

Л.КОЗАК

**ЕНЕРГОЗАОЩАДЖЕННЯ
В НАФТОГАЗОВИДОБУВНІЙ
ГАЛУЗІ**



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу**

Л.КОЗАК

ЕНЕРГОЗАОЩАДЖЕННЯ В НАФТОГАЗОВИДОБУВНІЙ ГАЛУЗІ

МОНОГРАФІЯ

**Рекомендовано до друку Вченою Радою Івано-
Франківського національного технічного університету
нафти і газу**

Протокол № від 2008р.

**Івано-Франківськ
2007**

УДК 536.7
ББК 22.317.1

Енергозаощадження в нафтогазовидобувній галузі. Козак Л.Ю. – Івано-Франківськ: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу .- Факел, 2007. – ... с.

Викладені у монографії питання стосуються однієї з найважливіших проблем економіки України - проблеми енергоносіїв. Один з найефективніших шляхів її вирішення це економне і раціональне використання енергоресурсів - енергозаощадження, що дає змогу вирішувати відразу дві проблеми - знижувати затрати на енергоносії за рахунок їх економії і зменшувати забруднення навколишнього середовища шкідливими викидами від згоряння палива.

Розглянуто загальний баланс первинних і нетрадиційних поновлюваних джерел енергії та їх кінцеве споживання. Викладені теоретичні основи енергозаощадження, що стосуються основних напрямків підвищення ефективності споживання енергоносіїв в нафтогазовидобувній галузі та їх заощадження. Наведені приклади практичного застосування методів енергозаощадження з їх техніко-економічним обґрунтуванням. Може бути корисною для наукових працівників, аспірантів і студентів, о працюють в нафтовидобувній галузі.

Іл... Табл... Бібліогр. .. Список: ...

Рецензенти:

Ханик Я.М - д.т.н., професор, завідувач кафедри, *Львівський національний технічний університет*

Грудз В.Я. - д.т.н., професор, завідувач кафедри спорудження нафтогазопроводів та сховищ, *Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу*

Михайлів М.В. - к.т.н., професор кафедри електропостачання, *Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу*

ISBN

@ Козак Л.Ю., 2007

ЗМІСТ

ВСТУП

1. НАЦІОНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА ТА ЕНЕРГОЗАОЩАДЖЕННЯ

- 1.1 Загальний баланс первинних джерел енергії та їх кінцеве споживання
- 1.2. Природний потенціал України щодо розвитку НВДЕ та перспективи їх використання

2.ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ЕНЕРГОЗАОЩАДЖЕННЯ

- 2.1 Перетворення теплоти в роботу
- 2.2 Якісна оцінка ефективності використання теплоти
- 2.3 Поширення теплоти, теплообмін

3. ЕФЕКТИВНЕ ВИКОРИСТАННЯ ВИСОКОПОТЕНЦІЙНОЇ СКЛАДОВОЇ ТЕПЛОТИ ЗГОРЯННЯ ХІМІЧНОГО ПАЛИВА

- 3.1 Когенеративне виробництво теплоти і електроенергії
- 3.2 Технічні засоби когенерації
- 3.3 Використання когенераційних установок для енергозабезпечення нафтогазовидобувних підприємств
- 3.4 Інші способи ефективного використання високопотенційної складової теплоти згоряння палива

4. ПОВЕРНЕННЯ ТЕПЛОВИХ ВТРАТ

- 4.1 Паливні відходи
- 4.2 Утилізація викидного та супутнього природного газу
- 4.3 Використання викидів теплоти
- 4.4 Обладнання для повернення теплоти
- 4.5 Приклади застосування повернення тепла

 - 4.5.1 Газотранспортна система
 - 4.5.2. Використання теплоти дизельних двигунів бурових установок
 - 4.5.3 Інші приклади повернення теплоти

5. ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ПРИ ТРАНСПОРТУВАННІ ТА ВИКОРИСТАННІ ТЕПЛОТИ.....

- 5.1 Властивості теплоізоляційних матеріалів
- 5.2 Досвід застосування ізоляції
- 5.3 Ізолювання трубопроводів.....
- 5.4 Теплоізоляція будівель.....

6 ВИКОРИСТАННЯ ПОТЕНЦІАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ МЕРЕЖ	
6.1 Особливості впровадження та експлуатації	
6.2 Турбодетандерні установки малої потужності	
6.3 Турбодетандерна установка на основі струминно-реактивної турбіни	
7. ЗНИЖЕННЯ ОБСЯГІВ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА НАФТОГАЗОВОГО ТЕХНОЛОГІЧНОГО ТРАНСПОРТУ	
7.1 Використання зрідженого та стиснутого природного газів як моторного палива	
7.2 Використання метанолу в двигунах з іскровим запалюванням	
7.3 Зниження втрат палива за рахунок конструктивних особливостей і умов експлуатації АТЗ	
7.4 Енергоощадна транспортна система	
8. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ	
8.1 Методика проведення енергетичного аудиту	
8.2 Енергетичний аудитор. Профіль роботи енергетичного аудитора	
8.3 Звіт з енергетичного аудиту	
ЛІТЕРАТУРА	

ВСТУП

Використання різноманітних видів енергії є необхідною умовою соціально-економічного розвитку людства, підвищення якості життя. Задоволення всезростаючих його запитів нерозривно пов'язано зі зростанням потреб у паливно-енергетичних ресурсах (ПЕР). Американські фахівці з міністерства енергетики передбачають, що до 2015 р. світові потреби в ПЕР зростуть на 54% у порівнянні з рівнем 1995 р. Майже половина приросту споживання ПЕР (45%) буде визначатися зростанням енергетичних потреб "азіатських драконів". Таке зростання обумовлюється тим, що розвиток промислового сектора є основною ланкою їх швидкого економічного зростання (зокрема, Китаю, Індії). Споживання енергії у цих країнах до 2015 р. буде на 44% більшим, ніж у США. Згідно з прогнозом, для країн Східної Європи та колишнього СРСР у два наступні десятиліття передбачається зростання щорічного споживання ПЕР на 1,8%, що значно поступається азіатським країнам.

Разом з тим біолог Н. Реймерс стверджує[1,с. 4]: «Нас (людство) зараз відділяє від теплової смерті біосфери лиш один порядок величин. Будемо використовувати у 10 разів більше енергії, ніж зараз, то загинемо». Причиною тому є так званий «парниковий» ефект – наявний в атмосфері діоксид вуглецю CO_2 пропускає сонячне випромінювання на Землю, але перешкоджає охолодженню Землі шляхом випромінювання у космос. В останні роки вчені всього світу зі все більшою тривогою ведуть мову про підвищення концентрації CO_2 в атмосфері. Крім викидів CO_2 , теплоенергетичне обладнання та машини виробляють теплове (викиди нагрітої води і газів) та хімічне (оксиди сірки і азоту) забруднення, золу та сажу, які зі зростанням масштабів виробництва негативно впливають на навколишнє середовище. Теплове забруднення та надмірна концентрація CO_2 в атмосфері викликає негативні зміни клімату, що загрожує широкомасштабним руйнуванням більшості світових природних екосистем. Кислотні дощі – це небезпека для живої природи і загроза здоров'ю людей.

Зростання споживання ПЕР досягло планетарних масштабів, а тому, з одного боку, загрожує їх вичерпанню, а з іншого – екологічною кризою і прискореною деградацією довкілля, що загрожує життю на Землі. Особливо критична ситуація склалася із забезпеченням енергією та енергоносіями тих видів, які освоєні і рентабельні у суспільному виробництві.

Подальший розвиток світової спільноти потребує значної уваги до паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) як кожної окремо взятої країни, так і усіх країн на нашій планеті. Серед основних засад сучасної світової екологічно і соціально прийнятної застрахованої від криз енергетичної політики основним є принцип економії енергії.

Як свідчить аналіз [2-4], Україна має низку сприятливих передумов для модернізації свого ПЕК з урахуванням вимог сталого розвитку. Надзвичайно великими є можливості щодо енергозаощадження. При цьому, найбільшого ефекту можна досягти, здійснивши структурну перебудову

економіки країни за рахунок скорочення обсягів виробництва найбільш енергоємних видів продукції (чавуну, сталі, прокату, клінкеру, цементу) до рівня забезпечення власних потреб при оптимальній частці їх експорту. У сфері енергозаощадження, як свідчить досвід західних країн, високо-ефективними також є організаційні заходи, зокрема налагодження обліку енергоносіїв, встановлення норм споживання та податків (штрафів) за понаднормове споживання енергії, податки на імпортовані види палива та викиди шкідливих інгредієнтів від спалювання палива (CO, NO_x, CO₂).

Існує також низка ряд високоефективних заходів щодо енергозаощадження, які потребують відносно невеликих капітальних витрат (утилізація вторинних енергоресурсів, використання викидів тепла). Значні обсяги економії палива можна одержати застосовуючи теплофікаційний цикл та когенерацію при виробництві електроенергії та теплоти. Величезні резерви економії енергоносіїв закладені в системі теплозабезпечення обігріву будівель і гарячого водопостачання. За існуючими даними оптимізація теплопостачання за рахунок використання енергозаощаджуючого обладнання та технологій дасть можливість скоротити затрати енергоносіїв до 70%.

Крім модернізації традиційних технологій генерування та використання енергії розвиток ПЕК слід пов'язувати з використанням нових (нетрадиційних) і поновлюваних джерел енергії (НПДЕ). Можливості України щодо використання НПДЕ достатньо великі і це значною мірою враховано в національній енергетичній програмі України до 2010 року: частка НПДЕ у паливно-енергетичному балансі України до 2010 року має досягти 10%, хоча найбільша частка з усіх НПДЕ при цьому припадає на великі ГЕС, але й вітроелектростанції (ВЕС) мають досягти потужності 2000 МВт та генерувати близько 4 млрд. кВт год.

1 НАЦІОНАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА ТА ЕНЕРГОЗАОЩАДЖЕННЯ

1.1 Загальний баланс первинних джерел енергії та їх кінцеве споживання

Вугілля. Основний органічний енергоносіє у нашій державі - вугілля, кам'яне та буре [2]. Загальні геологічні запаси кам'яного вугілля складають 94,5%, бурого - 5,5%. За загальними оцінками у надрах України може бути зосереджено до 300 млрд.т вугілля. Якщо за даними західних експертів світових запасів нафти та газу вистачить на 80-90 років, вугілля - на 350 років, то вітчизняних запасів вугілля вистачить на 400 років. Це дає можливість розглядати сучасну вугільну енергетику як пріоритетну, а вугілля - як основний енергетичний ресурс України. Балансові, позабалансові та прогнозні ресурси вугілля в Україні складають 117,3 млрд. т, розвідані запаси - 52,6 млрд. т, з них коксуєме вугілля -17,7 млрд. т (31%), антрацити - 8,3 млрд. т (11,5%). У розробці та підготовці для освоєння знаходяться запаси 23,6 млрд. т. В "Концепції структурних перетворень вугільної промисловості України в умовах розвитку ринкових відносин", яка підготовлена Мінвуглепромом України ще в 1995 р., реальний щорічний потенціал галузі оцінюється в 100 млн. т вугілля. При теплотворних властивостях 4500 - 5000 Ккал/кг (18,7 - 20,8 МДж/ кг) такі обсяги видобування еквівалентні 64,3 - 71,4 млн. тонн умовного палива (т у. п.), що складає 21,4 - 23,8% загальних потреб країни в первинних ПЕР. Зараз і в перспективі вугілля займатиме провідне місце у виробництві ПЕР нашої держави. Балансові запаси вугілля на початок 90-х років склали 47 млрд. т, у тому числі коксуємих -15, енергетичних -32 млрд. т.

Перші родовища вугілля в Україні у Донбасі були відкриті в 1721 р. Донбас у 1913 р. давав понад три чверті загального видобутку кам'яного вугілля Росії. Запаси кам'яного вугілля зосереджені в Донецькому (98% загальних запасів) та Львівсько-Волинському басейнах (2%). Запаси бурого вугілля знаходяться в основному в Дніпровському басейні.

Донецький вугільний басейн розташований на території Донецької, Луганської та східної частини Дніпропетровської областей.

Вугілля Донецького вугільного басейну поділяється на кам'яне (75-90% вуглецю, теплотворність 7000 ккал/кг) та антрацит (90-96% вуглецю, теплотворність 8600 ккал/кг). Вугілля Донбасу характеризується підвищеною зольністю та значним вмістом сірки. Середній вміст золи у вугіллі складає до 25%, а середній вміст сірки - 2,5%. Середня глибина донецьких шахт сягає до 700 м, близько 15% шахт мають глибину понад 1000 м. Приблизно 85% вугілля міститься в пластах потужністю до 1,2 м і тільки 15% мають більшу товщину. Близько 65% пластів мають невеликий ухил, що дає змогу застосовувати механізацію, та 35% пластів мають крутий ухил.

Львівсько-Волинський басейн розташований на півдні Волинської і

на півночі Львівської областей. Основна частина запасів вугілля Львівсько-Волинського басейну (66%) являє собою газове вугілля (високолетюче, енергетичне вугілля), інші запаси - перехідне вугілля від газового до жирного. Жирне вугілля характеризується високим хімічним потенціалом. Зольність вугілля становить від 5 до 35%, вміст сірки - 1,5-9%, летючих речовин - від 40% у довгополуменовому та до 26% у жирному, вологість відповідно від 5-7,6 до 0,8-1,6%. Гумусове вугілля має такий вміст: вуглець - 81,1-85,4%, водень - 4,5-6,1%, кисень, азот, сірка 9,2-13,1%. Пласти вугілля залягають на глибині 300-500 м, максимальна потужність пластів - 2,8 м.

Буре вугілля видобувають на території Придніпровської височини, Прикарпаття та Закарпаття. Основна частина палива видобувається в Черкаській обл. (Ватутіно), Кіровоградській обл. (Олександрія), Житомирській (Коростишівське родовище). Вугілля залягає пластами потужністю від кількох сантиметрів до 15-20 м і більше, глибина залягання пластів від 10 до 60 м і більше. Вугілля басейну м'яке, буре, гумітове. Зольність вугілля 15-45% та більше, вологість 5,5-6,0%, середній вміст сірки - 2,3-3,1%, вуглецю - 60-70%, водню - 5-6,5%, кисню та азоту - 2,3-2,6%, смоли 15-16%, вихід легких речовин 4,5-7,0%. Його теплотворність сягає 1800-1900 ккал/кг. Більшу половину цього вугілля видобувають у кар'єрах відкритим способом.

Після 2000-го року обсяг попиту на різноманітні види вугілля складатиме 170-172 млн.т, у тому числі 118-120 млн.т для енергетики. Наша держава частково імпортує вугілля з Польщі, Росії, Казахстану.

Нафта та природний газ. Україна є однією з найстаріших нафтовидобувних держав світу. Відомі три нафтові райони – Прикарпатський, Дніпровсько-Донецький, Причорноморський. Промислова розробка нафтових родовищ у районі Борислава почалась у 1886 р. У 1908-1910 рр. в Західній Україні видобували по 1,5-2 млн.т нафти щорічно. Це було на той час третім показником у світі (після США та Росії).

Початкові потенціальні ресурси вуглеводнів України [2,5] в перерахунку на умовне паливо складають 8417,8 млн.т, в тому числі нафти - 1325,7 млн.т (15,7%), газового конденсату - 380,5 млн. т (4,5%), газу вільного - 6435,7 млрд. м³ (76,5%), газу розчиненого - 275,9 млрд. м³ (3,3%). Станом на 01.01.97 р. на державному балансі налічуються 296 родовищ, з них 67 - нафтових, 10 - газонафтових і нафтогазових, 51 - нафтогазоконденсатних, 70 - газових і 98 - газоконденсатних, початкові розвідані видобувні запаси яких складають 3418,2 млн. т умовного палива, тобто початкові ресурси вуглеводнів розвідані на 41%, в тому числі по нафті - 33, вільному газу - 43%. Ступінь виробленості (частка нагромадженого видобутку в початкових потенційних ресурсах) відповідно 21,4 і 24,2%. Таким чином, 6382,7 млн. т умовного палива (75,8%) вуглеводних ресурсів ще залишаються в надрах України, при цьому 5010,0 млн. т умовного палива (59%) складають нерозвідані ресурси. Слід зауважити, що 1531,9 млн. т.у.п., або 18,2% початкових потенційних ресурсів вуглеводнів знаходяться у межах шельфів Чорного і Азовського морів, які на сьогоднішній день є одними з найперспективніших районів для проведення пошуково-розвідувальних робіт.

Ресурсна база нафтогазовидобувної промисловості України дає змогу за умови її ефективного використання стабілізувати, а в перспективі підвищити видобуток нафти і газу. Поки що не використано можливості заміни імпортованого газу першочерговими нетрадиційними газами - природних малих газових родовищ, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищ, попутного нафтового газу, метану вугільних родовищ та газу підземної газифікації вугілля. Не використовуються в промислових цілях технології термічної переробки біомаси та відходів, у тому числі вугільної промисловості. Економічний потенціал цього спрямування заміни імпортованого газу достатньо високий. Терміни окупності в основному не перевищують 1-3 років. Задача видобутку метану із вугільних пластів - комплексна. Дегазація вугільних родовищ вкрай необхідна для підвищення безпеки вугільного виробництва. Згідно з Державною Програмою з проблем розвідки, видобутку та використання метану вугільних родовищ буде виконано перерахунок запасів газу. Там же наведені дані початкового етапу видобування, які планується 387 млн. м³ на рік.

Прикарпатський нафтогазоносний район розташований вздовж північно-східних схилів Карпат. На сьогодні у Прикарпатті експлуатуються Битківське, Бориславське, Долинське, Північно-Долинське та Ріпнянське родовища. Нафта залягає на глибині 1000-3500 м.

Дніпровсько-Донецький нафтогазоносний район охоплює Дніпровсько-Донецьку западину, простягається на 650-700 км вузькою смугою 80-150 км на Лівобережжі України. До найважливіших родовищ цього району належать Леляківське, Прилуцьке, Качанівське, Охтирське, Радченківське, Глинсько-Розбишевське. Нафта Дніпровсько-Донецького району має високу якість. Вона містить багато легких фракцій, дає високий вихід бензину, характеризується малим вмістом сірки.

Причорноморський нафтогазоносний район охоплює Причорноморську западину, Степовий Крим, Керченський півострів, а також північно-західну частину акваторії Чорного та Азовського морів. На Керченському півострові ще у 1866 р. почалися перші бурові роботи, викликані виходом нафти і газу на поверхню.

Найбільші родовища нафти знаходяться у Сумській області. Більшість значних родовищ нафти України вже вичерпані майже до проектного рівня. Наприклад, рівень нафтовикачування Леляківського родовища досяг 59% за проектного рівня в 62,2%, Гнідинцівського родовища відповідно - 61,1 та 62,2, Прилуцького - 53,2 та 56,6, Качанівського - 43,5 та 45,6.

Газопрояви в Україні виявлено ще у 1901-1902 рр. під час будівництва соляних шахт у Прикарпатті. Перші промислові надходження було отримано в районі Калуша в 1921 р. на Дашавському родовищі, а у 1924 р. прокладено перший газопровід від Дашави до Стрия.

Природні горючі гази знайдено у тих же районах, що і нафта. Для видобування газу зараз у Прикарпатському районі експлуатуються такі основні родовища: Рудківське, Опарське, Ходновичське, Битківське, Калузьке, Кадобнянське. На сьогодні запаси Дашавського родовища майже вичерпані. Воно використовується як газосховище. Природний газ Прикарпаття характеризується високим вмістом метану (до 98%).

Дніпровсько-Донецький район почав розвиватися у 50-60-х роках нашого століття. Найбільше родовище Шебелинка, на якому видобуто до половини всіх обсягів газу, отриманого з Дніпровське-Донецького району. Газові родовища цього району переважно метанові (вміст метану до 98%) з невеликою кількістю вуглекислого газу (до 3%) і азоту (до 10%). Великими родовищами газу в цьому регіоні також є Єфремівське, Співаківське, Кегечівське, Солохівське, Машевське, Більське, Качанівське, Михайлівське та інші.

В Причорноморському нафтогазоносному районі великі родовища природного газу відкриті у Криму: Джанкойське, Глібовське, Задорнянське, Західно-Жовтневе, Краснополянське. Загальні запаси тут сягають 1254 млрд. м³.

Родовища газу було знайдено в північному Криму ще у 1960 р., а під Азовським морем - у 70-х роках. Зараз шельфові родовища залишаються переважно не розвіданими, на глибині моря менше 60 м було виявлено 10 родовищ. Найбільші родовища на шельфі південної України - це Голицинське та Шмідта. В експлуатації знаходяться 115 газових родовищ, балансові запаси природного газу в яких складають 830 млрд. м³. Загальні запаси природного газу складають понад 1120 млрд. м³.

Більша частина видобутих в Україні газу і нафти в минулому припадала на свердловини глибиною 2,5-5 км, але зараз свердловини досягають глибини 4-7 км через необхідність розробки більш глибоких зон газоносних і нафтоносних пластів. Загальна кількість експлуатованих родовищ складала 208. Зараз понад 57% розвіданих запасів відносяться до важко видобувних.

Згідно з Національною програмою "Нафта та газ України до 2010 року" передбачається доведення річних обсягів видобутку нафти та конденсату до 7,5 млн. т у 2010 р., з яких 2,5 млн. т буде видобуватись на шельфах Чорного та Азовського морів. До 2010 р. обсяг річного видобутку газу планується збільшити до 35,3 млн. м³, з яких: на шельфі - 6,3 млрд. м³. Початкові запаси нафти та газу України складають 8,418 млрд. т у. п., з яких: 6,4 млрд. т у. п. - газ, 1,3 млрд. т - нафта, 0,4 млрд. т - конденсат. Розвідані запаси України складають 1,4 млрд. т у. п., з яких: газ - 1,15 трлн. м³, нафта - 153 млн. т, конденсат - 83 млн. т. Розвідані запаси вуглеводневої сировини України знаходяться у 297 родовищах, з яких 80 - газові, 94 - газоконденсатні, 49 - нафтогазоконденсатні, 9 - конденсатні, 65 - нафтові.

Зазначимо, що в Україні було досягнуто рекорд видобування окремих видів ПЕР: 218 млн. т вугілля у 1976 р., 14,4 млн. т нафти, у тому числі газового конденсату, в 1972 р., 68,7 млрд. м³ природного газу в 1975 р.

Уранові руди. Суттєве значення для підвищення рівня само енергозабезпечення України мають поклади уранової руди. Наша держава займає одне з чільних місць у Європі з її видобутку. Прогнозовані запаси уранової руди у Дніпропетровській обл. становлять 40 тис. т. Наприклад, розвіданих запасів уранової руди вистачить для виробництва ядерного палива з урахуванням кількості блоків АЕС на 150 років [2]. Українські уранові руди після очищення містять тільки 0,7% урану 235, тоді як атомні реактори вітчизняних АЕС потребують 4%. В Україні відсутній замкнений

цикл з виробництва ядерного палива. Єдиним підприємством України з видобування уранової руди та виробництва концентрату природного урану є Східний гірничо-збагачувальний комбінат (м. Жовті Води, Дніпропетровська обл.). Майбутнє комбінату та урановидобувної галузі України в цілому пов'язано з введенням у промислову експлуатацію Новокостянтинівського уранового родовища. За запасами руди спеціалісти відносять це родовище до першої двадцятки світових уранових родовищ, проектний термін його експлуатації оцінюється в 50 років.

Торф. Україна займає третє місце серед країн СНД за запасами торфу. Усього в нашій державі близько 2500 родовищ торфу. Балансові запаси повітряно-сухого торфу складають 2,7 млрд. т. Головним чином торфові родовища зосереджені в Поліссі, а також у Черкаській та Львівській областях. Середня теплотворна здатність торфу - 2300 ккал/кг. Родовища горючих сланців є у Кіровоградській, Львівській, Черкаській, Закарпатській та інших областях. Їх загальні запаси складають 3,7 млрд. т. У лісистих районах України (Карпати, Полісся, частково лісостеп) використовують як паливо дрова. Обсяг споживання дров складає понад 1 млн. т (у перерахунку на умовне паливо).

Малі нафтогазові родовища. У деяких випадках перспективним є залучення до використання малих родовищ. До малих родовищ в Україні віднесені такі газові, газоконденсатні та нафтогазоконденсатні родовища, які мають відносно невеликі запаси газу, що є причиною малих дебетів свердловин та незначного його видобутку. Основними проблемами, які заважають традиційному використанню малих газових родовищ, є: недостатня розвідка, непромислові запаси, малі дебети, складності з розконсервацією свердловин, відсутність відповідного устаткування, далекі відстані для транспортування невеликих обсягів газу тощо.

Видобуток первинних ПЕР і виробництво електроенергії в Україні в 2001 - 2005 рр., а також перспективи видобування первинних ПЕР і виробництва електроенергії в Україні до 2015 року наведені відповідно в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Видобуток первинних ПЕР і виробництво електроенергії в Україні і перспективи

ПЕР	Одиниці вимірювання	2005	2010	2015
Вугілля	млн.т	152,3	90,9	96,5
Нафта, з газовим конденсатом	млн.т	4,03	5,1	5,4
Газ природний	млрд.м ³	20,38	23,22	25,00
Електроенергія, у т. ч.: ТЕС і ТЕЦ ГЕС АЕС	млрд. кВтгод	189,2	207,2	245,0
		75,0	83,5	108,4
		10,5	12,5	16,6
		94,4	101,2	110,5

Можна стверджувати, що за власним паливно-енергетичним потенціалом Україна знаходиться не в найгіршому стані порівняно з більшістю країн Європи, однак ефективність його використання значно нижча середньосвітового рівня [6]. В цілому рівень забезпеченості України власними ПЕР у 1992 р. становив 45%, а з урахуванням постачання ядерного пального з Росії - 37%. У 2010 році рівень забезпеченості власними енергоресурсами становитиме 42 - 44 %, в тому числі вугіллям на рівні 80%, газом - на 25%, нафтою - на 20%.

1.2 Природний потенціал України щодо розвитку НВДЕ та перспективи їх використання

Україна має великі можливості для розвитку вітро-гідроенергетики, сонячної та геотермальної енергетики, використання ресурсів біомаси, енергії доквілля і низькопотенційного вторинного тепла зі застосуванням теплових насосів [7-10]. Використання всіх цих видів НВДЕ має бути належним чином враховано в енергетичній стратегії. При цьому обсяги використання НВДЕ мають бути науково обґрунтовані на поточний період часу. Одночасно мають бути визначені пріоритети щодо НВДЕ на майбутні періоди[11].

Обсяг важливих потенційних ресурсів складає:

- гідроресурси - 4,32 млн. т у.п.;
- вітроенергетика - щорічне виробництво до 2 млрд. кВтгод;
- сонячна, геотермальна енергія - щорічне виробництво до 11 млн. т у.п.;
- біогаз, утилізація відходів (щорічне виробництво до 10 млн.т органічного палива).

Загальний технічно-можливий потенціал нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії (НВДЕ) нашої держави складає близько 78 млн. т у. п. на рік (100%), який за напрямками використання розподіляється таким чином: вітроенергетика - 24,6 млн. т у.п. (31,4%), мала гідроенергетика - 2,24 (2,86%), сонячна енергетика - 4,92 (6,29%), біоенергетика -21,2 (27,11%), штучні горючі гази та метан шахтних родовищ -13,2 (16,88%), інші напрямки використання джерел енергії (геотермальна енергетика, теплонасосні установки, ріпакова олія, спирти, водоналивні емульсії, техногенні родовища, гумові відходи) -12,84 млн. т у.п. (15,46%).

Гідроелектроенергія. Розвиток малих ГЕС в Україні проходив у 30-40-і роки. Наприкінці 50-х років їх налічувалось понад 1000 [2]. У 1958 р. загальна потужність міні-ГЕС в Україні становила 65 тис.кВт. Існувала потужна база виробництва малих гідротурбін та синхронних генераторів. З розвитком потужного гідробудівництва, спорудження великих ТЕС та АЕС, централізацією гідропостачання, а також через низькі ціни на ПЕР інтерес у відомств і підприємств до малих ГЕС зник.

Потенційні ресурси потужних ГЕС складають до 4700 МВт. Потенційні ресурси (сумарні) малих річок України складають близько 2400 МВт. На цих річках існують 27 тис. ставків та водосховищ місцевого во-

догосподарського призначення, на яких можуть бути споруджені міні та мікро ГЕС потужністю 5-250 кВт.

При оцінці потенційних запасів малих та середніх річок України виявлена можливість побудови понад 2300 малих і середніх ГЕС, які можуть виробити на протязі року близько 4 млрд. кВт. год. електроенергії. Понад три чверті цих запасів припадає на частку річок Карпат.

Вітроенергетика. Розвиток вітроенергетики в Україні обумовлений наявністю великого технічно доступного потенціалу енергії вітру на території країни [10]. Для розміщення вітроенергетичних установок (ВЕУ) можуть використовуватися площі, які не були задіяні у господарстві, пасовиська та безлісні ділянки гір, мілководні акваторії штучних та природних водоймищ, озер, лиманів, заток і морів. Так, в затоці Азовського моря, Сивашу, що має площу акваторії близько 2700 км², є потенційна можливість розмістити до 135 тис. МВт загальної потужності вітроенергетичних станцій (ВЕС). Для спорудження ВЕС може бути використана практично вся площа Азовського моря, а в Чорному морі лише на Одеській банці є можливість розмістити ВЕС установленою потужністю до 20 тис. МВт. З урахуванням ділянок на суші загальний потенціал території, де можуть бути розміщені ВЕС, перевищує нинішнє виробництво електроенергії в Україні. Найбільші середньорічні швидкості вітру, що перевищують 5 м/с, спостерігаються в приморських районах, південних степах і Донбасі. Ці території, а також гірські райони Карпат і Криму, є найбільш перспективними з точки зору використання енергії вітру. Але ж у гірських районах, які являють собою зону активного вітру, існують деякі обмеження для використання вітрової енергії. Тут повітряні потоки відзначаються сильною турбулентністю, різкою зміною швидкості та напрямку вітру. Для надійної експлуатації ВЕУ, наприклад у Карпатах, вважається придатною лише 1 - 2 % території.

Сонячна енергія. В Україні річне надходження сонячного випромінювання складає 3500-5200 МДж/ м² [9-10], що знаходиться на одному рівні з країнами, які активно використовують сонячні колектори (США, Німеччина, Швеція та ін.). Наприклад, тривалість сонячного сяяння по Києву з квітня по жовтень місяці становить 130-300 год/місяць і не поступається іншим центральноєвропейським містам, де широко використовуються сонячні технології з метою теплозабезпечення.

Вся територія України придатна для розвитку сонячного теплопостачання. Мінімальні величини сонячного випромінювання в усіх пунктах спостерігаються у грудні. Сезонний період, коли використання сонячної енергії реальне для України, становить квітень-вересень, для південних районів - березень-жовтень. Кількість енергії сонячної радіації за рік, що досягає поверхні землі у великих містах України, має значення: Сімферополь - 4,99 ГДж/ м², Одеса - 4,88 ГДж/ м², Донецьк - 4,44 ГДж/м², Київ - 4,12 ГДж/ м², Суми - 3,89 ГДж/ м², Львів - 3,85 ГДж/ м².

Біотехнології, утилізація відходів. Біологічна переробка органічних відходів у горючий газ (біоконверсія) є складним мікробіологічним процесом, в якому приймають участь кілька груп бактерій. Такий газ прийнято називати біогазом через спосіб його одержання, а не характеристики його

особливих біологічних властивостей. Горючий компонент біогазу – метан, частка якого коливається від 55% до 85%, а все інше – діоксид вуглецю.

Характерними є три види біомаси, з яких видобувається найбільша кількість енергії: відходи деревини, тверді міські відходи та сільськогосподарські відходи, у тому числі відходи тваринництва та птахівництва.

Енергетичний потенціал визначається такими технологічними напрямками: анаеробне зброджування гною, спалювання відходів АПК та інших галузей, використання агрокультур для отримання спиртового палива шляхом ферментації, перетворення біомаси у газоподібні або рідкі види палива за допомогою термохімічних технологій, виробництво із рослинних культур олив і заміників дизельного палива [9-10].

Кількість відходів рослинної біомаси в Україні складає щорічно 40 млн. т, що еквівалентно 25-30 млрд. м³ газу на рік; щорічні відходи тваринництва та птахівництва в Україні становлять 32 млн. т сухих та 10,3 млрд. м³ газоподібних.

В Україні у лісовідвалах накопичилось понад 14 млн. м³ відходів, у лісах знаходиться ще 7 млн. м³, причому процес нарощування відходів продовжується. У регіонах Західної України відходи деревообробки і заготівлі являють собою серйозну соціальну (екологічну) проблему.

Для України важливого значення набуває використання за допомогою теплонасосних установок (ТНУ) природних та техногенних джерел низько-потенційної теплоти з температурою 5-40 °С і вище, вторинних енергетичних ресурсів (ВЕР).

У нашій державі в існуючих системах холодостачання підприємств за рахунок організації комбінованого виробництва холоду та теплоти за теплонасосною схемою додаткові теплові потужності можуть становити близько 1000 МВт. Використання компресійних електро-привідних ТНУ класу "вода-повітря" у системах опалення та вентиляції промислових цехів, насосних станцій та теплиць може забезпечити сумарні теплові навантаження близько 4900 МВт.

Геотермальна енергія. Існує два якісно різних джерела геотермальної енергії: гідротермальні та петротермальні. Гідротермальні (паротермальні) джерела тепла є підземними запасами гарячої води та пари, петротермальні джерела тепла - це нагріті звичайні тверді та сухі породи.

Із збільшенням глибини земних шарів температура підвищується. Так, на глибині 50 км вона складає близько 700-800 °С, тоді як на глибині 20 км – 500 °С. Потужність теплового потоку від центру Землі до її поверхні приблизно в 4000 разів нижча потужності сонячної радіації, яка надходить на землю, але майже у 20 разів більша потужності електростанцій всіх країн світу.

Джерела геотермальної енергії розташовані по всій території України. Оскільки ці джерела мають надзвичайно широкий спектр характеристик, неможливо уніфікувати технічні рішення по об'єктах та обладнанню, яке на них застосовуватиметься.

Україна має значні потенційні ресурси геотермальної енергії. Районами її можливого використання є Крим, Закарпаття, Прикарпаття, Донецька, Запорізька, Луганська, Полтавська, Харківська, Херсонська, Черні-

гівська та інші області. За різними оцінками потенційні ресурси геотермальної теплоти в Україні зможуть забезпечити роботу геотермальних електростанцій (ГТЕС) загальною потужністю до 200-250 млн. кВт (при глибинах буріння свердловин до 7 км та періодах роботи станції 50 років) і систем геотермального теплопостачання загальною потужністю до 1,2-1,5 млрд. кВт (при глибинах буріння свердловин до 4 км і періодах роботи систем 50 років).

Серед перспективних районів необхідно відзначити Закарпаття, Крим, Львівщину. Так, у Закарпатті на глибинах до 6 км температури гірських порід сягають 230-275 °С (пошукова свердловина Мукачівська-1 показала температуру гірських порід 210 °С на глибині 4200 м. У Криму найбільш перспективними є Тарханкутський район та Керченський півострів.

Синтетичне рідке паливо. Оскільки запаси нафти обмежені, великого значення набуває вирішення проблеми створення рідкого палива. Відомо чотири основних та перспективних способи переробки твердого палива (зокрема вугілля) у рідке:

- синтез, основою якого є перша фаза процесу – перетворення вугілля під тиском в суміш горючих газів з використанням при цьому водяної пари, повітря чи кисню;

- екстракція, тобто хімічне розчинення вугілля, при цьому як розчинник використовуються речовини, які беруть участь у процесах подальшої переробки вугілля;

- гідрогенізація – насичення вугілля воднем з подальшою взаємодією за високої температури та тиску;

- піроліз – нагрівання вугілля у відсутності окислювачів.

Виробництво синтетичного палива є перспективним для України через малі запаси нафти при значних запасах кам'яного вугілля.

Іншим шляхом вирішення проблеми отримання достатньої кількості власних моторних палив в Україні є використання ріпакової олії для виробництва дизельного палива (біодизеля).

Через значний вміст шкідливих для організму людини органічних сполук, використання ріпакової олії в харчовій промисловості є практично неможливим, але, завдяки тому що її середня теплотворна здатність (33,1 МДж/л) є лише трохи меншою, ніж у дизельного палива (35,1 МДж/л), використання цієї олії як палива є доцільним і має велике значення для паливно-енергетичної галузі.

Відомо, що насіння ріпаку є в біогенетиці одним з найбільш перспективних джерел отримання альтернативного палива - біодизеля. В Україні заплановано в ході розширення посівів ріпаку отримання 9 млн. тон ріпакового насіння, що може забезпечити отримання майже 3 млн. тон біодизельного палива, (75% потреби агропромислового комплексу держави). Але, завдяки здатності ріпаку пристосовуватись до різних агро кліматичних умов, посівні площі під нього можна значно збільшити, що дасть змогу отримати додаткові обсяги біодизельного палива.

Очікується, що, надалі, обсяг виробництва паливного спирту (згідно Програми державної підтримки розвитку використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики (програми

НВДЕ), схваленої постановою КМ України від 31.12.97. р. № 1505) в 2010 р, може скласти до 2 млн. тон за умови залучення до цього виробництва технологічних потужностей більшості існуючих спиртових та цукрових заводів та організації нарощування в агропромисловому комплексі достатньої сировинної бази для цього [2,7].

Для суттєвого збільшення в енергобалансі України обсягів паливно-енергетичних ресурсів, вироблених з нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії, необхідно наполегливо проводити організаційну роботу та створювати об'єкти альтернативної енергетики за найбільш перспективними технологічними напрямками щодо отримання сумішевого рідкого біопалива.

2. ОСНОВИ ЕНЕРГОЗАОЩАДЖЕННЯ

Основою енергозаощадження є теплотехніка, електротехніка та економіка. Найважливішою з них є теплотехніка, яка вивчає закономірності перетворення теплоти в роботу, а також поширення теплоти у просторі.

Наука енергозаощадження вивчає втрати енергії та методи і способи їх повного чи часткового усунення при економічній доцільності. Очевидно, що без чіткого розуміння процесів, які відбуваються у виробництві, перетворенні, транспортуванні і використанні енергії неможливо визначити необхідні заходи та розрахувати економічну доцільність використання тих чи інших технологій енергозаощадження.

У всіх випадках, коли ми маємо справу з виробництвом енергії, транспортуванням до споживача та її використанням, завжди мають місце втрати неминучі і втрати пов'язані з недосконалістю обладнання чи технологічних процесів.

Загалом пропонується така класифікація втрат енергії:

- неефективне використання високопотенційної складової теплоти згоряння хімічного палива;
- невикористання вторинної теплоти, низькопотенційної теплоти, пружної енергії стиснутого газу;
- втрати теплоти через неякісну, чи недостатню теплоізоляцію;
- невикористання первинних енергоносіїв через їх незначну кількість у малих родовищах, технологічні викиди у навколишнє середовище;
- обмежене використання поновлюваних джерел енергії.

Нижче розглянемо теоретичні і практичні аспекти неминучих втрат теплоти і втрат пов'язаних з недосконалістю обладнання чи технологічних процесів [1,12].

2.1 Перетворення теплоти в роботу

Відповідно до другого закону термодинаміки, в процесі перетворення теплоти в роботу, маємо справу з неминучими (закономірними) втратами та втратами теплової енергії, які пов'язані з недосконалістю технологічних процесів обладнання.

Неминучі втрати – це втрати, пов'язані з природними процесами їх закономірністю та незворотністю. Усунення неминучих втрат є неможливим в силу дії законів природи. Мінімальні неминучі втрати теплоти будуть присутні у найбільш досконалому двигуні і визначаються термічним коефіцієнтом корисної дії циклу Карно.

Є також втрати теплоти, що пов'язані з недосконалістю сучасних теплосилових установок, які можна зменшити за рахунок внесення конструктивних та технологічних змін.

Цикл Карно. Французький інженер Садді Карно в 1824 році запро-

понував ідеальний цикл перетворення *теплоти* в *роботу* (рисунок 2.1). Хоча двигун, який працює за цим циклом не побудовано і, можливо, не буде побудовано, цей цикл відіграв і продовжує відігравати важливу роль в науці. Цикл Карно є еталоном, за допомогою якого оцінюється ефективність *роботи* всіх інших термодинамічних циклів. Цей цикл може розглядатись як формулювання Другого закону термодинаміки.

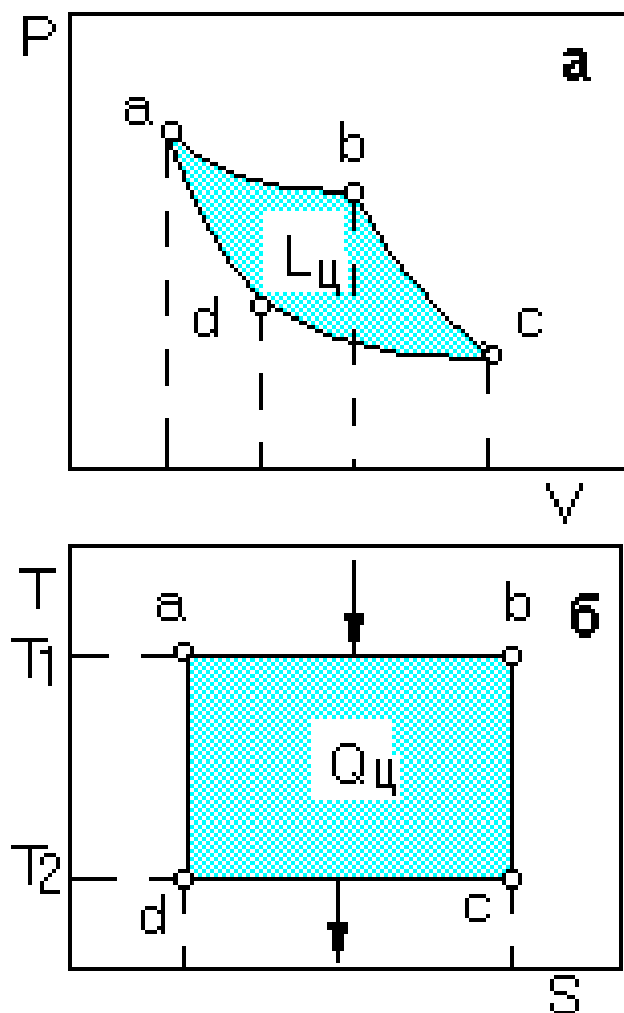


Рисунок 2.1- Діаграми циклу Карно

Цикл Карно складається із двох ізотерм і двох адіабат, що чергуються між собою. Термічний к.к.д. цього циклу визначається за формулою:

$$\eta_t = 1 - \frac{q_2}{q_1} = 1 - \frac{T_2(S_2 - S_1)}{T_1(S_2 - S_1)} = 1 - \frac{T_2}{T_1}, \quad (2.1)$$

де: q_1 – підведена теплота в ізотермічному процесі; q_2 – відведена теплота в ізотермічному процесі; T_1 – температура гарячого джерела теплоти; T_2 – температура холодного джерела теплоти; $S_2 - S_1$ – зміна ентропії у термодинамічному процесі.

Як впливає із формули (2.1) термічний к.к.д. циклу Карно залежить лише від температури гарячого джерела T_1 і температури холодного джерела T_2 . Оскільки температура холодного джерела T_2 завжди додатна, термічний к.к.д. циклу Карно менший за одиницю. Це означає, що теплоту,

яку підводять в циклі до робочого тіла, неможливо повністю перетворити в роботу.

