю», (м. Вінниця, 23-26 вересня 2015 р.). – Вінниця: ВНТУ, 2015. – С. 30.

33. *Лисиченко Г. В.* Розробка комп'ютерної системи екологічного моніторингу атмосферного повітря в зонах впливу техногенних об'єктів / Г. В. Лисиченко, О. О. Попов, А. В. Яцишин, В. О. Артемчук // Матеріали II Міжнародної науково-практичної конференції «Еко-

логічна безпека як основа сталого розвитку суспільства. Європейський досвід і перспективи» (м. Львів, 4-6 листопада 2015 р.). – Львів: ЛДУБЖД, 2015. – С. 211-214.

34. *Попов О. О.* Спеціалізовані інформаційно-комп'ютерні системи для розв'язання задач екологічної безпеки та цивільного захисту на техногенно-навантажених територіях / О. О. Попов, А. В. Яцишин, В. О. Артемчук // Матеріали IV Всеукраїнська науково-практична конференція молодих вчених «Наукова молодь – 2016», (м. Київ, 15 грудня 2016 р.). – К. : ІТЗН НАПН України, 2016. – С. 51-52.

35. *Ковач В. О.* Особливості розробки інформаційно-аналітичного забезпечення систем моніторингу навколишнього природного середовища в зонах впливу критично важливих об'єктів / В. О. Ковач, О. В. Алексеєва, В. О. Куценко // Матеріали IV Всеукраїнська науково-практична конференція молодих вчених «Наукова молодь – 2016», (м. Київ, 15 грудня 2016 р.). – К.: ІТЗН НАПН України, 2016. – С. 40-41.

36. *Попов О. О.* Використання інформаційних технологій в задачах управління екологічною безпекою / О. О. Попов, А. В. Яцишин, В. О. Артемчук // Праці Одеського політехнічного університету. – 2013. – Вип. 2(41). – С. 289-294.

37. *Попов О. О.* Вимоги до програмного забезпечення інформаційно-аналітичної системи екологічного моніторингу АЕС України / О. О. Попов, В. О. Артемчук // Матеріали IX Всеукраїнської науково-практичної конференції молодих учених та студентів «Екологічна безпека держави» (м. Київ, 16 жовтня 2015 р.). – К.: НАУ, 2015. – С. 58.

38. *Попов О. О.* Использование картографического метода для решения задач комплексного экологического мониторинга техногенно-нагруженных территорий / О. О. Попов // Інформаційна безпека. – 2014. – № 2(14). – С. 195-198.

39. *Попов О. О.* Інформаційні системи для вирішення задач комплексного радіоекологічного моніторингу АЕС / А. В. Яцишин, О. О. Попов // Моделювання та інформаційні технології. – 2014. – Вип. 72. – С. 3-16.

40. *Попов О. О.* Комп'ютерні засоби моделювання техногенних навантажень на урбанізовані території / А. В. Яцишин, І. П. Каменева, О. О. Попов, В. О. Артемчук // Матеріали Міжнародної наукової конференції «Інтелектуальні системи прийняття рішень та проблеми обчислювального інтелекту» (ISDMCI'2012), (м. Євпаторія, 27–31 травня 2012 р.). – Херсон: ХНТУ, 2012. – С. 239-240.

41. *Попов О. О.* Можливості використання експертних методів та систем для вирішення задач екологічної безпеки в зонах впливу АЕС /

О. О. Попов, А. В. Яцишин, В. О. Артемчук // Збірник наукових праць Інституту геохімії навколишнього середовища. – 2016. – Вип. 25. – С. 5-16.

42. *Попов О. О.* Розробка структури автоматизованої системи управління екологічною безпекою в зонах спостереження АЕС України / А. В. Яцишин, О. О. Попов, В. О. Артемчук // Матеріали міжнародної наукової конференції «Інтелектуальні системи прийняття рішень і проблеми обчислювального інтелекту», (с. Залізний Порт, 25–28 травня 2015 р.). – Херсон: ХНТУ, 2015. – С. 228-230.

43. *Попов О. О.* Розробка бази даних та знань системи хімічного моніторингу АЕС України / О. О. Попов, Є. Б. Краснов, А. В. Яцишин // Матеріали четвертої міжнародної конференції «Хімічна і радіаційна безпека: проблеми і рішення», (м. Київ, 17–20 травня 2016 р.). – К.: ДУ «ІГНС НАН України», 2016. – С. 64.