Простий розрахунок свідчить, що за температури навколишнього середовища $T_1 = 293 \text{ K}$ і температурі згоряння більшості хімічних палив $T_2 = 2000 \text{ K}$ максимальний к.к.д. буде

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1} = 1 - \frac{293}{2000} = 0.854.$$

Сучасні теплові двигуни мають значно менші значення к.к.д. і це перш за все пов'язано з їх недосконалими термодинамічними процесами і відсутністю жароміцних матеріалів.

Загалом термічний к.к.д. для теплових двигунів визначається за формулою:

$$\eta = \frac{L_K}{Q_3}, \quad (2.2)$$

де: L_K – корисна робота циклу, Q_3 – підведена теплота.

Реальні значення термічних к.к.д. теплових двигунів:

- паросилове устаткування 0,3...0,35;
- газотурбінне устаткування 0,33...0,4;
- двигуни внутрішнього згоряння. 35...0,4 ;
- парогазове устаткування 0.45...0,6.

Досягнення значного зниження втрат теплоти за рахунок підвищення к.к.д. сучасних теплових двигунів проблематично і пов'язано зі значними матеріальними затратами і у найближчому майбутньому значних досягнень у цьому напрямі не передбачається, не зважаючи на те, що інтенсивні пошукові роботи з покращання технічних характеристик двигунів проводять у багатьох лабораторіях, конструкторських бюро та наукових закладах в усьому світі. Боротьба за підвищення к.к.д. ведеться за одиниці, а той десяті відсотка.

Обернений цикл Карно. Теплові двигуни працюють за прямими циклами. Холодильні машини та теплові насоси працюють за оберненими циклами. Для циклу Карно, оберненим буде цикл *cbad* (рис.2.1), який здійснюється проти годинникової стрілки. В цьому циклі робоче тіло спочатку стискається за адіабатою *cb* із затратою роботи l_1 , а далі за ізотермою з передачею верхньому джерелу теплоти q_1 . Після цього розпочинається розширення робочого тіла за адіабатою *ad* і ізотермою *dc* з віддачею роботи l_2 і зниженням температури від T_1 до T_2 та відбирання теплоти q_2 . В результаті протікання зворотного циклу теплота від холодного тіла переходить до теплого тіла за рахунок затрати ззовні корисної роботи $l_0 = l_1 - l_2$. За рахунок обернених термодинамічних процесів у холодильних машинах одержують низькі температури. Для оберненого циклу Карно холодильний коефіцієнт визначається за формулою

$$\varepsilon_{\text{Карно}} = \frac{q_2}{l_0} = \frac{q_2}{q_0} = \frac{q_2}{q_1 - q_2} = \frac{1}{\frac{q_1}{q_2} - 1} = \frac{1}{\frac{T_1}{T_2} - 1}. \quad (2.3)$$

Тепловий насос, подібно до холодильної установки, працює за оберненим циклом, але з відмінною початковою і кінцевою температурами, в результаті підвищується температура (потенціал) теплоти. Економічність циклу теплового насоса характеризується коефіцієнтом перетворення теплоти :

$$\psi = \frac{q_1}{l_0} = \frac{q_2 + l_0}{l_0} = \varepsilon + 1 ; \varepsilon \approx 3 \div 4 \text{ при } \Delta T = 30 \div 40^{\circ}$$

Збільшення ефективності холодильних установок і теплових насосів пов'язано зі зниженням температури навколишнього середовища і з підвищенням температури охолодження термодинамічної системи T_2 .

2.2 Якісна оцінка ефективності використання теплоти

Використання теплоти в технологічних процесах з невисокою температурою, одержаної в результаті спалювання хімічного палива, наприклад, для теплопостачання та гарячого водопостачання, пов'язано з втратами якості цієї теплоти (втратою високопотенційної складової теплоти згоряння хімічного палива). Розглянемо це більш детально.

Якщо, відповідно до першого закону термодинаміки відмінність між різними формами руху матерії - *теплотою* і *роботою* немає, то за другим законом термодинаміки *теплота* і *робота* якісно різні форми руху матерії. *Теплота* - хаотична форма руху. *Робота* - упорядкована форма руху.

Крім того, з точки зору другого закону термодинаміки *теплота має різну якість (цінність)*¹ залежно від температурного рівня і внутрішнього стану (яке характеризується ступенем хаотичного руху молекул - ентропією). При перетворенні в *роботу теплоти* різної цінності мають місце і різні втрати.

Енергетичні втрати за Другим законом термодинаміки - це втрата *теплотою* своєї цінності.

Теплота одержана при згорянні хімічного палива має високу температуру (близько 2000 °С), є *теплотою* високої цінності, і використання її у технологічних процесах з невисокими температурами призводить до втрати її цінності.

Оцінка ефективності використання теплоти згоряння хімічного палива термічним к.к.д., який, наприклад для водогрійних котлів досягає 90-95% і який визначається як відношення переданої теплоти воді у котлі до підведеної теплоти, є не зовсім коректною. За такого оцінювання ефективності використання теплоти не враховуються втрати пов'язані з втратами потенціалу теплоти, її цінності. Тому нижче піде мова про ефективне використання високопотенціальної складової теплоти згоряння палива. Дійсна ефективність використання теплоти, з врахуванням втрати її цінності

¹ Так, теплота, для прикладу, в кількості 1 кДж і температурою 2000 °С, здатна розплавити якусь частку заліза, чи нагріти воду до кипіння. Але ця ж кількість теплоти при температурі 120 °С нездатна розплавити залізо, а тільки може закип'ятити якусь частку води. Очевидно, що у цьому прикладі ми маємо справу з *теплотою* різної якості за однакової кількості, а отже і різної цінності.

(потенціалу) визначається ексергічним к.к.д.

Ексергія Максимальна робота, яку можна отримати від теплового двигуна, дорівнює

$$\text{MAX робота} = Q_{\text{nidв}} \left(1 - \frac{T_2}{T_1} \right), \quad (2.4)$$

де: $Q_{\text{nidв}}$ - теплота, що підводиться; T_1 — температура підведеної теплоти; T_2 — температура навколишнього середовища.

Цикл Карно є саме тим ідеальним циклом, за яким у тепловому двигуні можна одержати максимальну роботу. Кількість цієї роботи визначає працездатність теплоти. *Працездатність теплоти* e_q - це та максимально корисна робота, яку можна отримати за рахунок теплоти q , що відбирається від верхнього джерела теплоти з температурою T_1 при умові, що нижнім джерелом теплоти є навколишнє середовище з температурою T_2 і називається *ексергією*

$$e_q = q \left(1 - \frac{T_2}{T_1} \right). \quad (2.5)$$

В реальних процесах через їх незворотність, тобто втрату теплотою її цінності, частина корисної роботи втрачається, і реальна їх ексергія e є нижчою

$$e = q \left(1 - \frac{T_2}{T_в} \right), \quad (2.6)$$

де: $T_в$ – середня температура процесів використання теплоти в теплосилових установках.

Для кількісної оцінки ступеня термодинамічної досконалості теплосилових установок використовують ексергічний к.к.д., який має вигляд

$$\eta_{\text{ексер}} = \frac{e}{e_q}. \quad (2.7)$$

Ексергічний к.к.д. визначає ефективність використання високопотенційної складової теплоти згоряння палива в тому чи іншому термодинамічному процесі.

Дамо оцінку ефективності використання теплоти, яка виділяється при згорянні природного газу, у випадку її використання у газовій турбіні і для одержання гарячої води в системі опалювання та гарячого водопостачання. Аналіз ефективності проведемо визначивши ексергічний коефіцієнт корисної дії для обох випадків.

У випадку газової турбіни реальна ексергія буде

$$e = q \left(1 - \frac{T_2}{T_в} \right) = q \left(1 - \frac{293}{1073} \right) = 0.728q,$$

де: $T_2 = 293$ К – температура навколишнього середовища; $T_1 = 1073$ К – температура продуктів згоряння, що потрапляють на лопаті турбіни.

Для водогрійного котла, що працює на природному газі

$$e_{\text{кот}} = q \left(1 - \frac{T_2}{T_в} \right) = q \left(1 - \frac{293}{373} \right) = 0.214q,$$

де: $T_1 = 373$ К – температура нагрівання води у котлі

Максимальна працездатність теплоти, що утворюється при згорянні

природного газу становить

$$e_q = q \left(1 - \frac{T_2}{T_1} \right) = q \left(1 - \frac{293}{2273} \right) = 0.871q,$$

де: $T_1 = 2273$ К – температура згоряння природного газу.

Ексергічний к.к.д. для газової турбіни буде

$$\eta_{ексер} = \frac{e}{e_q} = \frac{0.728q}{0.871q} = 0.836, \text{ або } 83,6\%$$

а для водогрійного котла

$$\eta_{ексер} = \frac{e}{e_q} = \frac{0.214q}{0.871q} = 0.246, \text{ або } 24,6 \%$$

Розрахунок за наведеними формулами ексергічного коефіцієнта корисної дії свідчить про більш високі його значення для газової турбіни - 84% і значно менші – для водогрійного котла - 25% . Низькі значення ексергічного коефіцієнта для котла є свідченням неефективного використання високопотенційної складової теплоти згоряння палива при нагріванні води.

З іншого боку, термічний к.к.д. для сучасних газових турбін становить 32-36% для водогрійних котлів - 90-95%. Отже оцінка ефективності використання теплоти згоряння хімічного палива з точки зору термічного к.к.д. є свідченням більш високої досконалості водогрійних котлів ніж газових турбін, але термічний к.к.д. є відображенням ефективності кількісного використання теплоти. А от оцінка ефективності, з точки зору якісного використання теплоти ексергічним к.к.д., свідчить, навпаки, про недосконалість водогрійних котлів порівняно з газовими турбінами. Кількісна оцінка ефективності використання теплоти не враховує втрат, пов'язаних із втратами потенціалу теплоти[13].

2.3 Поширення теплоти, теплообмін

Теплова енергія передається від тіла з вищою температурою до тіла з нижчою температурою. Цей процес називається теплообміном. Теплообмін - це складний фізичний процес, який розкладають на три складові, що проявляються по різному залежно від різниці температур середовищ та умов теплопередавання. Розглядають три способи поширення теплоти: теплопровідність, конвекцію, випромінювання.

Теплопровідність - молекулярне (атомарне) перенесення теплоти між безпосередньо контактуючими тілами, або частинами одного тіла з різною температурою, у якому відбувається обмін енергією руху структурних часток (молекул, атомів, електронів). Теплопровідність - це процес передавання тепла в твердих тілах, нерухомих рідинах і газах від ділянки з вищою температурою до ділянок з нижчою температурою. Теплопровідність здійснюється у напрямку зниження температури. Кількість теплоти, що передається через поверхню з площею F за одиницю часу називається тепловим потоком і позначається літерою Q '. Кількість теплоти, що прохо-

дять через одиницю площі поверхні називається густиною теплового потоку q' .

Конвекція реалізується шляхом переміщення в просторі нерівномірно нагрітих об'ємів середовища. При цьому перенесення теплоти пов'язано безпосередньо з переносом самого середовища.

Випромінювання реалізується шляхом виділення енергії у вигляді електромагнітних хвиль в простір. При цьому внутрішня енергія тіла перетворюється в енергію електромагнітних хвиль.

Конвективний теплообмін між твердою стінкою і рухомим середовищем називається *тепловіддачею*.

Одночасний перенесення теплоти конвекцією і теплопровідністю називається *теплопередачею*.

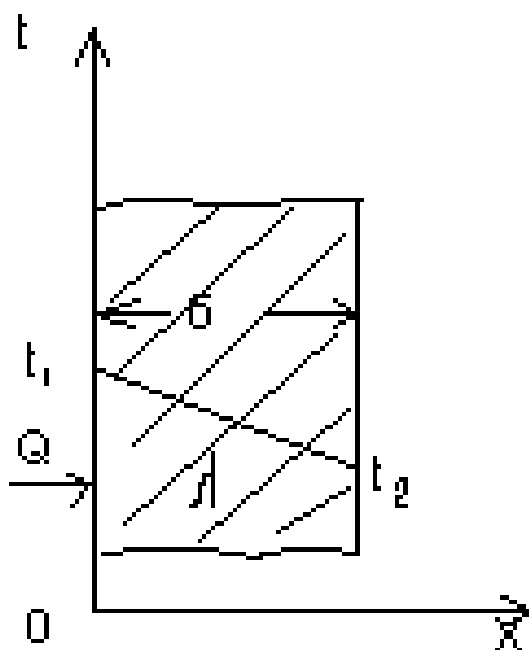


Рисунок 2.2 – Плоска стінка

Одночасне протікання процесів теплообміну і масообміну називають *тепломасообміном*.

Теплопровідність через плоску стінку. Припустимо, що плоска одношарова стінка, в якій будемо розглядати процес теплопровідності, має довжину і ширину безмежно великі порівняно з товщиною (рис.2.2).

Густина теплового потоку визначається за формулою

$$q' = \frac{\lambda}{\delta}(t_1 - t_2), \quad (2.8)$$

де: λ - коефіцієнт теплопровідності, Вт/(мК); δ - товщина стінки; t_1 - температура більш нагрітої поверхні стінки; t_2 - температура менш нагрітої поверхні стінки.

Загальна кількість теплоти, яка передається через поверхню площею F за час τ :

$$Q' = \frac{\lambda}{\delta}(t_1 - t_2)F\tau. \quad (2.9)$$

Густина теплового потоку через багатшарову стінку визначається за формулою

$$q' = \frac{t_1 - t_{(n+1)}}{\frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \dots + \frac{\delta_n}{\lambda_n}} = \frac{t_1 - t_{(n+1)}}{\sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i}}. \quad (2.10)$$

Теплопровідність через циліндричну стінку. Розглянемо стаціонарний процес теплопровідності через однорідну циліндричну стінку (трубу) довжиною l м з внутрішнім радіусом r_1 і зовнішнім - r_2 (рис.2.3). Коефіцієнт теплопровідності матеріалу λ - величина постійна. На поверхні стінки задані постійні температури t_1 і t_2 . В цьому випадку повний тепловий потік через одношарову циліндричну стінку буде

$$Q = \frac{2\pi\lambda}{\ln \frac{r_2}{r_1}} (t_1 - t_2) = \frac{\pi l (t_1 - t_2)}{\frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_2}{d_1}} . \quad (2.11)$$

Для одношарової кульової стінки

$$Q = \frac{4\pi\lambda}{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2}} (t_1 - t_2) . \quad (2.12)$$

Лінійна густина теплового потоку:

$$q = \frac{Q}{l} = \frac{\pi (t_1 - t_2)}{\frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_2}{d_1}} . \quad (2.13)$$

У випадку багатшарової циліндричної стінки лінійна густина теплового потоку q_1 , буде однаковою для кожного шару :

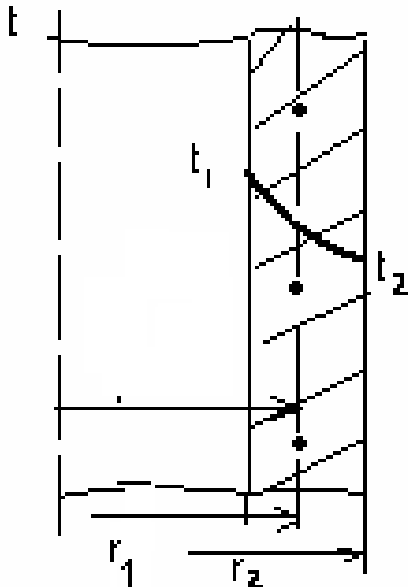


Рисунок 2.3 – Елемент циліндричної стінки

$$q_1 = \frac{\pi (t_1 - t_{n+1})}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_i + 1}{d_i}} . \quad (2.14)$$

У більшості випадків теплопровідність матеріалу може бути прийнята постійною. Але треба знати, що коефіцієнт теплопровідності лінійно залежить від температури

$$\lambda = \lambda_0 (1 + bt),$$

де λ_0 - коефіцієнт теплопровідності за базової температури 20°C; b - коефіцієнт, t - різниця температури матеріалу і базової температури 20°C. За певних значень різниці температур t нехтувати

змінною коефіцієнта λ неприпустимо. Частіше приймається середньоарифметичне значення цього коефіцієнта з розрахованих за значень температур t_1 і t_2 на поверхнях стінки.

Конвективний теплообмін. Передача теплоти конвекцією здійснюється за рахунок переміщення в просторі нерівномірно нагрітих об'ємів рідини або газу. В найбільш поширених задачах вираховується теплообмін між рідиною (газом) і твердою стінкою (так звана тепловіддача).

Згідно з законом Ньютона-Ріхмана, тепловий потік Q від стінки до рідини пропорційний поверхні теплообміну і різниці температур між температурою твердої стінки t_c і температурою рідини t_p

$$Q = \alpha F (t_c - t_p) , \quad (2.15)$$

де: α - коефіцієнт тепловіддачі, Вт/(м²К); F - площа тепловіддачі.

Кількісна оцінка теплопередавання конвекцією та визначення коефіцієнта тепловіддачі ускладнюється через низку причин:

- потік рідини (газу) відносно поверхні може бути ламінарним (таким, що має плавний, впорядкований рух ліній струменя) чи турбулентним (з нерівномірним переплетенням ліній струменів) або перехідним (з середнім між названими видами руху рідин (газів));

- між потоком і поверхнею (іншим середовищем) існує приконттактний шар;

- близькооснови приконттактного шару потік рідини (газу) нерухомий відносно іншого середовища, тобто існує тонкий шар рідини (газу), у якому теплопередача здійснюється теплопровідністю;

- наявністю градієнта температури у рідині (газі), що обумовлює виникнення градієнта густини і спричиняє дію виштовхувальних сил.

Теплообмін при тепловіддачі може проходити внаслідок вільного руху рідини або вимушеного руху.

Потік рідини чи газу відносно поверхні твердого тіла може виникати внаслідок різниці густини нагрітих і холодніших частин рідини чи газу у полі земного притягання. Його інтенсивність залежить від фізичних властивостей рідини чи газу, різниці температур між твердим тілом і рідиною (газом), розмірів простору, який займає рідина (газ) тощо. Нагріта рідина (газ) піднімається догори, а холодніша опускається вниз. Такий рух рідини називається природним або вільним, а конвекція природною (вільною).

У разі, коли рух рідини (газу) відносно нагрітої поверхні спричинений дією помпи чи вентилятора, конвекція називається вимушеною. Теплообмін у цьому випадку завжди більший ніж за природної конвекції.

Вимушений рух рідини, може бути ламінарним і турбулентним. При ламінарному режимі частини рідини рухаються пошарово, не перемішуючись. За турбулентного режиму проходить постійне перемішування всіх шарів рідини.

Незалежно від режиму руху рідини внаслідок дії сил в'язкості в безпосередній близькості до поверхні, що обтікається, виникає тонкий шар загальмованої рідини, в границях якого швидкість змінюється від нуля, на поверхні тіла, до швидкості рідини, за якого зберігається ламінарний режим. Цей шар має назву гідродинамічного пограничного шару. У процесі тепловіддачі температура в такому шарі змінюється від температури стінки t_c до температури рідини t_p і перетікання тепла відбувається за рахунок теплопровідності.

Слід зауважити, якщо коефіцієнт теплопровідності λ – є фізичною величиною і його значення визначають з довідників, то коефіцієнт тепловіддачі α залежить від багатьох параметрів і визначається розрахунковими методами. Коефіцієнт тепловіддачі залежить:

а) від фізичних властивостей рідини (густини, в'язкості, теплоємності, теплопровідності);

б) форми і розмірів поверхні;

в) природи виникнення руху середовища і його швидкості.

Використання математичних методів до явищ конвективного теплообміну дає змогу отримати систему диференціальних рівнянь, які описують весь клас явищ, однак перехід до одиничного конкретного явища є

проблематичним внаслідок складності аналітичного розв'язку. Вадю експериментальних досліджень є неможливість узагальнення результатів одиничного розв'язку на групу явищ, які досліджуються. Лиш об'єднання математичних методів з експериментом з допомогою теорії подібності дає можливість поширити результати одиничного експерименту на цілу групу явищ. Теорію подібності можна розглядати як науку про характерні для даного процесу узагальнені безрозмірні змінні. Перехід до таких змінних уможливує перенесення отримані для одиничного випадку залежностей на інші подібні випадки.

На основі рівнянь подібності можна визначити величину числа Нуссельта i , відповідно, значення коефіцієнта тепловіддачі

$$\alpha = \frac{\lambda Nu}{l_0}, \quad (2.16)$$

де: Nu - число Нуссельта визначається з рівняння подібності, яке в загальному має вигляд:

$$Nu = f(Re, Gr, Pr), \quad (2.17)$$

де: Re , Pr , Gr - називаються критеріями подібності:

$Re = \frac{wl_0}{\nu}$ - критерій Рейнольдса, який характеризує співвідношення сил інерції до сил в'язкості;

$Gr = \frac{ql_0}{\nu^2} \beta \Delta t = \frac{ql_0 \beta \Delta t}{\nu^2}$ - критерій Грасгофа, який характеризує підйомну силу, що виникає внаслідок різниці густини;

$Pr = \frac{\nu}{a}$ - критерій Прандтля, який визначає фізичні властивості рідини.

У наведених формулах: ω - швидкість; α - коефіцієнт тепловіддачі; ν - кінематична в'язкість; a - коефіцієнт температуропровідності, m^2/s ; $\beta = 1/T$ - коефіцієнт об'ємного розширення; l_0 - характерний розмір для заданого процесу.

Конкретний вигляд залежності (2.17) встановлюється при моделюванні того чи іншого процесу.

Тепловіддача у разі вимушеному омиванні пластини

Число Нуссельта дорівнює:

$Re < 4 \times 10^4$ за ламінарного режиму

$$Nu = 0.66 Re^{0.5} Pr^{0.43} \left(\frac{Pr p}{Pr c} \right)^{0.25}. \quad (2.18)$$

$Re > 4 \times 10^4$ при турбулентному режимі

$$Nu = 0.037 Re^{0.8} Pr^{0.43} \left(\frac{Pr p}{Pr c} \right)^{0.25}. \quad (2.19)$$

В цих формулах характерним розміром є довжина пластини в напрямі потоку.

Тепловіддача у випадку вимушеного руху в трубах.

Число Нуссельта в цьому випадку визначається:
за ламінарного режиму:

$$Nu = 0.15 Re^{0.33} Pr^{0.33} (Gr, Pr)^{0.1} \left(\frac{Pr p}{Pr c} \right)^{0.25} \cdot \varepsilon \cdot l ; \quad (2.20)$$

за турбулентного режиму:

$$Nu = 0.021 Re^{0.8} Pr^{0.43} \left(\frac{Pr p}{Pr c} \right)^{0.25} \cdot \varepsilon \cdot l ; \quad (2.21)$$

де $\varepsilon \cdot l$ залежить від співвідношення l/d , при $l/d \geq 50$ $\varepsilon \cdot l = 1$.

Тут характерний розмір – це діаметр труби d , або еквівалентний діаметр каналу будь-якої форми.

Тепловіддача у випадку вільного руху рідини.

Для горизонтальних труб при $10^3 < Gr Pr < 10^9$

$$Nu = 0.5 (Gr Pr)^{0.25} \left(\frac{Pr p}{Pr c} \right)^{0.25} . \quad (2.22)$$

Для вертикальних труб або плит при $10^3 < Gr Pr < 10^9$

$$Nu = 0.75 (Gr Pr)^{0.25} \left(\frac{Pr p}{Pr c} \right)^{0.25} . \quad (2.23)$$

за $Gr Pr < 10^9$

$$Nu = 0.15 (Gr Pr)^{0.33} \left(\frac{Pr p}{Pr c} \right)^{0.25} . \quad (2.24)$$

В цих рівняннях характерним розміром для вертикальних поверхонь є висота, для горизонтальних труб – діаметр. Наведені формули можна використовувати для горизонтальних плит. Якщо нагріта поверхня повернута вгору, то коефіцієнт теплопровідності треба збільшити на 30%, якщо вниз – зменшити на 30%.

Для приблизних розрахунків значення коефіцієнта тепловіддачі α можна розрахувати за універсальною формулою, отриманою за дослідними даними:

$$\alpha_k = 2.56 K \sqrt[4]{t_{cm} - t_p} , \quad (2.25)$$

де: $K = \sqrt{\frac{V + 0.33}{0.33}}$; V - швидкість руху газу, м/с.

Теплопередача Передача теплоти від одного рухомого середовища (рідини або газу) до іншого через тверду стінку, що їх розділяє, незалежно від її форми називається теплопередачею.

Плоска стінка Розглянемо (рис.2.4) процес теплопередавання через однорідну плоску стінку товщиною δ . Задані коефіцієнти теплопровідності стінки λ , температури навколишнього середовища t_{p1} , t_{p2} .

Необхідно знайти питомий тепловий потік від гарячого середовища до холодного і температури на поверхнях стінок t_{c1} , t_{c2} .

Густина теплового потоку від гарячої рідини до стінки визначається за рівнянням

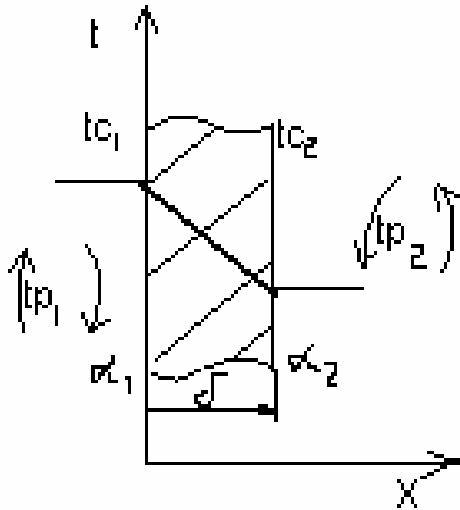


Рисунок 2.4– Плоска стінка

$$q = \alpha_1 (t_{p1} - t_{c1}) \quad (2.26)$$

За стаціонарного режиму цей же тепловий потік перейде шляхом теплопровідності через тверду стінку

$$q = \frac{\lambda}{\delta} (t_{c1} - t_{c2}) \quad (2.27)$$

і буде переданий від другої стінки до холодної рідини за рахунок тепловіддачі

$$q = \alpha_2 (t_{c2} - t_{p2}) \quad (2.28)$$

Густина теплового потоку у процесі теплопередавання визначається за формулою

$$q = k (t_{p1} - t_{p2}), \quad (2.29)$$

де:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}} \left[\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \text{К}} \right].$$

Величина k називається коефіцієнтом теплопередавання, який виражає кількість тепла, яка проходить через одиницю поверхні стінки за одиницю часу при різниці температур між гарячим і холодним середовищем в 1° .

Величина обернена до коефіцієнта теплопередачі називається повним термічним опором:

$$R = \frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} \quad (2.30)$$

Температури на поверхнях однорідної стінки визначаються з рівнянь

$$t_{c1} = t_{p1} - q \frac{1}{\alpha_1}, \quad t_{c2} = t_{p1} - q \left(\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} \right) \quad (2.31)$$

У випадку багат шарової стінки :

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}} \quad (2.32)$$

Циліндрична стінка. Питомий тепловий потік на один погонний метр труби дорівнює:

$$q_l = k_l \pi (t_{p1} - t_{p2}), \quad (2.33)$$

де $k_l = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\alpha_2 d_2}}$ - лінійний коефіцієнт теплопередавання.

У випадку багатошарової циліндричної стінки:

$$k_l = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 d_1} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{\alpha_2 d_{n+1}}} . \quad (2.34)$$

Температура на поверхні циліндричної стінки визначається:

$$t_{c1} = t_{p1} - \frac{q_l}{\pi} \frac{1}{\alpha_1 d_1} ; \quad t_{c2} = t_{c1} - \frac{q_l}{\pi} \frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_2}{d_1} . \quad (2.35)$$

Променевий теплообмін. Енергія теплового випромінювання виникає в наслідок перетворення внутрішньої енергії тіла в електромагнітні хвилі, за допомогою яких теплота передається в навколишнє середовище. Електромагнітні хвилі (або промені), потрапляючи на поверхню тіла, поглинаються і перетворюються в теплоту. Не всі хвилі поглинаються, частина відбивається від поверхні тіла, а частина проходить наскрізь.

Основні закони променевого теплообміну. Закон Стефана-Больцмана: випромінювальна спроможність тіла E пропорційна 4-й степені від абсолютної температури:

$$E = \varepsilon C_0 \left(\frac{T}{100} \right)^4 , \quad (2.36)$$

де E – випромінювальна спроможність, кількість енергії, що проходить через m^2 поверхні тіла за одиницю часу, Вт/ m^2 ; C_0 – константа випромінювання абсолютно чорного тіла, Вт/(m^2 град⁴); ε – ступінь чорноти тіла, характеризує відношення випромінювальної спроможності сірого тіла E до випромінювальної спроможності E_0 абсолютно чорного тіла за тієї ж температури. Значення ε приводиться у довідниках.

Закон Кірхгофа: поглинальна спроможність тіла і ступінь чорноти численно дорівнюють $A = \varepsilon_0$.

Теплообмін випромінювання між двома тілами. Тепловий потік від випромінювання визначається із залежності

$$Q_b = q_n F_1 = \varepsilon_n C_0 \left[\left(\frac{T_1}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_2}{100} \right)^4 \right] F_1 , \quad (2.37)$$

де ε_n - приведена ступінь чорноти системи:

$$\varepsilon_n = \frac{1}{\frac{1}{\varepsilon_1} + \frac{F_1}{F_2} \left(\frac{1}{\varepsilon_2} - 1 \right)} ; \quad (2.38)$$

де: F_1 – поверхня теплообміну; F_2 – поверхня тіла; ε_1 ; ε_2 – ступінь чорноти тіл, що обмінюються випромінюванням.

Ці формули можна використовувати для визначення віддачі теплоти

в навколишнє середовище, при цьому:

$$F_2 = \infty, F_1/F_2 = 0 \text{ і } \varepsilon_n = \varepsilon_1.$$

Випромінювальна здатність залежить від ступеня чорноти тіла і завжди менша від випромінювальної (також поглинальної) здатності абсолютно чорного тіла. Абсолютно чорне тіло є ідеальним випромінювачем, як і ідеальним поглиначем, енергії випромінювання.

З усієї кількості енергії, що потрапляє на поверхню тіла, вона частково поглинається, частково відбивається і частково проходить крізь тіло. Співвідношення часток енергії залежить від кута падіння теплової хвилі на поверхню тіла, ступеня чорноти тіла та пропускнуої його здатності. Випромінювальна здатність залежить від значення температури, тому це треба враховувати у ході розрахунків теплових процесів.

3. ЕФЕКТИВНЕ ВИКОРИСТАННЯ ВИСОКОПОТЕНЦІЙНОЇ СКЛАДОВОЇ ТЕПЛОТИ ЗГОРЯННЯ ХІМІЧНОГО ПАЛИВА

З аналізу, наведеного у попередньому розділі, випливає, що *спалювання палива з метою одержання теплоти низького потенціалу (невисокої температури), як це має місце у котельнях системи комунального теплозабезпечення, є звичайним марнотратством і нанесенням шкоди навколишньому середовищу*. Щоб уникнути цього, слід спочатку використовувати високопотенційну теплоту для перетворення її у роботу, а далі викиди низькопотенційної теплоти - для обігрівання будівель і гарячого водопостачання. Саме такий процес забезпечує когенерація - комбіноване виробництво теплоти і електроенергії у процесі спалюванні палива. Відповідно до термодинамічної термінології, цей спосіб забезпечує значне підвищення ексергічного та термічного коефіцієнта корисної дії. Для когенераційних установок термічний к.к.д. близький до к.к.д. водогрійних котлів (85-90%), а ексергічний к.к.д. становить 75-80%, як у газових турбін[13]. Таким чином, когенерація є найбільш ефективною технологією за використанням теплоти згоряння палива.

3.1 Когенеративне виробництво теплоти і електроенергії

Попри всі вигоди когенеративного виробництва електроенергії і теплоти, його використання в Україні було і є обмеженим. Причинами цього були раніше дешеві енергоносії, а сьогодні недостатнє розуміння проблеми. Тільки 4% від всієї енергії, що виробляється на теплових електростанціях, виробляють ТЕЦ, а решта - конденсаційні електростанції, на яких тільки третина теплоти палива перетворюється в електроенергію, а решта - викидається у навколишнє середовище і є основним джерелом теплового та хімічного забруднення. Розділене виробництво теплової і електричної енергії істотно відрізняються за ефективністю використання теплоти палива: якщо теплову енергію як корисний продукт можна виробляти з ефективністю до 92-95%, то електричну енергію з к.к.д. не вище - 42-45% в простих установках і до 55-58% - в парогазових. Об'єднавши виробництво теплової і електричної енергії в одному технологічному процесі, можна генерувати теплову і електричну енергію з ефективністю використання палива до 90-92%. Теплові втрати (викиди теплоти) в когенераційній установці не перевищують 8-10%, а економія палива досягає 40-50% порівнянно з розділеним виробництвом тієї ж кількості теплоти і електроенергії.

Когенеративний спосіб виробництва електроенергії та тепла має значні економічні переваги. У результаті застосування цього способу доходи

від реалізації вироблених теплоти і електроенергії на одиницю кількості спаленого палива зростають порівняно з доходами, отриманими від реалізації вироблених теплоти і електроенергії окремо - у котельнях і на конденсаційних електростанціях. Наприклад, якщо вартість тепла, отриманого з 1 м³ газу у звичайній котельні, становить 1.24 грн. при вартості 1 Гкал 180 грн¹., а вартість електроенергії отриманої з 1 м³ газу на конденсаційній електростанції - 0.9 грн., то вартість одержаної продукції при когенеративному виробництві електроенергії і теплоти з 1 м³ газу становить 1.66 грн. [14-15] У середньому вартість виробленої з 1 м³ газу продукції за когенеративною схемою у порівнянні зі звичайною підвищується на 30-40%, за існуючих сьогодні цін. Але ця різниця зростатиме зі зростанням цін на електроенергію, теплоту та паливо.

Розрахунок 3 м³ газу при спалюванні його з к.к.д. 0.85 можна отримати близько 8.6 кВтгод теплової енергії (28.8МДж), або виробити близько 3 кВтгод електроенергії на теплової електростанції (к.к.д 30%) . Ціна 1 м³ газу, який споживають міські котельні - приблизно 0.7 грн¹. Вартість 1Гкал - близько 180 грн., (або 0.043коп. за 1 МДж). Вартість теплоти отриманої з 1 м³ газу у міських котельнях - 0.043 x 28,8 МДж = 1.24 грн. Вартість електроенергії, виробленої з 1 м³ газу складає 0.3 x 3 кВтгод = 0.9 грн. При виробленні електроенергії на конденсаційних електростанціях з 1 м³ газу одержують 3 кВтгод електроенергії, а близько 7 кВтгод теплоти викидається у навколишнє середовище. Якщо ж перейти на когенеративне виробництво електроенергії і теплоти, то з 1 м³ газу можна виробляти близько 3 кВтгод електроенергії, а близько 5 кВтгод використовувати для опалення чи гарячого водопостачання. У цьому випадку вартість отриманої з 1 м³ газу теплоти і електроенергії буде: 3 кВтгод x 0.3 + 18 МДж x 0.042 = 1.66 грн., тобто, спалюючи 1 м³ газу у такий спосіб, можна отримати на 1.66 – 1.24 = 0.42 грн. більше, ніж спалюючи цей газ у міській котельні.

За даними [16] в Україні на опалення і гаряче водопостачання наявного житлового фонду використовується 70 - 75 млн. т.у.п., з них близько 34 млрд. м³ газу. При цьому, близько 30-50% виробленої теплоти втрачається через експлуатацію малоефективного та зношеного обладнання, аварійний стан інженерних мереж, низькі теплозахисні властивості загороджувальних конструкцій будівель і т.і.[17].

Ефективне спалювання всього обсягу палива, що використовується сьогодні для опалювання і гарячого водопостачання за теплофікаційним циклом (когенеративним способом) дало б змогу виробляти близько 200 млрд. кВтгод. електроенергії [18], що перевищує її виробництво на всіх електростанціях України за рік (у 2005 році було вироблено 184 млрд. кВтгод). А за рахунок усунення втрат, що мають місце за теперішнього транспортування і споживання теплоти, можна компенсувати затрати теплової енергії, яка необхідна для виробництва електроенергії на ТЕЦ. *Повне впровадження когенеративного способу виробництва теплоти та електроенергії і їх оцядне використання дало б змогу відмовитись від виробництва електроенергії на атомних та більшості теплових конденса-*

¹ Дані на лютий 2007 року по “Теплоенерго” м. Івано-Франківськ..

ційних електростанціях. При цьому відпаде необхідність імпортувати ядерне паливо і на 30 млн. т.у.п. скоротиться споживання енергоносіїв, які сьогодні спалюють на теплових конденсаційних електростанціях. Значне зниження споживання хімічного та ядерного палива суттєво знизить кількість шкідливих викидів і теплове забруднення навколишнього середовища. Зменшення споживання енергоносіїв на 30 млн. т.у.п. дало б змогу б знизити імпорт природного газу на 26 млрд. м³, що означало б економію коштів у розмірі 3,4 млрд. доларів. Якщо сюди додати кошти, які йдуть на закупівлю ядерного палива, то економія виявиться ще більшою і становитиме разом близько 5 млрд. доларів у рік [14].

Звичайно, реалізація такого глобального проекту є проблематичною. Разом з тим наведені розрахунки є свідченням потужного потенціалу енергозаощадження за рахунок ефективного використання високопотенційної складової теплоти згоряння хімічного палива, яке використовується для опалення і гарячого водопостачання. Сьогодні ж у нас частка малих промислових і комунальних ТЕЦ у виробництві тепла складає менше 10%, тоді як частка їх у виробництві тепла у Фінляндії складає - 43%, у ФРН - 53%, у Голландії - 67%, Великобританії і США - понад 90% [2]. Останні цифри є доказом того, що такий проект є реальним. Для його реалізації необхідно створити національну програму з перебудови всієї паливно-енергетичної галузі. Потрібні значні кошти для реконструкції теплоенергетичних підприємств, інженерних мереж, проведення заходів з теплоізоляції будівель. З іншої боку, внаслідок їх значного фізичного і морального зношування, такі зміни так чи інакше необхідно буде проводити вже найближчим часом. Більші затрати на технічне переобладнання теплоенергетичних підприємств з переходом їх на когенеративне виробництво тепла і електроенергії швидко окупляться - за 4-5 років.

Заходи з заміни теплових магістралей і утеплення будівель мають термін окупності дещо вищий - 4-6 років [18].

Реорганізації енергетики на орієнтацію когенеративного вироблення електроенергії і тепла на ТЕЦ сприяє висока ступінь централізації системи постачання тепла і гарячої води.

Сьогодні така система теплопостачання житлового фонду викликає справедливі нарікання через її високі втрати і високу вартість. Тому планується проведення децентралізації системи теплопостачання за рахунок використання дахових котелень і індивідуальних нагрівачів. Слід зауважити, що така тенденція є помилковою і шкідливою з точки зору енергозаощадження. Без централізованої системи теплопостачання практично неможливо використовувати високопотенційну складову теплоти згоряння палива. З іншого боку, недоліки централізованої системи теплопостачання можна усунути, якщо знизити втрати тепла при транспортуванні і використанні його для обігрівання будівель. Реконструкція котелень на когенеративні установки, які вироблятимуть одночасно електричну і теплову енергію, заміна труб теплових трас на сучасні труби з пінополіуритановою ізоляцією, теплова ізоляція будівель, встановлення теплообмінних пунктів і сучасних приладів регулювання та контролю дасть змогу знизити у два-три рази оплату за теплопостачання, при збереженні високого рівня комфортності і менших капітальних затратах. Перехід на децентралі-

зовану¹ систему тепlopостачання потребує дорогого обладнання і не виключає необхідності теплової ізоляції будівель, тому вимагатиме не менших капітальних та експлуатаційних затрат, але економія коштів і палива при цьому буде меншою.

Застосування труб з пінополіуритановою ізоляцією дасть змогу знизити втрати тепла при його транспортуванні з 20-30% до 1%, за нормативних - 8% [18]. Сучасні технології і нові теплоізоляційні матеріали дають змогу зменшити затрати тепла на обігрів будівель на 50-70% [17-19].

Проведення цих заходів дасть змогу використовувати до 30% теплоти для виробітку електроенергії без зміни сьогodнішніх обсягів споживання палива, що використовується для опалення і гарячого водопостачання. За рахунок коштів, одержаних від реалізації додатково виробленої електроенергії, можна буде покривати витрати на паливо, яке використовують у тепlopостачанні. Таким чином, після періоду окупності затрат на реконструкцію, враховуючи експлуатаційні затрати, вартість постачання теплоти для споживачів можна буде знизити у два-три рази.

Децентралізація системи тепlopостачання пов'язана з ще однією проблемою - передчасним руйнуванням централізованої системи. Зменшення кількості споживачів тепла від великих котелень, при децентралізації системи тепlopостачання, викличе зниження їх робочої потужності, а відтак і ефективності через падіння коефіцієнта корисної дії і збільшення експлуатаційних витрат. Все це приведе до подорожчання вартості теплоти і зростання бюджетних видатків на їх покриття, або - до банкрутства котелень.

З іншого боку, слід пам'ятати, що до 2010 р. понад 70% устаткування ТЕС Міненерго відпрацює 1,5...2,0 граничних ресурси і знаходитиметься в експлуатації понад 35...40 років, а починаючи з 2010 по 2020 роки необхідно буде вивести з експлуатації всі ядерні енергоблоки. Тому необхідні буде вводити в дію нові потужності, а для цього необхідно величезні кошти. Так, вартість будівництва нових ТЕС складає 1500-2000 дол. на 1 кВт електричної потужності, в той час як спорудження невеликих когенераційних установок (електричною потужністю від 0,5 до 50-100 МВт) не вимагає величезних капіталовкладень і складає 700-900 дол. на 1кВт електричної потужності.

Тому слід відмовитись від сьогodнішньої технологічної схеми роздільного виробництва електроенергії на ТЕС і тепла на міських і промислових котельнях. Це дасть змогу використати до 90% теплової енергії, яка сьогodні викидається у навколишнє середовище на ТЕС, а також використати високопотенційну складову теплоти згоряння палива міських та промислових котелень. Необхідно закрити більшість ТЕС, міські і промислові котельні, а на заміну їм необхідно створити у компактно заселених районах (біля обласних і районних центрів та інших великих міст і с.м.т.), велику кількість малих (5-50 МВт) і великих (50-100 МВт) сучасних теплоелектроцентралей (ТЕЦ). Ці ТЕЦ будуть виробляти електроенергію і теплоту з палива, що сьогodні постачається на міські котельні і ТЕС. Електроенергія, яку вироблятимуть ТЕЦ, буде компенсувати електроенергію,

¹ Мова йде за індивідуальні газові нагрівачі і локальні (дахові) котельні

яку раніше постачали ТЕС, а тепло, яке зараз викидається в навколишнє середовище, споживатиметься для обігрівання будівель і гарячого водопостачання [14-16].