44. *Попов О. О.* Використання методів математичної статистики для розв'язання задач екологічного моніторингу довкілля в зонах впливу техногенних об'єктів / О.О. Попов // Інформаційна безпека. – 2014. – № 3(15). – С. 99-103.

45. *Попов О. О.* Кількісний аналіз стану довкілля на техногенно забруднених територіях / А. В. Яцишин, О. О. Попов, В. О. Артемчук // Моделювання та інформаційні технології. – 2014. – Вип. 73. – С. 3-16.

46. *Попов А. А.* Методы и технологии анализа рисков для здоровья на основе данных мониторинга / И. П. Каменова, А. В. Яцишин, А. А. Попов, В. А. Артемчук // Материалы IV Международной научно-технической конференции «Моделирование – 2012», (г. Киев, 16–18 мая 2012 г.). – К.: ИПМЭ НАН Украины, 2012. – С. 469-473.

47. *Попов О. О.* Математичні моделі оцінки техногенного ризику / О.О. Попов // Электронное моделирование. – 2015. – Т. 37, № 5. – С. 49-60.

48. *Попов О. О.* Методи аналізу ризиків в екології / О. О. Попов // Збірник наукових праць Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г. Є. Пухова НАН України. – 2013. – Вип. 69. – С. 19-28.

49. *Попов О. О.* Прогнозування аварійного ризику / О. О. Попов // Техногенно-екологічна безпека та цивільний захист. – 2013. – № 6. – С. 28-33.

50. *Попов О. О.* Розробка параметричної моделі модуля експертних оцінок інформаційно-аналітичної системи екологічного моніторингу АЕС України / О. О. Попов // Матеріали II Української конференції молодих науковців «Інформаційні технології – 2015», (м. Київ, 28-29 травня 2015 р.). – К.: Київ. ун-т ім. Б. Грінченка, 2015.

– С. 129-131.

51. *Ковач В. О.* Сучасні методи аналізу ризиків в задачах управління екологічною безпекою на техногенно забруднених територіях / В. О. Ковач, В. О. Артемчук, В. О. Куценко // Техногенна безпека та цивільний захист. – 2016. – № 10. – С. 56-64.

52. *Попов О. О.* Розробка структури картографічної підсистеми комплексного екологічного моніторингу АЕС України / О. О. Попов // Матеріали третьої міжнародної конференції «Хімічна і радіаційна безпека: проблеми і рішення», (м. Київ, 19–22 травня 2015 р.). – К.: ДУ «ІГНС НАН України», 2015. – С. 41.

53. *Попов О. О.* Використання експертних методів в задачах екологічної безпеки навколишнього середовища / О. О. Попов // Матеріали Другої міжнародної конференції «Хімічна і радіаційна безпека: проблеми і рішення», (м. Ужгород, 27–30 травня 2014 р.). – Ужгород: ІЕФ НАН України, 2014. – С. 67-68.

54. *Попов О. О.* Математичні підходи підтримки прийняття рішень в умовах надзвичайних ситуацій техногенного характеру / М. М. Дівізінюк, О. О. Попов, В. О. Ковач, О. В. Бляшенко, О. В. Алексеева, К. В. Сметанін // Правове, нормативне та метрологічне забезпечення системи захисту інформації в Україні. – 2015. – Вип. 2(30). – С. 25-30.

55. *Закон України* «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства» № 2787-VI від 15.12.2010 // Відомості Верховної Ради України. – 2011. – № 24. – С. 170.

56. *Угода* про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони. Ратифіковано Законом № 1678-VII від 16.09.2014.

57. *Директива 2001/80/ЄС* Європейського парламенту та Ради від 23 жовтня 2001 р. «Про обмеження викидів деяких забруднюючих повітря речовин від великих установок спалювання».

58. *Директива 2010/75/ЄС* Європейського Парламенту та Ради від 24 листопада 2010 року про викиди від промисловості (комплексна профілактика та контроль забруднення) (перероблена) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://eur-lex.europa.eu/lexuriserv/lexuriserv.do?uri=oj:l:2010:334:0017:0119:en:pdf>.