Перехід на когенеративне виробництво електроенергії і теплоти сприятиме створенню великої кількості електрогенеруючих установок різної потужності. Їх роботу необхідно буде узгоджувати з роботою всієї енергосистеми і локальними графіками подачі тепла. Відповідно до цього необхідно буде організувати систему тепlopостачання. У період пікових навантажень на енергосистему, електрогенеруючі установки ТЕЦ працюватимуть у режимі максимальної потужності. У цей період буде максимальне виділення теплоти, яку слід використовувати для нагрівання води і вироблення пари. У випадку спаду навантаження в енергосистемі, потужність електро-генеруючих установок можна буде знижувати, а у разі використання блочних установок, частину їх відключати. Зниження кількості виділення теплоти, буде компенсуватись раніш накопиченою теплотою, а також використанням надлишкової електроенергії. У цьому випадку кількість необхідної теплоти буде меншою, оскільки вона використовуватиметься для підтримування температури раніше виробленої пари і нагрітої води.

Загалом, використання когенераційних установок має низку переваг:

- Враховуючи відмінність в собівартості електроенергії і тарифів когенераційні установки приносять прибуток, достатній для того, щоб окупити капітальні витрати на їх спорудження протягом 4-5 років їх експлуатації. Ці терміни окупності інвестицій в 2-3 рази нижчі, ніж середні терміни окупності для електроенергетики, що становлять 12-15 років.

- Когенераційні установки розташовуються безпосередньо поблизу потенційних споживачів теплової та електричної енергії, що дасть змогу істотно знизити втрати електроенергії в мережах тепло - і електропередач.

- Впровадження когенерації знизить екологічний вплив на навколишнє середовище, оскільки когенераційні установки мають низькі рівні викидів токсичних речовин (СО і NOx) і відповідають найжорсткішим європейським нормам. Крім того, високоефективні когенераційні установки помітно знизять викиди СО₂ в атмосферу, виробляючи ту ж кількість електроенергії за меншої витрати.

- Можливість маневру потужностями при пікових навантаженнях і в екстремальних ситуаціях. Велика кількість електрогенеруючих установок малих і середніх потужностей, у разі створення високоефективної системи централізованого управління, надасть змогу легко маневрувати їх загальною потужністю залежно від потреб. А електроенергія що виробляється на них матиме питому витрату палива нижчу, ніж на базових електростанціях.

3.2 Технічні засоби когенерації

Когенеративне виробництво теплоти і електроенергії вирішується за допомогою теплоелектроцентралей (ТЕЦ), які створюються на базі парових та газових турбін, або газопоршневих двигунів. Вибір обладнання і схема когенерації залежить від вихідних умов: наявності вже існуючого обладнання, його технічного стану, інфраструктури, виду палива, обсягів енергоспоживання та його особливостей і т. д. Когенераційні установки за областю їх застосування, видами і потужністю можна систематизувати так:

1. Установки високої потужності 50...250 МВт - ТЕЦ, які призначені для виробництва енергії у великих містах з густою забудовою з розвинутою промисловою інфраструктурою, з централізованою системою теплостачання. Такі когенераційні установки можуть створюватись а такими схемами.

1.1 Парові установки; комбінація: котел — конденсаційна або протитискова паротурбінна установка (ПТУ) з відбором теплофікаційної пари з проміжних ступенів або за турбіною.

1.2 Парогазові установки (ПГУ); комбінація: газотурбінна установка - котел-утилізатор - парова турбіна. Відбір теплоти здійснюється або за рахунок відбору теплофікаційної пари з турбіни, або введенням водогрійного контуру в котел.

1.3 Газопарові установки (ГПУ) з уприскуванням енергетичної пари в газову турбіну з котла-утилізатора і відбором теплоти з теплофікаційної частини котла-утилізатора.

2. Установки середньої та малої потужності (міні-ТЕЦ) - 0.5..6МВт для районів великих міст або невеликих міст, що створюються на базі комунальних котелень. На сьогоднішній день переважна більшість устаткування цих котелень морально і фізично застаріло, має низький к.к.д. і вимагає модернізації. Ці об'єкти і стають основою для застосування когенераційних надбудов - газовими турбінами, або поршневими двигунами зі скиданням відхідних газів в топку існуючих водогрійних котлів. Виконуються за двома схемами.

2.1. Комбінація: газотурбінна установка - котел-утилізатор паровий або водогрійний.

2.2. Комбінація: газопоршневий двигун - котел-утилізатор водогрійний або паровий. Одиничні потужності - 0.5...25МВт.

3. Установки на базі газоперекачуючих агрегатів газотранспортної системи, металургійних, хімічних, будівельних технологічних установок і печей.

Комбінація: газотурбінна або газопоршнева установка - технологічна піч або технологічна установка. Одинична потужність - 0.5...25 мВт.

Під час вибору технологічних схем когенерації слід виходити з умови, що базовим продуктом повинна бути теплота, а електроенергія — вторинним. В цьому випадку електрична потужність установки розраховується відповідно з наявним тепловим навантаженням. Тому максимально можлива економічність всієї установки може бути забезпечена як за рахунок збалансованості теплових і електричних навантажень, так і за рахунок

застосування додаткового спалювання палива в тракці утилізації. За вказаного підходу застосування когенерації додаткове допалювання палива необхідно, як правило, для того, щоб забезпечити номінальні характеристики базового теплогенеруючого агрегату. Окрім підвищення ефективності когенераційної установки додаткове допалювання дає змогу також зменшити викиди токсичних продуктів згоряння палива (CO, NOx), а також застосувати в когенераційній схемі технологію глибокої утилізації теплоти газів, що додатково підвищить економію палива на 10-12%. В цьому випадку когенераційну надбудову можна здійснювати практично на будь-якому об'єкті, на якому природний газ спалюється для генерації теплоти з будь-яким теплоносієм і для будь-якої мети, тобто в комунальній енергетиці, в промислових технологіях, при використанні скидної теплоти всіляких енергетичних установок, наприклад, газотурбінних агрегатів приводу нагнітачів природного газу на газопереробних станціях і т.і.

Для широкомасштабного впровадження когенерації Україна володіє необхідним промисловим потенціалом.

Газові турбіни когенераційних установок можуть виготовляти наступні підприємства: ВАТ “Мотор-Січ” і ВАТ “Прогрес” (м. Запоріжжя), ВАТ “Зоря-Машпроект” (м. Миколаїв), ВАТ “Енергія” (м. Кривий Ріг), ВАТ “Турбоатом” (м. Харків).

Газопоршневі двигуни можуть виготовляти ВАТ “Завод ім. Малишева” (м. Харків), ВАТ “Первомайськдизельмаш”, “Південтдизельмаш”.

Парові турбіни – ВАТ “Турбоатом” і “Машпроект”, завод “Електромашинобудування”, ВАТ “Запоріжтрансформатор”. ВАТ “Турбомеханічний завод” (м. Полтава).

Котельне обладнання — ВАТ “Південтрансенерго”, ВАТ “ТЕКОМ”, ВАТ «Чорноморський завод» та ін.,

Слід, проте, зауважити, що енергетичне устаткування, яке випускається в Україні не повністю задовольняє потреби ні за номенклатурою, ні за якістю, ні за сервісом обслуговування. Тому потрібна державна підтримка і стимулювання розвитку вказаних виробництв

Постачальники обладнання когенераційних установок та їх технічні характеристики наведені у таблиці 3.1 та 3.2[20,21].

Таблиця 3.1 – Обладнання для когенераційного виробництва енергії на основі газотурбінних двигунів

Фірма виробник	Потужність, МВт		Країна виробник
	електрична	теплова	
НВП «Машпроект»	2,75 - 25	4,7- 28,5	Україна
АК «Південтрансенерго»	10 - 25	25 - 36	Україна
Променергобуд	2,5 – 50		Україна
ВАТ «Турбоатом»	5,2 – 12		Україна
Volvo	0,65	1,2	Швеція

Найбільш численним і поширеним є обладнання на основі газопоршневих двигунів. Перелік обладнання для когенераційного виробництва енергії на основі газопоршневих двигунів наведено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Обладнання для когенеративного виробництва енергії на основі газопоршневих двигунів

Фірма виробник	Потужність, кВт		Країна виробник
	електрична	теплова	
ELTEKO	10-1248	18,4-1300	Словаччина
ZERPELIN	199-3884	270-4150	Німеччина
Сінапс	312-3047	351-3173	Австрія
TEDOM	9-1038	21-1395	Чехія
ZANTIGN	34-3535	53-4197	Голландія
Первомайскдизель	500	600	Україна
ООО «ГЭМ»	100-315	150-400	Росія

Висока економічна ефективність і доцільність використання міні-ТЕЦ в Україні підтверджується багатьма вченими і спеціалістами [2,20-23], а також їх широким застосуванням на заході. В США, наприклад, не зважаючи на значний резерв встановленої потужності електростанцій, продовжують будуватися міні-ТЕЦ. Кількість діючих ТЕЦ і таких, що будуються та проектується в Німеччині сягає двох тисяч. В Японії кожна велика новобудова обладнується міні-ТЕЦ, яка зазвичай розміщується у підвальному приміщенні.

3.3 Використання когенераційних установок для енергозабезпечення нафтогазовидобувних підприємств

Нафтогазовидобувні підприємства в Україні є значними споживачами електроенергії, теплоти та гарячої води, що складає в собівартості їх послуг левову частку затрат. У більшості випадків для таких підприємств було б доцільним використання невеликих за потужністю міні-ТЕЦ, що дало б можливість значно знизити затрати з енергоспоживання.

Таким чином, для нафтогазовидобувних підприємств доцільним є переорієнтація на когенераційне енергопостачання на основі використання автономних енергоустановок на базі поршневих двигунів внутрішнього згорання, у яких як паливо використовується природний, попутний, чи викидний газ. Такі установки окупують себе протягом 3-5 років. А автономність міні-ТЕЦ, що виробляють електроенергію і тепло на місці споживання, дає гарантію від перебоїв та аварійних відключень, які неможливо запобігти через зношеність електричних і теплових мереж. Термін служби самих двигунів - до 200 000 мотогодин, чи 25 років, при експлуатації 8000 годин у рік - робить міні-ТЕЦ найнадійнішим джерелом безперебійного енергозабезпечення.

Поршневі міні-ТЕЦ малої та середньої потужності мають значні пе-

реваги перед парогазовими:

- Найвищий електричний ККД у газової турбіни сягає до 30%, а у газопоршневого двигуна близько 40% при роботі під 100%-ним навантаженням.

- У випадку зниження навантаження до 50%, електричний ККД газової турбіни знижується майже в 3 рази. Для газопоршневого двигуна така ж зміна режиму навантаження практично не впливає ні на загальний, ні на електричний ККД.

- Газопоршневий двигун може запускатися і зупинятися необмежену кількість разів, що не впливає на загальний моторесурс двигуна. 100 пусків газової турбіни зменшують її ресурс на 500 годин.

- Час до прийняття навантаження після старту складає у газової турбіни 15-17 хвилин, у газопоршневого двигуна 2-3 хвилини.

- Ресурс до капітального ремонту складає: в газової турбіни - 20 - 30 тис. робочих годин, у газопоршневого двигуна (наприклад Jenbacher) цей показник у 2-3 рази вищий і дорівнює 60 тис. робочих годин.

- Вартість капітального ремонту газової турбіни з урахуванням витрат на запчастини і матеріали значно вища.

- Питоме капіталовкладення (\$/кВт) у виробництво електричної і теплової енергії газопоршневими двигунами нижче. Ця перевага газопоршневих двигунів незаперечна для потужностей до 10 МВт. ТЕЦ потужністю 10 МВт на основі газопоршневих двигунів вимагає вкладень близько 7,5 мільйонів дол., у випадку використанні газової турбіни витрати зростають до 9,5 мільйонів доларів [20].

Останнє є важливим чинником при виборі устаткування для міні-ТЕЦ, оскільки необхідна потужність для нафтогазовидобувних підприємств складає 100-500 кВт.

Переваги застосування когенераційних установок для зниження вартості спожитих теплоти і електроенергії для НГП середньої величини представлені у техніко-економічному обґрунтуванні, яке наведено нижче.

Приклад. В нафтогазовидобувному підприємстві для опалення приміщень і гарячого водопостачання використовується централізоване тепlopостачання ВАТ «Теплокомуненерго». При цьому споживається близько 1235 Гкал на рік вартістю 119 грн/Гкал. Крім того, для освітлення і електроприладів споживається 480 тис. кВтгод. Розрахувати річну економію від впровадження автономної системи когеративного виробництва теплоти і електроенергії з використанням природного газу та термін окупності реконструкції системи тепло та електропостачання. Вартість 1000 м³ природного газу складає 380 грн., а 1кВтгод – 0.3 грн./кВтгод.

1. Визначимо вартість теплоти і електроенергії у випадку централізованого тепlopостачання і електропостачання від міських електромереж.

Затрати на тепlopостачання - 119грн/Гкал x 1235 Гкал = 147000 грн.

Затрати на електропостачання –

0.3 грн./кВтгод x 79000 кВтгод = 114000 грн.

Повні затрати 147000 + 114000 = 261000 грн.

2. Визначимо необхідну потужність когеративної установки для необхідного річного забезпечення теплотою і електроенергією. Прийmemo, що теплопостачання буде забезпечуватись близько шести місяців на рік, а гаряче водопостачання - протягом року. В середньому когенеративне установа буде працювати близько 5 тис. годин протягом року і при цьому виробляти 1235 Гкал теплоти. Потужність такої установки з виробництва теплоти становитиме

$$1235 \text{ Гкал} \times 4190 \text{ кал/кДж} : (5000 \text{ год.} \times 3600 \text{ с}) = 287.5 \text{ кВт}$$

3. Необхідна потужність когенеративної установки з умови електрозабезпечення при роботі 5 тис. годин на протязі року становитиме

$$480000 \text{ кВтгод} : 5000 \text{ год} = 97.1 \text{ кВтгод}$$

Для когенеративної установки будемо використовувати газопоршневий двигун, що приводить в рух електрогенератор. Такі установки за невеликої потужності мають перевагу у к.к.д. над установками з газотурбінним приводом. Їх к.к.д. з електроенергії становить 40%, а з теплової енергії – близько 50%. Виходячи із згаданого вибираємо установку з газопоршневим двигуном потужністю 200 кВт (або два двигуни по 100 кВтгод). При роботі одну годину така когенераційна установка вироблятиме електроенергії близько 200 кВтгод, а теплоти - близько 250 кВтгод (0.214 Гкал). Для роботи газопоршневого двигуна установки необхідно затратити природного газу у кількості

$$200 \text{ кВт} : 0.4 : 32000 \text{ кДж/м}^3 = 0.0156 \text{ м}^3/\text{с} = 281250 \text{ м}^3 \text{ на рік (5 тис. год роботи)}$$

3. Вартість газу, що споживатиметься під час роботи когенераційної установки

$$380 \text{ грн./тис.м}^3 \times 281.25 = 106875 \text{ грн.}$$

4. Оскільки електрична потужність установки значно вища за необхідну для власного споживання, то надлишок електроенергії можна реалізувати у централізовану електромережу за ціною 0.2 грн. за кВтгод. Кількість додатково виробленої енергії становить

$$100 \text{ кВт} \times 5000 \text{ год.} = 500000 \text{ кВтгод}$$

Тоді прибуток від реалізації додаткової електроенергії за її вартості близько 0.2 грн./кВт год. становитиме

$$0.2 \text{ грн./кВт год.} \times 500000 \text{ кВтгод} = 100000 \text{ грн.}$$

Отже реалізація додатково виробленої енергії майже повністю покриває вартість природного газу, що споживає когенераційна установка.

5. Розрахунок окупності проекту

Вартість відомої нам електростанції з газовим двигуном фірми “Ка-

терпіллар” потужністю 200кВт складатиме близько 650 тис. грн. із транспортуванням, монтажем, налагодженням тощо.

План витрат і доходів від реалізації проекту виробничо-експериментальної установки приведений у табл. 1.

Термін окупності проекту реконструкції становитиме

$$650000 \text{ грн.} : 187500 \text{ грн./рік} = 3.47 \text{ роки}$$

Таблиця 1 - План надходжень та витрат

Економія затрат	261000 грн. + 10000	361000грн
Витрати на паливо	106875	106875грн
Витрати на заробітну плату доплата працюючим за додаткові обов’язки з обслуговування.	500 грн./місяць x 12 місяців Нарахування на зарплату 3600 x 0,475 Всього	6000 грн 1700 грн 7700 грн
Витрати на ремонт і техобслуговування	Приблизні дані	5000 грн
Амортизаційні відчислення	650000 x 10%	65000 грн
Повні витрати на виробнцт.	7700+ 5000 + 65000+106875	184575грн
Валовий прибуток	361000 - 184575	175425 грн
Податок на прибуток	175425грн x 30%	52928 грн.
Нерозподілений прибуток	175425 - 52928	122498 грн
Чисті грошові надходження	122498 + 65000	187500 грн

За рахунок реконструкції після терміну окупності витрати нафтогазового підприємства на теплопостачання та електропостачання будуть майже відсутні оскільки вартість природного газу буде покриватись за рахунок реалізації надлишкової електроенергії, що вироблятиме когеративна установка.

3.4 Інші способи ефективного використання високопотенційної складової теплоти згоряння палива

Паливні комірки. Ще один спосіб ефективного використання високопотенційної складової теплоти згоряння палива - це паливні комірки [24-26]. Паливні комірки відносяться до хімічних джерел струму. Вони здійснюють пряме перетворення енергії палива в електрику замість мало-ефективних процесів горіння, що відбуваються з великими втратами. Та-

кий електрохімічний пристрій в результаті високоефективного «холодного горіння» палива безпосередньо виробляє електроенергію.

В світі набула широкого розвитку та розголосу і вже комерціалізується технологія генерації електричної енергії з органічних видів палива – технологія паливних комірок, згідно з якою енергія палива безпосередньо перетворюється в електрику. Ця технологія широким поступом йде на зміну традиційним технологіям генерації електричної енергії та двигунам внутрішнього згорання, маючи, при цьому, й інші важливі галузі застосування.

Світовий досвід експлуатації понад 150 електричних станцій переконливо свідчить, що паливним коміркам вистачає вдвічі меншої кількості газу для виробництва одиниці електричної потужності, ніж найкращим паро- та газотурбінним станціям. До того ж вони мають і на порядок менші викиди у повітря, що особливо важливо у випадку використання вугілля. Термін безперебійної роботи станцій на паливних комірках також набагато вищий, ніж у існуючих теплових станцій.

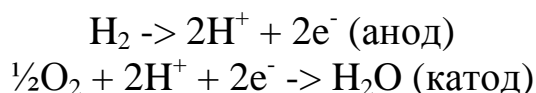
У поєднанні з електричними двигунами паливні комірки є ідеальними двигунами для транспортних засобів, перш за все автомобілів, палива яким потрібно у 2-4 рази менше, ніж для найкращих автомобілів з двигунами внутрішнього згорання.

Що ж стоїть за цією дивною назвою – паливна комірка?

Паливна комірка є пристроєм для одержання електричної енергії з органічного палива та кисню під час хімічної реакції утворення води та двоокису вуглецю з кисню, водню та вуглецю.

Джерело енергії, яке складається із паливних комірок (типу fuel cells), - це пристрій, який перетворює хімічну енергію реакції безпосередньо на електричну енергію. Він складається з електроліту, який перебуває в контакт з двома електродами – анодом і катодом. Головні елементи цього джерела енергії загалом такі ж як і батареї акумулятора, проте джерела енергії типу *fuel cells* можуть безперервно працювати, допоки паливо і окислювач постачаються до електродів.

Принцип роботи даного джерела енергії надзвичайно простий. Наприклад, у випадку паливної комірки із протонною мембраною обміну, водневий газ надходить до анода, який називається паливним електродом. За допомогою дії платинового каталізатора, молекула розщеплюється на два протони і два електрони. Далі протони проходять через електроліт. В цей час електрони витікають через зовнішній контур, що створює постійний струм. У повітряному електроді, (катоді) протони і електрони з'єднуються із киснем і утворюють воду.



Така паливна ланка працює майже безшумно. Реакція згорання палива в комірці відбувається без полум'я, і у зв'язку з цим єдиним продуктом згорання є водяна пара, а у разі використання таких палив як метанол та оксид вуглецю утворюється двоокис вуглецю.

Різні види таких джерел енергії мають різні електроліт, електроди,

паливо, працюють за різних температур та використовують зовнішній або внутрішній перетворювач (або не використовують його взагалі). Всі ці характеристики залежать від цілей застосування конкретного виду джерела енергії. Згідно із класифікацією електроліту можна виокремити такі види джерел енергії, :

- AFC – Alkaline Fuel Cell (лужна паливна комірка);
- PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell (фосфорно-кислотна паливна комірка);
- PEMFC або PEFC – Proton Exchange Membrane Fuel Cell or Polymer Electrolyte Fuel Cell (паливна комірка із протонною обмінною мембраною);
- DMFC – Direct Methanol Fuel Cell (паливна комірка із прямим розпадом метанолу);
- MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell (паливна комірка розплавленого карбонату)
- SOFC – Solid Oxide Fuel Cell (паливна комірка із постійним вмістом кисню).

Паливні комірки можна використовувати в надзвичайно різноманітних сферах життєдіяльності. Таке джерело енергії можна застосовувати в будь-якому електричному пристрої в межах потужності від 0,2 W до 20 MW. Паливом залежно від типу комірки, може бути водень, метан, пропан, метанол, етанол, бензин, окис вуглецю та інші носії енергії із великим вмістом водню та вуглецю.

Така технологія дає змогу виробляти з природного газу електроенергію і теплоту з високими к.к.д. При цьому відпадає необхідність у складному обладнанні, зменшується кількість шкідливих викидів. Малі габарити генеруючих потужностей дають змогу розміщення їх у будь-якому місці у безпосередній близькості до споживачів. За виробництвом електроенергії і теплоти у цей спосіб майбутнє світової енергетики.

Стислий аналіз наявного світового досвіду використання паливних комірок свідчить, що на виробництво електричної енергії паливними комірками потрібно майже вдвічі менше газу, ніж існуючим тепловими станціями. Ефективність використання палива комірками не залежить від їхньої потужності і становить 60 % замість 30 % на теплових станціях. В парі з газовими турбінами ефективність використання газу становить 72%, а з використанням попутного тепла ефективність використання палива сягає 85%!¹

- паливні комірки мають у десятки разів більший термін безперебійної роботи (~7 000 годин замість 250 годин на теплових станціях).

- паливно-комірчані станції можуть мати широкий спектр потужності - від одиниць Вт до 100 МВт.

- потужність паливних комірок легко регулюється із швидкістю до

¹ Для порівняння наведемо також “здібності” традиційних генераторів електричної енергії. Так, ефективність використання палива найкращими газовими турбінами дуже великої потужності зараз становить 42 %, тепловими станціями – 33-35 %, дизельними станціями – 36 %. Найменш ефективно використовують паливо автомобілі з двигунами внутрішнього згорання. В найкращому випадку, коли вони рухаються автошляхом з якісним покриттям, ця величина сягає 20 %. У місті ж вона не перевищує 10 %.

1 МВт/с.

- паливні комірки зменшують виробничі витрати на 25-40%;
- паливні комірки є ідеальними автономними джерелами електропостачання, в яких вартість енергії буде нижчою від зараз існуючих на 10-20 %.
- автомобілі на паливних комірках потребують у 2-4 рази меншу кількість палива, ніж існуючі автомобілі з двигунами внутрішнього згорання.
- паливні комірки є екологічно чистими з близькими до нуля викидами.
- паливні комірки працюють тихо. Вони шумлять не гучніше побутового кондиціонера.

Основними напрямками застосування паливних комірок є стаціонарні електричні станції великої потужності, стаціонарні та пересувні станції малої потужності для децентралізованого енергопостачання, паливно-комірчані джерела струму для транспортних засобів цивільного та військового призначення, переносні джерела струму для споживачів типу радіотелефонів, комп'ютерів, джерел кисню тощо замість батарей (ємність яких, до речі, вже зараз у 4 рази більша, ніж у найкращих літієвих).

Виробництво електроенергії. Станції на паливних комірках мають значні переваги: більша ефективність, менша кількість викидів, кращі навантажувальні можливості. Зараз у світі налічується понад 150 демонстраційних потужних електричних станцій, які мають сукупну потужність близько 40МВт. За даними Світової Ради з Паливних Комірок (Франкфурт) 75% з них встановлені в Японії, 15% - у Північній Америці, і тільки 9% - у Європі. В Японії вже працюють станції потужністю 11,5 і 1 МВт. Фірма ONCI (США) постачає на ринок комерційні блоки PC25AT, 3C25CT електричною та тепловою потужністю 200 кВт, (к.к.д. 40%) та 220 кВт (45%), відповідно[26].

Дослідження у світі зараз сконцентровані на розвиткові паливних комірок різної потужності для стаціонарних та пересувних станцій для поєднання їх з газовими турбінами. Комбінація цих двох пристроїв пропонує значний синергетичний економічний ефект через збільшення ефективності використання палива з 60 до 80 відсотків із зниженням викидів оксидів азоту і вуглецю до 2 мільйонних часток (ppm) та зниженням витрат на 25% порівняно з відповідною однією лише паливно-комірчаною системою.

Використання турбін дає можливість використати вихідну теплову енергію та залишкове паливо на виході паливної комірки, як і повторне використання вихідних газів турбіни паливною коміркою. Керамічна паливна комірка з її більш високою робочою температурою є найкращим кандидатом для такої пари.

Виробництво транспортних засобів. Практично всі провідні автомобільні компанії світу розпочали "перегони" із створення машин з паливно-комірчаними двигунами. Прикладом державної підтримки тут є президентська програма США "План для паливних комірок при перевезенні", яка націлена на створення паливно-комірчаних транспортних засобів. США ще в 1993 році поставили за мету втричі підвищити ефективність використання палива. Сам американський Президент Б. Клінтон започат-

кував програму "Партнерство для автомобіля нового покоління", за якою сьома федеральними агенціями та трьома найбільшими автомобільними виробниками Даймлер-Крайслер – Форд – Дженерал Моторз була розпочата робота, яка, як вже згадувалось вище, має завершитися у 2008 році постачанням на ринок 400 000 автомобілів на паливних комірках, конкурентно здатних за ціною і надійністю перед звичайними автомобілями. Але наприкінці 2000 року японська "Honda" заявила, що вона виставить на ринок паливно-комірчані автомобілі вже в 2007 році. Навіть компанія Деув і та витратила декілька мільйонів доларів на розроблення систем паливно-комірчаного двигуна.

Найбільш потужні автомобільні компанії сьогодні втягнулися у конкурентну боротьбу за новий ринок, яким є ринок паливно-комірчанних автомобілів. Компанія BMW разом з американською компанією Delphi, канадська Global Thermoelectric та французька Renault вже створили перші зразки автомобілів саме із застосуванням цирконієво-керамічних паливних комірок. Російський ВАЗ створив пересувну "бомбу", яка використовує космічну паливно-комірчану електричну станцію на водні та кисні.

Через те, що паливні комірочки є тихими, гнучкими і працюють за порівняно низької температури, вони є ідеальними для використання в розвідувальних літаках "Стелс". Паливні комірочки також розробляються для підводних та надводних човнів і інших різноманітних військових цілей. Виробляючи 30 тисяч комірок "однорідно високої якості" на рік, фірма Сіменс ще у 1996 році підписала контракт на постачання паливно-комірчанних батарей потужністю 34 кВт для підводних човнів нового класу 212.

Використання теплових насосів. Основне призначення теплових насосів – підвищення потенціалу (температури) теплоти. Теплові насоси використовуються для нагрівання об'єктів, наприклад, для опалення приміщень, при цьому теплота, яка використовується, береться з навколишнього середовища за рахунок затрати корисної роботи. Тепловий насос, подібно до холодильної установки, працює за оберненим циклом (див. розділ 2) але з відмінною початковою і кінцевою температурами.

Тепловий насос — це універсальний прилад, що поєднує в собі опалювальний котел, джерело гарячого водопостачання і кондиціонер. Основна відмінність від всіх інших джерел тепла полягає у винятковій можливості використовувати поновлювану низькотемпературну енергію навколишнього середовища на потреби опалювання і нагрівання води. Близько 80% енергії від загальної тепловий насос фактично «викачує» з навколишнього середовища.

Принцип дії теплового насоса подібний до холодильника. Відмінність їх принципу дії полягає у тому, що холодильник переносить тепло з внутрішньої камери назовні, у радіатор. За рахунок цього у холодильній камері встановлюється і підтримується температура нижча температури навколишнього середовища. Тепловий насос — це холодильник «навпаки». Він забирає і переносить розсіяне тепло з навколишнього середовища в кімнату. При цьому затрати корисної роботи значно менші, ніж корисна теплота, яка «викачується» з навколишнього середовища і використовується для опалення та гарячого водопостачання.

Тепловий парокомпресійний насос (рис.3.1) складається з компресора 1, випаровувача 4, конденсатора 2 і розширювального (дросельного) клапана 3. Компресор приводиться в рух механічною або електричною енергією.

Джерелом теплоти низької температури для теплового насоса слугує навколишнє середовище, наприклад, холодна вода водоєм, яка омиває випаровувач - 4 і випаровує в ньому холодоагент, який відбирає тепло з навколишнього середовища

Компресор – 1 засмоктує пари і стискає їх. Пари, конденсуючись в нагрітих елементах, віддають тепло q_1 . Таким чином, теплові елементи отримують тепло від навколишнього середовища q_2 і енергію корисної роботи l_0 компресора $q_1=q_2+l_0$. Далі рідкий теплоносій розширюється в дросельному клапані 3 і під низьким тиском входить в випаровувач 4, завершуючи цикл. Теплоту q_1 , що виділяється у циклі, можна використовувати для опалювання приміщень.

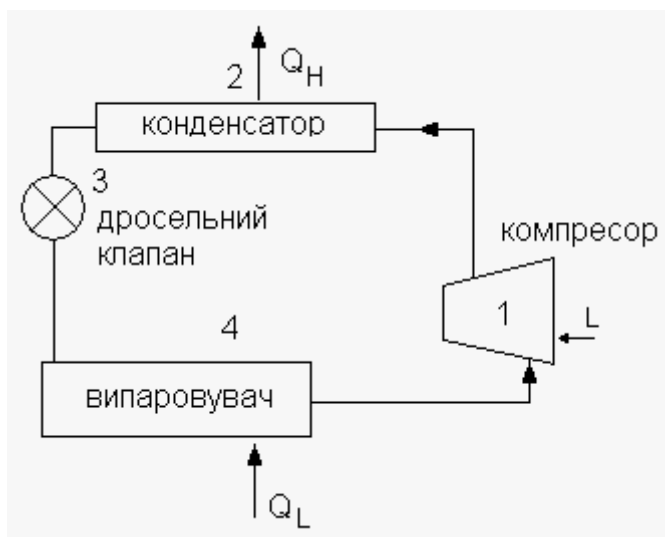


Рисунок 3.1 – Тепловий насос з механічним приводом

Ідеальний баланс енергії наводиться в рівнянні 3.1.,

$$Q_H = Q_L + L, \quad (3.1)$$

де: Q_L –тепловий потік, який поглинається за низької температури; L - потужність, яку споживає компресор; Q_H – потік, який виділяється при високій температурі.

Відношення корисного (виділеного) тепла до необхідної потужності називається коефіцієнтом роботи (КР) (або коефіцієнтом трансформації) і має значення більше одиниці. Є два визначення КР – нетто і бруто, які наводяться у рівняннях (3.2) і (3.3),

$$\text{Коефіцієнт роботи, нетто } COP_0 = Q_H/L \quad (3.2)$$

$$\text{Коефіцієнт роботи, бруто } COP_I = Q_H/(L+W), \quad (3.3)$$

де W – потужність, використана допоміжним обладнанням (циркуляційні насоси і ін)

Розглянемо ефективність роботи теплового насоса, який характеризується коефіцієнтом трансформації механічної роботи в теплоту. Вважа-

тимемо, що цикл ТН відповідає циклу Карно. Загалом коефіцієнт трансформації K для ТН визначається співвідношенням одержаної теплоти Q_H до затраченої механічної роботи L :

$$K = Q_H / L \quad (3.4)$$

Для циклу Карно цей коефіцієнт залежить тільки від температури T_1 , до якої треба нагрівати об'єкт і температури навколишнього середовища T_2 :

$$K = T_1 / (T_1 - T_2); \quad (3.5)$$

Залежність коефіцієнта трансформації K зі зміною температури навколишнього середовища в діапазоні 253 - 293К (від - 20 до +20 °С) зі зміною температури теплоти, яку одержуємо - 323 К (50 °С), наведена на рис. 3.2. Згідно цієї залежності коефіцієнт трансформації K змінюється від 5 до 9 у випадку зміни температури навколишнього середовища від - 20° до +20° С, а це означає, що при затраті 1кВтгод механічної роботи ми отримаємо від 5 до 9 кВтгод низькопотенційної теплоти. Для реального циклу парокомпресійного ТН ці значення є дещо нижчі – 3 - 6 кВт. Вибрана температура нагрівання теплоносія $T_1 = 323\text{К}$ (50°С) є достатньою для нагрівання води і опалення житлових приміщень.

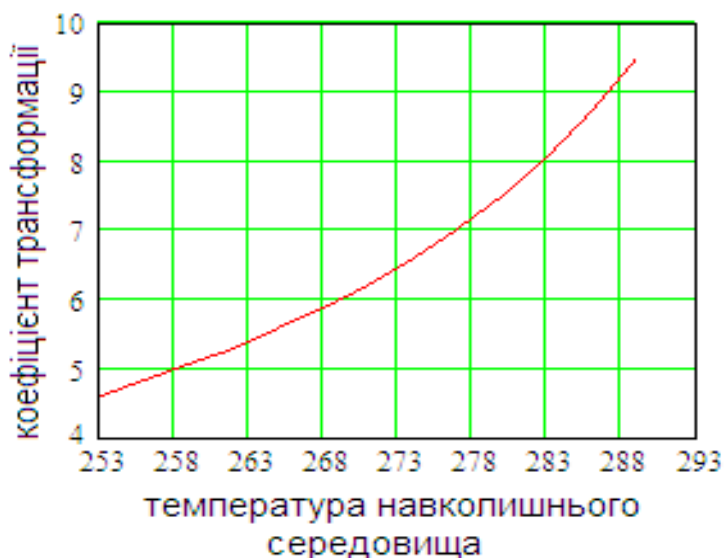


Рисунок 3.2 – Залежність ефективності теплового насоса від температури навколишнього середовища

Ефективність роботи ТН зменшується зі зниженням температури навколишнього середовища, що є його недоліком. Тому ТН раціонально використовувати для опалення за температур вищих від -5 °С, а для покриття витрат на опалення при більш низьких температурах додатково використовувати традиційні джерела енергії.

До очевидних переваг теплового насоса можна віднести:

1) економічність.

Низьке енергоспоживання досягається за рахунок високого ККД(від 300% до 800%) і дає змогу одержати на 1 кВт фактично витраченої енергії 3-8кВт теплової енергії або до 2,5 кВт потужності з охолодження на виході;

2) екологічність.

Це є екологічно чистий метод опалювання і кондиціонування як для навколишнього середовища, так і для людей, які знаходяться в приміщенні.

Застосування теплових насосів - це заощадження непоновлюваних енергоресурсів і захист навколишнього середовища, у тому числі і шляхом скорочення викидів CO₂ в атмосферу. Теплові насоси установки, здійснюючи зворотний термодинамічний цикл на низькокиплячій робочій речовині, черпають поновлювану низько потенційну теплову енергію з навколишнього середовища, підвищують її потенціал до рівня, необхідного для тепlopостачання, витрачаючи при цьому в 1,5 - 2 рази менше первинної енергії, ніж у випадку прямого спалювання палива;

1) безпека.

Відсутність відкритого полум'я, немає вихлопу, немає сажі, немає запаху солярки, виключений витік газу, розлив мазуту. Немає необхідності у пожежонебезпечних сховищах для вугілля, дров, мазуту або солярки;

2) надійність.

Мінімум рухомих частин з високим ресурсом роботи. Незалежність від постачання топкового матеріалу і його якості. Практично не вимагає обслуговування. Термін служби теплового насоса складає 15-25 років;

3) комфорт.

Тепловий насос працює безшумно (не голосніше за холодильник), а погодозалежна автоматика і мультизональний кліматичний контроль створюють комфорт і затишок в приміщеннях;

4) гнучкість.

Тепловий насос сумісний з будь-якою циркуляційною системою опалювання, а сучасний дизайн дає змогу встановлювати його в будь-яких приміщеннях;

5) універсальність щодо виду використовуваної енергії (електричної або теплової);

б) широкий діапазон потужностей (від кількох ват до тисяч кіловат).

Область застосування теплових насосів справді безмежна. Всі згадані переваги цього устаткування дають змогу легко вирішувати питання тепlopостачання міського комплексу і об'єктів, розташованих далеко від комунікацій — чи то фермерське господарство, чи котеджне селище, чи АЗС на трасі. В цілому тепловий насос є універсальним і використовується як в промисловому, так і в приватному будівництві.

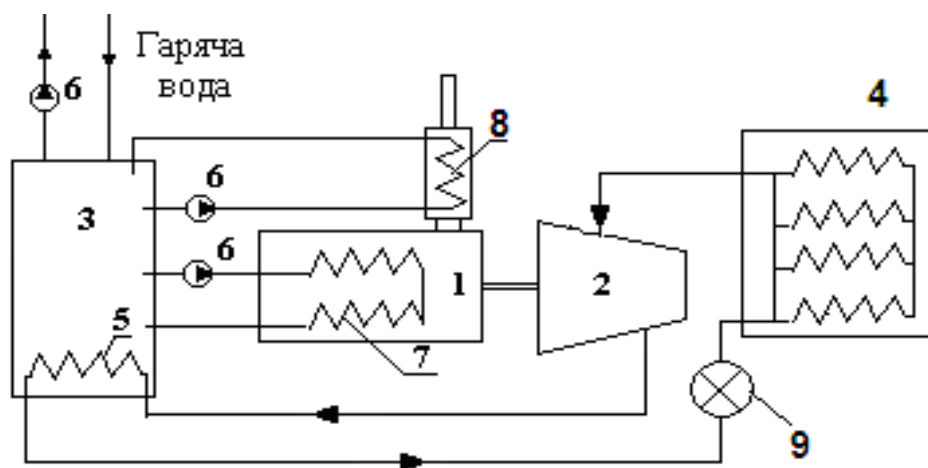
На сьогодні теплові насоси широко застосовуються у всьому світі. Кількість теплових насосів, що працюють в США, Японії і Європі, обчислюється десятками мільйонів штук.

Виробництво теплових насосів в кожній країні, перш за все, орієнтоване на задоволення потреб внутрішнього ринку.

У США і Японії найбільше застосування для опалювання і літнього кондиціонування повітря одержали теплонасосні установки (ТНУ) класу «повітря-повітря». У Європі - ТНУ класу «вода-вода» і «вода-повітря». У США дослідженнями і виробництвом теплових насосів займаються понад шістьдесят фірм. У Японії щорічний випуск ТНУ перевищує 500 тисяч одиниць. У Німеччині щорічно вводиться в експлуатацію понад 5 тисяч

установок. У Швеції і країнах Скандинавії експлуатуються, в основному, крупні ТНУ. У Швеції вже до 2000 року експлуатувалося понад 110 тисяч теплонасосних станцій (ТНС), 100 з яких мали потужність близько 100 МВт і вище. Найпотужніша з них (320 МВт) була побудована у 1986 році для теплопостачання Стокгольма. Джерело низькопотенційної теплоти - морська вода, що охолоджується до 2°C [27].

В Англії створено дослідний зразок парокompресійного теплового насоса з приводом від двигуна внутрішнього згоряння для утилізації теплоти стічних вод [28]. Схема установки зображена на рисунку 3.3.



1 – тепловий двигун; 2 – компресор; 3 - водогрійний котел; 4 – випарювач;
5 - конденсатор; 6 – насос; 7 - охолодження двигуна; 8 підігрівання води
відхідними газами; 9 – дросельний кран

Рисунок 3.3 – Схема теплового насоса з приводом від газопоршневого двигуна

Компоновка теплового насоса відрізняється від загальноприйнятої, оскільки для привода компресора 2 використовується газопоршневий двигун 1, в якому спалюється природний газ. Викиди теплоти продуктів згоряння 8 та теплота системи охолодження 7 утилізується водяним котлом 3. Сюди ж подається теплота з навколишнього середовища. Ця теплота спочатку поглинається у випарювачі 4. При цьому закипає холодоагент, який після стиснення його парів у компресорі подається у конденсатор 5, де він конденсується. При цьому виділяється теплота. Така установка при спалюванні природного газу у кількості в 1кВтгод теплоти, дає до 1.5 кВтгод низькопотенційної теплоти.

Популярність теплових насосів в Західній Європі, США і країнах Південно-Східної Азії багато в чому обумовлена м'якими кліматичними умовами в цих регіонах (з плюсовою середньою температурою взимку), високими цінами на паливо та наявністю цільових державних програм підтримки цього напряму кліматичного ринку.

Ситуація з тепловими насосами в нашій країні принципово відмінна, і на те є свої причини. По-перше, особливості українського клімату з мінусовою середньою температурою взимку пред'являють особливі вимоги до параметрів теплових насосів і умов їх установки. Зокрема, при зростанні потужності теплового насоса постає проблема теплотримання, оскільки

тепловіддача середовищ (водоймище, ґрунт, повітря) обмежена і достатньо мала.

Крім того, в Україні занижені в порівнянні з Європою ціни на газ і тому про відчутні економічні вигоди від використання такого роду устаткування говорити не доводиться, особливо у відсутність культури споживання і економії електроенергії. У нас немає державної підтримки програми енергозаміщення, не було і немає вітчизняних виробників теплових насосів.

Разом з тим, потреби України в такому устаткуванні величезні. Є потреба у всій серії теплових насосів потужністю 5, 10, 25, 100 і 1000 кВт. Так, в середній смузі України для опалювання будинку площею 100 м² необхідно мати теплову потужність в 5-10 кВт, а насоса з тепловою потужністю 100 кВт досить для опалювання типових шкіл, лікарень і адміністративних будівель. Теплові насоси потужністю 1000 кВт зручні для завдань повернення теплових відходів, використання гарячих джерел. За оцінками фахівців, вартість установки теплового насоса в українських умовах оцінюється приблизно від 300 доларів США за 1 кВт теплової потужності за терміну окупності устаткування від двох до чотирьох років, що в першу чергу залежить від цін на паливо і кліматичних умов конкретного регіону.

Введення в експлуатацію близько 100 тисяч теплових насосів сумарною тепловою потужністю в 2 ГВт дасть змогу забезпечити теплотою 10 мільйонів чоловік за середнього терміну служби теплового насоса 15 років.

4. ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВНИХ ВІДХОДІВ ТА ПОВЕРНЕННЯ ТЕПЛОВИХ ВТРАТ

4.1 Паливні відходи

Енергію можна втратити не тільки у вигляді тепла, але і у вигляді паливних матеріалів (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Паливні відходи

Тверді відходи	Одиниці виміру, кг у.п.
Папір (15% вологості)	0.44
Дерево (20% вологості)	0.49
Полівініл-хлорид	0.79
Полістирен	1.33
Гума	1.46
Горючі гази	1.52
1 кг у.п. = 27900 кДж	

Паливні гази є супутніми продуктами багатьох процесів чорної металургії, коксохімічної та хімічної промисловості, видобуванні вугілля та переробці нафти, в малих газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищах. Їх можна спалювати, отримуючи корисне тепло. Слід зауважити, що ці гази часто бувають хімічно нестабільними і ядовитими. Це потрібно врахувати під час проектування систем транспортування і спалювання.