59. *Енергозбереження*. Номенклатура показників енергоефективності та порядок їхнього внесення у нормативну документацію: ДСТУ

3755-98 - ДСТУ 3755-98. – [Чинний від 1999-07-01]. – К.: Держстандарт України, 1998. – 13 с. – (Національні стандарти України).

60. *Енергозбереження*. Методика визначення повної енергоемності продукції, робіт та послуг : ДСТУ 3682-98 (ГОСТ 30583-98). – ДСТУ 3682-98 (ГОСТ 30583-98). – [Чинний від 1999-01-01]. – К.: Держстандарт України, 1998 – 11 с. – (Національні стандарти України).

61. *Методические рекомендации по определению энергоёмкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах*. Общие положения. Утверждены приказом Председателя Комитета государственного энергетического надзора Министерства индустрии и новых технологий Республики Казахстан от 24 ноября 2010 г. №120-П. (Нормативный документ Республики Казахстан)

62. *Энергосбережение*. Методика определения энергоёмкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. Общие положения : ГОСТ Р 51750-2001. – ГОСТ Р 51750-2001. – [Введен в действие 2001-05-21]. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001. – 27 с. – (Государственные стандарты Российской Федерации).

63. *Енергозбереження*. Методи аналізу та розрахунку зниження витрат палива та енергії на металургійних підприємствах: ДСТУ 3740-98. – ДСТУ 3740-98. – [Чинний від 1999-07-01]. – К.: Держстандарт України, 1999. – 33 с. – (Національні стандарти України).

64. *Станиціна В. В.* Аналіз методів визначення показників енергетичної ефективності / В. В. Станиціна // ScienceRise. – 2015. – № 10 (15). – С. 27–31.

65. *Ватин Н. И.* Очистка воздуха при помощи аппаратов типа циклон / Н. И. Ватин, К. И. Стрелец. – СПб, 2003. – 65с.

66. *Джигирей В. С.* Екологія та охорона навколишнього природного середовища : навч. посіб. / В. С. Джигирей. – 2-ге вид., стер. – К.: Т-во «Знання», КОО, 2002. – 203 с.

67. *Харлашин П. С.* Экономическая и экологическая эффективность внедрения природоохранных мероприятий [Электронный ресурс] / П. С. Харлашин, И. В. Буторина, М. А. Григорьева и др. // Экобюллетень ИнЭКА – 2008. – № 5 (130). – С.43-44. – Режим доступа: <http://www.ineca.ru/?dr=bulletin/arhiv/0130&pg=015>.

68. *Шиляев М. И.* Энергетический принцип сравнения систем пылеулавливания [Электронный ресурс] / М. И. Шиляев, А. М Шиляев // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. –

Вып. 2. С. 80-87. – Режим доступу: [http://www.lib.tpu.ru/fulltext/v/Bulletin\\_TPU/2002/v305/i2/13.pdf](http://www.lib.tpu.ru/fulltext/v/Bulletin_TPU/2002/v305/i2/13.pdf).

69. Штокман Е. А. Вентиляция, кондиционирование и очистка воздуха на предприятиях пищевой промышленности [Электронный ресурс] / Е. А. Штокман. – М.: АСВ, 2001. – 564 с. – Режим доступу: [http://all-climate.ru/uploads/bltk2book/e.a.shtokman\\_pish\\_prom.pdf](http://all-climate.ru/uploads/bltk2book/e.a.shtokman_pish_prom.pdf).

70. Гнедой Н. В. Энергоэффективность и определение потенциала энергосбережения в нефтепереработке / Н. В. Гнедой, Е. Е. Маляренко. – К.: Наукова думка, 2008. – 182 с.

71. Ерёмкин А. И. Совершенствование оценки санитарно-гигиенической и энергоэкологической эффективности систем очистки / А. И. Ерёмкин, М. Г. Зиганшин // Известия Казгасу. – 2007. – №2 (8). – С.117-121.

72. Панченко Г. Г. Энергоэкономический анализ производства продукции, работ и услуг / Г. Г. Панченко – К., 1994 – 30 с. (Препр. / НАН Украины, Ин-т пробл. Энергосбережения; 94-3).

73. Станиціна В. В. Енергоємність заходів з охорони навколишнього середовища як складова повної енергоємності продукції / В. В. Станиціна // Проблеми загальної енергетики. – 2011. – № 4 (27). – С. 47-52.