Чорна металургія є значним джерелом утворення вторинних енергетичних ресурсів. Вихід горючих ВЕР становить 90%, а теплових - близько 60% від загальної кількості їх в промисловості. Тому повне їх використання за рахунок застосування новітніх технологій дасть змогу зекономити певний обсяг паливно-енергетичних ресурсів.

На підприємствах металургійної, коксохімічної та хімічної промисловості в Дніпропетровській, Донецькій, Запорізькій, Луганській та Харківській областях у результаті технологічних процесів виникає значна кількість паливних відходів у вигляді штучних та промислових газів, обсяги використання яких, замість природного газу, необхідно нарощувати. В зв'язку з цим, існує можливість збільшення використання цих вторинних енергетичних ресурсів і застосування їх як хімічної сировини та палива багатого на оксид вуглецю газу, що супроводжує виробництво сталі у кисневих конверторах. Згідно статистичних даних, середньорічний обсяг штучних горючих газів (доменного, конверторного, феросплавного, коксового тощо), що утворюються в промислових процесах і можуть бути ви-

користані як паливо, складає близько 11 - 13,5 млн. т у.п. Тому важливо максимально використати цей резерв економії традиційних ПЕР, не допускаючи його марнотратних викидів в атмосферу або спалювання на факелах. Це сприятиме й покращанню екологічного стану довкілля.

Тверді відходи (папір, дерево, дерев'яні тріски, полівінілхлорид, полістирол і т.п.) можна використовувати як пальне у спеціальних спалювачах. В процесі горіння деяких із цих матеріалів виділяються ядовиті гази, які потрібно нейтралізувати перед скиданням в атмосферу.

Як показано у таблиці 4.1, деякі відхідні матеріали мають значну теплотворну здатність. Їх спалювання з використанням одержаного тепла не тільки економить пальне, але і вирішує проблему складування відходів.

Значним джерелом альтернативного газового палива є метан вугільних родовищ Донбасу. На поточний момент кількість метану, що міститься у вугільних пластах України, за прогнозами геологорозвідки, дорівнює близько 12 трл. м³, а його промислові запаси складають близько 4 трл. м³. Висока газонасність притаманна безпосередньо вугільним пластам та породам, які залягають вище і нижче вугільних пластів. Кількість метану, що міститься в таких породах, може більш ніж подвоїти наведений показник. Це свідчить і про високий ступінь ризику. Вугільні шахти України вважаються найбільш загазованими, а тому й найбільш небезпечними у світі. Через використання застарілого або невідповідного обладнання, величезні обсяги метану, які вивільняються в ході проведення гірничих робіт, марнотратно викидаються системами висмоктувальної вентиляції просто в атмосферу і лише невелика кількість цього метану відводиться контролювано, а ще менша - використовується для отримання додаткових обсягів енергоносіїв.

До альтернативного газового палива, яке теж є можливість використовувати, можуть бути залучені гази, видобуті з малих газових, газоконденсатних, нафтогазоконденсатних родовищ. Прогнозні балансові запаси цих газів складають 30,9 млрд. м³.

4.2 Утилізація викидного та супутнього природного газу

Ще одним резервом для економії енергоресурсів у нафтогазовій промисловості є утилізація викидного природного газу і супутнього природного газу в процесі видобування нафти [29,30].

Нафтові родовища є багаті на попутний природний газ. Але їх незначний обсяг, віддаленість від споживача, складний рельєф місцевості, особливо у Карпатському регіоні, є причиною економічної недоцільності використання попутного природного газу, тому у більшості випадків цей газ викидається в атмосферу, або спалюється у факелах.

Така ж проблема існує у газотранспортній системі. Транспортування природного газу через Україну до країн Західної Європи обумовило створення широкої мережі компресорних станцій, а також об'єктів з підготовки його згідно вимог споживача. Підготовка газу на пунктах осушування і очищення призведе до збільшення кількості викидів його в атмосферу або спалювання у факелах. Спалювання газу у факелах передбачено техноло-

гією підготовки, що спричинює забруднення навколишнього середовища, не лише вуглеводами, а й окисом вуглецю, оксидом азоту та сажею.

У наслідок цього доводиться сплачувати штрафи за негативний вплив на навколишнє середовище, які найближчим часом можуть зрости через витрати на штрафи за нераціональне використання енергоресурсів. Найкращий спосіб запобігти цьому і додатково отримати вигоду - виробляти електроенергію з цього газу.

Для зменшення викидів шкідливих речовин у атмосферу планується використовувати супутній і викидний природний газ як паливо для газових двигунів, які перетворюватимуть теплову енергію, що утворюється внаслідок згоряння газу, у механічну. Газовий двигун приводитиме у рух електрогенератор, що вироблятиме електроенергію. Одержану електроенергію можна використати для власного споживання, а також продавати зовнішнім споживачам, що знаходяться поблизу. Додатково можна використовувати для теплопостачання теплоту системи охолодження двигунів і їх вихлопних газів.

Нижче наведено спрощену схему установки (рис.4.1), яка складається з генератора 1 і двигуна внутрішнього згоряння 2, паливом для якого є попутний газ. Двигун з'єднується з генератором через механічну передачу 3. Газ, в спеціальній газовій апаратурі 5 доочищується, дозується і під відповідним тиском подається в двигун. Блок автоматичного регулювання забезпечує управління двигуном і генератором в заданому режимі. Блок 6 регулює подачу електроенергії. Для одержання електроенергії потужністю 50 кВт необхідно забезпечити витрату газу - $0.005 \text{ м}^3/\text{с}$ або $435 \text{ м}^3/\text{добу}$.



Рисунок 4.1 – Схема установки утилізації викидів горючих газів

Використання викидів природного газу у такий спосіб має низку переваг перед звичайним факельним спалюванням, чи стравлюванням його в атмосферу [30]. Це, по перше, дасть змогу одержувати додатково електроенергію і в такий спосіб зменшити витрати палива на теплових електростанціях, що зменшить шкідливі викиди, а по-друге, зменшити токсичність викидів газових двигунів при використанні каталізаторів, подібно до того, як це є у двигунах сучасних автомобілів. Додаткові затрати на обладнання такими установками з каталізаторами тих виробництв, де сьогодні

горять факели, з прибутком перекриваються коштами від реалізації отриманої у майбутньому електроенергії. При цьому значно зменшиться негативний вплив на навколишнє середовище.

Для реалізації цих пропозицій необхідні малі електростанції потужністю 50-200 кВт, паливом для яких є природний газ. Існує проблема оскільки в Україні не виробляють електростанцій з газовими двигунами. Таке обладнання у широкому діапазоні потужностей від 20 до 3000 кВт пропонують різноманітні західні фірми. Попри високі технічні і експлуатаційні характеристики такого обладнання застосування його проблематичне через високу вартість, яка є причиною довготривалого періоду його окупності.

З іншого боку в Україні існує велика кількість дизельних електростанцій, які за тих же потужностей, що мають імпортовані установки, є значно дешевші. Дизельні електростанції можна переробити на використання в якості палива природного газу. Такі зміни можна зробити у чотири способи:

- перехід на газодизельний цикл;
- заміна дизельного двигуна карбюраторним з газовою апаратурою;
- реконструкція дизельного двигуна на газовий;
- розробка і створення газового двигуна.

Розглянемо перший спосіб – перехід на газодизельний цикл. Переробка дизельних двигунів на роботу за газодизельним циклом не є проблематичною, але експлуатаційні затрати тут дещо вищі порівняно з газовими двигунами через необхідність додаткових коштів на дизельне паливо, споживання якого все ж необхідне у кількості 10 - 30%.

У випадку використання газового двигуна витрати на паливо відсутні, оскільки буде використовуватись попутний чи викидний природний газ. Тому пропонується застосувати вітчизняну дизель-генераторну електростанцію, в якій дизельний двигун замінити карбюраторним двигуном, обладнаним газовою апаратурою [31]. Ці зміни потребують додаткових витрат на установку нового двигуна і газової апаратури.

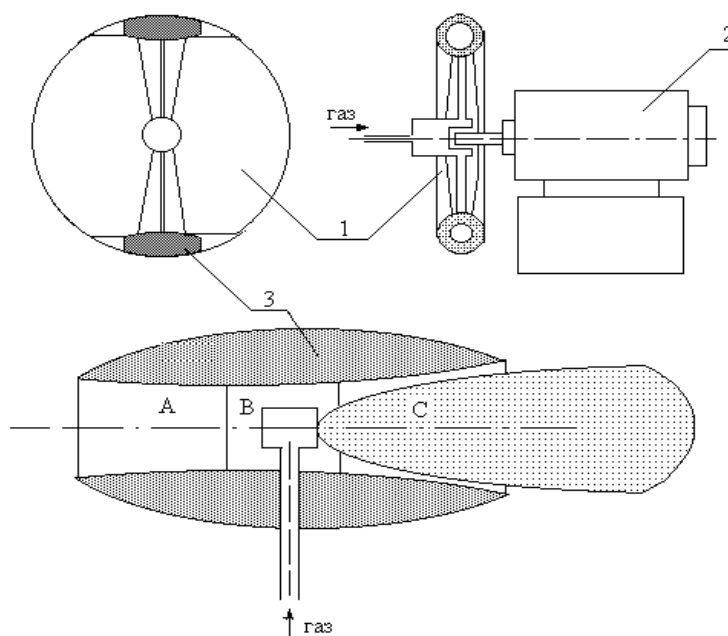
Створення і виробництво спеціального газового двигуна з технічної точки зору є досить привабливим, але і найбільш дорогим і довготривалим проектом.

Більш ефективний спосіб - це переробка дизелів на повністю газове паливо з електричним запалюванням. З технічного боку тут існують деякі труднощі. Подібні дослідження проводились ВНДІГАЗ у вісімдесятих роках. Згідно з даним [32], реконструкція дизелів полягає у зниженні ступеня стискання, застосуванні форкамер, що монтуються замість форсунок, а також використанні електричного іскрового, додаткової установки системи запалення і подачі природного газу в суміші з повітрям у циліндри двигуна.

У випадку малої кількості викидів газу можна використати прості і дешеві установки – утилізатори горючих газів[33], принцип дії і їх спрощена схема наведена нижче (рис.4.2).

Утилізатор призначений для спалювання викидного та супутнього природного газу (які сьогодні спалюють у факелах, чи викидають у атмосферу) і виробництва електроенергії.

Утилізатор складається з ротора 1, який має на периферії два реактивних прямоточних двигуни 3. Ротор 1 насаджений на вал генератора, у якості якого використовується трифазний асинхронний електродвигун 2. Ротор розкручується до швидкості 3000 обертів за хвилину, що забезпечує стиснення повітря у дифузорі А до необхідного тиску. Після цього подається горючий газ у камеру згоряння В і запалюється. Продукти згоряння вилітають з високою швидкістю через сопло С, за рахунок чого створюється сила тяги (реактивна сила). Ротор набирає швидкості і створює крутний момент на валу електродвигуна, який генерує електроенергію. Оскільки двигун підключений до електромережі, то швидкість ротора буде коливатись у межах 3000-3020 обертів.



1-ротор; 2-генератор; 3-реактивні двигуни; А - дифузор;
В - камера згоряння; С - сопло.

Рисунок 4.2 - Схема утилізатора горючих газів

Економічний розрахунок також підтверджує високу ефективність і економічну вигоду для утилізації супутнього і викидного природного газу при застосуванні вітчизняних електростанцій з газовим двигуном, створеним шляхом реконструкції дизельного двигуна.

Подібні установки матимуть і інше застосування, наприклад, для комбінованого виробництва електричної і теплової енергії, що дасть змогу створювати дешеві автономні джерела енергії на підприємствах та організаціях [14]. Сьогодні багато підприємств і організацій нафтогазового комплексу утримують власні котельні для постачання тепла і гарячого водопостачання для виробничих корпусів і адміністративних будівель. Крім того, більшість таких підприємств мають аварійні джерела електроенергії – дизельні електростанції. Переробка цих електростанцій на споживання газу дозволила б використовувати їх для власного автономного електро- та теплопостачання. Це дало б змогу значно знизити витрати коштів на електроенергію і одержати дешеве тепло. Враховуючи, що такі підприємс-

тва забезпечують себе дешевим газом, можна було б отримати значний економічний ефект.

Електростанції з газовими двигунами є просто необхідними для привода бурових установок і привода глибинних насосів у випадку значного віддалення від ліній електропередач і в умовах складного місцевого ландшафту. За наявності супутнього газу такі електростанції забезпечували б автономне живлення електроенергією і теплом ці виробництва.

Перспективним є використання газу на транспорті нафтогазової галузі. Сьогодні тут працює велика кількість автомобілів з бензиновими двигунами, які реконструйовані під споживання зрідженого і стиснутого природного газу. Але значна частина транспортного парку - це автомобілі і трактори з дизельними двигунами, переведення яких на газове паливо дало б змогу б одержати величезну вигоду, адже затрати на паливо у разі використання газу замість нафтопродуктів зменшуються у три – чотири рази.

Застосування природного газу як моторного палива замість нафтопродуктів (особливо природного газу, що сьогодні викидається у атмосферу або спалюється у факелах) дасть змогу економити кошти і знизити кількість шкідливих викидів у навколишнє середовище.

4.3 Використання викидів теплоти

Джерела теплових викидів (табл. 4.2) можна розділити за трьома температурними рівнями: високої температури (вище 650°C), середньої температури ($230\text{-}650^{\circ}\text{C}$) і низької температури (нижче 230°C).

Високі температури використовуються у промислових процесах і досягаються спаленням вуглеводневого палива. З теплової енергії високої температури можна виробляти корисну роботу прямо (у газовій турбіні) або через проміжні системи (виробництво пари на парову турбіну). Залишок теплоти використовується для підігрівання у інших процесах.

Втрати тепла у середньому інтервалі температур за звичай пов'язані з викидами різних установок спалювання. Їх викиди теплоти можна використати у багатьох термічних процесах, для виробництва пари різних параметрів, а також для одержання механічної енергії з допомогою парової турбіни за наявності економічної ефективності.

Втрати тепла низької температури у більшості випадків має місце у процесах охолодження. Таке тепло можна використати для підігрівання флюїдів як наприклад води і повітря.

Критерії застосування повернення теплоти:

а) наявність теплоти:

- достатня кількість;
- потрібна температура;

б) споживач(і) поверненої теплоти:

- наявність споживача неподалік від джерела теплоти;
- необхідний температурний діапазон;
- крива потреб теплоти відповідає кривій його наявності;

- в) система повернення теплоти :
- ефективність;
 - надійність і безпечність роботи;
 - екологічна прийнятність;
- г) можливість економічної реалізації проекту.

Таблиця 4.2 - Використання викидів теплової енергії

Джерела	Температура
Високої температури	
печі для рафінування нікелю	1400-1600
печі для плавлення скла	975-1500
заводи з виробництва водню	975-1500
печі для підігріву сталі	925-1200
печі для термообробки	650-1200
печі для спалювання твердих відходів	650-1000
печі для плавлення алюмінію	650-900
Середньої температури	
охолоджувальні системи печей	400-650
каталітичні перетворювачі нафти	400-650
викиди газової турбіни	225-550
печі для сушіння і випікання	400-500
печі для випалювання цементу і вапна	300-450
викиди парового котла	180-450
Низької температури	
печі для обробки продуктів	120-255
стерилізація і дистиляція напоїв	70-225
охолоджувальна вода з:	
- печей для обпалювання	60-120
- двигунів внутрішнього згоряння	30-90
- зварних агрегатів	30-90
- машин для обробки пластмас	30-60
- дверцят печей	30-55
- кондиціонерів	25-50
- повітряних компресорів	25-45

Для реалізації проекту повернення теплоти необхідно, щоб він задовольняв деяким критеріям. Необхідна кількість теплоти повинна бути забезпечена за потрібної температури. Незалежно від кількості, теплота низької температури не може бути повернута та використана економним шляхом.

Повинні існувати споживачі поверненої теплоти. Промислові зони відповідають цим умовам, оскільки тут джерела теплоти і споживачі недалеко один від одного.

Крива споживання (зміна потреби тепла у часі) повинна відповідати кривій наявності теплоти.

Система для повернення теплоти повинна бути ефективною (низьке споживання додаткової енергії, високий процент повернення теплоти), надійною і безпечною у роботі, без шкідливих впливів на довкілля.

Економічні показники проекту (початкові інвестиції, період повернення коштів, проценти повернення тощо) повинні мати прийнятні значення.

Методи повернення теплоти:

а) прямі:

- безпосереднє використання нагрітого теплоносія;
- змішуванні середовища-теплоносія з обігрівачим флюїдом;

б) непрямі повернення теплоти через:

- теплообмінники;
- теплові труби;
- теплові насоси;
- органічні цикли Ренкіна;

Для застосування проекту повернення теплоти спочатку потрібно перевірити можливість прямого використання теплоносія в процесі. Наприклад: (а) – під час фарбування тканин чисту теплу воду ополіскування можна використовувати для попереднього нагрівання підготовленого розчину фарбування; (б) - гаряче повітря від сушильної печі можна подавати в пальник для спалювання.

Якщо прямий метод не можна застосувати, тоді слід використати непрямі методи: теплообмінники, котли-утилізатори, теплові труби, органічний цикл Ренкіна, теплові насоси, теплові трансформатори та ін.

4.4 Обладнання для повернення теплоти

Теплообмінні апарати Теплообмінними апаратами називаються пристрої, призначені для передавання теплоти від одного теплоносія до іншого. В залежності від способу передачі теплоти вони бувають контактними і поверхневими.

В контактних (змішувальних) апаратах теплообмін здійснюється шляхом безпосереднього контакту і змішування гарячої і холодної рідин. Ці апарати застосовуються в основному для охолодження і нагрівання газів водою або охолодження води повітрям. В них теплообмін здійснюється масообміном, за якого вода або випаровується в газ, або, навпаки,

пари вологи конденсуються з газу. Основним параметром, який характеризує інтенсивність процесу в змішувальних апаратах, є величина поверхні дотику теплоносіїв. Для збільшення цієї поверхні рідину розпилюють на дрібні краплі з допомогою спеціальних форсунок. До змішувальних апаратів відносяться скрубери, градирні, струминні теплообмінники.

Поверхневі теплообмінні апарати поділяють на регенеративні і рекуперативні. В регенеративних теплота гарячих газів спочатку акумулюється в тепломісткій насадці (цеглі, керамічній сипучій масі, металічних листах, кулях), а потім передається до холодного газу (повітря) шляхом його продування крізь гарячу насадку.

Регенеративні теплообмінники (з проміжним теплоносієм) – теплота від одного до іншого теплоносія передається за рахунок проміжної речовини. Ця речовина нагрівається в потоці гарячого теплоносія, а потім передає теплоту холодному теплоносієві. Для цього необхідно або переносити проміжну речовину, або періодично перемикати потоки гарячого і холодного теплоносія.

В рекуперативних апаратах теплота від гарячого теплоносія передається холодному через стінку, що їх відокремлює. До таких апаратів відносяться водяні та парові котли, підігрівачі, конденсатори. Рух рідин в теплообмінних апаратах відбувається за трьома основними схемами: протічною, протитічною і перехресною. В протічному теплообмінному апараті рух рідини відбувається паралельно в одному напрямі, в протитічному – в протилежних. В схемі перехресного потоку рух теплоносіїв відбувається під кутом одного потоку відносно іншого.

Загальний розрахунок теплообмінних апаратів. Розглянемо найпростіший рекуперативний теплообмінник: труба в трубі, де рух теплоносіїв відбувається в одному напрямі чи в протилежних напрямках[12].

На графіках (рис. 4.1) зображено зміну температур теплоносіїв за протічної (а) і протитічної (б) рухах теплоносіїв.

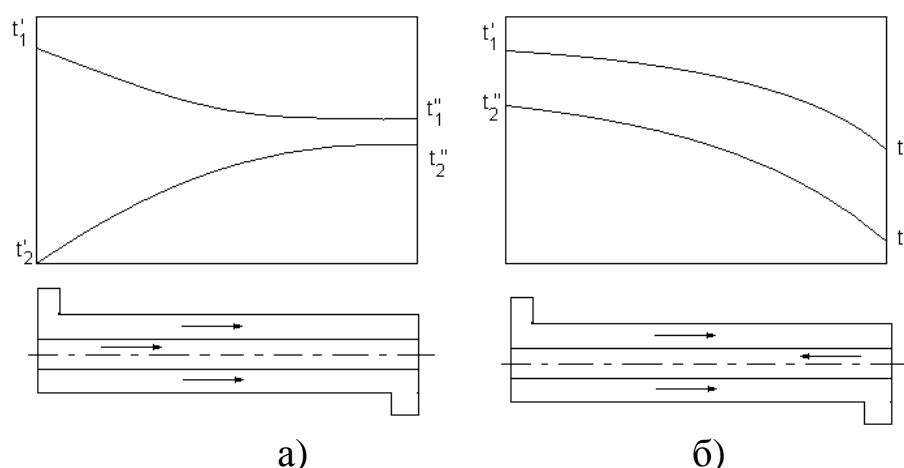


Рисунок 4.1 – Характер зміни температури робочих тіл у теплообмінних апаратах

Загальним рівнянням при розрахунку теплообмінників різних типів є рівняння теплового балансу – рівняння збереження енергії. Тепловий по-

тік Q_1 , який передається гарячим теплоносієм при його охолодженні від температури t_1' до t_1'' холодному визначається за формулою:

$$Q_1 = m_1 (Cp_1' t_1' - Cp_1'' t_1''), \quad (4.1)$$

де m_1 – масова витрата теплоносія.

Тепловий потік Q_2 , який одержує теплоносій, без урахувань втрат теплоти буде:

$$Q_2 = m_2 (Cp_2' t_2' - Cp_2'' t_2''). \quad (4.2)$$

За рівнянням теплового балансу можна знайти один з невідомих параметрів: або витрату одного з теплоносіїв, або одну з температур. Інші параметри мають бути відомими.

Необхідна поверхня теплообміну F для передачі теплоти від гарячого теплоносія до холодного визначається з приблизного рівняння:

$$Q_2 = \kappa F (t_1 - t_2) = \kappa F \Delta t. \quad (4.3)$$

У розрахунку використовують середньо інтегральну по довжині теплообмінника різницю температур теплоносіїв

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_M}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_M}\right)}, \quad (4.4)$$

де: Δt_{δ} – більший перепад температур; Δt_M – менший перепад температур.

Для прямиотічного руху теплоносіїв

$$\Delta t_{\delta} = t_1' - t_2'$$

$$\Delta t_M = t_1'' - t_2''.$$

Для протитічного руху теплоносіїв

$$\Delta t_{\delta} = t_1' - t_2'',$$

$$\Delta t_M = t_1'' - t_2'.$$

Для інших схем

$$\Delta t = \varepsilon \Delta t_{\text{протитоку}},$$

де ε - поправка.

Порівняння середніх температурних перепадів свідчить, що за однакових температур теплоносіїв на вході і виході найбільше значення Δt є в ТА з протитічним рухом теплоносіїв.

Маючи значення $Q, k, \Delta t$, можна визначити поверхню теплообміну:

$$F = \frac{Q}{k \Delta t}. \quad (4.5)$$

Котли на відпрацьованих газах Різновид теплообмінних апаратів, які ще називають котлами-утилізаторами, призначених для використання теплоти відпрацьованих газів печей, камер спалювання палива, двигунів внутрішнього згоряння, газотурбінних установок тощо.

Є два основні типи котлів на відпрацьованих газах: *газотрубні і водотрубні* (рис.4.2). Обидва типи можуть бути обладнані додатковим пальником у разі необхідності підвищення теплової потужності. У деяких випадках відпрацьовані гази містять велику кількість повітря, яке використовується для додаткового згоряння самостійно чи з додаванням свіжого повітря. Типовим прикладом є викид газових турбін, де згоряння відбувається при 200-300% надлишку повітря.

Газотрубні котли. Відпрацьований газ протікає трубами; вода заповнює простір між трубами і кожухом. Котли цього типу прості і компактні, їх легко встановити, чистити і підтримувати у працездатному стані. За звичай вони застосовуються для виготовлення насиченої пари з тиском 2МПа.

Водотрубні котли. Вони складаються із теплообмінників для підігрівання та випаровування води, а за потреби – для підігрівання пари. Вода протікає всередині труб. Котел на рисунку 4.2 виробляє пару з одним тиском. Процент перетвореної теплоти зростає в котлах двох тисків (у великих установках) і трьох тисків, які за звичай коштують дорожче.

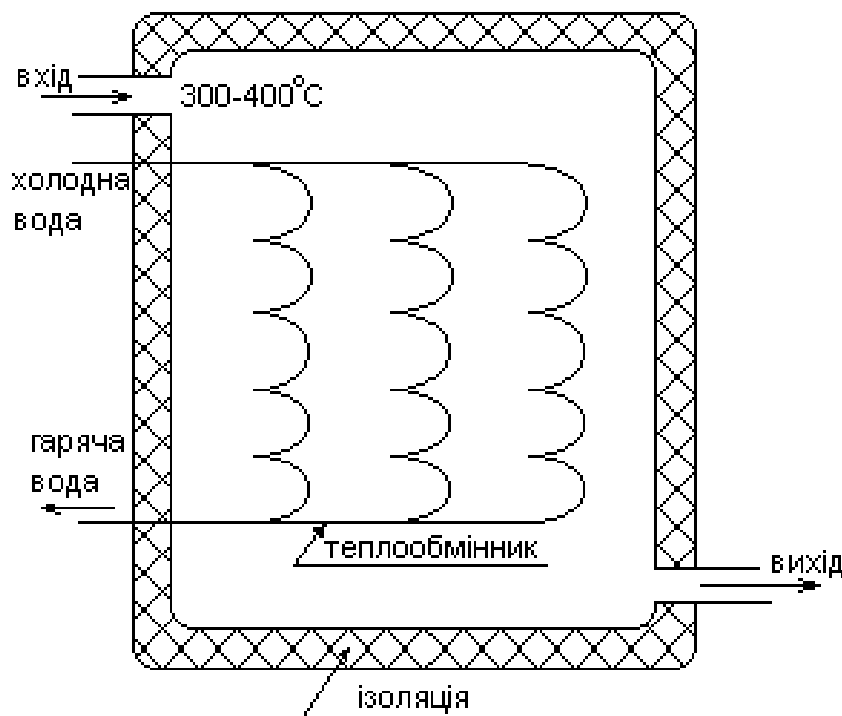


Рисунок 4.2 – Схема водотрубного котла на відпрацьованих газах

Порівняно з газотрубними, водотрубні котли:

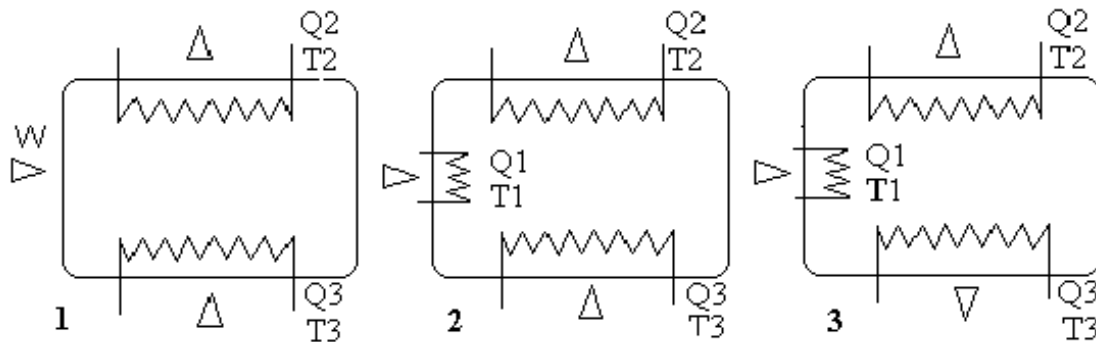
- можуть виготовляти пару високого тиску, температури і значних обсягів витрати;
- більш ефективні;

- коштують дорожче;
- мають підвищені вимоги до обслуговування (очищення труб водотрубного котла важче).

Теплові труби. Одним з оригінальних пристроїв, у якому як проміжний теплоносіє використовується пара і її конденсат, є герметична труба, заповнена частково легко киплячою рідиною, а частково - її паром. Цим пристроєм і є теплова труба, яка здатна передавати великі теплові потоки, які в тисячу разів більші за мідний стержень тих же розмірів. На гарячому кінці теплової труби за рахунок підведення теплоти випаровується рідина, а на холодному кінці – конденсується пара. При цьому виділяється одержана теплота. Конденсат повертається в зону випаровування або самоствіканням (якщо холодний кінець теплової труби розміщений вище гарячого), або через спеціальні наповнювачі, через які рідина рухається під дією капілярних сил в будь-якому напрямі, навіть проти сил тяжіння (подібно руху спирту через гніт у спиртівці).

Органічний цикл Ренкіна. Для одержання роботи з повернутого тепла температурою 120-300°C використовують цикл Ренкіна, але замість води і водяної пари використовують органічні теплоносії з низькою температурою випаровування (напр. фреон, толуен, гексан і ін.), що дає змогу реалізувати цей цикл більш ефективно в області перегрітої пари.

Системи для підвищення потенціалу тепла. Такі системи не тільки використовують викиди теплоти, але підвищують її потенціал (температуру), що збільшує діапазон використання та застосування викидів теплоти. До таких систем відноситься тепловий насос, принцип дії та застосування якого детально описано в розділі 3. Нижче наведена класифікація і короткий опис систем з підвищення потенціалу теплоти (рис. 4.3).



1 - тепловий насос з механічним приводом;
2 - адсорбційний тепловий насос; 3 – тепловий трансформатор

Рисунок 4.3 - Схеми систем збільшення потенціалу тепла

1) Тепловий насос з механічним приводом. Робота L використовується для повернення низькопотенційного тепла Q_3 з температурою T_3 і виділення тепла $Q_2 = L + Q_3$ при $T_2 > T_3$.

2) Абсорбційний тепловий насос. Тепло Q_1 при $T_1 > T_2$ використовується для повернення низько-потенційного тепла Q_3 температурою T_3 і виготовлення тепла $Q_2 = Q_1 + Q_3$ при $T_1 > T_2 > T_3$.

3) Тепловий трансформатор. Наявне тепло Q_1 за низької температури

T_1 трансформується в меншу кількість тепла Q_2 з підвищеною температурою T_2 , а тепло, яке залишилося $Q_3=Q_1-Q_2$ викидається за низької температури T_3

$$(T_2 > T_1 > T_3).$$

4.5 Приклади застосування повернення тепла

4.5.1 Газотранспортна система

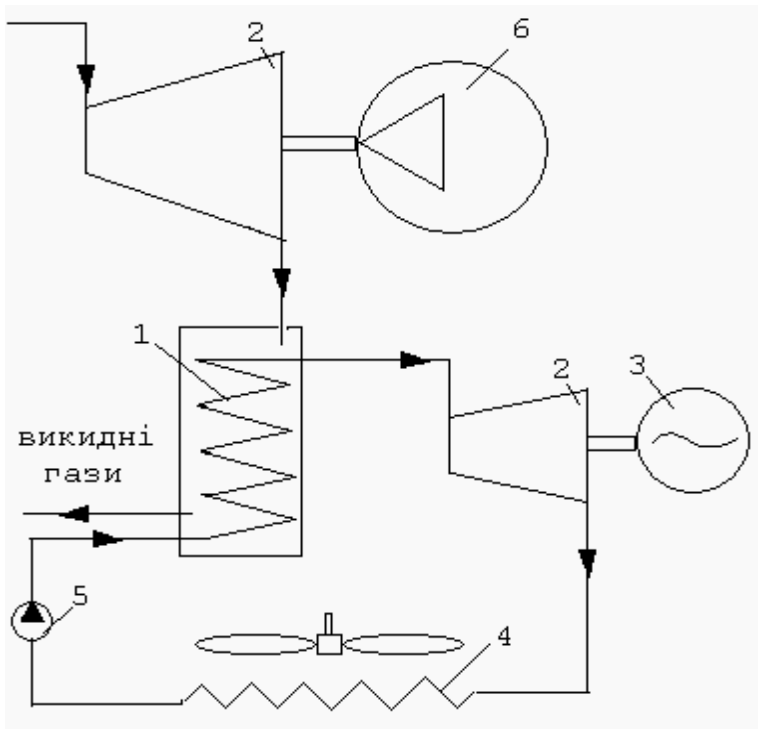
На сьогодні до складу газотранспортної системи України входять трубопроводи загальною протяжністю понад 35 тис. км, 120 компресорних цехів, 779 газоперекачуючих агрегатів (ГПА) загальною потужністю близько 5.5 тис. МВт, з них з газотурбінним приводом (ГТУ) 80%, які споживають близько 5,1 млрд.м³ газу на рік [34].

Більшість ГПА були спроектовані у 60-ті роки і вже морально застаріли, з них понад 50% повністю виробили свій ресурс. Коефіцієнт корисної дії (ККД) найбільш поширених вітчизняних агрегатів ГТН-6, ГТ-750-6, ГПА-Ц-6,3 дорівнює 20-24%, у більш досконалих ГТН-25і, ГПА-Ц-16 – 25,5-27,0%. ККД сучасних українських ГТУ сягає 33-34%, тоді як аналогічні закордонні агрегати мають ККД до 36% [2].

Через моральне зношення, недосконалість конструкції та технологічного циклу теперішні компресорні станції (КС) надзвичайно енергозатратні і є потужним джерелом забруднення навколишнього середовища викидами окислів азоту і вуглецю та великої кількості низькопотенційного тепла. Менше третини теплоти, що отримана внаслідок спалювання природного газу, використовується ГПА, решта (майже повністю) викидається в атмосферу.

Для підвищення ефективності роботи ГПА розроблено «Програму реконструкції компресорних станцій «Укргазпрому» на період до 2010 року, в якій передбачено технічне переозброєння КС із використанням кращих вітчизняних газотурбінних двигунів, ККД яких становить близько 35% [34]. Але, навіть у випадку заміни ГТУ на більш ефективні, проблема енергозатрат вирішується частково, оскільки ККД зросте лише на 9-10%, а близько двох третин теплоти згоряння палива все одно буде відводитися у навколишнє середовище з викидними газами. Сьогодні використання викидних газів складає не більше 5% за рахунок обладнання ГПА теплообмінниками ще у 70-80 роках. До цього часу утилізоване тепло використовується тільки для власних потреб компресорних станцій і дрібних зовнішніх споживачів, оскільки не вирішені проблеми передавання утилізованого тепла крупним зовнішнім споживачам, частково з причини відсутності їх поблизу багатьох компресорних станцій.

Одним зі шляхів вирішення проблеми підвищення ефективності споживання палива у газотранспортній системі є утилізація теплоти викидних газів з метою виробництва електроенергії [35]. Найбільш вірогідними є процеси утилізації тепла викидних газів з використанням конденсаційних



1- котел утилізатор; 2 - газова та парова турбіни; 3-електрогенератор;
4 - конденсатор; 5 - насос; 6 - компресор

Рисунок 4.4 - Спрощена схема установки для утилізації викидних газів ГПА

парових турбін. На рисунку 4.4 наведена схема, що пояснює процес утилізації теплоти викидних газів ГПА. Викидні гази газової турбіни 2, що приводить в рух компресор 6, температурою близько 500°C потрапляють в котел-утилізатор 1, в якому за рахунок теплоти викидних газів вода доводиться до кипіння і випаровується. Пара під тиском з утилізатора 1 потрапляє у парову турбіну 2, де її пружна енергія перетворюється у механічну енергію, а потім в електричну за допомогою генератора 3. Відпрацьована пара потрапляє у конденсатор 4, де конденсується і насосом 5 подається знову у котел утилізатор – 5. Як робоче тіло використовується вода. Більш ефективним (за дещо складнішої конструкції) є використання в утилізацій-

них установках органічних робочих тіл з низькою теплою пароутворення [35], наприклад н-пентану. Подібну схему утилізації планується реалізувати на Богородчанській компресорній станції «Прикарпаттрансгазу».

За даними роботи КС щорічна кількість теплоти, що викидають в атмосферу ГТУ ГПА, складає від 108×10^9 МДж до 117×10^9 МДж.

За їх розрахунками, з такої кількості теплоти можна виробляти 16 млрд. кВтгод електроенергії, для виробництва якої необхідно спалювати 5 млрд. м^3 природного газу.

Наведені оцінки є дещо завищеними. Нижче подамо наші розрахунки.

Розрахунок. Якщо вважати, що при згорянні 1 м^3 газу виділяється 35 МДж/ м^3 , то з 5 млрд. м^3 газу можна одержати

$$5 \times 10^9 \text{ м}^3 \times 35 \text{ МДж/м}^3 = 175 \times 10^9 \text{ МДж теплоти.}$$

Якщо вважати, що середній ККД ГПА складає близько 26%, то 74% цієї теплоти викидатиметься у навколишнє середовище

$$175 \times 10^9 \text{ МДж} \times 0,74 = 129,5 \times 10^9 \text{ МДж.}$$

Оскільки теплота викидних газів є невисокого потенціалу, то у відповідності другим законом термодинаміки коефіцієнт корисної дії її пере-

творення у електричну енергію буде невисоким – 20-25%. Тоді кількість виробленої електроенергії становитиме

$$129,5 \times 10^9 \text{ МДж} \times 0,2 : 3,6 \text{ МДж/кВтгод} = 7,19 \times 10^9 \text{ кВтгод}, \\ \text{де } 1 \text{ кВтгод} = 3,6 \text{ МДж}$$

Необхідна кількість природного газу для виробництва електроенергії становитиме

$$7,19 \times 10^9 \text{ кВтгод} : 2,92 \text{ кВтгод/м}^3 = 2,46 \text{ м}^3 \times 10^9 \text{ газу}, \\ \text{де } 2,92 \text{ кВтгод/м}^3 \text{ – кількість електроенергії, яку можна одержати за умови спалювання } 1 \text{ м}^3 \text{ газу з ККД рівним } 30\%$$

$$35 \text{ МДж/м}^3 \times 0,3 : 3,6 \text{ МДж/кВтгод} = 2,92 \text{ кВтгод}$$

Отже утилізація теплоти викидів ГПА у газотранспортній системі дасть змогу заощадити близько 2,5 млрд. м³ газу при сьогоднішніх затратах близько 5 млрд. м³ газу. У цьому випадку ефективність використання палива підвищується до 50%.

Пропонується інший шлях вирішення проблеми - значне підвищення ККД привода ГТУ і максимальне використання теплоти викидних газів [36-37]. Це досягається шляхом оптимізації технологічного циклу (рис. 4.5). Для цього необхідно замінити газотурбінний привод ГПА на електричний, а для електроживлення таких ГПА необхідно побудувати парогазові теплоелектроцентралі (ТЕЦ) у місцях близьких до крупних споживачів теплоти (наприклад, обласних та районних центрів). Паливом для цих ТЕЦ буде природний газ, який спалюється сьогодні у газових турбінах ГПА.

Така технологія забезпечить ефективне використання високопотенційної складової теплоти згоряння палива за рахунок когенерації у парогазотурбінних установках (ПГУ), які забезпечують значне виробництво електроенергії і глибоку утилізацію теплоти відхідних газів [38].

Найпростіша схема (рис.4.6) парогазової ТЕЦ - це газотурбінний двигун 2, який приводить у рух електрогенератор 3. Теплові викиди від газової турбіни потрапляють в утилізаційний паровий котел 1. Пара під тиском з котла подається на парову турбіну 2, яка працює у теплофікаційному режимі, і урухомлює інший електрогенератор 3. Загальний теплотехнічний ККД таких установок складає 80-85%, з них 50-55% з виробництва електроенергії. Схема ПГУ, подібна до схеми ГПА з утилізаційною установкою. Відмінність лише в тому, що газова турбіна ПГУ урухомлює генератор, а у ГПА – газоперекачуючий компресор. У випадку комплектації їх однаковими агрегатами к.к.д. з перетворення теплової енергії у механічну буде для них також однаковим.

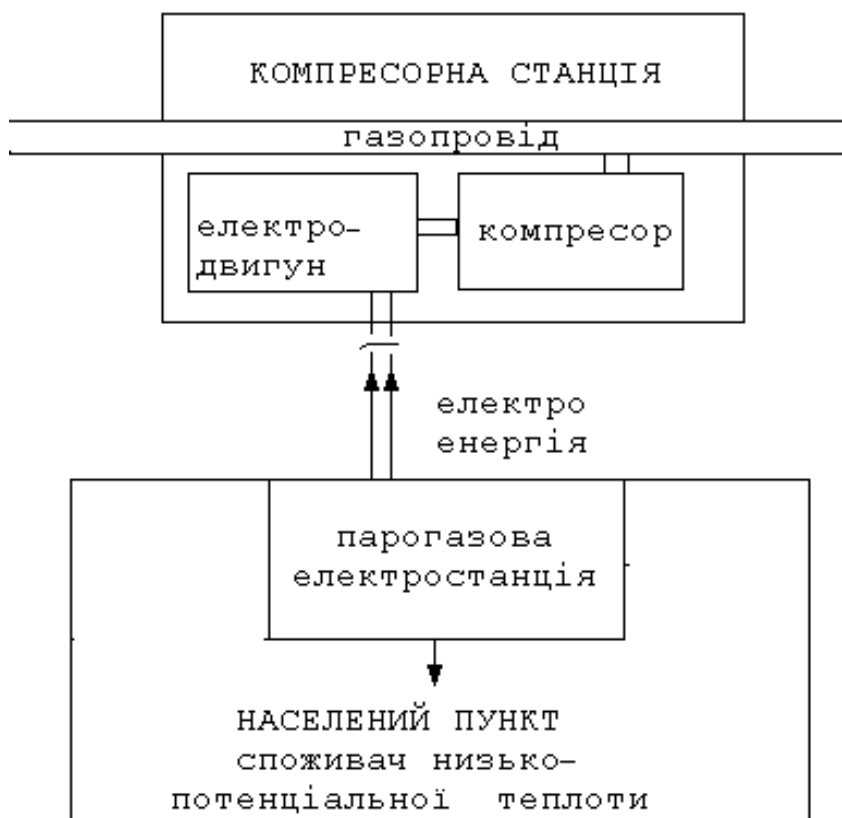


Рисунок 4.5 - Спрощена схема оптимізації технологічного циклу

Використання запропонованої нами технології дасть змогу значно підвищити ефективність роботи ГПА, адже тоді можна буде використовувати близько половини теплоти палива у вигляді електроенергії для привода компресора, а решту - для теплопостачання споживачів. В цьому випадку первинна теплова енергія природного газу буде використана на 80-85%. Це значно перевищує показник (50-55%) вищезгаданої технології утилізації викидів теплоти ГПА, оскільки остання не забезпечує утилізацію низькопотенційної теплоти викидів газу.

Відповідно до запропонованої схеми, використання теплоти викидних газів для опалення і гарячого водопостачання у комунальному господарстві дасть змогу значно знизити кількість природного газу, що сьогодні згорає у міських котельнях. Приблизні розрахунки свідчать, що у разі повної реалізації запропонованого проекту можна буде зекономити близько 3,5 млрд. м³ природного газу, що на 1 млрд. (40%) більше, ніж у попередньому випадку.