74. Наукові основи, методологія та алгоритми визначення теоретичних, технічно можливих і економічно доцільних потенціалів енергозбереження, комплексної оцінки енергозберігаючих заходів / Звіт про НДР (заключн.): г/д №25-06 від 27.06.06, №26-07 від 05.04.07, №28-08 від 14.04.08 / Інститут загальної енергетики НАН України; кер. Білодід В. – К., 2008. – 253 с. – Викон. Маляренко О., Симборський А., Гнідий М., Агеева Т., Кулик М., Куц Г., Сизоненко В., Бондаревська І., Євтухова Т., Станиціна В. – Бібліогр. с. 189-193. – ДР№0106U009434. – ДОН№0208U010145.

75. Енергоощадність. Терміни та визначення : ДСТУ 2420-94. – ДСТУ 2420-94. – [Чинний від 1995-01-01]. – К. : Держстандарт України, 1994. – 15 с. – (Національні стандарти України).

76. Patterson M. Optimisation model to estimate potential energy savings in the New Zealand economy. [Online] / Patterson M. – Report by Riverdale Associates Ltd, 2011. – 383 p. – <https://ecomod.net/system/files/milad.pdf>.

77. Barzantny K. Energy Efficiency Technologies ANNEX I Technical Report Energy Efficiency Potentials and Barriers for Realization in the Industry Sector. [Online]. / Barzantny K. – Aachen, 2013. – 30 p. –

<https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2014/03/ee-technologies-annex-i-energy-efficiency-potentials-and-barriers-for-realization.pdf>.

78. *Jensen Holger*. Analysis of energy saving potentials in selected EU countries based on a sectorial best-practise approach. [Online] / Jensen Holger. – Dansk Energi, 2014. – [http://www.danishenergyassociation.com/~media/de\\_mje/analyser/analyse14-analysisenergysavingeu.ashx](http://www.danishenergyassociation.com/~media/de_mje/analyser/analyse14-analysisenergysavingeu.ashx)

79. *Звіт* про результати використання палива, теплоенергії і електроенергії за 2013 р. Форма статистичної звітності 11-МТП / Державна служба статистики України – К., 2014.

80. *Викиди* забруднюючих речовин та парникових газів у атмосферне повітря від стаціонарних джерел забруднення у 2013 році. – Державна служба статистики України – К., 2014. – 34 с.

81. *Савицький О.* Спадок ери динозаврів. Огляд теплової енергетики України – К.: НЕЦУ, 2014. – 32 с.

82. *Нечаєва Т. П.* Методи та засоби прогнозування розвитку структури генеруючи потужностей електроенергетичної системи з урахуванням екологічних вимог: дис. канд. техн. наук: 05.14.01 / Нечаєва Т. П. – К., 2015. – 173 с.

83. *Шмиголь И. Н.* Сероочистка дымовых газов для тепловых электростанций России [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://ir.nmu.org.ua/bitstream/handle/123456789/577/35.pdf?sequence=1>.

84. *Перспективи* впровадження чистих вугільних технологій в енергетику України / [Вольчин І. А., Дунаєвська Н. І., Гапонич Л. С., Чернявський М. В., Топал О. І., Засядько Я. І.]. – К.: ГНОЗІС, 2013. – 308 с.

85. *Енергетична* стратегія України на період до 2030 р. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 1071.

86. *Річний звіт* «Укренерго» 2013. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://drive.google.com/file/d/0BwZR8kgLwyVtLXBDaUNhM1Z6bU0/view?pref=2&pli=1>.

87. *Добровольський В. В.* Екологічні знання / В. В.Добровольський. – Київ: Професіонал, 2014. – 299 с.

88. *Московченко Д. В.* Нефтегазодобыча и окружающая среда: эколого-геохимический анализ Тюменской области / Д. В. Московченко – Новосибирск: «Наука» Сибирское предприятие РАН, 1998. – 109с.

89. *Булатов А. И.* Справочник инженера-эколога нефтедобывающей промышленности по методам анализа загрязнителей окружающей

среды: В 3 ч. / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, В. Ю. Шеметов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 634с. – (Ч. 2: Почва).

90. *Булатов В. И.* Нефть и экология: научные приоритеты в изучении нефтегазового комплекса: Аналит. обзор / В. И. Булатов. – ГП НТБ СО РАН, Югорский научно-исследовательский институт информационных технологий. - Новосибирск, 2004. – 155с. – (Сер. Экология. Вип. 72).

91. *Шкіца Л. Є.* Математичне моделювання забруднення приземного шару атмосфери парами бурового розчину / Л. Є. Шкіца, Т. М. Яцишин, О. О. Попов // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2012. – № 3(33). – С.56-62.

92. *Яцишин Т. М.* Вплив нафтогазовидобутку на довкілля і перспективи фітоіндикації та фітореєдитації техногенно-трансформованих територій / Т. М. Яцишин, Глібовицька Н. І. // Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування. – 2016. – №1(13). – С. 22-29.

93. *Крайнюков О. М.* Моніторинг довкілля (Моніторинг нафтогазоносних територій) : підруч. для студ. вищ. навч. закл. / О. М. Крайнюков, А. Н. Некос. – Харків: Фоліо, 2015. – 203 с.

94. *Петряшин Л. Ф.* Охрана природы в нефтяной и газовой промышленности/ Л. Ф.Петряшин, Г. Н. Лысяный, Б. Г. Тарасов – Львов: Вища школа. Изд-во при Львов. ун-те, 1984. – 188 с.

95. *Мнацаканов В. А.* Проблемы охраны окружающей среды при строительстве скважин в ООО «Бургаз»/ В. А. Мнацаканов, Е. А. Тригубова, А. В. Бородай // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2008. – №2. – С. 38-41.

96. *Мислюк М. А.* Промивання свердловин / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук – Київ: «Інтерпрес ЛТД», 2004. – 372 с. – (Відробка доліт.т.2)

97. *Балаба В. И.* Экологическая безопасность технологического процесса промывки скважин / В. И. Балаба // Бурение и нефть. – 2004. – №3. – С. 36-38.

98. *Шкіца Л. Є.* Вплив технічної досконалості обладнання бурової установки на екологічну безпеку / Л. Є. Шкіца, Т. М. Яцишин // Збірник наукових праць ШМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України. – 2011. – Вип. 61. – С. 100-106.

99. *Shkitsa L.* Computer-aided chart of ecological safety evaluation of atmospheric pollution by drilling fluid steams/ L. Shkitsa, T.Yatsyshyn // Scientific bulletin of North University of Baja Mare. – 2013. – Vol. XXVII No. 1. – P. 131-138. – (Series D. MiningMineral Processing Non-ferrous Metallurgy Geology and Environmental Engineering)



100. Шкіца Л. Є. Аналіз забруднення атмосфери насосно-циркуляційною системою бурової установки / Л. Є. Шкіца, Т. М. Яцишин // Прикарпатський вісник НТШ. – 2011. – №4(16). – С. 103-107.

101. Сторчак С. О. Актуальні аспекти екологічної політики в нафтогазовому комплексі (на прикладі Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України») / С. О. Сторчак, В. Г. Маслюченко, В. В. Дмитрак // - Нафтогазова галузь України. – 2015. – №2. – С. 40-45.

102. *Енергетична стратегія України на період до 2030 р.*, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 1071. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13/paran3#n3>.

103. Пат. 101928, Україна, (2012.01) В65G27/00. Вибросито для очищення бурового розчину / Шкіца Л. Є., Яцишин Т. М., Лях М. М., Федоляк Н. В. заявник і патентовласник ІФНТУНГ. – № а201206535; заявл. 29.05.2012; опубл. 13.05.2013, Бюл. №9, 2013.

104. Пат. 89267, Україна, МПК(2009) Н 04 С 5/00. Гідроциклон / Лях М. М., Вакалюк В. М., Яцишин Т. М., Солоничний Я. В., Лях Ю. М., Вільчик О. Г.; заявник і патентовласник ІФНТУНГ. – №а200804167; заявл. 02.04.2008; опубл.11.01.2010, Бюл. №1, 2010.

105. Пат. 108717, Україна, МПК E21В 37/02(2006.01) В08В 9/023 (2006.01). Пристрій для очищення свердловинного інструменту / Іващенко В., Шкіца Л. Є., Яцишин Т. М., Лях М. М. заявник і патентовласник ІФНТУНГ. – №а201406008; заявл. 02.06.2014; опубл.25.05.2015, Бюл. №10, 2015.