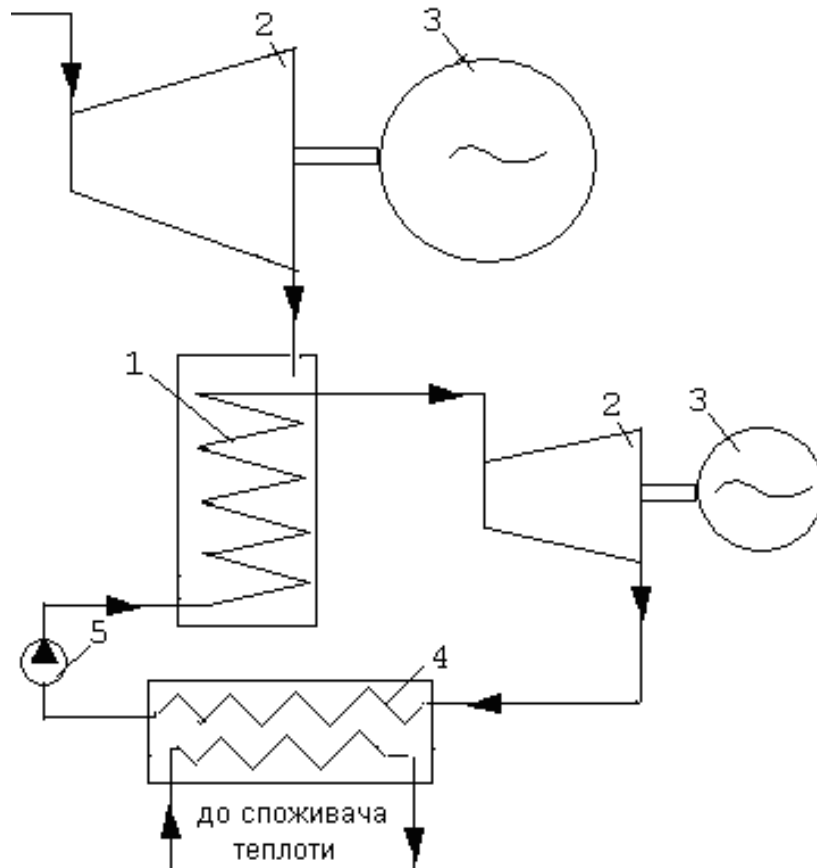
Розрахунок. При к.к.д. 26%, енергія, яку споживають ГПА, складає

$$175 \times 10^9 \text{ МДж} \times 0,26 = 45,5 \times 10^9 \text{ МДж.}$$

За запропованою технологією, к.к.д. установок з перетворення теплової енергії у механічну (електричну) є близько 50%, споживання при-

родного газу складатиме

$91 \times 10^9 \text{ МДж} : 35 \text{ МДж/м}^3 = 2,6 \text{ млрд. м}^3$,
де $45,5 \times 10^9 \text{ МДж} : 0,5 = 91 \times 10^9 \text{ МДж}$ – необхідна теплота, яка виділиться під час згоряння; 35 МДж/м^3 - теплотворна здатність природного газу.



1 - утилізатор; 2- газова та парова турбіни; 3 - електрогенератори;
4 - конденсатор; 5 - насос

Рисунок 4.6 - Спрощена схема парогазової теплоелектроцентралі

Частина теплоти (50%), яку одержать при спалюванні $2,6 \text{ млрд. м}^3$ газу, використовуватиметься для приводу ГПА, а інша частина у вигляді теплоти викидних газів буде використана для теплопостачання населених пунктів, близько яких розташують теплоцентралі з ПГУ. Якщо прийняти, що ККД використання цієї теплоти становитиме 80%, то її кількість становитиме

$45,5 \times 10^9 \text{ МДж} \times 0,8 : 4,19 \times 10^3 \text{ Гкал/ МДж} = 8,69 \times 10^6 \text{ Гкал}$,
де $1 \text{ Гкал} = 4,19 \times 10^3 \text{ МДж}$ – співвідношення між Гкал і МДж.

Використання цієї теплоти у кількості $8,69 \times 10^6 \text{ Гкал}^1$ дасть змогу зменшити спалювання газу у котельнях комунальної теплоенергетики у кіль-

¹ Котельні комунальної теплоенергетики сьогодні виробляють 47 млн. Гкал тепла [6]

кості

$119\text{ м}^3 \times 8,69 \times 10^6 \text{ Гкал} = 1,034 \times 10^9 \text{ м}^3 \text{ газу,}$
де $4,17 \times 10^6 \text{ Гкал/ МДж} : 35 \text{ МДж/ м}^3 = 119 \text{ м}^3$ – кількість газу, що необхідно спалити для одержання 1 Гкал теплоти.

Кількість заощадженого природного газу становитиме
 $2,4 + 1,034 = 3,434 \text{ млрд. м}^3$

Звичайно, для реалізації наведених вище пропозицій з підвищення ефективності використання палива у газотранспортній системі необхідне значного за обсягами переобладнання ГПА. За запропонованою нами схемою можна буде використовувати ГТУ значно більшої потужності, у яких ККД є вищим, а кількість обладнання буде меншою.

Для прикладу візьмемо реконструкцію КС з чотирма ГПА потужністю 25 МВт кожна. За першим варіантом при реконструкції необхідно замінити чотири ГТУ, які виробили свій ресурс. Додатково для утилізації теплоти викидних газів необхідно буде встановити чотири котли-утилізатори і чотири парові турбіни з електрогенераторами. У випадку реконструкції за нашим варіантом замість ГТУ на газоперекачуючих агрегатах необхідно буде встановити чотири електроприводи. Для їх живлення необхідно буде збудувати ТЕЦ з ПГУ, для якої необхідна ГТУ потужністю 80 МВт, один котел-утилізатор, одна парова турбіна потужністю 20 МВт.

Крім комерційної вигоди реалізація пропозиції має значний природоохоронний ефект, адже значно знизяться викиди у навколишнє середовище. Так, згідно з даними [23], кожна заощаджена гікалорія теплоти запобігає викидам у атмосферу 2.2 кг твердих часток, 3 кг оксидів сірки та близько 1 кг оксидів азоту. Використання меншої кількості природного газу дасть змогу зменшити викиди парникових газів і, перш за все, двоокису вуглецю до 0.5 млн. т. Оскільки, відповідно до домовленості у Кіото на Конференції Сторін Рамкової Конвенції ООН про зміну клімату (грудень 1997 р.), право на викиди 1 т парникових газів коштує 20 - 100 доларів США [23], то продаж прав на викид 0.5 млн.т двоокису вуглецю становитиме від 10 до 50 млн. доларів.

Для прикладу розглянемо реалізацію вище наведених пропозицій в Івано-Франківській області, яка є однією з найбільш енергонасичених областей України, де крім теплової електростанції потужністю 2400 МВт розміщено дві великих компресорні станції (КС). Ці КС знаходяться на території області біля міст Богородчани та Долина. Їх потужність складає - 324 МВт включно з електроприводом, потужність якого 94 МВт.

Для забезпечення потужності ГПА необхідно спалювати 30 м^3 за секунду природного газу. При спалюванні такої кількості газу потужність теплового потоку рівна 1040 МВт, але тільки третина (324 МВт) його використовується для приводу компресорів, близько двох третіх теплового потоку викидається у навколишнє середовище. Якщо протягом року КС завантажені наполовину потужності, то теплота, яка виділяється у навколишнє середовище становить $3,17 \times 10^6 \text{ МВтгод}$, або $2,72 \times 10^6 \text{ Гкал}$. Для одержання цієї теплоти необхідно спалити газу у кількості 373552.2

тис.м³, близько 0.4 млрд. м³. Це приблизно та кількість газу, що сьогодні в області спалюється протягом року для забезпечення теплом і гарячою водою.

Для початку можна реалізувати проект для існуючого електропривода ГПА, що є на Богородчанській КС (94 МВт). Пропонується встановити біля Івано-Франківська у промисловій зоні, де тепер знаходиться котельний комплекс, парогазову ТЕЦ. Ця ТЕЦ вироблятиме електроенергію для живлення ГПА Богородчанської КС, а тепло буде використовуватись для теплопостачання міста.

Впровадження цього проекту надасть можливість Богородчанській КС отримувати взамін за природній газ значно дешевшу електроенергію завдяки більш високому ККД парогазової ТЕЦ, а місто отримає дешеве джерело тепла, яке вироблятиме ТЕЦ у кількості 0.8 млн. Гкал за рік. Сьогодні Івано-Франківське «Теплокомуненерго» для теплопостачання та гарячого водопостачання міста протягом року виробляє 1.1 млн. Гкал теплоти, спалюючи для цього близько 150 млн. м³ газу. Використовуючи тепло від парогазової ТЕЦ, місто буде спалювати у котельнях на 100 млн. м³ газу менше.

Зменшення використання природного газу в області на 100 млн. м³ значно знизить техногенний вплив на навколишнє середовище і сприятиме його покращанню.

4.5.2 Використання теплоти дизельних двигунів бурових установок

На бурових установках як автономне джерело енергії використовують дизельні двигуни. Вони виробляють механічну енергію, яка безпосередньо використовується для привода ротора або для генерування електроенергії. Разом з тим на бурових існує потреба у тепловій енергії, для виробництва якої можна використати теплоту, що відводиться охолоджуючою водою і викидними газами дизельних двигунів. Додатково можна використовувати електроенергію дизель-генератора у період низької його завантаженості. Все це сприятиме підвищенню паливної ефективності дизельних двигунів і принесе додаткову економію коштів.

За номінального завантаження дизельного двигуна теплота згорання палива використовується для корисної роботи (обертання валу двигуна) на 30-40%. Інша частина теплоти викидається в атмосферу:

- 30-35% з охолоджуючою водою;
- 30-35% з відпрацьованими газами;
- 5-7% випромінювання у навколишнє середовище.

Загалом близько 60-70% теплоти можна використати для теплозабезпечення. Для цього необхідна модернізація дизель-генераторів за схемою, наведеною на рисунку 4.7. Згідно цієї схеми електроенергія, що генерується за допомогою дизельного двигуна 1 і генератора 2, передається споживачу. У разі часткового її використання надлишок споживається для нагрівання води теном 8. Вода з системи охолодження 7 дизеля передається у ємність 3. Частина її потрапляє у систему підігрівання 5, де за рахунок високотемпературної (170-190°C) теплоти відпрацьованих газів перетво-

рюється у пару. Пара накопичується у ємності 4 для подальшого споживання.

Установка може працювати за іншою схемою. За відсутності потреби у парі ємність 4 відключається кранами 9. При цьому підвищується продуктивність установки з виробництва гарячої води.

Гаряча вода і пара може використовуватись для побутових потреб працівників бурової станції (опалення вагончиків, душові, приготування їжі і т.і.), а також для технологічних потреб. Собівартість теплоенергії виробленої у цей спосіб значно нижча за собівартість теплоенергії виготовленої на спеціальній котельні. Так, установка з чотирьох дизельних двигунів сумарною потужністю 400 кВт дає змогу виробляти близько 2 кг/с гарячої води температурою 60°C (початкова температура води 10 °C). Для виробництва такої кількості води у газовій котельні протягом року необхідно спалити близько 300 тис. куб. м газу вартістю 75 тис. грн. (з розрахунку 650 грн. за куб. м газу). Затрати на переобладнання газодизельного двигуна є незначними і окупаються протягом року.

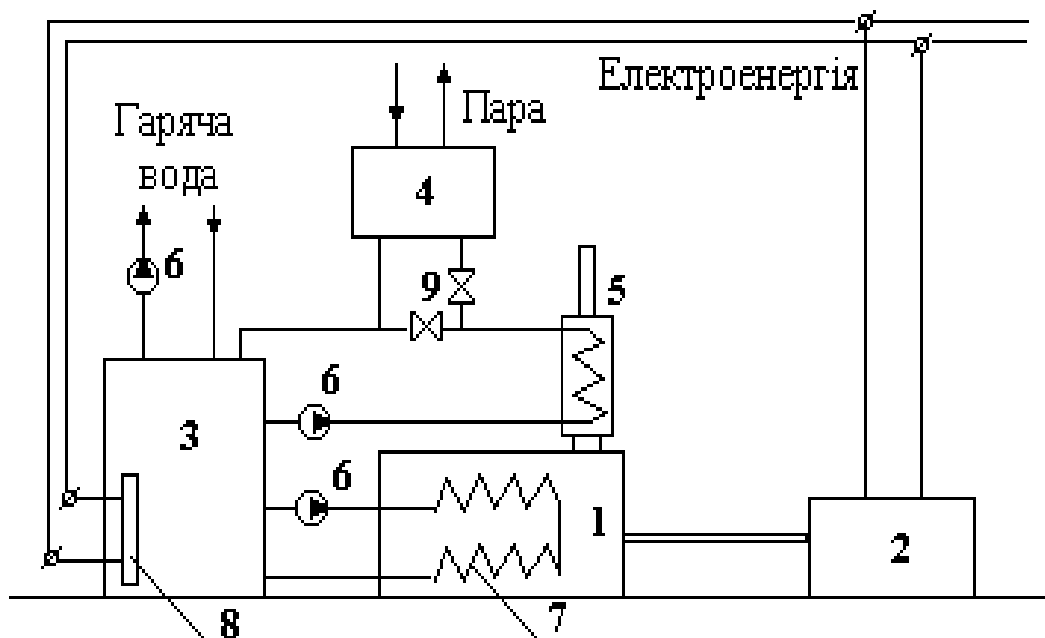


Рисунок 4.7 – Схема генерации електроенергії і теплоти дизельним двигуном бурової установки

Теплозабезпечення на основі дизельної електростанції удвічі підвищує ефективність використання дизельного палива і дає змогу використовувати електроенергію у не завантажений час.

Такі установки можна використовувати для автономного енергозабезпечення підприємств нафтогазової промисловості за рахунок комбінованого виробництва електроенергії і теплоти за умови заміни у дизель-електростанції дизельного двигуна газовим. Таке енергопостачання буде значно дешевшим (на 40-50%), ніж централізоване [14].

4.5.3 Інші приклади повернення теплоти

Осушувальні процеси. Осушувачі часто застосовуються в промисловості для усунення вологи з різних продуктів. Найчастіше сушіння проводиться повітрям, попередньо підігрітим в котлі. Гаряче вологе повітря, виходячи з камери сушки випускається в навколишнє середовище.

При наявності достатньої температурної різниці між вхідним і вихідним потоком можна встановити замкнутий контур з двома теплообмінниками (рис. 4.8). Теплоносій в такому контурі як правило – вода, крім випадків високих температур, коли застосовуються органічні рідини з високою температурою кипіння.

Коли температурна різниця між вхідним і вихідним потоком невелика, можна застосувати тепловий насос [22] (рис. 4.9). Особливо висока ефективність такої установки буде, якщо технологічний процес підібрано таким чином, щоб волога після осушування конденсувалась на зовнішній поверхні випаровувача. У цьому випадку при конденсації водяної пари буде виділятися велика кількість теплоти, що затрачається для відбирання вологи у процесі сушіння.

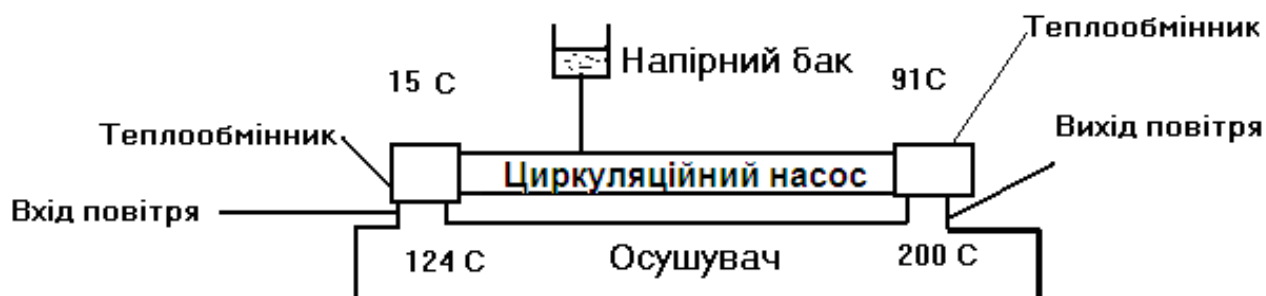


Рисунок 4.8 - Повернення тепла в осушувачі з двома теплообмінниками і флюїдом в замкнутому контурі

Системи вентиляції повітря. Системи вентиляції повітря широко використовуються для підтримання комфортних умов у приміщеннях. Прохолодне (влітку) і тепле (взимку) повітря з вентиляованих приміщень викидається у довкілля і замінюється свіжим повітрям. Частина теплової енергії, накопиченої у повітрі у вигляді температурної різниці по відношенню до зовнішнього середовища, можна повернути через теплообмінник. Завдяки повернутій енергії підвищується ефективність установки для вентиляції. Економія капітальних затрат, що досягається, перевищує початкову вартість установки для повернення тепла.

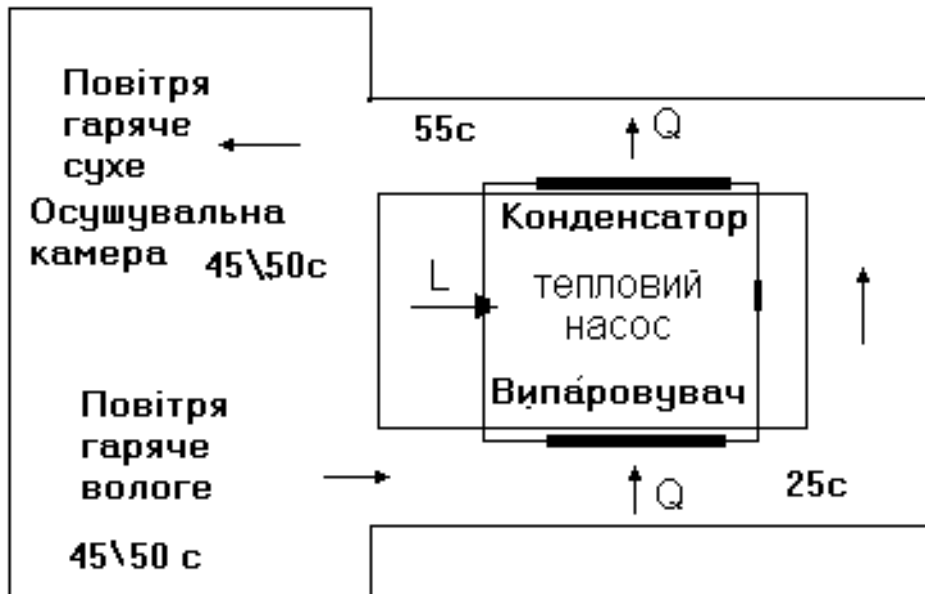


Рисунок 4.9 – Повернення тепла в сушильній камері з тепловим насосом

Коли повітряні патрубки в системі входу і виходу повітря розміщаються на значній відстані, то теплообмінник можна замінити на тепловий насос з водяним проміжним теплоносієм. Теплообмінник з додатковим вентилятором застосовується для відводу надлишкового тепла у довкілля (влітку) або для перекачування додаткового тепла із довкілля (взимку).

Пальник з регенеративним підігріванням повітря. Пальники для природного газу обладнують регенераторами тепла, в яких частина теплоти викидних газів передається вхідному повітрю. Для цього викидні гази повертають у вхідну частину пальника для підігрівання повітря.

Такі системи широко застосовуються, починаючи з випічки кераміки і закінчуючи підігрівом великих сталевих блоків в печах, які працюють при 1500°C . Заміна звичайних пальників на регенеративні дає змогу заощадити близько 20% енергії і має незначний період повернення інвестицій.

5. ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ В ПРОЦЕСІ ТРАНСПОРТУВАННІ ТА ВИКОРИСТАННІ ТЕПЛОТИ

Втрати теплоти мають місце не тільки в процесі його виробництва, але й під час його транспортуванні та використанні. Одним з напрямків вирішення проблеми є впровадження енергоощадних технологій та розвиток технологій нових ізоляційних матеріалів. Для зменшення теплових втрат використовується теплова ізоляція поверхонь за допомогою спеціальних енергозаощаджуючих матеріалів.

До енергозаощаджуючих матеріалів відносяться теплоізоляційні матеріали, застосування яких зменшує небажаний теплообмін з навколишнім середовищем будівель, технологічного обладнання, конструкцій, трубопроводів тощо. Ці матеріали створюють опір для теплового потоку, тому вони використовуються для зменшення втрат тепла, а також для запобігання втратам холоду з холодильних камер чи доступу до них тепла.

Основним стимулюючим фактором для встановлення ізоляції є економія грошей внаслідок зменшення втрат теплової енергії. Кількість та вартість втраченої енергії може суттєво вплинути на узагальнені економічні показники роботи підприємства.

Другим стимулюючим фактором є забезпечення нормальних умов для здійснення технологічного процесу виробництва:

- запобігання можливим хімічним, фізичним чи біологічним змінам у потоці рідин, газів чи парів;
- запобігання надмірному охолодженню трубопроводів і конструкцій або небажаному їх нагріванню сторонніми джерелами тепла;
- захист металоконструкцій від конденсації на їх поверхнях вологи, що може пришвидшити старіння матеріалів.

Третім стимулюючим фактором для застосування теплової ізоляції є потреба у забезпеченні необхідних екологічних умов праці обслуговуючого персоналу:

- зниження температури поверхонь технологічного обладнання до безпечних значень у разі контакту людини з цими поверхнями;
- забезпечення від загорання матеріалів чи конструкцій, що розташовані поряд з технологічним обладнанням - пожежна безпека;
- зменшення технологічного шуму тощо.

Крім вказаних факторів зменшення втрат теплової енергії заощаджує первинні енергоносії і, тим самим, сприяє зниженню вмісту CO₂ та інших шкідливих викидів в атмосфері.

У техніці теплоізоляційними матеріалами називають матеріали пористої будови, які характеризуються малим коефіцієнтом теплопровідності, а в умовах високих температур мають достатню вогнетривкість.

Теплоізоляційні матеріали працюють у широкому діапазоні температур від десятків градусів нижче нуля до близько 1000°C вище нуля.

Теплова ізоляція широкого вжитку виготовляється з пористих, коміркових чи волокнистих матеріалів, в товщі яких "полонене" повітря, га-

зи, чи створені вакуумні порожнини. Пористість матеріалів забезпечують їх низьку теплопровідність.

Ізоляція створює опір для потоку теплової енергії, яка може передаватися трьома способами: теплопровідністю, конвекцією та випромінюванням.

У розділі 2.2 наведено рівняння густини теплових потоків при різних процесах теплообміну. За цими рівняннями можна розраховувати теплові потоки з поверхонь будівель та теплоенергетичних установок. Очевидно, що за допомогою технічних засобів можна зменшувати або збільшувати густину теплових потоків.

5.1 Властивості теплоізоляційних матеріалів

Основною вимогою до теплоізоляційних матеріалів є низька їх теплопровідність. Однак для практичного застосування необхідно підбрати матеріали з врахуванням й інших властивостей.

1. Стійкість до екстремальних умов та температур у ході тривалого використання. Матеріал повинен залишитися не тільки структурно міцним, а й зберігати теплоізоляційні властивості, які залежать від стабільності замкнутої коміркової структури і вологостійкості. Допустима температура ізоляційного матеріалу повинна бути на 10% більшою від температури поверхні, що підлягає ізолюванню. Це є гарантією стабільності якості ізоляції та збереження її протягом проектного терміну експлуатації.

2. Фізична міцність матеріалу. Матеріал повинен бути достатньо міцним, щоб витримувати транспортування, складування, розвантажувально-навантажувальні операції, монтування на робочі поверхні без негативного впливу на початкові ізолюючі властивості.

3. Стійкість до механічних навантажень. Матеріал повинен витримувати певні навантаження стискання (наприклад, зусилля від драбини під час монтажу). Матеріал повинен бути стійким до вібрації, а також зберігати властивості за неодноразового розширення внаслідок нагрівання та звуження після охолодження. Це важливо й тому, що коефіцієнт розширення ізоляції може відрізнятись від коефіцієнта розширення оздоблювальних матеріалів.

4. Стійкість до проникнення водяної пари та водопоглинення. Вода збільшує теплопровідність ізоляції, знижуючи її ефективність. Збільшення вмісту водяної пари у теплоізоляції на декілька відсотків може збільшити коефіцієнт теплопровідності на 60%. Подібним впливам особливо піддаються волокнисті та пористі матеріали.

5. Корозійна стійкість. Корозія - це знищення матеріалів під впливом електрохімічних чи хімічних реакцій з оточуючим середовищем. Ізоляція повинна бути стійкою до хімічних сполук навколишнього середовища. Ізоляція, що містить розчинні сполуки особливо вразлива до корозії. Підтікання чи конденсація вологи може викликати послаблення.

6. Вага і товщина ізоляції. Велика маса ізоляції може обумовлювати необхідність встановлення додаткових підтримувальних конструкцій. Збі-

льшений об'єм матеріалу може суттєво зменшувати корисний простір приміщення.

7. Стійкість до шкідників та грибків. На харчових складах і фабриках ізоляція може бути пошкоджена грибками та гризунами. Варто обробити ізоляцію матеріалами, які погіршують абсорбційні властивості та передбачити захист від шкідників.

8. Аспекти охорони здоров'я та техніки безпеки:

– слід враховувати можливий шкідливий вплив на здоров'я, що виникає після встановлення ізоляції (особливо випаровування);

– треба враховувати вибухонебезпечні та пожежно-безпечні чинники; можуть бути небезпечними клеючі та в'язучі (розчини для закріплення ізоляції) матеріали;

– димоутворення під час горіння ізоляції може перешкоджати гасінню пожеж, особливо у житлових будинках, а також бути отруйним для персоналу.

Нижче наведено деякі дані про властивості та сфери застосування теплоізоляційних матеріалів [39].

Силікат кальцію. Використовується на технологічному високотемпературному обладнанні. Має високу міцність на стискання. Може використовуватися для ізоляції підземних тепломагістралей. Діапазон температур $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ - $+800\text{ }^{\circ}\text{C}$; товщина 25 - 100 мм; коефіцієнт теплопровідності $0,06\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$.

Піноскло. Використовується для ізоляції трубопроводів і устаткування у нафтохімічній, газовій та інших галузях промисловості. Цілком непроникний матеріал. Має високу міцність на стискання, може використовуватися для ізоляції основ резервуарів. Діапазон температур $-260\text{ }^{\circ}\text{C}$ - $+430\text{ }^{\circ}\text{C}$; товщина 40 - 130 мм; коефіцієнт теплопровідності $0,05\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$.

Пориста нітрильна гума. Гнучкий матеріал, який використовується як бар'єр для випарів. Може використовуватися у системах опалення та вентиляції. Діапазон температур $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ - $+116\text{ }^{\circ}\text{C}$; товщина 6 - 100 мм; коефіцієнт теплопровідності $0,036\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$.

Пористий пінополістирол. Використовується для створення інтегрального бар'єру із закритих пор, що перешкоджає проникненню парів. Застосовується у будівельних конструкціях та камерах для зберігання холоду. Діапазон температур $-180\text{ }^{\circ}\text{C}$ - $+75\text{ }^{\circ}\text{C}$; товщина 30 - 610 мм; коефіцієнт теплопровідності $0,06\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$.

Спінений поліетилен. Використовується у будівництві та для ізоляції труб. Стійкий до озону та таких матеріалів як вапно, цемент, паливна олива, бензин і т.п.

Діапазон температур -60 - $+105\text{ }^{\circ}\text{C}$; коефіцієнт теплопровідності $0,038\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$.

Скловата, мінеральна вата. Випускається у вигляді рулонів, пластин, сформованих секцій труб тощо. Використовується у системах опалення, вентиляції у промислових установках.

Діапазон температур -160 - $+230\text{ }^{\circ}\text{C}$; товщина 19 - 100 мм; коефіцієнт теплопровідності $0,034$ - $0,38\text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$.

Мікропориста ізоляція на основі діоксиду кремнію. Застосовується у високотемпературних умовах. Має низький коефіцієнт теплопровід-

ності.

Діапазон температур $-20 - +1050$ °С; товщина 3 - 75 мм; коефіцієнт теплопровідності 0,025 Вт/(мК).

Пінофенопласт. Забезпечує високу якість ізоляції при порівняно малих товщинах. Використовується у будівництві та в умовах обмеженого доступу. Має хороші протипожежні і димостійкі характеристики.

Діапазон температур $-185 - +120$ °С; мінімальна товщина 15 мм; коефіцієнт теплопровідності 0,02 Вт/(мК).

Пінополіуретан. Використовується для ізоляції порівняно низькотемпературних трубопроводів та конструкцій.

Діапазон температур $-20 - +100$ °С; товщина 9 - 38 мм; коефіцієнт теплопровідності 0,019- 0,026 Вт/(мК).

Жорсткий пінополікарбонат. Випускається у варіантах з високою щільністю. Використовується для ізоляції холодильних установок із середнім та високим навантаженням (низькотемпературні резервуари, холодильні склади та будівлі).

Діапазон температур $-185 - +110$ °С; мінімальна товщина 15мм; коефіцієнт теплопровідності 0,04 Вт/(мК).

Вермикуліт. Природний мінерал, хімічно та біологічно стійкий, екологічно чистий. Застосовується для виконання тепло- та звукоізоляційного тинькування, засипок для утеплення стін, горищ, підлоги.

Діапазон температур $-260 - +1100$ °С; коефіцієнт теплопровідності 0,04 - 0,05 Вт/(мК).

Базальтові волокна. Застосовуються для виготовлення теплозвукоізоляційних та фільтрувальних матеріалів, що застосовуються у промисловості, теплоенергетиці, сільському господарстві.

Діапазон температур $-260 - +700$ °С; товщина волокна 2 -3 мкм; коефіцієнт теплопровідності 0,04 Вт/(м.К).

Базальтові шнури. Найбільш жаростійкий матеріал. Використовується для теплоізоляції трубопроводів у енергетичній, хімічній промисловості та у будівництві.

Діапазон температур $- 260 - +700$ °С; товщина 10 - 30 мм; коефіцієнт теплопровідності 0,055 Вт/(мК).

Базальтовий теплоізоляційний картон. Використовується як жаростійка ізоляція у промисловому та цивільному будівництві. Нетоксичний, негорючий матеріал з малою густиною, не більше 90 кг/м³.

Діапазон температур $-260 - +700$ °С; товщина 5-10 мм; коефіцієнт теплопровідності 0,04 Вт/(мК).

Плити базальтові. Для ізоляції холодних і гарячих поверхонь. Діапазон температур $-260 - +700$ °С; товщина 14-19 мм; коефіцієнт теплопровідності 0,046 Вт/(мК) [27].

Thermal-Coat – призначений для отримання ізоляційного покриття стін, стель і дахів будівель, трубопроводів, парових трубопроводів, повітропроводів, холодопроводів та ін. Матеріал експлуатується за температур від -45 °С до 260 °С. Thermal-Coat – це мікроскопічні, пустотілі керамічні заповнені повітрям силіконові кульки, які знаходяться у зваженому стані у рідкій композиції, що складається з синтетичного каучуку, акрилових полімерів і неорганічних пігментів. Ця комбінація робить матеріал легким та

гнучким. За даними виробників теплоізоляція з цього матеріалу товщиною 4 мм замінює 40 мм пінополіуретану, 60 мм мінеральної вати чи 250 мм пінобетону.

Склопакети використовують для виготовлення вікон з підвищеним термічним опором. Вікна з трикамерним профілем мають коефіцієнт теплопередачі 1,6-1,7 Вт/(м²К). У вікон зі склопакета із спеціальним покриттям і п'ятикамерним профілем коефіцієнт теплопередачі - 1,0-1,1Вт/(м² К)

5.2 Досвід застосування ізоляції

Оснащення теплоізоляцією теплопроводів чи проводів холоду слід передбачати заздалегідь, ще на стадії проектування. Ефективність встановлення ізоляції на діючому обладнанні знижується внаслідок відсутності вільного місця для ізоляції, відсутності необхідного пристосування для закріплення ізоляції тощо.

На які поверхні слід накладати ізоляцію? Досвід свідчить, що завжди необхідно ізолювати поверхні з температурою понад 60°C, більшість поверхонь з температурою понад 50°C, а на підставі техніко-економічних обґрунтувань може виявитися доцільним ізолювати гарячі поверхні з нижчою температурою.

Ізолювати необхідно трубопроводи охолодженої води, а також ті, що забезпечують системи охолодження для запобігання підігріванню трубопроводів і конденсації вологи на трубах.

Особливості застосування і монтажу ізоляції. Дотримання умов і вимог щодо застосування ізоляції є таким же важливим чинником, як і її підбір за теплоізоляційними властивостями. Неправильне застосування, як правило, знижує ефективність теплоізоляції.

Необхідно враховувати таке:

- теплоізоляція повинна бути забезпечена від ушкодження механічними навантаженнями та від атмосферних впливів. Волога ізоляція перестає бути ізоляцією;

- вибір типу ізоляції необхідно узгоджувати з умовами її експлуатації;

- теплоізоляція має бути оздоблена і мати естетичний вигляд. Оздоблення ізоляції обмазками слугує додатковим засобом її ущільнення та захисту від проникнення вологи чи шкідливих випарів;

- теплоізолювати необхідно усі елементи гарячої поверхні;

- для полегшення доступу до регульовальних пристроїв необхідно використовувати профільні знімні теплоізолюючі кожухи;

- в ході накладання теплоізоляції не допускається залишення відкритих стиків. Необхідно застосовувати багатошарову ізоляцію для перекривання стиків;

- варто звести до мінімуму втрати тепла теплопровідністю також й через опорні чи підтримувані конструкції. Необхідно розглянути варіант використання ізолюваних кронштейнів для труб та ізолюваних труб;

- здійснювати контроль за станом ізоляції протягом терміну її експлуатації;

- у разі складування ізоляції на об'єкті перед її встановленням необхідно створити сприятливі умови збереження, щоб не допустити механічних ушкоджень та впливу погодних умов;

- з метою врахування аспектів охорони здоров'я працівників монтаж ізоляції здійснюють з дотриманням положень інструкції заводу-виготовлювача;

- у ході монтажу слід дотримуватися правил безпеки праці, оскільки окремі типи ізоляції можуть викликати подразнення шкіри чи шкодити органам дихання та зору тому треба застосовувати захисні рукавички та окуляри;

- у ході нанесення піни чи оздоблювальних покриттів на місці праці можуть з'являтися хімічні випари, тому персонал необхідно оснастити засобами захисту органів дихання (респіраторами).

7.3 Оздоблювальні та облицювальні матеріали

Оздоблювальні покриття наносяться на ізоляцію для закріплення, підтримки і захисту від атмосферних впливів. Вибір оздоблювального покриття залежить від таких умов:

- виду ізоляції, на яку наносять покриття; покриття повинно забезпечити достатній механічний захист ізоляції; покриття повинно бути сумісне з основою умов, від яких здійснюється захист;

- погодні умови; хімічно активне середовище; граничні температури.

До в'язучих і оздоблювальних матеріалів відносяться суміші на основі глини, цементні розчини, гіпсові розчини (застосовуються за температур до 50°C, мастики і інші рідкі покриття. В'язучі матеріали використовуються для закріплення та ущільнення ізоляційних покриттів, а також для компенсації впливів від температурних деформацій.

Текстильні матеріали з бавовняної тканини (легкий брезент, стрічки, важкі тканинні покриття) наносяться поверх клейкого матеріалу і закріплюються металевими смужками. Матеріал покривається стійкими до загнивання речовинами або шаром скловолокна.

Для покриття та оздоблення використовують також пластикові матеріали, які закріплюються або клейкими розчинами, або спеціально передбаченими конструкціями.

Алюмінієва фольга для оздоблення ізоляційних матеріалів часто наноситься ще у процесі виготовлення. Тоді додаткового оброблення не передбачається, а закріплення здійснюється спеціальними фасонними виступами.

Металеve покриття у вигляді листового матеріалу для внутрішнього оздоблення використовують у разі небезпеки механічного пошкодження ізоляції, а також від проникнення рідин. Використовуються сталеві листи у разі, якщо вони покриті захисним шаром від корозії), алюмінієві листи (там, де відсутні механічні навантаження) тощо.

Для зовнішнього оздоблення застосовують такі ж матеріали, як для внутрішнього оздоблення: твердіючі суміші, цементні суміші, текстильні матеріали, листові полімерні матеріали, металеві листи. Загальною вимогою до цих покриттів є вимога щодо надійної герметизації ізоляції і захист від атмосферних впливів. На цементні покриття необхідно наносити водовідштовхувальні плівки, оскільки цемент гігроскопічний. Текстильні ма-

теріали покривають шаром фарби. У разі використання листових пластикових чи металевих захисних покриттів необхідно надійно забезпечити стикування та закріплення, щоб запобігти звиванню покриття вітром і потраплянню під нього вологи. Металеві покриття необхідно захистити від корозії. Для цього метал фарбують або використовують сталеві листи з нанесеним пластмасовим шаром. Мінеральна вата має нанесену алюмінієву плівку, яка має самоклеючу герметичну плівку.

Усі зовнішні покриття необхідно періодично перевіряти і ремонтувати: закрити пошкоджені місця, додатково пофарбувати, герметизувати стики тощо.

5.3 Ізолювання трубопроводів

Трубопроводами передається споживачам гаряча вода або пара. Можливе передавання трубопроводами інших речовин, які також перебувають у нагрітому стані.

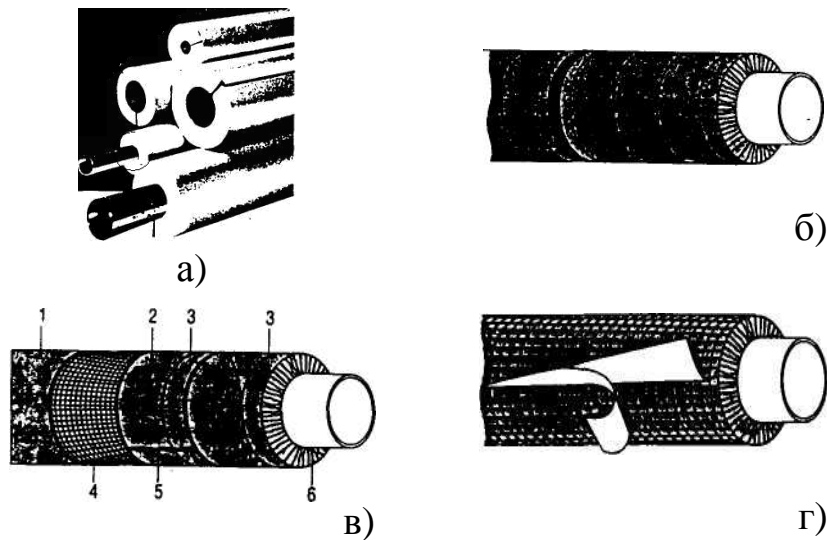
Система паропроводів як правило має багато відгалужень як у промислових умовах, так і в умовах тепlopостачання, де бойлерні розташовані на великій відстані від центральних котелень. Переважно паропроводи проходять ззовні приміщень по естакадах чи на опорах, а також під землею у спеціальних каналах.

Ізолювання труб є найбільш поширеним застосуванням ізоляції у промисловості. Для низькотемпературних трубопроводів (до 100°C) застосовують попередньо ізольовані труби [39]. Для заданого виду ізоляції існує розрахункова економічна товщина. Тому на заводах виготовляють попередньо сформовані секції ізоляції, що полегшує виконання монтажних робіт. Випускаються також сформовані секції ізоляції для криволінійних ділянок трубопроводів. На рисунку 5.3 показано варіанти ізоляції для трубопроводів:

- наперед сформовані секції з пінополіуретану;
- ізолювання смуговими матами з закріпленням на трубі дротовою обв'язкою;
- ізолювання теплоізоляційним матеріалом з наступним захистом його від вологи шаром руберойду, покритого технічною тканиною, оздобленого обмазкою і пофарбованого;
- теплоізоляція, облицьована алюмінієвою плівкою з самоклеючою крайкою.

Важливо звернути увагу на ізолювання фланців і вентилів. Близько 20% від сумарних втрат тепла складають втрати на неізольованих вентилях і фланцях. На фланці втрачається стільки тепла, як і з 0,5 м неізольованої труби, а на вентилі - стільки, як з одного метра неізольованої труби.

Неізольовані фланці гарячих трубопроводів зазнають певних температурних напружень, що може спричинити погіршення ущільнень і появу підтікання теплоносія. Ізолювання фланців знижує імовірність появи витоків.



а - оболонки для труб з поліуретану; б - смугова мата, закріплена дротом до обігрівальної труби; в - ізоляція личкуванням без спеціальної оболонки: 1- пофарбована оболонка; 2- руберойд; 3 - обв'язка; 4- технічна тканина на клею; 5- край руберойда; 6- смугова мата; г - ізоляція з личкуванням алюмінієвою плівкою з самоклеючою крайкою

Рисунок 5.1 – Ізоляційні конструкції трубопроводів

На рисунку 5.2 показано типовий спосіб ізолювання фланця. Для типових розмірів деталей фланців та вентилів можливі стандартні теплоізоляційні сорочки, які легко накладаються та знімаються з цього обладнання. У теплоізоляції фланців передбачають дренажний отвір, що з одного боку, дасть змогу виявити можливе витікання рідини, а з другого - забезпечить теплоізоляцію від зволоження.

Втрата тепла в трубопроводах можлива також через опорні конструкції - кріпильні болти, хомути тощо. Тому необхідно передбачати ізолювання й цих монтажних деталей. Суть методу ізолювання полягає у використанні теплоізоляційних підкладок (ізоляційних кілець) під елементи кріплення. Очевидно, що ці прокладки повинні мати достатню міцність проти деформації стисканням.

Для утримання ізоляції на вертикальних та похилих ділянках треба передбачувати опорні кронштейни, стержні, прутки, кутники, які приварюють до труби.

За умови, якщо товщина ізоляції перевищує 65 мм, її виконують багат шаровою. У такому разі місця стикування шарів повинні бути зміщені один відносно одного. Через певні інтервали передбачають температурні компенсаційні шви, щоб забезпечити роботу ізоляції у широкому діапазоні робочих температур.

Вибір теплоізоляції для трубопроводів. Збільшення товщини шару ізоляції на плоскій стінці зменшує її теплопровідність. Накладення теплоізоляції на циліндричну поверхню також зменшує її теплопровідність, але при цьому зростає тепловіддача, оскільки збільшується площа поверхні [1,12]. В деяких випадках може виникнути парадоксальна ситуація, коли нанесення теплоізоляції може призводити до зворотного ефекту – збільшення теплового потоку з поверхні трубопроводу і відповідно до збіль-

шення теплових втрат. Виявляється, що теплоізоляція на трубах ефективно працює в тому випадку, коли її зовнішній діаметр більше критичного

$$d_{kp} = \frac{2\lambda_{iz}}{\alpha_2},$$

де λ_{iz} - коефіцієнт теплопровідності теплоізоляції; α_2 - коефіцієнт тепловіддачі з поверхні теплоізоляції.