106. Швидкий О. А. Про комплексний підхід до модернізації насосно-циркуляційної системи бурової установки. / О. А.Швидкий // Збірник наукових праць НАК «Нафтогаз України» Проблеми нафтогазової промисловості. – 2010. - №8. – С.197-200.

107. *Артемчук В.О.* Математичні та комп'ютерні засоби для вирішення задачі розміщення пунктів спостережень мережі моніторингу стану атмосферного повітря: дис. кандидата технічних наук: 01.05.02 / Артемчук Володимир Олександрович; НАН України, Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова. – К., 2011. – 178 с.

108. *Верлан В. А.* Оптимизация размещения сети постов мониторинга за загрязнением атмосферы в промышленном городе [Текст] : дис. канд. геогр. наук / В. А. Верлан. – О. – 1999. – 167 с.

109. *Chardaire P.* Using Simulated annealing to solve concentrator location problems in telecommunication networks / P. Chardaire, J. L. Lutton // Applied Simulated Annealing. – Berlin, 1993. – P. 175-199.

110. *Densham P. J.* A More Efficient Heuristic for Solving Large P-Median Problems / P. J. Densham, G. Rushton // *Pares in Regional Science*, 1992. – Vol. 71(3). – P. 307-329.

111. *Densham P. J.* Providing spatial decision support for rural public service facilities that require a minimum workload / P. J. Densham, G. Rushton // *Environment and Planning: Planning and Design*, 1996. – Vol. 23. – P. 553-574.

112. *Densham P. J.* Strategies for solving large location-allocation problems by heuristic methods / P. J. Densham, G. Rushton // *Environment and Planning*, 1992. – Vol. 24. – P. 280-304.

113. *Maranzana F. E.* On the Location of Supply Points to Minimize Transport Costs / F. E. Maranzana // *Operation Research Quarterly*, 1964. – Vol. 15(3). – P. 261-270.

114. *Teitz M. B.* Heuristic Methods for Estimating the Generalized Vertex Median of a Weighted Graph / M. B. Teitz, P. Bart // *Operations Research*, 1968. – Vol. 16. – P. 955-961.

115. *Ching-Biau Tzeng.* Design and Implement a Cost Effective and Ubiquitous Indoor Air Quality Monitoring System Based on ZigBee Wireless Sensor Network / Ching-Biau Tzeng, Tzoo-Shaang Wey // *2011 Second International Conference on Innovations in Bio-inspired Computing and Applications*. – P. 245-248.

116. *CitySense: A vision for an urban-scale wireless networking testbed* [Електронний ресурс] / R. Murty, A. Gosain, M. Tierney [et al.] – Веб-сайт Harvard School of Engineering and Applied Sciences – дата доступу 05.03.2017. – Режим доступу: <http://www.seas.harvard.edu/> – Загол. з екрану.

117. *De Roure D.* Floodnet: a new flood warning system. / D. De Roure // *Royal Academy of Engineering Quarterly* 23, 2005. – P. 48-51.

118. *Delin K. A.* Environmental studies with the Sensor Web: principles and practice / Delin K. A., Jackson S. P., Johnson D. W., Burleigh S. C., Woodrow R. R. J., McAuley M., Dohm J. M., Ip F. and other // *Sensors* 5, 2005. – P. 103-117.

119. *Delin K. A.* The Sensor Web: a macro-instrument for coordinated sensing / K. A. Delin // *Sensors* 2, 2002. – P. 270-285.

120. *Gil-Castiñeira F.* Urban Pollution Monitoring through Opportunistic Mobile Sensor Networks Based on Public Transport / F. Gil-Castiñeira, F. J. González-Castaño1, R. J. Duro, F. Lopez-Peña // *CIMSA 2008 - IEEE International Conference on Computational Intelligence for Measurement Systems And Applications*. Istanbul – Turkey, 14-16 July

2008.

121. *Ganesan D.* Networking issues in wireless sensor networks / D. Ganesan, A. Cerpa, W. Ye, Y. Yu, J. Zhao, D. Estrin // Journal of Parallel and Distributed Computing № 64 (7), 2004. – P. 799-814.

122. *Huai-Lei Fu.* APS: Distributed air pollution sensing system on Wireless Sensor and Robot Networks / Fu Huai-Lei, Chen Hou-Chun, Lin Phone // Computer Communications 35 (2012). – P. 1141–1150.

123. *Hart J. K.* Environmental Sensor Networks: A revolution in the earth system science / J. K. Hart, K. Martinez // Earth-Science Reviews 78. 2006. – P. 177–191.

124. *Jen-Hao Liu.* Developed Urban Air Quality Monitoring System Based on Wireless Sensor Networks / Liu Jen-Hao, Chen Yu-Fan, Lin Tzu-Shiang, Lai Da-Wei, Wen Tzai-Hung, Sun Chih-Hong, Juang Jehn-Yih, Jiang Joe-Air // 2011 Fifth International Conference on Sensing Technology. – pp. 549-554.

125. *Jung-Hun Woo.* AirScope: A Micro-scale Urban Air Quality Management System / Woo Jung-Hun, Lim Sang Boem, Lee Jonghyun, Ryou Rina, Kim Hansoo, Kim HyungSeok, Kim Jae-Jin // ICA3PP 2010, Part I, LNCS 6081. – P. 520–527.

126. *Kim J.* Networked sensing in support of real-time parameter estimation / Kim J., T.A Bendikov, Y. Park, T.C. Harmon // European Geological Society-American Geophysical Union-European Union of Geosciences Joint Assembly, 2003, April 6-11.

127. *Kim M.* Practical field application of a novel BOD monitoring System / M. Kim, S.M. Youn, S.H. Shin, J.G. Jang, S.H. Han, M.S. Hyun and others // Journal of Environmental Monitoring 5 (4). – P. 640-643.

128. *Lane A. M. J.* The U.K. Environmental change network database: an integrated information resource for long-term monitoring and research / A.M.J. Lane // Journal of Environmental Management 51 (1), 1997. – P. 87-105.

129. *Sukwon Choi.* Micro Sensor Node for Air Pollutant Monitoring: Hardware and Software Issues. / Choi Sukwon, Kim Nakyoung, Cha Hojung, Ha Rhan // Sensors 2009, 9. – P. 7970-7987.

130. *Keener Tim C.* Wireless Sensor Networks for Monitoring Carbon Monoxide in Ambient Air / Tim C. Keener, Lu Mingming, Chaiwatpongsakorn Chaichana, Khang Soon-Jai // A&WMA International Specialty Conference Leapfrogging Opportunities for Air Quality Improvement. – May 10-14, 2010 Xi'an, Shaanxi Province, China.

131. *Ma Y.* Air Pollution Monitoring and Mining Based on Sensor Grid in London / *Y. Ma, M. Richards, M. Ghanem [et al.]* // *Sensors*. – 2008. – June. – № 8. – P. 3601-3623.

**Наукове видання**

**НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
ВІДДІЛЕННЯ ФІЗИКО-ТЕХНІЧНИХ ПРОБЛЕМ ЕНЕРГЕТИКИ**

**Артемчук** Володимир Олександрович, **Білан** Тетяна Романівна,  
**Блінов** Ігор Вікторович, **Декуша** Олег Леонідович,  
**Запорожець** Артур Олександрович, **Іванов** Геннадій Анатолійович,  
**Іванов** Сергій Олександрович, **Ковач** Валерія Омелянівна,  
**Ковтун** Світлана Іванівна, **Марасін** Олексій Володимирович,  
**Мартинюк** Олександр Васильович, **Мірошник** Володимир Олександрович,  
**Попов** Олександр Олександрович, **Сімейко** Костянтин Віталійович,  
**Станиціна** Валентина Володимирівна, **Танкевич** Сергій Євгенійович,  
**Щокіна** Вікторія Андріївна, **Яцишин** Андрій Васильович,  
**Яцишин** Теодозія Михайлівна

**Теоретичні та прикладні основи економічного,  
екологічного та технологічного функціонування  
об'єктів енергетики**

**Монографія**

*За редакцією А. О. Запорожця та Т. Р. Білан*

Підп. до друку 04.10.2017. Формат 60×84/16. Папір офс. №1.  
Гарн. Таймс. Умов. друк. арк. 18,52. Обл.-вид. арк. 17,6.  
Наклад 300 пр.

Віддруковано у друкарні ТОВ «Наш формат»  
01042, м. Київ, пр. Миру, 7, оф. 45.