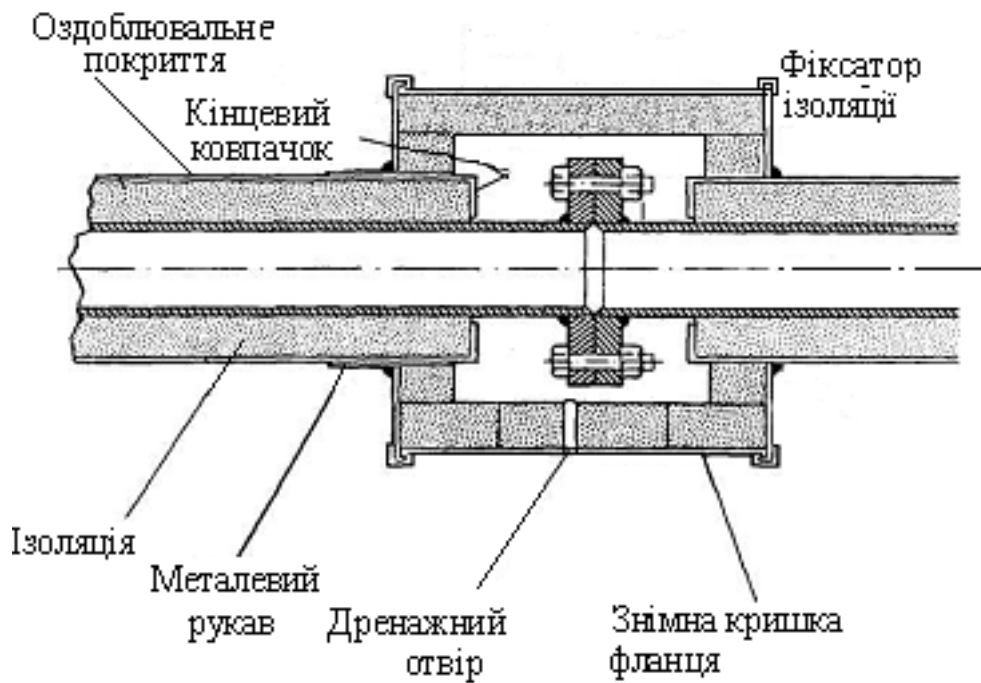


Рисунок 5.2 - Типовий спосіб ізолювання фланця камері з тепловим насосом

Збільшення товщини ізоляції до критичного діаметра збільшує втрати тепла за рахунок збільшення поверхні тепловіддачі (рис.5.5). Збільшення товщини ізоляції поза критичним діаметром знижує теплопередачу за рахунок зниження теплопровідності.

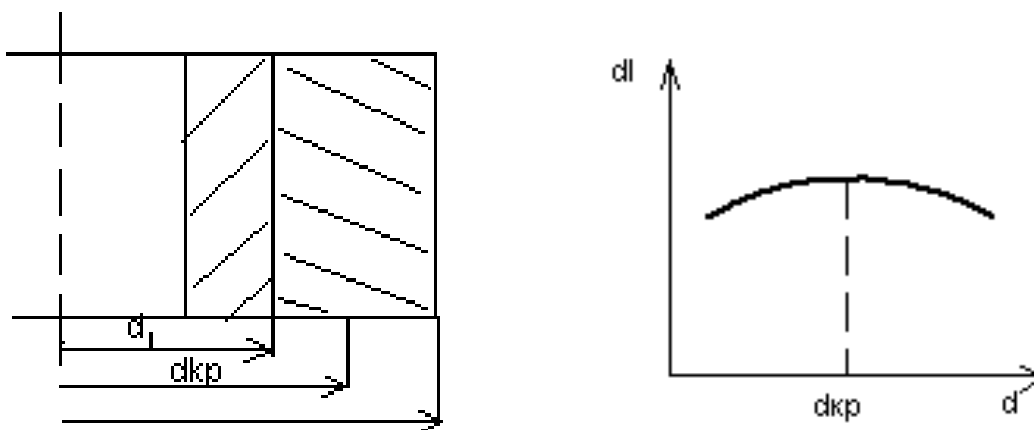


Рисунок 5.3 - Критична товщина ізоляції

5.4 Теплоізоляція будівель

Більшість будівель, виробничих та складських приміщень побудовані задовго до енергетичної кризи і тому теплоізоляційні їх характеристики далекі від необхідних за сьгоднішніми вимогами. Підвищення теплозахисних властивостей огорожуючих конструкцій будівель є основним напрямком енергозаощадження. Ця проблема повинна вирішуватись комплексно – шляхом впровадження сучасних технічних та конструктивних рішень теплозахисту будівель під час будівництва чи ремонту, впровадженням енергозаощаджуючого теплопостачання. Важливим є запуск у виробництво будівельних панелей з вищою теплостійкістю. Налагодження виробництва та використання нових будівель з вищою теплоізоляцією дає можливість зменшити потреби тепла на 30-40%. Важливим при цьому є випуск якісних ізоляційних матеріалів.

Нові норми термічних опорів стін будинків, які введені у 1995 році, передбачають збільшення термічного опору у 2-2,5 рази. Раніше вважалося, що товщина цегляної стіни 51 см або бетонна стіна товщиною 35 см нормально забезпечують тепловий захист. За новими нормами з використанням тих самих матеріалів необхідно збільшити товщину стін у 2,5 раз, що не цілком доцільно. Тому єдиним виходом є застосування теплоізоляційних матеріалів, які можна наносити на існуючі конструкції і використовувати при будівництві нових. Стіни будівель та їх дахи, а також теплотраси, по яким подається гаряча вода, ізолюють нанесенням шару теплоізоляційного матеріалу. Для утеплення теплотрас використовують новітні технології, що дають змогу значно знизити втрати теплоти при транспортуванні. Для низькотемпературних трубопроводів (до 100°C) застосовують попередньо ізольовані труби з пінополіуретановим покриттям.

Теплова ізоляція стін Нанесенням шару теплоізоляційного матеріалу на стіни будівель зменшує теплові втрати (рис.5.4). Для теплоізоляції використовують найчастіше мінеральну вату у вигляді облицювальних плит, а також полімерні матеріали, наприклад, піностирол, пінополіуретан тощо. Різні фірми мають власну розроблену технологію нанесення, закріплення та оздоблення ізоляційних покриттів. Важливо забезпечити добре утримання теплоізоляції разом з покриттям на стіні, для чого використовують клеї, тинькові розчини, армувальні сітки тощо.

На рисунку 5.5 показані порівняльні товщини різних теплоізоляційних матеріалів для отримання однакового ступеня термоізоляції. Серед наведених матеріалів найкращі ізоляційні властивості мають поліуретан, піностирол, пінистий ПХВ.

Дахи будівель ізолюють насипним керамічним утеплювачем (керамзит шаром до 250 мм), або листовим покриттям з мінеральної вати.

Для запобігання витратам тепла через вікна зараз широко використовуються склопакети. Віконні системи на основі склопакетів розподіляються на три групи: пластикові, алюмінієві та дерев'яні. Віконні системи на основі полівінілхлоридних профілів можуть формуватися з використанням теплоізоляційних матеріалів та армуватися металом для посилення

несучих властивостей більших поверхонь. В алюмінієвих віконних системах для підвищення теплоізоляції використовують теплоізолюючі матеріали. Вікна з алюмінієвим профілем, враховуючи їх міцність та хімічну стійкість найкраще використовувати у промислових та адміністративних будівлях.

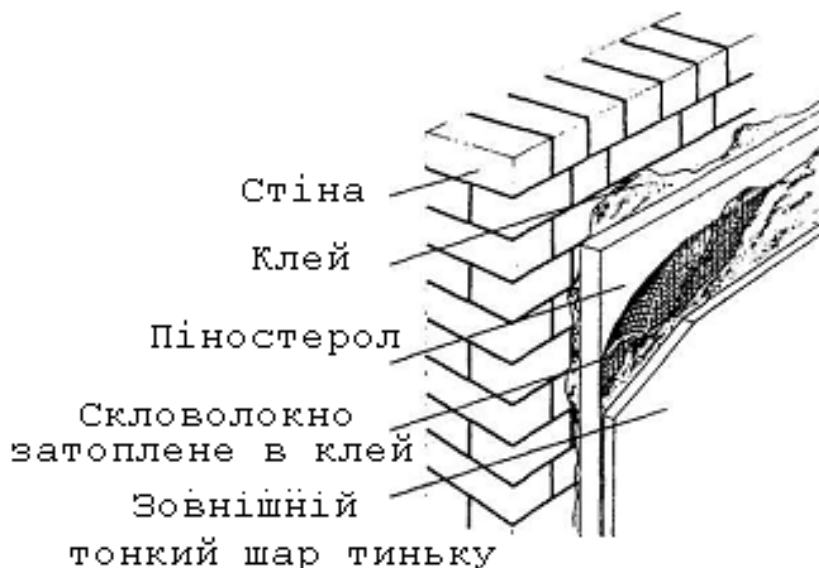


Рисунок 5.4 - Теплова ізоляція стін

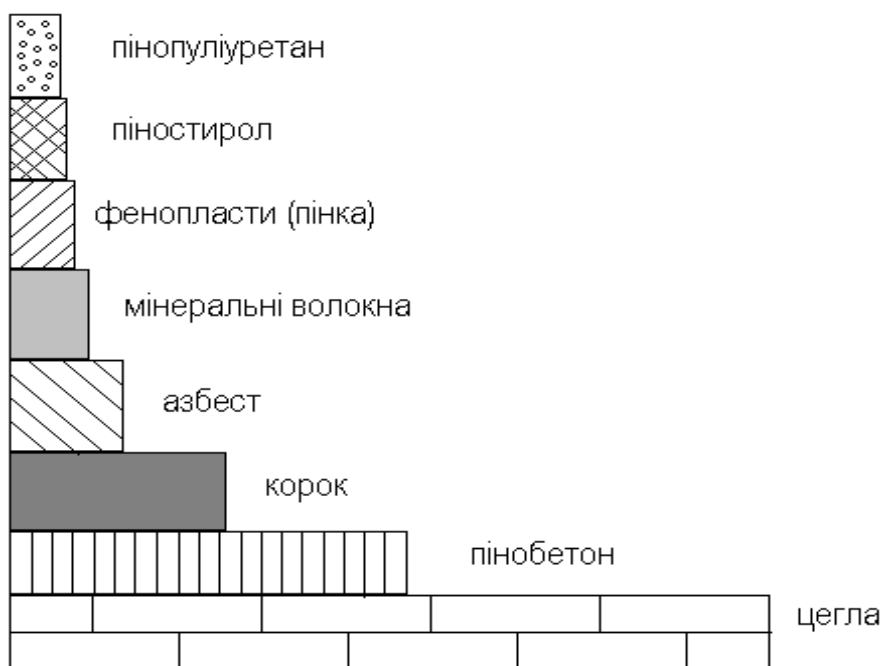


Рисунок 5.5 - Товщина теплоізоляційних матеріалів, які забезпечують однаковий ступінь теплової ізоляції [27]

Використання дерев'яних рам разом із склопакетами за умови використання якісної деревини з подальшою їх якісною обробкою дає змогу отримати високі показники теплового захисту.

Для підвищення теплоізоляційних властивостей вікон на них доцільно

наносити теплозахисний шар покриття - «low-E». Такі плівки на основі конструкцій багат шарового полістиролового покриття можуть селективно відбивати тепло та пропускати світло.

Зниження втрат теплоти при опаленні будівель та виробничих приміщень передбачає, перш за все, забезпечення ефективними системами опалення. На фоні подорожчання енергоносіїв та значних капіталовкладень в системи опалення гостро постає питання про енергоощадливість опалювальних систем. Одним з видів енергоощадливих систем опалення може стати система інфрачервоного обігрівання¹ для опалення високих громадських, промислових та складських споруд[41;42]. Прогрівання повітря за допомогою традиційних конвективних систем значно підвищує тепловтрати в верхніх зонах приміщень, а часто-густо, взагалі не може бути реалізованим через необхідність прогрівання дуже великих об'ємів повітря. Додатково при потребі інфрачервоним опаленням можна досягти ефекту зонального обігрівання, тобто обігрівання локальних ділянок приміщень до необхідної температури з мінімальними енергозатратами та без необхідності в повному опаленні приміщення.

Економічний ефект будь-якої опалювальної системи визначається, перш за все, об'ємом капіталовкладень на спорудження системи та експлуатаційні витрати на її обслуговування. Обираючи опалювальну систему, необхідно врахувати одночасно декілька факторів. Так, наприклад, чим вище і більше за площею приміщення, тим менш ефективно використання парової або пароводяної системи. В обох випадках відбувається конвективне обігрівання, за якого нагрівається дуже великий об'єм повітря. При цьому від опалювальних приладів нагріте повітря піднімається спершу вгору до стелі, а нагрівання нижньої зони приміщення відбувається впродовж тривалого часу. Якщо в приміщенні відсутня надійна ізоляція зверху і з боку, тоді в холодну погоду відбувається значна втрата тепла назовні. У випадку використанні системи інфрачервоного опалення, коли випромінювання спрямоване зверху до низу, зазначені недоліки усуваються.

Промєневе опалення є двох типів – низькотемпературне та високотемпературне. За низькотемпературного промєневого опалення використовують великі панелі, поверхня яких нагрівається до невисоких температур (не більше) 50 °С, що забезпечує м'яке теплове інфрачервоне (ІЧ) випромінювання в біорезонансному діапазоні довжин хвиль (9,2-9,4 мкм), що за

¹ Інфрачервоне випромінювання - це електромагнітне випромінювання, яке займає спектральну область між червоним кінцем видимого діапазону та короткохвильовим випромінюванням з довжиною хвилі 1-2мм. Нагріті тверді тіла випромінюють неперервний спектр інфрачервоних хвиль, кожне нагріте тіло випромінює в дуже широкому діапазоні інфрачервоного спектру. За низьких температур (нижче 800К) випромінювання твердого тіла повністю знаходиться в інфрачервоному діапазоні і таке тіло візуально видається темним. У випадку підвищення температури нагрівання доля видимого діапазону випромінювання в спектрі виростає, тіло спочатку здається темно-червоним, потім червоним, жовтим і нарешті при температурах вищих за 5000К - білим. При цьому з ростом температури зростає енергія випромінювання як видимого спектру, так і інфрачервоного.

фізіологічною дією на організм людини відповідає лікувальній дії селянської печі, або теплого піску на пляжі. Таке ІЧ-випромінювання, будучи близьким до ІЧ-випромінювання тіла людини, проникає через одяг і гріє безпосередньо тіло людини, створюючи виключний комфорт.

У випадку високотемпературного променевого опалення спеціальні пальники (газові або електричні) генерують і спрямовують ІЧ-випромінювання в зону обігрівання. Воно потрапляє на огорожувальні конструкції, обладнання, людей та тварин, що знаходяться в зоні опромінення, поглинається ними і нагріває їх. Потік випромінювання поглинається поверхнею відкритих ділянок шкіри людини та одягом, створює тепловий комфорт без підвищення температури навколишнього повітря. Повітря, яке практично є прозорим для інфрачервоного випромінювання, нагрівається за рахунок тепловіддачі від конструкцій і предметів, що нагріваються безпосередньо ІЧ-випромінюванням.

У разі використання інфрачервоного опалення економічність підвищується від того, що температура повітря в цьому випадку може бути на декілька градусів нижчою, ніж при інших видах опалення, через те, що прямий вплив випромінювання на людей сприяє створенню необхідного фізіологічної теплової рівноваги організму. Якщо у разі використання традиційних видів опалення умови комфорту утворюються за температури повітря приміщення 20-22 °С, то у разі інфрачервоного опалення вони відповідають температурі 12-15 °С.

Суттєвий вплив на ефективність систем опалення має також і характер теплообміну в опалювальному приміщенні. Як відомо багатократний обмін повітря відбувається в значних за площею приміщеннях з великою кількістю людей або в цехах підприємств, з яких потрібно видаляти гази, пари, пил і т.і. При використанні традиційних систем опалення в таких приміщеннях з посиленою вентиляцією неминучі великі втрати тепла, а при використанні системи інфрачервоного опалення дія вентиляції на тепловий баланс приміщення стає мінімальною.

Суттєвим фактором в економічній доцільності використання систем інфрачервоного опалення є тривалість експлуатації систем опалення. У зв'язку з тим, що система дає змогу отримати потрібний ефект в найкоротший час, витрати на її експлуатацію будуть особливо незначними в приміщеннях, що використовуються на протязі невеликого відрізка часу, - залах спорту, спортзалах, конференц-залах, закритих манежах, кінотеатрах і т.д.

Дуже ефективним є використання таких систем опалення в перехідний період восени та навесні. Це дає можливість збільшити термін роботи літніх об'єктів громадського харчування, читальних залів, гральних майданчиків напіввідкритого типу і тощо.

Початкові втрати на придбання і монтаж системи інфрачервоного опалення значно нижчі, ніж системи центрального опалення, якщо врахувати високу вартість спорудження котельні. Експлуатаційні витрати також невеликі порівняно з традиційними системами опалення.

Під час вибору системи опалення необхідно мати на увазі, що променеве опалення більш економічне, ніж інші види опалення в таких випадках:

- коли необхідно обігріти великої площі і висоти приміщення (виро-

бничі цехи, склади, ангари і т.д.)

- коли нагрівання повітря неможливе, або нагрівати його нема необхідності (робочі місця на відкритих майданчиках, відкриті тераси, трибуни стадіонів, міські базари і т.д.);

- коли необхідне короткочасне обігрівання (кінотеатри літнього зра-ка і т.д.);

- в тих географічних широтах, де опалювальний період триває 2-3 місяці.

Головна перевага інфрачервоних обігрівачів якраз заснована на принципі прямого передавання енергії випромінювання безпосередньо всім фізичним предметам, що розміщені в зоні дії приладу. При передачі тепла за допомогою електромагнітного випромінювання немає необхідності у проміжному носії тепла – повітрі. Тому відповідно витрати на опалення для досягнення необхідного балансу тепла мінімальні.

Інфрачервоні обігрівачі не викликають протягів та конвективного руху повітря, що забезпечує додатковий комфорт, дають змогу знизити на 2-3 градуси розрахунково необхідну температуру.

Зниження температури в приміщенні за помірного та рівномірного інфрачервоного опалення та вплив променевої складової сприяє доброму самопочуттю людини, а рівномірна температура по горизонталі та вертикалі є характерним фактором, з точки зору техніко-економічної властивості, систем такого роду.

Системи інфрачервоного опалення працюють фактично безшумно, встановлюються на стелях чи кутах між стелею та стінами, що підвищує універсальність приміщень, а завдяки тому, що обігрівачі мають сучасний вигляд, естетика приміщень нічого не втрачає.

Інфрачервоні обігрівачі можуть забезпечити обігрівання лише в тих зонах, де це необхідно, тобто опалювати локальні ділянки до потрібної температури в залежності від технологічних вимог.

Головною принциповою особливістю променевого (радіаційного) високотемпературного опалення великих виробничих будівель є механізм формування температури у приміщенні. Всі без винятку конвективні системи (повітряні, радіаторні, конвекторні та інші) формують температурні умови у приміщенні шляхом нагрівання повітря приміщення до нормативної температури (18...22°C). У невеликих приміщеннях, таких як квартири житлового будинку або приміщення службового типу, такий механізм формування температурних умов не призводить до перевитрат теплової енергії на підтримання комфортних параметрів температури у приміщенні, тому конвективні системи є цілком прийнятними для опалення таких приміщень. Зовсім іншу картину маємо у випадку опаленні конвективними системами великих приміщень з висотою понад 5 м. У таких приміщеннях тепле повітря від генераторів теплоти системи конвективного опалення піднімається у верхню зону приміщення, створює там теплову подушку, яка перегріває верхню зону і значно підвищує тепловтрати через будівельні конструкції верхньої зони і з вентиляційним повітрям. Як показали дослідження, різниця температури в робочій верхній зоні великих приміщень при їх конвективному опаленні досягає 15...20°C, а тепловтрати приміщення при цьому збільшуються майже у двічі порівняно з тепло-

втратами за рівномірного розподілу температури по висоті приміщення. У випадку променевого опалення великих будівель механізм формування температурних умов у приміщенні принципово відрізняється від механізму формування температурних умов при конвективному опаленні: променева енергія від генераторів теплоти, розміщених у верхній зоні приміщення, нагріває будівельні конструкції і обладнання у робочій зоні, а повітря приміщення нагрівається від нагрітих променевим теплом поверхонь будівельних конструкцій і обладнання. Такий механізм формування температурних умов у приміщенні аналогічний механізму формування температурних умов у природному середовищі, коли людина у сонячну погоду відчуває себе комфортно і в холодний день при температурі повітря 15...16°C. Принциповою ознакою температурної ситуації у приміщенні при радіаційному опаленні є наступне: середня радіаційна температура у робочій зоні приміщення завжди вища за середню температуру повітря у цій зоні; температура підлоги вища за температуру на рівні голови людини.

На рисунку 5.6 зображено узагальнені експериментальні дані, які характеризують розподіл температури повітря у разі радіаційного та конвективного опалення по висоті виробничого приміщення. Температурний профіль при променевій системі майже прямолінійний, що свідчить про майже рівномірний розподіл температури повітря по висоті приміщення. При цьому підлога приміщення тепла, її середня температура 24°C, середня температура повітря робочої зони 20°C, температура верхньої зони - 24°C. Температурний профіль повітряної системи опалення має криволінійну форму і свідчить, що температура підлоги при повітряному опаленні підтримується на рівні 15°C (холодна підлога), середня температура повітря у робочій зоні 24°C, а у верхній зоні приміщення - приблизно 30°C. Особливості механізму формування температурної ситуації при радіаційному опаленні великих виробничих приміщень забезпечують основні санітарно-гігієнічні та техніко-економічні переваги радіаційного опалення.

Основною санітарно-гігієнічною перевагою радіаційного опалення, як уже відмічалось, є можливість підтримувати у приміщенні комфортні температурні умови при нижчій на 4..6°C, порівняно з конвективним опаленням, температурі повітря. При цьому конвективна тепловіддача людини більш інтенсивна, ніж тепловіддача випромінюванням, що сприятливим у фізіологічному відношенні і відповідає структурі тепловіддачі людини в природних умовах.

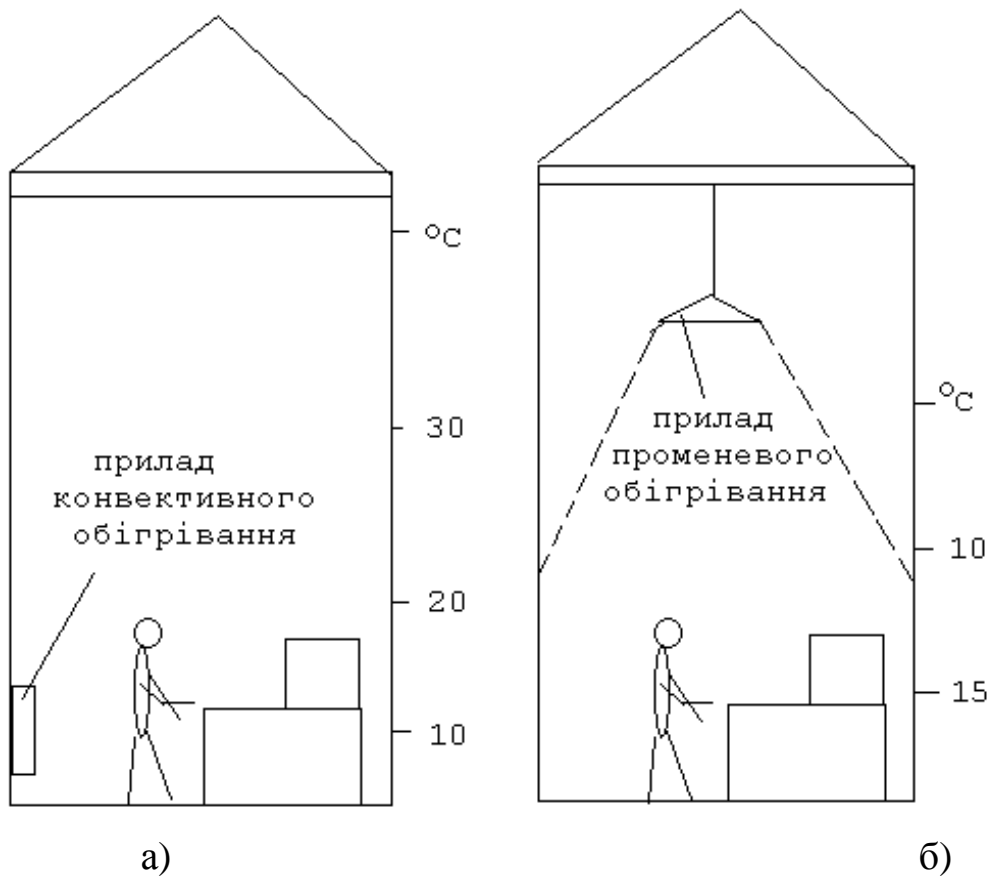


Рисунок 5.6 - Способи обігрівання приміщень

Крім того, у випадку радіаційного опалення не переноситься пил по площі приміщення, аерохімічний та аеробіологічний режими повітря у приміщенні значно кращі, ніж при конвективному опаленні, а помірні дози теплового опромінювання позитивно впливають на стан людини.

Заходи з утеплення та застосування ефективних опалювальних приладів дають можливість зекономити близько 30-40% палива, що спалюється для компенсації теплових втрат.

6. ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ МЕРЕЖ

Україна володіє розгалуженою мережею газопроводів. Транспортування газу трубопроводами відбувається за рахунок перепаду тиску. Для підвищення тиску газу витрачається величезна за обсягом енергія, яка лиш частково використовується на транспортування газу до споживача. Значна частина цієї енергії безповоротно втрачається при кінцевому споживанні [43,44].

Про значні втрати цієї енергії можна судити хоча б з тих обсягів газу, які споживаються в Україні за рік - це близько 75 млрд. м³. Цей газ в процесі транспортування стискають до тиску 3...7МПа, а для споживання тиск газу зменшують до 0.1 МПа. Очевидно, що при цьому втрачається значний потенціал пружної енергії природного газу, яким слід користатися.

При видобутку, транспортуванні, розподілі і переробці природного газу, зниження його тиску до необхідної величини, в основному, проводиться шляхом дроселювання за допомогою клапанних регуляторів тиску прямої дії.

Як відомо, в газовій галузі до систем зниження тиску газу відносяться:

- промислові газорегулюючі станції (ПГРС);
- газорозподільні станції (ГРС) до трьох ступенів зниження тиску газу, включаючи ГРС приготування паливного газу для газотурбінних і поршневих компресорних станцій (ГРС КС);
- великі газорегулюючі пункти (ВРП), які приймають газ з декількох магістральних газопроводів МГ;
- газорозподільні пункти (ГРП), які забезпечують подавання газу безпосередньо споживачам (теплоелектроцентралі, газопереробні заводи, виробничі підприємства, населення).

Ідея використання (утилізації) практично дармової енергії тиску газу не є новою, а сама проблема є актуальною в цілому світі і особливо актуальною для України.

Альтернативою клапанним дроселюючим системам зниження тиску газу сьогодні є утилізаційні системи, які базуються в основному на турбодетандерних електро-генераторних установках і агрегатах (ТДУ і ТДА), які забезпечують одночасно з основною функцією - зниження і регулювання тиску газу при його адіабатному розширенні в турбіні, одержання механічної роботи на валу турбіни з перетворенням її в електроенергію, а також низькотемпературного холоду, який можна використовувати в системах охолодження газу, що транспортується, для підвищення пропускних можливостей газопроводу і в системах кріогенного розділення продуктів природного газу. Розробленням і виробництвом ТДА і ТДУ в широкому діапазоні потужностей від кількох десятків кВт до кількох МВт на теперішній час займається достатньо багато фірм в різних країнах, в тому числі, і великі багатопрофільні. Але широкомасштабного впровадження ТДА і ТДУ в системах газорегулювання і розподілу з практично повним витіс-

ненням дроселюючих систем, як цього можна було очікувати, поки що не відбувається. Відставання в цьому напрямі спостерігається в Україні (є одиничні впровадження турбодетандерних систем на базі вітчизняного виробництва). Разом з тим в Україні є велика кількість ГРС та ГРП, які характеризуються великим розмаїттям витрат та перепадів тиску газу, втраченої енергії на яких оцінюються близько 10^8 кВт·г/рік.

Першочергова потреба в утилізаційних турбодетандерних установках (з утилізаторами холоду) становить: потужністю до 0,1 мВт - 2000 шт.; потужністю 1,0 мВт - 30 шт.; потужністю 2,0 мВт - 14 шт.; потужністю 6,0 мВт - 42 шт. Сумарна потужність утилізаційних турбодетандерних, потрібних до впровадження, установок може скласти до 300 мВт [45].

6.1 Особливості впровадження та експлуатації ТДУ

Як було згадано вище, ідея використання практично дармової енергії тиску газу для одержання електроенергії відома давно, але її реалізації є обмеженою, що пов'язано з рядом проблем. Однією з таких проблем є значне пониження температури природного газу після його проходження через турбодетандер. Зниження температури газу обумовлено зменшенням його внутрішньої енергії при виконанні механічної роботи. Пониження температури природного газу спричиняє виділення гідратів у вигляді твердої фази, сприяєзовнішньому і внутрішньому обмерзанню труб і арматури, що затрудняє експлуатацію газопроводів[46]. Тому при використанні ТДУ для усунення цієї проблеми необхідне підігрівання газу. Але з точки зору першого закону термодинаміки при адіабатному розширенні газу робота, яку можна одержати при розширенні газу дорівнює кількості теплоти, яку необхідно затратити для відновлення температури цього газу. Для підтвердження цього нижче наведені розрахунки перетворення пружної енергії в роботу в процесі розширення 1 кг/с (близько 5 тис. м³ за год.) природного газу, який виконано на основі термодинамічного аналізу адіабатного процесу. Вихідні дані були вибрані наступні: початковий тиск природного газу $P_1 = 5$ МПа, кінцевий тиск $P_2 = 0.3$ МПа, початкова температура $T_1 = 293$ К (20 °С),

Спочатку визначимо температуру, яку буде мати природний газ при адіабатному розширенні у турбодетандері (ТД). Для цього використаємо співвідношення параметрів газу у адіабатному процесі:

$$T_2 = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} = \left(\frac{1.5}{0.3} \right)^{\frac{1.3-1}{1.3}} = 151\text{К}, \quad (6.1)$$

де $k = 1,31$ – показник адіабати для багатоатомних газів.

Теоретично можлива робота адіабатного розширення 1 кг газу становить:

$$l = R \cdot \frac{T_1}{(k-1)} \cdot \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] = 520 \cdot \frac{293}{1.3-1} \cdot \left[1 - \left(\frac{0.3}{5} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] = 238.7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad (6.2)$$

де $R = 520 \text{ Дж}/(\text{кг К})$ – питома газова стала;

Кількість теплоти, яка необхідна для відновлення початкової температури газу визначимо з рівняння:

$$Q = m \cdot C \cdot (T_1 - T_2) = 1 \cdot 1.676 \cdot [293 - 151] = 238.7 \text{ кВт}, \quad (6.3)$$

де $C = 1676 \text{ Дж}/(\text{кг К})$ – питома середня ізохорна масова теплоємність природного газу.

З порівняння величин одержаної роботи і затраченої теплоти очевидно, що виграш в енергії відсутній. Але, з іншої сторони, за другим законом термодинаміки існує відмінність між енергією теплоти і роботи. Остання є більш «цінною» (див. розділ 3). Так, механічну енергію можна перетворити у електричну з к.к.д. 97-98%. В процесі перетворення ж теплової енергії в електричну ці втрати значно більші, особливо у разі перетворення низькопотенційної (низькотемпературної) теплоти. Тому вигідно одержувати механічну енергію з пружної енергії газу, а для компенсації падіння температури використовувати теплоту низькопотенційних джерел теплоти, наприклад, оборотну воду систем охолодження технологічного обладнання. Враховуючи низькі значення температури газу на виході після розширення, його слід буде підігрівати на вході, а також передбачити в конструкції турбодетандера пристрої, які б забезпечували максимально можливе підведення теплоти до деталей і вузлів турбодетандера, щоб унеможливити їх від втрати працездатності через переохолодження.

Розглянемо це детальніше. В реальному процесі розширення газу до нього буде підводитись теплота від стінок трубопроводів і деталей турбодетандера. Тому процес розширення газу буде не адіабатним, а політропним. Припустимо, що показник політропи $n = 1.2$. Температура газу на вході турбодетандера після підігрівання буде $T_1 = 323\text{К}$ (50°C), на виході температуру газу, (з умов експлуатації), необхідно забезпечити – $T_3 = 283\text{К}$ (10°C). Після політропного розширення температура газу становитиме

$$T_2 = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \times T_1 = \left(\frac{5}{0.3} \right)^{\frac{1.2-1}{1.2}} \times 323 = 202\text{К}. \quad (6.4)$$

Виконана робота при розширенні газу становитиме

$$l = R \cdot \frac{T_1}{(k-1)} \cdot \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right] = 520 \cdot \frac{323}{1.1-1} \cdot \left[1 - \left(\frac{0.3}{5} \right)^{\frac{1.2-1}{1.2}} \right] = 314.1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

З порівняння величин роботи газу без його підігрівання і з підігрі-

ванням перед розширенням видно, що в другому випадку вона значно зросла з 239 до 314 кДж/ кг. Отже, попереднє підігрівання газу потрібне, як для підвищення його температури на виході, так і для одержання більшої кількості роботи. Що стосується температури газу на виході з турбодетандера, то вона є значно нижчою за допустиму з умов експлуатації (5-10 °С). Тому необхідно забезпечити вищу температуру на виході. Найкращий вихід – це підігрівання газу на вході до вищої температури – 453К (180 °С) , тоді на виході температура газу буде

$$T_2 = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \times T_1 = \left(\frac{5}{0.3} \right)^{\frac{1.2-1}{1.2}} \times 453 = 283\text{К}. \quad (6.5)$$

За відсутності джерела теплоти більш високої температури для підігрівання газу на вході, газ можна додатково підігрівати на виході ТДУ, використовуючи теплоту нижчої температури.

Кількість теплоти, необхідна для підігрівання газу на вході і виході визначається як сума теплоти затраченої на нагрівання газу перед входом у турбодетандер

$$q_1 = c_p(T_1 - T_2) = 2.37(323 - 293) = 65,9 \text{ кДж/ кг} \quad (6.6)$$

і теплоти нагрівання газу на виході з турбодетандера

$$q_1 = C_p(T_3 - T_2) = 2.37(283 - 251) = 178 \text{ кДж/ кг}, \quad (6.7)$$

де C_p – питома середня ізобарна масова теплоємність газу

У процесі політропного розширення газу, ним буде додатково поглинатися теплота у кількості, що визначається за формулою

$$q_n = C_n(T_1 - T_2) = 3.52(323 - 251) = 112 \text{ кДж/ кг}, \quad (6.8)$$

де C_n – питома середня ізобарна масова теплоємність газу.

Повна витрата теплоти становитиме

$$q = q_1 + q_2 + q_n = 65,9 + 178 + 112 = 355 \text{ кДж/ кг}. \quad (6.9)$$

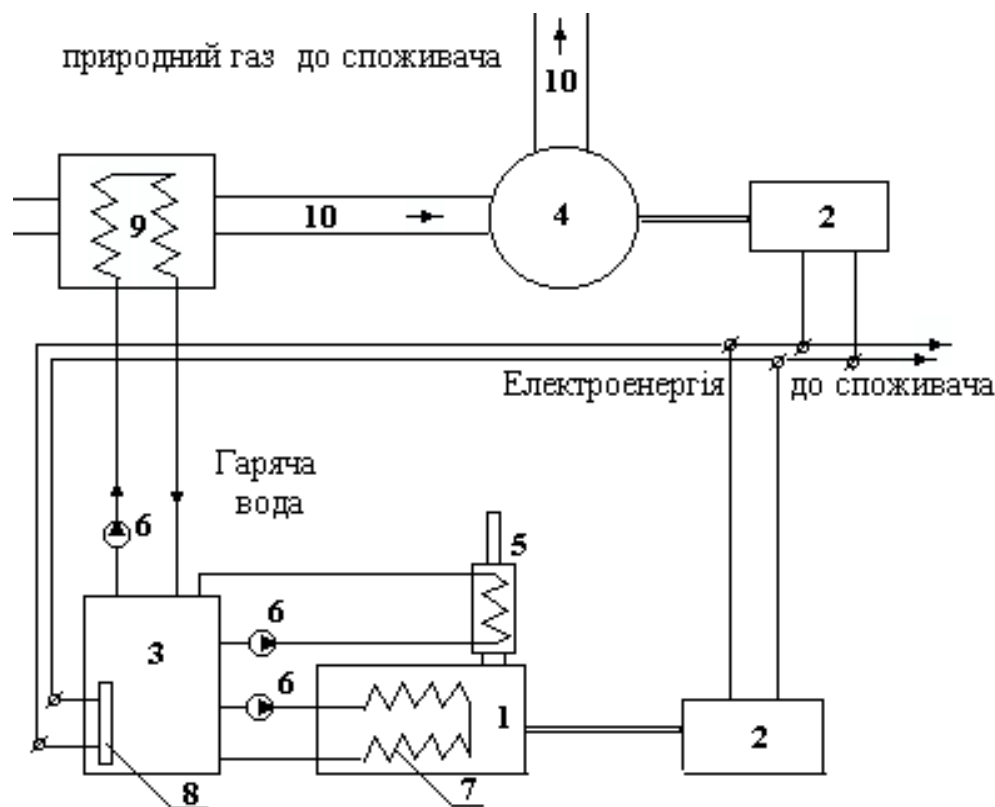
Якщо порівняти кількість одержаної механічної енергії і затраченої теплоти на забезпечення експлуатаційних параметрів газу, то вони майже однакові, але застосування ТДУ дає змогу утилізувати низькопотенційну теплоту з одержанням електроенергії.

З вище наведеного випливає, що випадку встановлення на ГРС чи ГРП турбодетандерних установок, для їх ефективної роботи необхідно використовувати низькопотенційну теплоту (наприклад, оборотної води), яка використовується для технологічних потреб виробництва або на теплоелектростанціях. Без вторинної теплоти використання турбодетандерних установок є неефективним, оскільки для їх нормальної роботи і гене-

рування електроенергії необхідно буде спалювати природний газ з метою забезпечення необхідної робочої температури газу після його розширення у ТДУ. Оскільки поблизу ГРС відсутні джерела вторинної теплоти, то забезпечення ефективної роботи турбодетандерних установок є проблематичним.

Разом з тим, в процесі дроселювання природного газу на ГРС і ГРП також відбувається зниження температури, що обумовлено різким пониженням тиску газу. Тому на багатьох ГРС, де тиск газу знижується дроселюючими клапанами-регуляторами, встановлюють спеціальні пристрої для підігрівання природного газу, у яких частина цього газу спалюється для одержання теплоти.

Для ГРС з підігріванням природного газу можна застосувати більш ефективну технологічну схему[47]. Пропонується на таких ГРС встановлювати турбодетандерну установку і газовий двигун з електрогенератором. Турбодетандерна установка вироблятиме електроенергією разом з газовим двигуном при цьому тепло, яке викидатимуть газові двигуни (близько 60-70%) буде використовуватись для підігрівання природного газу, який проходить через турбодетандерну установку (рисунок - 6.1).



- 1- двигун; 2 – генератор; 3 – ємність з гарячою водою; 4 – турбодетандер;
 5- система підігрівання води відпрацьованими газами двигуна; 6 – насоси;
 7 – система охолодження двигуна; 8 – електродени;
 9 – теплообмінник; газопровід - 10

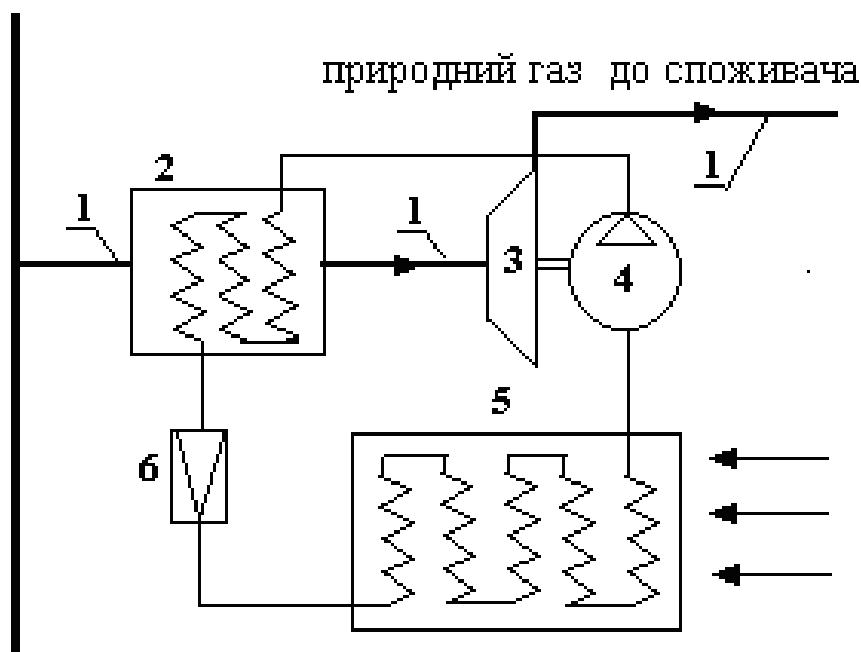
Рисунок 6.1 – Схема генерації електроенергії турбодетандерною установкою і газовим двигуном на ГРС

Електроенергія, яку виробляє турбодетандер 4 і газовий двигун 1, передається споживачу. У випадку часткового використання електроенергії

надлишок споживається для нагрівання води теном 8. Крім того, що газовий двигун виробляє електроенергію, він також є джерелом вторинної теплоти. Вода з системи охолодження 7 двигуна подається у ємність 3. Частина води потрапляє у систему підігрівання 5, де за рахунок високотемпературної (170-190°C) теплоти відпрацьованих газів додатково нагрівається. З ємності 3 гаряча вода подається у теплообмінник 9, який підігріває природний газ.

Запропонована схема є досить ефективною для ГРС, які віддалені від джерел вторинної теплоти і на яких у процесі дроселювання природного газу доводиться додатково спалювати газ для його підігрівання. Встановлення турбодетандерної установки і газового двигуна дасть змогу одержати значну кількість електроенергії і забезпечить ефективне використання природного газу, що спалюється.

Ще одним ефективним способом вирішення проблеми з підігріванням газу у разі зниженні його тиску на ГРС і ГРП є застосування теплового насоса (ТН) з приводом компресора від турбодетандера (рисунк 6.2). В цьому випадку ТН буде забезпечувати підігріванням газу за рахунок теплоти навколишнього середовища, а турбодетандер буде джерелом механічної енергії для компресора, яку вироблятиме з пружної енергії природного газу.



1- трубопровід; 2 - теплообмінник; 3 – турбодетандер; 4- компресор;
5 – випарювач; 6 – дросельний кран

Рисунок 6.2 - Установка підігрівання газу на ГРС

Установка підігріванням природного газу встановлюється на ГРС магістрального трубопроводу. Вона включає: підведення газу до споживачів 1, теплобмінник підігріву газу 2, який є одночасно конденсатором ТН, турбодетандер 3, компресор 4, випарювач 5, та дросельний кран 6.

Установка працює так. Природний газ під тиском P_1 подається у турбодетандер 2, де його пружна енергія перетворюється у механічну енер-

гію. За рахунок цієї енергії приводиться у рух компресор, який є складовою частиною теплового насоса. Компресор з випарювача 5 засмоктує пару легко киплячої рідини, стискає її і подає у конденсатор, що знаходиться у теплообміннику 2. Внаслідок стискання пара конденсуються і виділяється значна кількість теплоти, за рахунок якої підігривається природний газ. Рідина з теплообмінника 2 проходить через дросельний клапан теплового насоса 6, після чого її тиск падає, далі вона потрапляє у випарювач 5, де закипає. Падіння тиску у випарювачі регулюється дросельним краном 6. Внаслідок кипіння з навколишнього середовища відбирається значна кількість теплоти. Пари рідини знову засмоктуються компресором 4. Цикл повторюється.

Внаслідок сумісної роботи турбодетандера і теплового насоса пружна енергія природного газу буде використовуватися для його підігривання. Оскільки коефіцієнт трансформації ТН складає 3...4, то тепла енергія, яку вироблятиме установка буде в 3...4 рази більшою ніж та, яку вироблятиме турбодетандер. Застосування такої установки для підігривання природного газу дасть змогу економити той природний газ, який сьогодні спалюють для підігріву природного газу на ГРС.

6.2 Турбодетандерні установки малої потужності

Зображена на рисунку 6.1 технологічна схема утилізації пружної енергії природного газу турбодетандерною установкою з газовим двигуном є ефективною для великих ГРС зі значними витратами природного газу. Для малих та середніх ГРС їх застосування є проблематичним. Це пов'язано з використанням складного обладнання, яке потребує додаткових систем забезпечення його надійної експлуатації, вимагає значних затрат і інвестицій.

Широкомасштабне впровадження турбодетандерних утилізаційних систем на середніх і малих ГРС, ГРП тощо. є можливим тільки на основі рішень, що забезпечують швидку і дешеву реконструкцію існуючих дросельних систем з терміном окупності не більше одного року, навіть за рахунок деякого зниження коефіцієнта корисної дії (ККД) на початковому етапі. Це завдання можна вирішити шляхом використання ТДА малої і середньої одиничної потужності (50...500 кВт), простих і компактних за конструкцією, з можливістю їх встановлення безпосередньо замість клапанів-регуляторів прямої дії чи паралельно з ними. З таких простих ТДА, освоєння яких можливе звичайним виробництвом, можна буде гнучко набирати також ГРС, ГРП і КС великої потужності, що складе здорову конкуренцію ТДУ великої одиничної потужності (понад 1 МВт).

Основна проблема тут полягає в турбіні, яка повинна мати просту конструкцію з можливістю освоєння звичайним виробництвом, бути простою та надійною в експлуатації, не потребувати складних допоміжних систем, включаючи систему підготовки газу на вході в турбіну, тобто бути стійкою до ерозійного зношення, загідрачування і обледеніння. Адже висока вартість ТДА на основі класичних лопатевих турбін і складність їх

експлуатації та ремонту пов'язана саме з турбіною, висока собівартість виробництва якої визначається конструктивною і технологічною складністю лопатевих апаратів і, відповідно, вимогами високого рівня технології (на рівні авіаційного). Складна і дорога турбіна вимагає складних допоміжних систем, які забезпечують її надійну роботу і необхідний ресурс: примусову систему змащування опор ротора і передаточних муфт; систему кінцевих ущільнень вала ротора; систему автоматичного управління і регулювання, систему контролю і аварійного захисту і, бажано, технічного діагностування; систему підготовки газу на вході в турбіну (очищення, сушіння, підігріву), так як лопатеві апарати і ущільнення турбіни забруднюються, ерозійно зношуються, загідрачуються і покриваються льодом.

Одним із шляхів вирішення згаданих вище проблем є використання для малих ТДА у діапазоні потужностей від 50 до 500 кВт безлопатевої струменево-реактивної турбіни (СРТ) [48].

СРТ є простою за конструкцією і може бути освоєна простим виробництвом, в тому числі малими підприємствами. Її вартість приблизно на порядок менша вартості класичних лопатевих турбін. Досвід створення СРТ для приводів кульових кранів, її випробовування на натурних стендах і експлуатації в умовах півночі свідчать про високу надійність роботи на непідготовленому природному газі, в тому числі в екстремальних умовах під час роботи на забрудненому, вологому газі за температур до -60°C , а її нижчі за к.к.д. характеристики порівнянно з лопатевими турбінами, компенсуються простотою і значно меншою вартістю. Необхідно також враховувати, що газ перед входом до лопатевих турбін необхідно підігрівати. Крім того, регулювання режиму лопатевих турбін з повним впуском переважно забезпечується частковим дроселюванням газу перед турбіною з допомогою регулюючого клапана, або байпасуванням частини витрати газу повз турбіну, тобто не використовується значна частина запасеної енергії газу. Використання регулюючих направляючих апаратів ще більш ускладнює турбіни і підвищує їх вартість. В протилежність цьому СРТ в порівнянні з класичними лопатевими турбінами має ряд переваг:

- значно простіша конструкція за низької (на порядок) собівартості, що забезпечує освоєння виробництва СРТ різними підприємствами;

- високий рівень уніфікації - на базі одного ротора можна виробляти СРТ кількох типорозмірів за потужністю, при цьому замінюються тільки сопла і дифузор;

- висока надійність роботи (навіть в екстремальних умовах) на забрудненому, вологому газі за температури до -60°C . Це обумовлено відсутністю лопатевих апаратів і спеціальних ущільнень, які є чутливими до ерозійного зношування, загідрачування і обледеніння;

- стабільність вихідних характеристик в широкому діапазоні тиску, температури і навантажень, а також незначний вплив на них виробничо-технологічних відхилень в процесі виготовленні турбіни;

- незначна маса і момент інерції ротора, що обумовлює хороші динамічні характеристики і ефективну роботу в системі регулювання, стійку і надійну роботу на високих частотах обертання, малі навантаження на опори вала ротора при знижених вимогах до статичного і динамічного балансування ротора.

- конструктивно просто реалізується пряме регулювання за тиском на виході, що найбільш функціонально підходить і є недорогим.

- простота конструкції і низька вартість турбодетандерних установок (ТДУ), які створюються на базі СРТ, оскільки в більшості випадків відпадає необхідність у допоміжних системах: змащування, складного автоматичного регулювання і управління, ефективної підготовки газу на вході СРТ (очищення, сушіння, підігрівання) і тощо. Простота експлуатації ТДА і низькі експлуатаційні затрати;

- легкість одержання холоду, через відсутність складної системи підготовки газу.

На підприємстві “Завод “Метал” у м. Суми розроблено на базі СРТ і виготовляються турбодетандер-електрогенераторні агрегати ТДА-СРТ-100-7,5/0,6 потужністю 100 кВт.

У газотранспортній системі України є безліч ГРС і ГРП, на яких витрата газу низька, тому обладнання їх класичними ТДУ є недоцільним. В той же час, враховуючи кількість таких ГРС і ГРП, сумарна потужність ТДУ у випадку заміни дросельних систем була б високою. Тому нами було вирішено розробити більш спрощений варіант ТДА з використанням СРТ малої потужності у 5-10 кВт для потреб ГРС і ГРП. Такий підхід обумовлений також бажанням експлуатаційників мати автономне джерело енергії.

В основу такої ТДУ була також закладена СРТ, але у класичному її вигляді[48]. В процесі створення ТДУ акцент було перенесено з досягнення високих значень к.к.д на спрощення конструкції СРТ і досягненні високої її надійності і довговічності, за мінімальних затрат з терміном окупності 3-4 роки. В даному випадку низькі значення к.к.д. дадуть змогу працювати ТДУ у відсутності низькопотенційної теплоти, без якої робота класичних (з високим к.к.д.) ТДУ є проблематичною.

Для вирішення поставленого завдання нами було проведено дослідження роботи СРТ із застосуванням комп’ютерного моделювання для встановлення її оптимальних розмірів і параметрів роботи.

Визначення оптимальних розмірів СРТ

Під час розрахунку струменево-реактивної турбіни [49] її умовно розглядали як два реактивних двигуни (РД), які обертаються навколо центра і закріплені на важелях довжиною r (рис.6.3). Загалом тягове зусилля РД визначається з формули

$$F = m(w_1 - w_2), \quad (6.10)$$

де m - масова витрата газу кг/с; w_1 - швидкість витікання газу; w_2 - швидкість руху РД.

Під час обертання ротора виникає газодинамічна сила опору F_1 , що зменшує тягу РД

$$F = m(w_1 - w_2) - F_1. \quad (6.11)$$

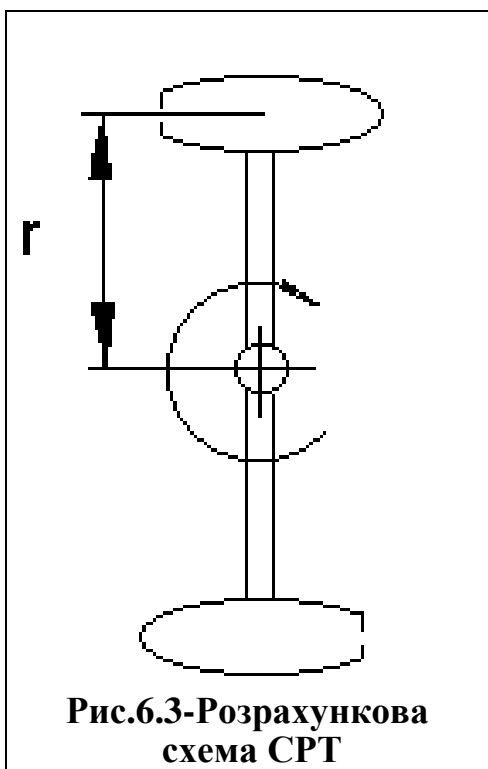


Рис.6.3-Розрахункова схема СРТ

Сила тяги РД, яка прикладена на відстані r від центру вала ротора, створює крутний момент:

$$M = r[m(w_1 - w_2) - F_1] .$$

В цьому випадку потужність СРТ без врахування втрат в опорах вала ротора становитиме:

$$N = M \omega = r [m(w_1 - w_2) - F_1] \omega, \tag{6.12}$$

де $\omega = w_2/r$ - кутова швидкість вала СРТ.

Силу газодинамічного опору для тонких дисків можна наближено вирахувати за формулою:

$$F_1 = 0.03\rho (r n)^2, \tag{6.13}$$

де n - кількість обертів вала в с;

$$\rho = P_2 / (R T_2) - \text{густина повітря.}$$

Враховуючи залежності (6.12) і (6.13), потужність на валу ротора обчислюватиметься за формулою:

$$N = 6.28 r n [m(w_1 - 6.28 r n) - 0.3 \rho (rn)^2]$$

З аналізу рівняння (6.10) сила тяги РД залежить від швидкості газу і секундної його витрати на виході з сопла. Максимальну швидкість газу за заданого перепаду тисків можна отримати в соплах Лаваля

$$w_1 = \sqrt{\frac{2k}{k-1} P_1 v_1 \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}. \tag{6.14}$$

де P_1 - початковий тиск газу; P_2 - кінцевий тиск; v_1 - початковий питомий об'єм газу; k - показник адиабати.

За заданої витраті газу і його максимально можливої швидкості потужність СРТ зростає у випадку збільшенні радіуса ротора r . З іншого боку, зі збільшенням радіуса зростає лінійна швидкість сопел w_2 , тому тягове зусилля падає і підвищується газодинамічний опір, що призводить до падіння потужності. Для визначення оптимальних величин радіуса та частоти обертання вала ротора, розглядали потужність як функцію цих величин: $N = f(r, n)$. Максимальні значення цієї функції визначали відомим математичним методом. Отримані дані використовували для побудови графіків зміни потужності і ККД для СРТ в залежності від радіуса ротора і

частоти його обертання. Розрахунок проводили для таких параметрів газу: $P_1 = 5.5$ МПа і $P_1 = 1.5$ МПа, P_1 - початковий тиск газу; $T_1 = 320$ К - початкова температура; $P_2 = 0.3$ МПа - кінцевий тиск; $k = 1.3$ - показник адиабати.

В результаті дослідження залежності потужності СРТ від радіуса і частоти її обертання встановлено, що максимальному значенню потужності за заданої витрати газу і перепаду тисків відповідає ряд оптимальних значень r , n (рис.6.4). Нижчим значенням частоти обертання вала СРТ n відповідають більші значення r . У випадку підвищенні частоти обертання вала радіус турбіни зменшується, але по досягненні 500 об/с майже не змінюється, що пов'язано з наростанням газодинамічного опору. Максимально можлива потужність при заданому перепаді тисків газу на вході і виході СРТ та постійній витраті газу буде мати місце за оптимальних значень радіуса та частоти обертання вала СРТ, які знаходяться на кривих 1 та 2 (рис. 6.4). На характер залежності величини радіуса СРТ від частоти обертання її вала впливає величина перепаду тисків на вході і виході. Зниження величини перепаду тисків обумовлює зміщення кривої 1 вниз (крива 2, рис.6.4).

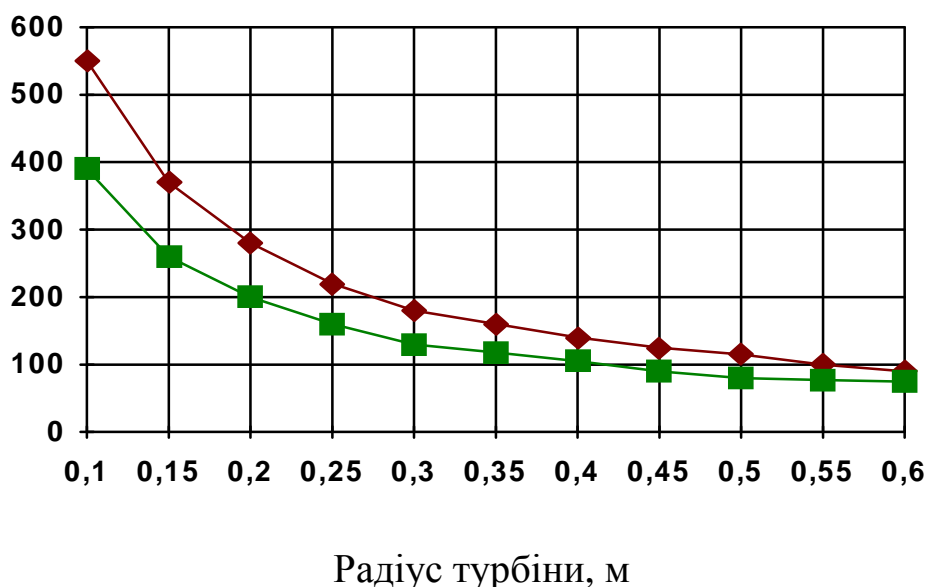


Рисунок 6.4 - Оптимальні значення радіуса турбіни і частоти її обертання, за яких досягається максимальна потужність. Витрата газу $m=1$ кг/с; тиск на вході $P_1 = 5.5$ МПа - а та $P_1 = 1.5$ МПа - б і на виході $P_2 = 0.3$ МПа

На рисунку 6.5 зображено залежність зміни потужності СРТ у випадку зміни розмірів радіуса ротора, а на рисунку 6.6 залежність зміни потужності СРТ від частоти його обертання. Відповідно до цих графіків відхилення від оптимальних значень радіуса чи частоти обертання (за незмінної витрати газу) призводить до падіння потужності СРТ, що негативно впливає на к.к.д. Для оцінки ефективності роботи СРТ визначали к.к.д. при зміні радіуса ротора. Коефіцієнт корисної дії розглядали, як відношення потужності СРТ, яка залежить від її радіуса, за заданої частоти обертання вала, $N = f(r)$ до теоретично можливої потужності - 1 розширення газу заданих параметрів, що визначається за формулою:

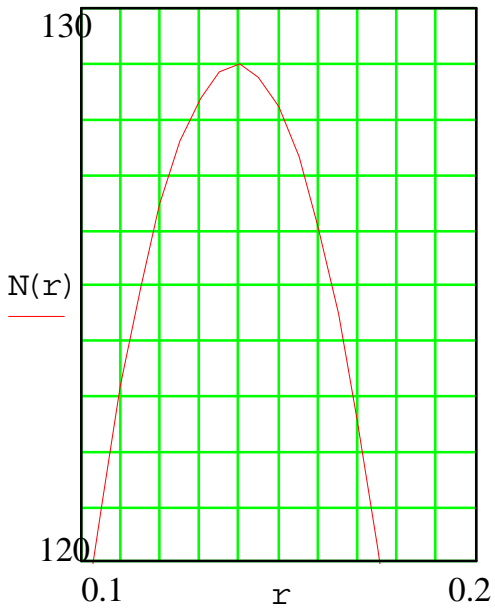


Рисунок 6.5 - Залежність зміни потужності СРТ від радіуса ротора ($n=400$ об/с)

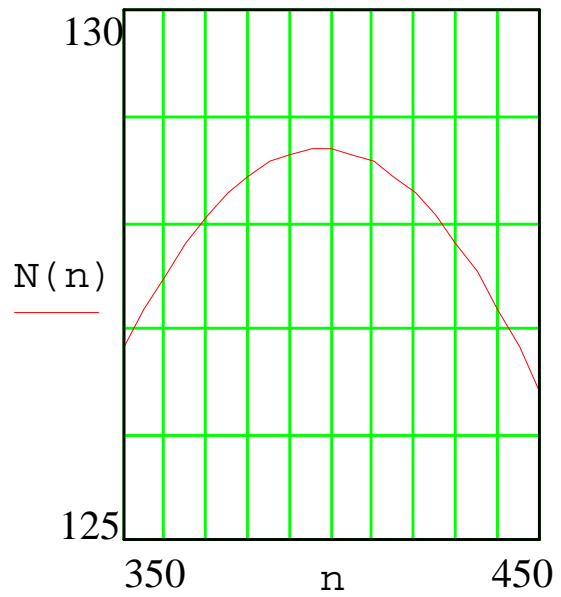


Рисунок .6.6 - Залежність зміни потужності СРТ від частоти обертання ротора ($r=0,14$ м)

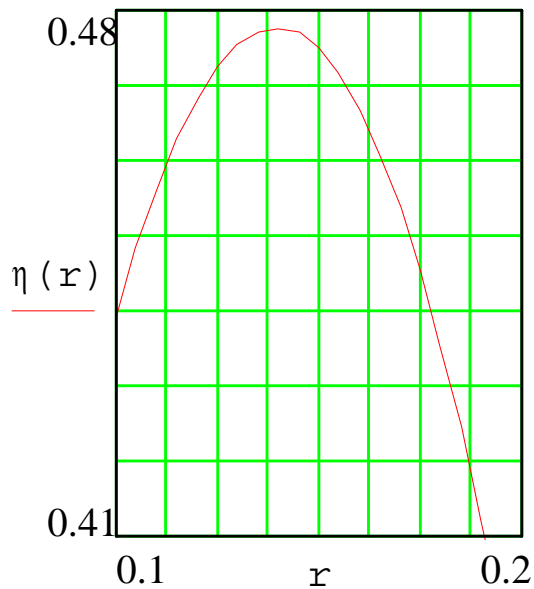


Рисунок 6.7 - Залежність зміни к.к.д. СРТ від радіуса ротора при $n=400$ об/с

$$l := R \cdot \frac{T_1}{(k-1)} \cdot \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \quad (6.15)$$

Графік залежності к.к.д. для СРТ від її радіуса приведений на рисунку 6.7.

Наведені на графіках (рисунок 6.5;6.6) оптимальні значення радіуса і частоти обертання вала турбіни є близькими до конструктивних параметрів турбодетандерного агрегату ТДА-СРТ-100-7,5/0,6, що виготовлений на підприємстві “Завод “Метал” в м. Суми.

Радіус і частота обертання СРТ можуть бути зміненими без падіння її к.к.д. на інші оптимальні величини (наприклад: $r = 0,3$ м , $n = 210$ об/с (див. рисунок 6.4). Така зміна конструктивних параметрів, незважаючи на збільшення габаритів турбіни, може бути корисною завдяки зменшенню її частоти обертання, в результаті чого зменшиться передавальне число редуктора і, відповідно, його габарити. Зниження частоти обертання поліпшить умови роботи опор валів і чутливість до дисбалансу ротора.

6.3 Турбодетандерна установка на основі струминно-реактивної турбіни

Для Богородчанської газорозподільної станції нами розроблена варіант турбодетандерної установки малої потужності (рис.6.8)

Рисунок 6.8 – Загальний вигляд турбодетандерної установки

В основу конструкції турбодетандера цієї установки закладено струминно-реактивну турбіну (сегнерове колесо). Перевагою установки такого типу є простота конструкції, що визначає її невисоку вартість при виготовленні і експлуатації порівняно з лопатевими турбодетандерами.

Така турбодетандерна установка потужністю близько 5 кВт змонтована на Богородчанській газорозподільній станції і проходить виробничі випробовування. Вироблена електроенергія використовується для живлення електрообладнання ГРС.

Технічні характеристики ТДУ наведені нижче:

Тиск газу на вході ТДУ - 5...6 МПа,

Тиск газу на виході з ТДУ - 0.2...0.3 МПа

Частота обертання ротора - 50 об/с

Номінальна потужність - 5 кВт

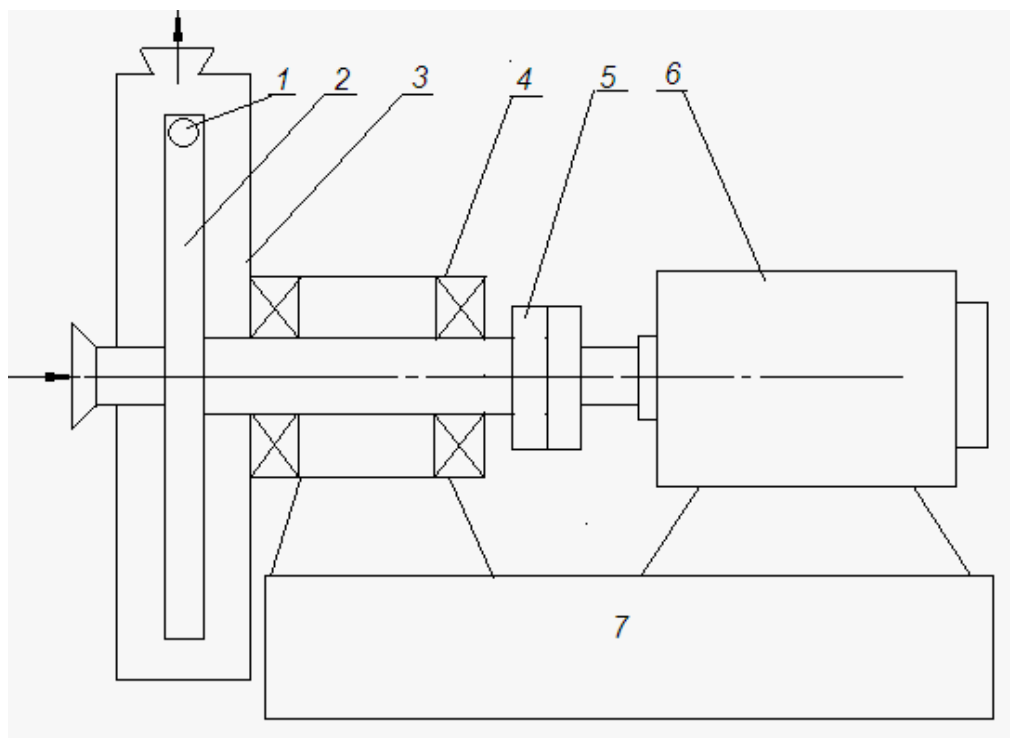
Під час розробці цієї ТДА з використанням СРТ основні зусилля були сконцентровані на спрощення конструкції СРТ і досягнення високої її надійності та довговічності при задовільному значенні к.к.д. Крім того, враховано, що установка повинна працювати в автоматичному режимі (як дросельні клапани) з мінімальними експлуатаційними затратами. Враховано було також бажання експлуатаційників мати автономне джерело енергії потужністю 5-10 кВт для потреб ГРС. І, основне, що визначає мету розробки і впровадження - це окупність створюваної установки. Якщо установка окупиться протягом 3-4 років, то її можна застосовувати і за низьких значень к.к.д.

В процесі розробки ТДУ було вирішено знизити швидкість обертання вала турбіни до 3000 об/хв, що дасть змогу відмовитись від застосування редуктора і спростить систему змащування опор. Проведені дослідження роботи СРТ з застосуванням комп'ютерного моделювання на предмет встановлення її оптимальних розмірів і параметрів роботи показали, що зі зниженням обертів вала необхідно суттєво збільшувати радіус турбіни, щоб не понижати ефективність її роботи. Ці результати були використані в процесі розробки установки. Враховуючи конструктивну доцільність, радіус турбіни був дещо занижений, що вплинуло на к.к.д. СРТ. Перша розроблена виробничо-дослідна установка потужністю 5 кВт має к.к.д. 20-30%, з плановим терміном окупності 3-4 роки. У випадку широкого застосування, що обумовить її серійне виробництво, термін окупності може знизитися до 1-2 років. Слід зауважити, що к.к.д. установок у вітроенергетиці і малій гідроенергетиці не вищий при значно вищій вартості обладнання.

Загальний опис будови Агрегат (рисунк 6.9) складається з корпусу 3, в якому розміщені з'єднані між собою болтами струминно-реактивна турбіна 5 (сегнерове колесо) і вал з опорами на підшипниках кочення 4. На рамі 7 розміщено корпус турбодетандера і трифазний асинхронний електродвигун 6, який з'єднаний із валом муфтою 5. Турбіна виготовлена у вигляді пустотілого барабана з чотирма соплами 1 на периферії. Соплові трубки і втулки торцевого входу, розміщені у кришці ємності, складають безперервний газовий тракт. Ущільнення валу турбіни з боку підведення газу і центральним отвором корпусу турбодетандера складається із шістьох фторопластових кілець і змонтовано в обоймі, яка легко демонтується за необхідності їх заміни без зняття кришки корпусу турбодетандера. Вихідний вал турбіни герметизується сальниковими ущільненнями.

Принцип дії. Газ через центральний отвір подається у турбодетандер. Газовий потік рухається каналами до сопел 1 з невеликою швидкістю і

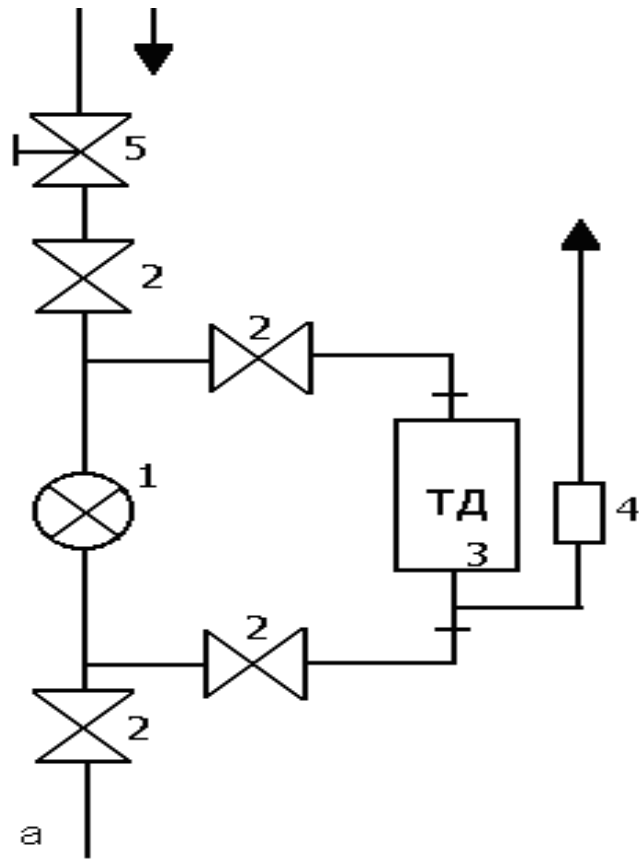
малими втратами енергії. У соплах газ прискорює свій рух і витікає з надзвуковою швидкістю, утворюючи реактивну силу тяги і крутний момент на валу генератора, в якості якого використано трифазний електродвигун 6. Потужність турбодетандерної установки можна регулювати заміною сопел. Турбодетандер приводить в рух трифазний асинхронний двигун. Цей двигун підключений до електромережі і генерує змінний трифазний струм за швидкості обертання валу ТДУ, що перевищує 3000 об/хв. В електричну схему підключено лічильник електроенергії для обліку кількості виробленої електроенергії ТДУ.



*1 - сопло; 2 - турбіна з валом; 3 - корпус; 4 - підшипник; 5 – муфта;
6 – електрогенератор; 7 - рама*

Рисунок 6.9 – Схема турбодетандерної установки

Схема підключення турбодетандерної установки на ГРС. Схема підключення ТДУ зображена на рисунку 6.10. Регулятор витрати газу – 1, два інших запірні крани – 2 і відсічний клапан – 5 - це класична схема ГРС. До неї паралельно підключено турбодетандер - 3, два запірні крани – 2 забезпечують з'єднання ТДУ з ГРС, додатково у схему підключено запобіжний клапан – 4.



*1 - регулятор витрати газу; 2 - запірні крани; 3 - турбодетандер;
4 - запобіжний клапан; 5 - відсічний клапан*

Рисунок 6.10 - Схема підключення ТДУ на ГРС в Богородчанах

За такої схеми природний газ проходить через турбодетандер – 3 при постійній витраті, що відповідає мінімальній потребі споживачів, а регулятор витрати газу - 1 забезпечує витрату газу, що перевищує мінімальну потребу споживачів. Відсічний – 5 і запобіжний - 4 клапани обмежують підвищення тиску в трубопроводі вище допустимого.

7. ЗНИЖЕННЯ ОБСЯГІВ ВИКОРИСТАННЯ ПАЛИВА НАФТОГАЗОВОГО ТЕХНОЛОГІЧНОГО ТРАНСПОРТУ

Завданням економії енергії для нафтогазового технологічного транспорту є ощадливе використання нафтопродуктів[50], в першу чергу, світильників, та покращення екологічного стану в регіоні. У такому контексті енергоощаджуюча політика повинна розглядатись як сукупність дій, що відповідають забезпеченню життєздатності нафтогазового технологічного транспорту та охорони навколишнього природного середовища.

Основа зниження енергоємності – оснащення сфери матеріального виробництва, будівель та послуг новітніми технологіями, обладнанням, які відповідатимуть сучасному науково-технічному рівню розвитку. Не останню у цьому роль відіграє інфраструктура, що забезпечує підтримання транспорту у робочому стані та його ефективну експлуатацію. І, перш за все, використання енергоощаджуючих заходів в автотранспортних господарствах нафтогазовидобувної галузі. Сюди слід віднести ефективність теплоенергопостачання, зниження втрат при опаленні приміщень, гарячому водопостачанні, освітленні приміщень і т. ін. Найбільш ефективними заходами з метою вирішення цих питань для великих автотранспортних господарств є когеративне виробництво електроенергії і теплоти, ізоляція трубопроводів і стін будівель, застосування променевого опалення, енергоощаджуючих світільних приладів.

Але основні витрати енергоносіїв припадають на паливо для автотранспортних засобів. Так, у США частка енергоспоживання на транспорті складає 27% від всього обсягу енергоспоживання, у ЄС – 32%.

Чинники, що впливають на витрату енергоносіїв на транспорті:

- технічний стан рухомого складу;
- обсяги перевезення (пасажиро-кілометри чи тонно-кілометри);
- завантаженість одиниці транспортної потужності,
- поведінка учасників транспортної системи;
- організаційно-технічні заходи на транспорті.

Економія в АТП може бути досягнута за рахунок:

- використання нових ресурсозощаджуючих технологій;
- утримання у робочому стані рухомого складу;
- удосконалення системи транспортних потоків, у тому числі вантажоперевезень;
- удосконалення системи енергопостачання;
- утримання у належному стані елементів системи електропостачання;
- нормування витрат палива, електроенергії та контроль за їх використанням;
- організаційних заходів.

На витрати ПЕР у процесі експлуатації транспортних засобів, окрім стану матеріальної частини, впливає також стан автошляхів.

Перспективним є максимальне збільшення частки транспорту, що працює на стиснутому природному газі. Не зважаючи на освоєння серійного виробництва обладнання газозаправних станцій, їх впровадження йде занадто повільно.

Крім того, у разі дотримання раціональних режимів руху транспорту можливе досягнення економії палива до 15%; підтримка необхідного тиску в шинах забезпечує зменшення витрат палива на 3-5%. За рахунок упорядкування транспортних потоків можлива економія палива до 5%. Необхідним є створення малих пунктів регулювання агрегатів, в першу чергу, регулювання паливної апаратури, перевірки стану свічок, нерівномірного стискування у циліндрах, щілин в клапанах, сходження та розвалу коліс, тиску в шинах.

Для поліпшення якості палива та ефективності його використання важливим є:

- використання моторного палива з хімічними присадками;
- використання альтернативних видів палив;
- заміна карбюраторних двигунів дизелями;
- використання систем контролю та автоматичного регулювання теплових процесів роботи двигунів внутрішнього згоряння.

Більш детально ці заходи розглянуто нижче.

Традиційними моторними паливами на транспорті є бензин і дизельне паливо. Частка нафтових моторних палив у сумарному паливному балансі автотранспортних підприємств нафтогазовидобувної галузі, наприклад, у 1999 р. становила приблизно 98%. Традиційним видом палива для ДВЗ є високооктанові (октанове число за моторним методом $O_{ЧМ} = 72..85$) етиловані бензини - характеризуються високими експлуатаційними й економічними показниками, але не забезпечують екологічної чистоти процесу згоряння через вміст свинцевих сполук і неможливість каталітичного доочищення відпрацьованих газів. Виробництво високооктанових не етильованих бензинів вимагає збільшення витрат. Рідкі палива з добавками етанолу, метанолу, метилтретбутилового ефіру (МТБ), і третбутилового спирту (ТБС), з метою підвищення октанового числа поступають за вартістю та іншими показниками.

В наш час у багатьох країнах велику увагу приділяють пошуку і практичному використанню різних видів нових палив, альтернативних рідким нафтовим паливам. Такі роботи проводяться як в країнах з постійним дефіцитом рідких нафтових палив, так і в державах з достатніми ресурсами нафти і потужностями для їх переробки. Багато країн світу, в тому числі і Україна, відносяться до країн, власний паливно-енергетичний ресурс яких значно менший, ніж цього вимагає їх внутрішня потреба. Тому такі країни потрапляють в пряму залежність від країни постачальника енергоносіїв. А, отже, в разі виникнення проблем з їх постачанням, виникають складні проблеми в економіці країни, що в окремих випадках становить серйозну загрозу національній безпеці держави[51]. Перехід на альтернативні види палива обумовлюється не тільки енергетичними, але і екологічними чинниками. В деяких країнах пріоритетним є екологічний чинник.

Заходи, спрямовані на економію нафти, не можуть вирішити проблему нестачі нафтової сировини для виробництва моторних палив. Тому в

усіх країнах триває пошук заміників традиційних рідких нафтових палив. До таких альтернативних палив належать стиснутий чи зріджений природний газ, зріджений нафтовий газ (пропан-бутанові суміші), спирти (етанол, метанол), композитне паливо у вигляді суміші бензину з присадками, що містять кисень або з сивушними маслами[51], синтетичні бензини й дизельне паливо, вироблене з вугілля, сланців і природного газу[51-53].

7.1 Використання зрідженого та стиснутого природного газів як моторного палива

Сьогодні як автомобільне паливо широко використовують газові вуглеводневі палива[51-54]. Перші двигуни на газовому паливі працювали ще в 1860 році (двигун Отто). Природний газ як альтернативне моторне паливо привертає увагу своїми значними запасами, а також тим, що має добрі моторні характеристики, відзначається високою детонаційною стійкістю, низькою концентрацією токсичних компонентів у продуктах його згоряння.

Природний газ є високоефективним моторним паливом, що поступається перед бензином тільки об'ємною енергоємністю, яка у газу майже в 1000 разів нижча, ніж у бензину. У зв'язку з цим його використовують в стиснутому до 16-20 МПа або в зрідженому стані за температури зберігання від -158 до -163 °С.

Використання газового палива дає змогу значно скоротити витрату рідкого палива, знизити забруднення довкілля, (таблиця 7.1).

Таблиця 7.1 - Склад відпрацьованих газів автомобілів

Відпрацьовані гази	Паливо		
	бензин	стиснуті гази	зріджені гази
Незгорілі вуглеводні	187,5	131,3	5,5
Оксиди: вуглецю	1250	468,8	256,3
азоту	250	118,8	118,8

У відпрацьованих газах автомобілів, що працюють на зрідженому газі, приблизно в 5 разів менше оксиду вуглецю і в 3...3,5 рази менше незгорілих вуглеводнів, порівняно з вмістом цих компонентів у відпрацьованих газах автомобілів, що працюють на бензині.

Україна має великий досвід використання стиснутого природного газу (СПГ) як моторного палива для двигунів в автомобільному транспорті. В країні створено мережу із 87 АГНКС, розташованих в 65 містах, потужністю 675 млн. м³, яка здатна забезпечити природним стиснутим газом 70 тис. автомобілів і замінити близько 610 тис. т/рік бензину. Автомобілі, які працюють на СПГ, використовуються не тільки для міських, але і для міжміських перевезень. На таких автомобілях можна проїхати від західного

до східного кордону України. Українська мережа АГНКС пов'язана з подібною мережею сусідніх країн і може забезпечити міждержавні перевезення автомобілями, які працюють на СПГ.

Україна, як і багато інших країн, відчуває певні труднощі в розширенні використання природного газу в якості моторного палива. В наш час тільки близько 5% вантажних автомобілів і 1,5% автобусів використовують СПГ, а діючі АГНКС завантажені в середньому на 68%. Таким чином, спостерігається падіння потреби СПГ в якості моторного палива в Україні.

Зменшення використання природного газу на транспорті пояснюється такими причинами: постійним старінням і виведенням із експлуатації автомобілів, які переобладнані на газ; загальним падінням виробництва і пов'язаного з цим об'ємом перевезень; відсутністю законодавчої і нормативної баз з використання газу в двигунах; існуючим станом ринку нафти тощо.

Створена ситуація на ринку моторних палив і очікування можливих негативних змін на цьому ринку, а також необхідність покращення екологічного стану в Україні вимагають прискореного розвитку широкого використання альтернативних моторних палив. З проблемою альтернативних моторних палив нерозривно пов'язана проблема загальної ефективності використання енергії первинних покладів джерел енергії (нафта, газ, вугілля) з урахування їх доставки споживачу. Тому при розгляді альтернативних видів палива необхідно враховувати всю суму затрат – видобуток, переробку і транспортування сировини, а також виробництво і розподіл палива (таблиця 7.2).

Таблиця 7.2 – Ефективність використання альтернативних палив

Вид моторного палива	Затрати на виробництво, %	Вартість одиниці пробігу, %
Бензин з нафти	100	100
Синтетичний бензин	160	120
Стиснутий природний газ	135	90
Зріджений природний газ	125	85
Пропан	105	80
Метанол	160	150
Етанол	170	180

Ще одним важливим показником (таблиця 7.3) для порівняння альтернативних палив є тепловий еквівалент, який характеризує їх цінність при виділенні тепла у процесі спалювання:

$$Ke = Q/29500,$$

де Q – нижча теплота згоряння палива; 29500кДж/кг – теплота згоряння 1 кг умовного палива.

Таблиця 7.3 – Теплові еквіваленти різних палив

Паливо	Тепловий еквівалент
Природний газ	1.65
Попутний газ	1.55
Бензин	1.5
Метанол	0.65
Етанол	0.93

Практично єдиним реальним вирішенням проблеми для України щодо ресурсної забезпеченості, екологічної і технічної готовності транспортних засобів є заміна бензину і дизельного палива стиснутим природним газом. Для цього в Україні існують такі можливості:

- наявність сировинної бази для використання СПГ як моторного палива та виробничих потужностей для виробництва АГНКС, балонів високого тиску і газопаливної апаратури;

- наявність розгалуженої системи газопроводів і АГНКС. Виробництво АГНКС налагоджено такими підприємствами, як ВАТ “Сумиголовпоставка” і ЗАТ “Екотранспал”; на Маріупольському металургійному комбінаті ім. Ілліча існує лінія з виробництва сталевих газових балонів для вантажних автомобілів; на Бердичівському заводі АТ “Прогрес” організоване виробництво балонів для різного типу транспортних засобів;

- наявність розробок, виконаних закладами НАН України і відомчими організаціями, за технологіями підготовки газу, заправки і комерційного обліку, виробництва балонів і апаратури, з використання нетрадиційних паливних джерел (газу малодебітних бурових свердловин, метану у вугільних покладах);

- наявність висококваліфікованих наукових і інженерно-технічних кадрів.

На першому етапі основною завданням є доведення рівня навантаження існуючих АГНКС до проектної потужності, що потребує додаткового переведення на газ 60 тис. транспортних одиниць. Це дасть прибуток (за рахунок різниці в цінах рідких палив і СПГ) на рівні 400 млн. грн. (близько 75 млн. дол.). Загальні затрати на переобладнання такої кількості транспорту і створення необхідної інфраструктури будуть складати близько 90 млн. дол. Термін окупності проекту – 1,2 роки. У разі створення конкурентного оточення ціна на газ може бути зменшена; відповідно термін окупності може зменшитись вдвічі.

У перспективі в Україні можна переобладнати на стиснутий природний газ близько 300 тис. транспортних одиниць: вантажних і спеціальних автомобілів, автобусів і сільськогосподарської техніки. Це дасть змогу замінити природним газом 2,4 млн. т. рідких моторних палив щорічно, що уможливить зменшення їх імпорту (в перерахунку на бензин) на 25%. Це еквівалентно 3,4 млрд. м³ природного газу (близько 4,5% загального використання).

Як бачимо, що в Україні не існує серйозних технічних і виробничих проблем з переведенням автомобілів на СПГ і це під силу вітчизняної

промисловості. Однак, на жаль, широкого використання СПГ не відбулося переважно через економічні чинники, характерні для України та інших держав.

Розширення використання природного газу у нафтогазовидобувній галузі відбувається завдяки розвинутій мережі газопостачання. Але на газобалонних автомобілях, що працюють на газі або бензині, не можливо повністю використати переваги природного газу.

Через необхідність транспортування газових балонів та низьку енергоємність природного газу маса газобалонних автомобілів значно збільшується. Так, якщо співвідношення мас сталевих балонів і палива становить від 10 : 1 до 6 : 1, то співвідношення мас місткості - паливо для бензинових автомобілів становить від 1:2 до 1:4. Тому вантажо-підйомність газобалонних автомобілів на 15-20 % нижча, ніж у бензинових. Пробіг автомобіля, що працює на газі, на одній заправці більш ніж удвічі менший від пробігу бензинових автомобілів. Через віддаленість автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій (АГНКС) від автопарків продуктивність газобалонних автомобілів знижується ще на 3-16%.

Ці недоліки використання стиснутого природного газу як моторного палива призводять до збільшення в 1,3-1,5 рази (з урахуванням витрат енергії на заправку на АГНКС) витрат палива на транспортну роботу порівняно з бензиновими автомобілями, що практично зводить нанівець екологічні переваги газобалонних автомобілів. Внаслідок збільшення капітальних і експлуатаційних витрат при використанні газобалонних автомобілів зведені витрати на використання зрідженого газу зростають в 1,15 рази порівняно з використанням бензину. Економічно вигідніша експлуатація на цих автомобілях чисто газових двигунів з високим ступенем стиснення і високим ККД. Але такі двигуни можуть працювати тільки на газі або дорогих високооктанових бензинах, що стримує їх широке використання.

Зріджені нафтові гази мають високі моторні якості, техніко-економічну і екологічну ефективність, але використання їх обмежене. У більшості розвинутих країн частка автомобілів, що працюють на зріджених газах, не перевищує кількох процентів. Це пояснюється значним споживанням пропан-бутану в комунально-побутовому секторі і багатьох промислових галузях.

Тому, всі країни використовують на державному рівні методи економічної підтримки виробників і споживачів СПГ в якості моторного палива.

З цією метою розроблено “Концепцію Державної програми використання природного газу в якості моторного палива у нафтогазовидобувній галузі України” і проект такої програми. Вони базуються на аналізі досвіду попередніх років і прогнозі розвитку нафтогазовидобування, газової, нафтової і нафтохімічної промисловості України. В них врахований деякий негативний досвід, зв'язаний з використанням тільки потужних АГНКС. Відсутність малих АГНКС суттєво знижує ефективність роботи газобалонних транспортних засобів через великі холості пробіги на заправку. Суттєво ускладнюється підготовка газового моторного палива, відсутність широкої мережі станцій сервісного обслуговування АГНКС та ін.

Програма передбачає на період до 2010р. заходи щодо розвитку ви-

робництва і розширення використання СПГ для двигунів: розробку та прийняття на державному рівні актів законодавчого характеру; встановлення об'ємів переоснащення автобусів, вантажних і спеціальних автомобілів в районах діючих АГНКС з метою повного використання їх потужностей; розширення мережі АГНКС як загального використання на базі станцій АГНКС-250, АГНКС-125 повної заводської готовності, так і блочних станцій гаражного типу на 45–70 заправок в добу та ін. Передбачається також подальший розвиток мережі сервісного обслуговування газобалонних автомобілів, організація виробництва нових прогресивних видів газобалонного обладнання, створення структур організаційно-керівного і контрольного характеру.

Ефективність газобалонних автомобілів можна підвищити, якщо перевести їх на композитні палива - нафтові з добавками природного газу або легких гомологів метану (етану, пропану) та їх сумішей. Для цього двигуни газобалонних автомобілів потрібно переобладнати на бензогазові й газодизельні.

В загальному широке використання природного газу в якості моторного палива значно зменшить залежність держави від імпорту нафтопродуктів і коливань на їх ринку, а також зменшить вартість міських і міжміських перевезень, покращить стан навколишнього середовища. Значний ефект може бути досягнутий від зниження затрат на паливні ресурси і забезпечення надійності робіт в сільськогосподарському виробництві.

Використання зрідженого газу. У нашій країні споживання автотранспортом зрідженого нафтового газу в 2000 р. становило приблизно 2 % його товарного виробництва, а в 2010 р. внаслідок обмеженості нафтових ресурсів не перевищуватиме 10 %. Зріджений нафтовий газ на транспорті в зимовий період використовується лише в центральних і південних районах, оскільки при низьких температурах через зниження пружності парів пропано-бутанової суміші експлуатація автомобілів стає неможливою. В перспективі зріджений нафтовий газ залишиться основним видом палива для забезпечення газопостачання побутових і промислових споживачів, віддалених від магістральних газопроводів. Використання його на транспорті буде обмеженим.

Є світовий досвід використання на транспорті зрідженого природного газу. Але в світі не існує спеціальних систем використання такого газу на автомобільному транспорті. На рідкому метані працюють автомобілі на заводах зрідження газу Канади, США, Японії.

7.2 Використання метанолу в двигунах з іскровим запалюванням

Використання метанолу як альтернативного палива для двигунів внутрішнього згоряння з іскровим запалюванням дає змогу суттєво зменшити потребу палива нафтового походження (в основному бензину), а також викиду шкідливих речовин з відпрацьованими газами. Існують налагоджені технології великотоннажного виробництва метанолу з задовільними

техніко-економічними показниками. Базою для отримання метанолу можуть слугувати вугілля, природний газ, відходи сільськогосподарського виробництва, відпрацьовані гази металургійного виробництва. За нормальних умов метанол є рідиною, що дає змогу використовувати існуючу структуру заправних станцій. Шляхи використання метанолу як моторного палива в ДВЗ з іскровим запалюванням можливе у разі часткової заміни бензину зі збереженням можливості роботи на чистому бензині та повної заміни бензину.

На сьогодні основним споживачем метанолу є хімічна промисловість. Наявність великої сировинної бази є переконливою підставою для збільшення його виробництва і більш широкого використання як моторного палива. Порівняно з бензином метанол має такі відмінності:

- менша (майже у двічі) нижча теплота згоряння;
- більша (майже в 4 рази) скрита теплота пароутворення;
- високе октанове число (за моторним методом – 88-94);
- високий вміст кисню;
- нижча температура згоряння;
- агресивність до деяких матеріалів.

В процесі збереження, транспортування і використання метанолу в якості моторного палива існує небезпека його впливу на людину і навколишнє середовище, проявляється агресивність по відношенню до різних матеріалів. Розповсюджена точка зору, що метанол не можна використовувати як паливо тому, що він є отрутою. Однак, відносна агресивність метанолу складає 5,9, а бензину з переважанням ароматичних вуглеводнів – 17,5, тобто токсичність парів метанолу приблизно у тричі нижча, ніж бензину [50].

За даними американських дослідників граничне значення концентрації парів метанолу при вдиханні дещо нижча ніж у бензині (відповідно 200 млн^{-1} і 300 млн^{-1}). Оскільки бензин характеризується більшою здатністю випаровуватись, ніж метанол (тиск його насичених парів приблизно в 2,3 рази більша, ніж метанолу), то зрозуміло, що за однакової температури кількість парів з одиниці площі бензину буде більшою, тому бензин є небезпечнішим.

Шляхи повної заміни бензину. Існує декілька шляхів живлення двигуна метанолом:

- подаванням метанолу на впуск (впорскування рідкого метанолу у впускний тракт; подавання рідкого метанолу через карбюратор; подавання парів метанолу на впуск двигуна);
- впорскування рідкого метанолу під тиском безпосередньо в камеру згоряння.

Подавання рідкого метанолу на впуск двигуна. Ні подавання рідкого метанолу в карбюратор, ні його впорскування в впускний тракт двигуна не вимагає серйозних конструктивних змін. У випадку подавання рідкого метанолу на впуск двигуна найбільш сильно проявляються такі проблеми: погіршений пуск холодного двигуна, утворення нагару на стінках циліндрів внаслідок порушення плівки оливи, забруднення оливи, збільшення викидів альдегідів. Додатково виникає потреба підігрівання (особливо в

холодний період року) рідкого метанолу, що вимагає підведення додаткової теплоти.

Подавання парів метанолу на впуск двигуна. Одним із перспективних способів використання метанолу в якості моторного палива є його попереднє випаровування з наступним подаванням на впуск двигуна. Як теплоносії можна використати відпрацьовані гази чи рідину із системи охолодження двигуна. Пари метанолу і повітря змішуються в змішувальній камері, утворюючи гомогенну метанол-повітряну суміш, яка рівномірно розповсюджується у циліндрах.

Використання такої системи дає змогу конвертувати практично будь-який ДВЗ з іскровим запалюванням без суттєвих затрат. Робочий процес за своїми характеристиками наближується до робочого процесу двигуна, який працює на газоподібному паливі, тобто спостерігається зменшення густини заряду в циліндрі за збільшеної швидкості згоряння суміші. Зменшується викид шкідливих речовин. Більш повне згоряння суміші обумовлює зменшення викиду альдегідів. Значно зменшується нагар на стінках циліндра. Збільшується термін служби оливи.

До недоліків цього способу слід віднести неможливість роботи паливної системи на непрогрітому двигуні і небезпека конденсації метанолу на стінках впускного тракту, що може спричинити підвищене спрацювання циліндропоршневої групи. Використання парів метанолу в якості моторного палива вимагає створення надійного випаровувача для забезпечення повного випаровування при заданій витраті палива.

Впорскування рідкого метанолу під тиском безпосередньо в камеру згоряння. Даний спосіб живлення дає змогу забезпечити рівномірне розповсюдження метанолу по всіх циліндрах двигуна. При цьому відбувається підвищення ефективного к.к.д. Внаслідок покращання сумішоутворення зменшується кількість викидів вуглеводню. Але при цьому спостерігається утворення нагару на стінках циліндрів внаслідок порушення плівки мастила у разі потрапляння на нього дрібних крапель впорскуваного метанолу. Виникає необхідність у внесенні суттєвих змін в конструкцію двигуна.

Шляхи часткової заміни бензину. Бензометанольні суміші. Однією із можливостей використання метанолу в якості моторного палива є використання бензометанольних сумішей. Даний спосіб дає змогу обійтись без суттєвих змін в конструкції ДВЗ, розширити паливну базу автомобіля. Висока антидетонаційна стійкість метанольних добавок дає змогу покращити якість бензину без використання традиційних антидетонаторів і підвищити октанове число суміші. Додаткове регулювання карбюратора дає змогу змістити роботу двигуна в більш бідну область сумішоутворення.

Додавання метанолу до бензину дає змогу зменшити вихід шкідливих речовин в атмосферу. В результаті більш повного згоряння паливоповітряної суміші зменшуються викиди CO і CH. Зниження температури згоряння суміші впливає на зменшення викиду NO_x. Але використання бензометанольних сумішей призводить до виникнення таких проблем:

- підвищення чутливості суміші до наявності вологи в повітрі, їх фазова нестабільність, що пояснюється високою гігроскопічністю метанолу;
- можливість утворення парових пробок в паливопроводах, оскільки

тиск насичених парів бензометанольних сумішей вищий, ніж парів кожного із компонентів окремо;

- замерзання двигуна, тобто проблеми запуску і прогрівання, особливо в холодний період року. Чим більший вміст метанолу в суміші, тим більше проявляється дана проблема;

- корозійна активність по відношенню до кольорових металів;

- порушення плівки оливи на стінках циліндра і, як наслідок, підвищення спрацювання деталей циліндропоршневої групи;

- утворення альдегідів в процесі окислення неспаленого метанолу в випускному тракті двигуна.

Продукти конверсії метанолу. Метанол розкладається за підвищених температур в присутності каталізатора з утворенням водню і оксиду вуглецю



Ця реакція ендотермічна, тому можлива термохімічна регенерація теплоти відпрацьованих газів. Оскільки реакція протікає з поглинанням теплоти, її продукти мають теплоту згоряння вищу на 12-20%, ніж вихідна речовина - метанол, тобто протікає перетворення теплової енергії відпрацьованих газів в хімічну енергію утворюваного синтез-газу. Змішуючись з повітрям, синтез-газ направляється в циліндри двигуна, і частина теплоти відпрацьованих газів повертається в цикл двигуна. Даний метод дає змогу підвищити ефективний ККД двигуна, суттєво знизити викиди токсичних компонентів, а також розширити межі об'єднання паливоповітряної суміші.

У випадку використання даного способу виникають наступні проблеми:

- жорсткішим є робочий процес:

- з'являються зворотні спалахи у впускній системі внаслідок само спалахування молекулярного водню при контакті з залишковими газами в період перекриття клапанів;

- необхідна розробка каталізатора, здатного працювати з достатньою об'ємною швидкістю при відносно низьких робочих температурах теплоносія.

Висновок. Після проведення комплексної оцінки екологічних і техніко-економічних показників двигуна з іскровим запалюванням під час його роботи на альтернативному паливі з врахуванням можливості зміни вартості палива і вартості оцінки заданої шкоди від забруднення навколишнього середовища можна зробити висновки, що доцільним є повна заміна бензину метанолом шляхом впорскування рідкого метанолу в камеру згоряння, або подавання парів метанолу на впуск двигуна. Такі заходи дають змогу замінити паливо нафтового походження і приблизно в 4 рази зменшити шкідливість від забруднення навколишнього середовища.

7.3 Зниження втрат палива за рахунок конструктивних особливостей і умов експлуатації АТЗ

Паливна економічність АТЗ поліпшується при застосуванні електронної системи запалювання, установка мікропроцесорів для оптимізації регулювання складу суміші і випередження запалювання, впровадження карбюраторних двигунів з форкамерно-факельним запалюванням, використання системи безпосереднього впорскування бензину.

Для підвищення паливної економічності все більш широке застосування одержують як дизелі, так і карбюраторні двигуни з наддуванням.

В результаті застосування наддування за незмінної потужності двигуна можна зменшити питомі витрати на частинних навантаженнях, що дає змогу економити до 10% палива. Крім того, збільшується запас крутного моменту, що також позитивно впливає на паливну економічність.

Зменшуються витрати палива у випадку застосуванні двигунів з відключенням циліндрів на окремих навантаженнях. Їхня особливість полягає у наявності системи деактивізації циліндрів у режимах руху із середніми мінімальними навантаженнями. Іншими словами: коли немає необхідності у використанні можливості двигуна "на всі сто" електроніка закриває впускні й випускні клапани половини циліндрів, перетворює потужний V8 в економічний V4. Величина економії як показали випробування може сягати 8%...9%.

Застосовують також прилади для зниження затрат потужності на привод допоміжних агрегатів, наприклад для автоматичного відключення вентилятора, що може привести до зменшення витрат палива на 2...3%. Заходи зі зниження механічних втрат в двигуні можуть дати 4...10% економії палива.

Ведуться роботи з виготовлення двигунів, у яких робочий процес близький до адіабатного, де втрати теплоти в охолоджуюче середовище обмежені. Припускають, що для таких двигунів значення витрати палива можуть бути знижені порівняно з існуючими 15...20%.

На витрату палива впливає також питома потужність двигуна $N_{\text{ном}}$. Чим більша питома потужність за звичайних умов, тим менший коефіцієнт використання потужності двигуна і, як було показано (за виключенням значення коефіцієнта використання потужності двигуна близьких до 100%), більша витрата палива і більші шляхові витрати.

Якщо б автомобіль мав безступінчасту трансмісію, то в принципі для деякого діапазону потужність $N_{\text{ном}}$ можна було забезпечити роботу двигуна на оптимальному режимі за витратою палива. У випадку застосування в трансмісії ступінчастої коробки передач, для кожних умов роботи існує оптимальна потужність $N_{\text{шт}}$, за якої шляхова витрата Q_s буде мінімальною.

Для автомобілів, що працюють в більш важких дорожніх умовах, передаточні числа трансмісії повинні бути більшими, що може забезпечити збільшення коефіцієнта використання потужності двигуна.

Зміна повної маси m автомобіля впливає на витрату палива, в основ-

ному внаслідок зміни тягової сили. Значення повної маси визначають також гальмівні і інерційні сили, але при кваліфікованому водінні енергія, затрачена на переборювання цих сил, значною мірою повертається.

У випадку підвищення повної маси автомобіля і корисного навантаження в цілому зменшується витрата палива. Дизельні автомобілі мають більш високу паливну економічність порівняно з автомобілями, які мають карбюраторні двигуни. Вплив підвищення певної маси автомобіля на паливну економічність особливо ефективно за малих і середніх значень m_a .

Питома витрата палива Q_w суттєво залежить від власної маси m автомобіля.

Зниження маси автомобіля можливе у разі правильного вибору компонованої схеми, широкого застосування високоякісних сталей, алюмінію, пластмас, профілів матеріалів.

Значний вплив на витрату палива спричиняють аеродинамічні якості автомобіля. У легкових автомобілів витрати потужності на переборення опору повітря уже за швидкості близько 15 м/с перевищують затрати на переборення опору тертя. У теперішніх легкових автомобілях аеродинамічний опір нижчий середнього приблизно на 25%, що дає змогу одержати економію витрати палива близько 10%. Реалізація повного комплексу заходів поліпшення аеродинаміки автопоїзда може забезпечити зниженню опору повітря в діапазоні швидкостей 15-25 м/с майже на 50% і зменшення витрати палива на 10...15%.

Суттєвий вплив на паливну економічність автомобілів мають енергетичні характеристики шин. Кращі взірці шин мають коефіцієнтом тертя кочення значно менший, ніж шини середнього класу. У разі зменшення коефіцієнта тертя на 10% втрата палива знижується на 2,5...3,5%.

Зі збільшенням швидкості питома витрата палива спочатку зменшується, досягає мінімального значення за оптимальної швидкості, а потім суттєво зростає.

Основний вплив зміни витрати палива q_e , пов'язаний зі зміною коефіцієнта швидкості u . При збільшенні швидкості коефіцієнт u зазвичай збільшується, в зв'язку з тим витрата палива зменшується і знижується шляхова витрата Q_s .

Найбільша економія палива на одиницю маси перевезеного вантажу спостерігається у випадку використання автопоїздів. Це пояснюється кращим використанням маси, для причепів 2...2,5; для напівпричепів 3...4.

Також витрата палива суттєво залежить від вміння водія вибирати режим роботи двигуна, забезпечуючи при заданих дорожніх умовах і вибраної швидкості, мінімальні витрати палива, а також використовувати енергію, яка зберігалася автомобілем при русі на підйом і при розгоні.

Витрата палива також залежить від передачі, на якій здійснюється рух, від повноти згорання палива, якості оливи, конструкції двигуна на автомобілях в цілому, режиму його роботи і організацій перевезень (табл. 7.4).

На витрату палива значно впливають швидкість руху, підйоми, спуски. Рух автомобіля на великій швидкості, особливо на близькій до максимальної, призводить до різкого збільшення витрат палива і оливи. Мала швидкість не може бути економічною, хоча витрата палива при цьому менші ніж за максимальної швидкості руху.

Таблиця 7.4 - Залежність зниження витрат палива від конструкції автомобіля і режиму його роботи

Особливості конструкцій і режиму роботи автомобіля	Економія палива, %
Застосування шин із радіальним кордом	8
Оптимізація параметрів трансмісії	8
Застосування прискорювальної передачі	5
Застосування гальма – сповільнювача при роботі в гірській місцевості	5....12
Застосування аеродинамічних обтічників	5....15
Робота автомобіля на оптимальній швидкості	36
Підвищення вантажопідйомності на 1%	0.8
Підвищення коефіцієнта використання пробігу на 1%	0.7

Економічна швидкість руху автомобіля - це швидкість за якої досягаються умови роботи двигуна з максимальним крутним моментом. Вона становить 2/3 від максимальної. Із збільшенням швидкості зростають витрати палива на подолання опору повітря (на 9-20%). За однакової швидкості витрата палива тим менша, чим краща обтічність автомобіля (на 8-10%). Під час руху автомобіля без перешкод горизонтальною дорогою витрата палива на 20-30% менші порівняно з витратами під час його руху міськими магістралями.

Підтримування нормального теплового режиму двигуна створює умови для економії палива. Якщо температура охолоджуючої рідини знижується до 50°C (замість нормальної 80-85°C), то витрата палива збільшується на 8-10%. Те ж саме відбувається у разі перегрівання двигуна.

Різного роду несправності трансмісії та двигуна, що в загальному не впливають на працездатність АТЗ, можуть негативно впливати на паливну економічність в цілому (табл. 7.5).

Використання палив і олив, які не відповідають конструктивним особливостям двигуна, неминуче викликає їх перевитрату. Це, в першу чергу, стосується таких показників бензину, як октанове число і фракційний склад. Негативні результати дає також використання палива, яке не відповідає сезонним умовам. Таким чином, однією з умов зниження витрати бензину на транспортну роботу є відповідність його марки рекомендованій за даних умов експлуатації.

Заміна карбюраторних двигунів дизелями. Одним із основних шляхів зменшення витрати палива автомобільного транспорту є заміна карбюраторних двигунів дизелями [54]. При цьому дизелі знаходять все більш широке застосування не тільки на вантажних автомобілях, автобусах, а й на легкових автомобілях.

Заміна бензинових двигунів дизелями автомобільного парку є важливим напрямом економії нафтових моторних палив завдяки високій паливній економічності дизелів порівняно з бензиновими двигунами: дизельні

Таблиця 7.5 - Вплив несправностей деталей і вузлів автомобіля на витрату палива

Несправності, що впливають на збільшення витрати палива порівняно з нормативним	Збільшення витрати , %
Підвищення рівня палива в поплавковій канаві на 0.004м	10
Збагачення суміші внаслідок несправності економайзера	8.....10
Збільшення пропускної здатності жиклерів карбюратора	5.....10
Порушення роботи пристрою випередження запалювання	8.....10
Неправильне регулювання зазору між контактами переривника	5.....7
Одна непрацююча свічка	20.....30
Дві непрацюючі свічки	45.....55
Неправильне регулювання гальм і маточних коліс	10.....20
Неправильно встановлене сходження передніх коліс	5.....10
Зменшення тиску в шинах на 0.05 МПа	4.....5
Зменшення тиску в шинах на 0.1 МПа	до 10
Забруднення повітряного фільтру, впускного трубопроводу	4.....5

автомобілі витрачають палива на 25-30% менше, ніж бензинові. Але заміна бензинових двигунів дизелями стримується з екологічних міркувань, оскільки деякі компоненти відпрацьованих газів дизелів мають підвищену токсичність. Дизелі порівняно з бензиновими двигунами викидають в атмосферу більше часточок сажі з сорбованими на них продуктами крекінг-процесу, канцерогенами, високотоксичними оксидами й діоксидами азоту, альдегідами[55]. У зв'язку з цим, наприклад у США, де діють жорсткі обмеження на токсичність відпрацьованих газів, зокрема й на канцерогени, частка дизельних вантажних автомобілів знизилась, а на автомобілі з повною масою менш ніж 2,7 т встановлюються тільки бензинові двигуни. Однак у Західній Європі дизелі широко використовуються як на вантажних автомобілях і автобусах, так і на легкових автомобілях. У ФРН, наприклад, 75 % вантажних автомобілів випускаються з дизельними двигунами.

Переваги дизелів з паливної економічності визначають за більш низьким значенням витрати палива $g_e=f(U)$, де U - коефіцієнт використання потужності двигуна.

У випадку зменшення коефіцієнта U від 100 до 70 % у карбюраторних двигунах витрата палива збільшується майже в тричі, а в дизелів тільки на 30 %.

Ці переваги дають змогу за умови заміни карбюраторного двигуна дизельним знизити витрату палива на 25...30 % у легкового автомобіля і 30...40 % у вантажного автомобіля і автобуса. Цілеспрямованість застосування дизелів тим більша, чим ширший діапазон зміни коефіцієнта вико-

ристання потужності двигуна .

Важливим чинником, стримуючого застосування дизелів, особливо на легкових автомобілях є їх великі порівняно з карбюраторними двигунами тієї ж потужності, маса і розміри, а також підвищена шумоутворення.

7.4 Енергоощадна транспортна система

Автотранспорт сьогодні практично повністю представлений автомобілями, що працюють на викопному паливі. Понад 99 % палива, що використовується на транспорті, виробляється з нафти.

Споживання палива на транспорті постійно зростає. В 1985 році у всьому світі налічувалося 375 мільйонів пасажирських автомобілів, а кількість машин, що використовуються для перевезень - 109 мільйонів. В 2002 світовий пасажирський автопарк складав вже 530 мільйонів автомобілів, при цьому США - країні, населення якої складає 5% від світового - належала четверта частина зі всіх автомобілів, що використовуються в світі. За оцінками експертів близько 700 мільйонів автомобілів рухаються сьогодні (2007 рік) вулицями світу. Лише в 2006 році в світі було вироблено 70 мільйони пасажирських автомобілів і легких грузовиків. Очікується, що до 2015 року вулицями світу їздитиме мільярд автомобілів[56].

Зростання числа автомобілів веде до постійного зростання споживання нафти в світі. Так, наприклад, в США, населення яких складає 5 % від світового, споживають приблизно 40 % всього бензину, виробленого на планеті, і витрачають тільки на імпорту нафти понад 100 млрд. доларів. Україна забезпечена власними ресурсами нафти тільки на 5...10 %, вартість імпортованої нафти складає понад 7 млрд. дол. США, а вартість додатково імпортованих нафтових моторних палив - близько 2 млрд. дол. США на рік). Оскільки видобування нафти стає все більш дорогим, ціни на нафту постійно ростуть і в майбутньому зміна ситуації не очікується[56].

За даними аналітиків за існуючих темпів споживання нафти її запасів у різних країнах світу може вистачити лише на період до 2020 р. і лише в окремих країнах до 2070 року. Запаси природного газу значно їх перевищують (табл..7.6).

Таблиця 7.6 - Дані про закінчення промислових залишків нафти і газу у країнах світу [57]

Країна	Нафта	Природний газ
Іран	2071 г	2083 г
США	2010 г	2019 г
Норвегія	2011 г	2024 г
Великобританія	2008 г	2009 г
Росія	2021 г	2024 г

Ситуація, яка склалася із забезпеченням транспорту достатніми обсягами нафтопродуктів, гостро ставить проблему пошуку альтернативних видів моторного палива. Доступним готовим джерелом сконцентрованої енергії є використання стиснутого природного газу (СПГ) та рідкого біологічного палива. У ряді країн світу і в Україні вже використовують стис-

нутий природний газ як моторне паливо для вантажних і легкових автомобілів та застосовуються бензини з 10-15% різних паливних домішок. Зокрема суміш бензину з етанолом (10-12%) особливо успішно використовується у США і Канаді, а також у Бразилії, де її виробництво здійснюється на основі національної програми. У США 80% виробленого етанолу використовується як паливо. Переведення автотранспорту на газомоторне паливо (природний газ) та біопаливо зумовлюється не тільки економічними, але і екологічними чинниками.

Разом з тим, багато фахівців вважають, що в планетарних (а найголовніше в довготривалих) масштабах біопаливо має невеликі шанси на "виживання". Головний аргумент проти - велика частина населення землі живе за межею бідності, не маючи доступу навіть до нормальної повноцінної їжі. Проблемою також є постійна тенденція до подорожчання, як комерційної, так і сільськогосподарської землі, а виробництво біопалива обмежується масштабами орних земель і врожайністю. Для виробництва тонни масла за європейської врожайності ріпаку 26 ц/га потрібно прибрати його з площі в 1 га, а за кращої української врожайності - з 2 га. Оскільки річна потреба нашого сільського господарства в дизельному паливі складає 1,3-1,6 млн. т, то для його забезпечення рапсом доведеться засівати до 3 млн. га. Якщо додати до цього потреби залізниці, автомобільного транспорту і армії, то для їх повного задоволення нам просто не вистачить орних земель. Крім того, виробництво біопалива є затратним. Так, у випадку спалювання етанолу можна отримати тільки на 67% більше енергії, ніж затрачається на його виробництво.

Найвірнішою ознакою того, що в довгостроковій перспективі біопаливо не має рожевого майбутнього, є ставка автомобільних гігантів на водень. На думку провідних інженерів, саме водень стане універсальним паливом майбутнього, яке врятує світ від забруднення.

Проблеми вирішення енергетичної і екологічної кризи для транспорту у світових масштабах буде забезпечуватись не тільки заміною нафтопродуктів альтернативними видами палива, але й використанням відновлюваних джерел енергії (сонячна енергія) і підвищенням ефективності використання енергії транспортними двигунами. Перспективними тут виявились автомобілі з гібридною трансмісією, які вже випускаються серійно, а також розроблені принципово нові схеми використання палива – паливні комірки [25,26]. (Паливна комірка є пристроєм для одержання електричної енергії з органічного палива та кисню під час хімічної реакції утворення води та двоокису вуглецю з кисню, водню та вуглецю див. розд.3).

У автомобілів з гібридною трансмісією тепловий двигун приводить у рух електрогенератор, який виробляє електроенергію для привода електродвигунів коліс і заряджання акумуляторів. Така схема забезпечує роботу теплового двигуна у діапазоні найбільш високого к.к.д. і дає змогу ефективно компенсувати пікові навантаження. Наявність електродвигуна дає змогу регенерувати енергію, що виділяється під час гальмування автомобіля.

Що стосується автомобілів з паливними комірками, які відносяться до хімічних джерел струму, то в них здійснюється пряме перетворення енергії палива в електрику поза малоефективними процесами горіння, які йдуть з великими втратами у теплових двигунах. У поєднанні з електричними двигунами паливні комірки є ідеальними двигунами для транспортних засобів, перш за все автомобілів, палива яким потрібно у 2-4 рази ме-

ніше, ніж для найкращих автомобілів з двигунами внутрішнього згорання. Для порівняння наведемо також можливість традиційних генераторів електричної енергії. Так, ефективність використання палива найкращими газовими турбінами дуже великої потужності зараз становить 42 %, тепловими станціями – 33-35 %, дизельними станціями – 36 %. Найменш ефективно використовують паливо автомобілі з двигунами внутрішнього згорання (ДВЗ). В найкращому випадку, коли вони рухаються добрим автошляхом, цифра сягає 20 %. У місті ж вона не перевищує 10 %. Очевидно, що підвищення ефективності використання палива міським транспортом до 50-60% дасть змогу знизити його споживання у 3-4 рази.

Для міського транспорту найбільшу ефективність зі споживання палива можна одержати у разі переходу на використання електротранспорту (тролейбусів, трамваїв, метрополітену). У цьому випадку ефективність використання традиційного палива можна значно підвищити. Для цього необхідно реалізувати технологічну схему, за якою традиційне паливо (вугілля, мазут, природний газ та ін.) спалюється для виробництва електроенергії з к.к.д. від 30 до 50%. Викиди низькопотенціальної теплоти (40-50%) будуть використовуватись для теплопостачання міста. Це так звана когенерація - схема виробництва теплоти і електроенергії, яка детально описана в розділі 3. За такої схеми ефективність використання палива підвищується до 80-85%.

Ефективність використання виробленої електроенергії електротранспортом з урахуванням часткової рекуперації енергії під час гальмування є високим. Тому загальна ефективність споживання традиційного палива для міського транспорту за такої схеми його використання може збільшитись у п'ять-шість разів, при цьому замість дорогих палив з нафтопродуктів будуть використовуватись більш дешеві, а також можна буде частково використовувати нетрадиційні джерела енергії. Значно знизиться забруднення, адже шкідливі викиди когенеративних установок (або ТЕЦ) легше і дешевше знешкодити ніж викиди двигунів внутрішнього згорання і, крім того, такі ТЕЦ можна розмістити за містом.

Попри всі свої переваги міського електротранспорту над транспортом з ДВЗ за ефективністю споживання енергії, є у них один спільний недолік – це втрати енергії під час гальмування, які «з'їдають левову частку» енергії під час руху містом, що пов'язано з багаторазовими зупинками для посадки та висадки пасажирів та напруженим рухом. Розглянемо це більш детально на прикладі.

Розрахунок затрати енергії під час руху маршрутного транспорту.
Вихідні дані: маса автобуса – 5т, швидкість руху – 11 м/с (40 км/год), коефіцієнт тертя кочення – 0.02, коефіцієнт опору повітря – 0.025 Н/м⁴, площа – 4 м², середня відстань між зупинками – 1 км.

В ідеальному випадку рух міського транспорту складається з трьох основних циклів: розгін від нерухомого стану до необхідної швидкості, рівномірний рух і гальмування до зупинки. Перші два цикли потребують затрат енергії. В третьому циклі (гальмування) кінетична енергія ТЗ розсіюється у навколишнє середовище.

Необхідна енергія для розгону і рівномірного руху транспортного засобу (ТЗ) визначається:

$$E = E_K + E_T + E_{OP} = \frac{mV^2}{2} + KmgS + kFV^2S = \frac{5000 \cdot 11^2}{2} + 0.02 \cdot 5 \cdot 10^3 \cdot 9.8 + 0.02 \cdot 4 \cdot 11^2 \cdot 10^3 = 1292 \text{кДж}$$

де E - енергія, яка затрачається для розгону ТЗ;

E_T - енергія, яка затрачається на переборювання тертя кочення під час руху;

E_{OP} - енергія, яка затрачається на переборювання опору повітря під час руху;

m - маса транспортного засобу;

V - швидкість переміщення;

g - прискорення земного тяжіння;

S - відстань між зупинками;

F - лобова площа ТЗ;

k - коефіцієнт тертя кочення;

K - коефіцієнт опору повітря.

За реальних умов під час переміщення міського пасажирського транспорту в більшості випадків зупинятись доводиться не тільки на маршрутних зупинках, але на регульованих перехрестях і в місцях скупчення транспорту, тому прийемо, що ТЗ в середньому робить додатково, ще дві повні зупинки, після чого знову розганяється. Тоді повна енергія для переміщення ТЗ на відстань 1 км буде:

$$E = 3E_K + E_T + E_{OP} = \frac{mV^2}{2} + KmgS + kFV^2S = \frac{3 \cdot 5000 \cdot 11^2}{2} + 0.02 \cdot 5 \cdot 10^3 \cdot 9.8 + 0.02 \cdot 4 \cdot 11^2 \cdot 10^3 = 1897 \text{кДж}$$

де $n = 3$ - кількість розгонів ТЗ до заданої швидкості.

З аналізу повної витрати енергії за її складовими виявляється, що кількість енергії, яка затрачається на переборювання тертя кочення під час руху приблизно дорівнює енергії, що затрачається для розгону ТЗ (47,8% і 51,7% відповідно). Втрати енергії, яка затрачається на переборювання опору повітря під час руху незначні - близько 0,5% від повної витрати енергії. Тобто, у разі пересування містом близько половини енергії, яку виробляє ДВЗ, витрачається для руху ТЗ, а інша частина розсіюється в навколишнє середовище. Отже нераціональний рух ТЗ вулицями міста зводить нанівець всі досягнення ефективності ДВЗ. Навіть підвищення к.к.д.

ДВС до 15-20% (що практично є неможливим) не зможе компенсувати значні витрати палива міським транспортом через часті зупинки. Тому всі досягнення у ефективності, яка виражається довжиною пробігу ТЗ на одиницю кількості палива втрачають сенс під час їх пересування містом з його регульованими перехрестями, заторами, скупченням транспорту і частими зупинками для посадки висадки пасажирів.

Очевидно, що для підвищення ефективності використання палива міським ТЗ необхідна регенерація енергії, яка розсіюється під час гальмування. ТЗ з електричним приводом можуть регенерувати незначну кількість енергії гальмування за умови роботи їх електродвигунів у режимі генератора. Більша ж частина енергії гальмування розсіюється. Теж саме стосується ТЗ з гібридним приводом.

Нами пропонується [57] енергоощадна транспортна система (ТС) для міських перевезень, основною перевагою якої є повна рекуперація енергії гальмування з подальшим її використанням для розгону. Ця мета досягається шляхом створення шляхопроводу спеціального профілю (рис.1).

Шляхопровід виконаний у вигляді монорельса, яким рухається ТЗ, наприклад, вагонетка і має три характерних ділянки: 1- криволінійна ділянка для розгону до необхідної швидкості; 2 – прямолінійна похила ділянка рівномірного руху; 3 – криволінійна ділянка сповільнення руху до зупинки. Висота криволінійних ділянок залежить від заданої швидкості руху і визначається з формули:

$$h = \frac{V^2}{2g} = \frac{11^2}{2 \cdot 9,8} = 6,173 м$$

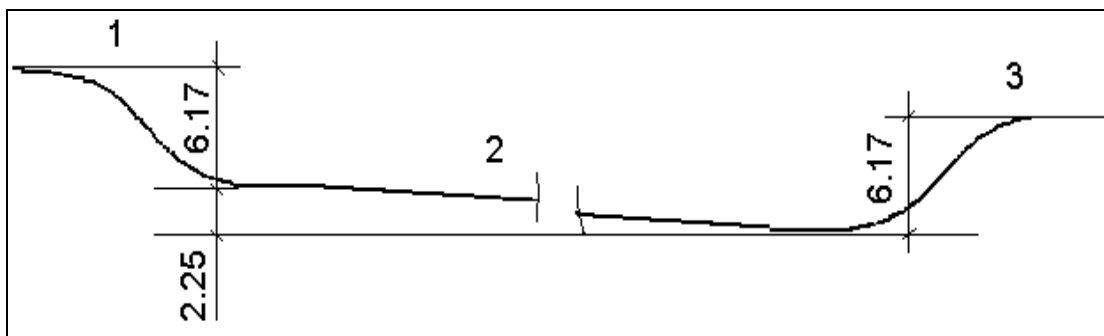


Рисунок 1 – Профіль шляхопроводу запропонованої транспортної системи.

і для нашого випадку для швидкості 40 км/год (11 м/с) – 6.17 м. Нахил ділянки 2 визначається з умови підтримання рівномірного руху

$$h = \frac{E_T + E_{op}}{G} = \frac{9,8 \cdot 10^4 + 1,21 \cdot 10^4}{4,9 \cdot 10^4} = 2,247 м$$

і становить, за коефіцієнту тертя кочення 0.02, - 2.25 м для довжини ділянки 1000 м.

Шляхопровід такого профілю забезпечує розгін транспортного засобу до заданої швидкості на ділянці 1, рівномірний рух за рахунок нахилу на

ділянці 2 і гальмування вагонетки на ділянці 3. Рух вагонетки відбувається за рахунок сили тяжіння. Енергія для руху надається в кінцевому положенні на ділянці 3 при піднятті вагонетки спеціальним піднімаючим пристроєм на задану висоту, яка залежить від сил тертя кочення, опору повітря і довжини ділянки 2. Для нашого випадку це висота у 2,25 м.

Особливістю такої транспортної системи є те, що під час руху вагонетки енергія, яка витрачається на розгін на ділянці 1 повністю повертається під час гальмування вагонетки на ділянці 3. Затрати енергії для руху вагонетки витрачаються тільки на тертя кочення і опір повітря, які є низькими для сталевих коліс і рейок за невисоких швидкостей руху.

Загалом транспортна система складається з великої кількості закільцьованих шляхопроводів, прокладених під землею або над землею. Наприкінці ділянки 3 кожного шляхопроводу розміщено піднімач, який підніматиме вагонетки на необхідну висоту, після чого вони знову розганяються. Розвантаження вагонетки вигідно проводити перед її підняттям, а завантаження – після її підняття. Двигуни піднімачів живитимуться за рахунок електроенергії, яку вироблятимуть когенеративні установки, наприклад, згадані вище ПГУ, к.к.д. яких при виробництві електроенергії є близьким до 55%. В цьому випадку викиди тепла, що залишаються після виробництва електроенергії споживатимуться для теплопостачання міста. Така транспортна система буде надзвичайно економічною порівняно з міськими ТЗ з двигунами внутрішнього згоряння. Розрахунки свідчать, що ТЗ з параметрами наведеними вище, з приводом від ДВЗ за споживання 1 кг умовного палива зможуть подолати під час руху містом близько 4,5 км, а ТЗ запропонованої транспортної системи подолає близько 127 кілометрів і додатково на ТЕЦ буде вироблено теплоту, за рахунок якої можна нагріти близько 50 кг води на 50 °С.

Розрахунок довжини пробігу ТЗ з двигуном внутрішнього згоряння. Прийmemo для ТЗ наведені вище параметри. Додатково вважатимемо, що к.к.д. для ДВЗ – $\eta = 30\%$. Теплотворна здатність умовного палива $Q_u = 28 \text{ МДж/кг}$.

Оскільки вирахована енергія необхідна для пересування ТЗ містом на відстань 1 км з трьома зупинками становить $E = 1,827 \text{ МДж}$, то повний пробіг під час споживанні 1 кг умовного палива буде

$$L = \frac{Q_u \times \eta}{E} = \frac{28 \times 0.3}{1.827} = 4.428 \text{ км}$$

У випадку відсутності незапланованих зупинок на маршруті пробіг ТЗ зросте

$$L = \frac{Q_u \times \eta}{E} = \frac{28 \times 0.3}{1.292} = 6.501 \text{ км}$$

Розрахунок довжини пробігу ТЗ запропонованої транспортної системи. В цьому випадку при переміщенні ТЗ на відстань 1 км енергія витрачається тільки на тертя кочення та опір повітря і становитиме $E = 0,11 \text{ МДж}$. Що стосується к.к.д. споживання палива, то він становитиме близько $\eta_1 = 0,5$ (це к.к.д. ПГУ з виробництва електроенергії). Тоді пробіг ТЗ запропонованої транспортної системи у разі споживанні 1 кг умовного палива визначається

$$L = \frac{Q_u \times \eta_1}{E} = \frac{28 \times 0.5}{0.11} = 127.2 \text{ км}$$

Додатково з 1 кг умовного палива буде вироблена теплова енергія, за рахунок якої можна буде підігріти воду на 50^oС в кількості, що визначається за формулою

$$M = Q_u \frac{0.9 - \eta_1}{50 \times C_p} = \frac{0.9 - 0.5}{50 \times 0.00042} = 53.33 \text{ кг}$$

Очевидно, що енергоефективність запропонованої транспортної системи є вражаючою у порівнянні з традиційними транспортними засобами з ДВЗ, адже пробіг для маршрутного ТЗ в умовах міського руху зростає більш ніж у 20 разів. Додатково можна буде повністю відмовитись від використання нафтових палив і перейти на альтернативні види палив та відновлювані і нетрадиційні джерела енергії. Позитивним є також те, що конструкція ТЗ запропонованої транспортної системи є спрощеною, оскільки відсутні двигун і трансмісія, а управління ТЗ легко автоматизувати, адже режим руху задається профілем шляхопроводу.

Перехід на міські перевезення вантажів і пасажирів запропонованою транспортною системою доцільно використовувати як основний вид транспорту у великих та середніх за розмірами містах і як додаток до метрополітену у мегаполісах. Попри значну економію палива, це дасть змогу покращити навколишнє середовище у містах та навколо них.

8. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ

Енергетичний аудит - це технічне інспектування виробництва та споживання теплоти і енергії підприємством з метою визначення можливості економії енергії і надання допомоги підприємству в здійсненні заходів, що забезпечують економію енергоресурсів на практиці.

Термін енергоаудит прийшов до нас на початку 90-х, а його популяризація, у першу чергу, пов'язана з дією міжнародних програм ТАСІС і U.S.A.I.D.

Чому ж енергоаудит довелося імпортувати з-за кордону? Адже в Україні енергетика є однією з найбільш розвинених промислових галузей, а підготовка фахівців-енергетиків у наших вузах є більш глибока, ніж у багатьох західних країнах. Відповідь на це питання, напевно, полягає в наступному.

По-перше, енергетики ніколи не цікавилися економікою. За основу ставилися проблеми безперебійного функціонування устаткування і техніки безпеки під час його експлуатації.

По-друге, переважно вузька спеціалізація енергетиків не давала змогу розглянути підприємство в цілому - як комплекс взаємозалежних проблем. Технологічні питання взагалі були заборонною темою, що відноситься до компетенції спеціалізованих організацій.

Таким чином, енергоаудит виник на стику енергетики, економіки і технології. Певною мірою сюди повинна бути віднесена й екологія, особливо для тих виробництв, де ця складова має велику вагу в собівартості готової продукції.

Що є об'єктом енергоаудиту? Найбільш складним вважається проведення енергоаудиту на підприємствах. Обстеження об'єктів комунального господарства (котельні, теплових мереж), житлового фонду й адміністративних будинків є принципово більш простим (якщо не брати до уваги різну глибину опрацювання проблеми). Складність підприємства як об'єкту загалом складається в тісному взаємозв'язку всіх його систем. Так, пропозиція з економії одного з енергоресурсів може викликати збільшення споживання іншого чи відобразитись на вартості випуску продукції.

Трудомісткість роботи аудитора багато в чому залежить від ступеня деталізації, що обговорюється з замовником на етапі укладання договору.

Завданням енергоаудиту є :

- виявлення джерела нераціональних енерговитрат і невиправданих витрат енергії;
- розроблення на основі техніко-економічного аналізу рекомендацій з планом їх реалізації, надання пропозицій з економії енергоресурсів та їх раціональному використанню;
- надання пропозицій з черговості реалізації запропонованих заходів з урахуванням обсягів витрат і термінів окупності.

Сьогодні вже видано велику кількість методичної літератури з енергоаудиту. Незважаючи на те, що багато методик істотно відрізняються, за-

гальний порядок проведення енергетичного обстеження підприємства можна описати в такий спосіб:

1. Аналіз режимів роботи теплотехнічного та теплоутилізаційного устаткування, тепловий баланс:

- аналіз теплових схем;
- аудит котельні;
- обстеження систем опалення;
- обстеження компресорного устаткування, системи розподілу і споживання стиснутих газів;
- аналіз режимів роботи холодильного устаткування.

2. Енергоаудит системи електропостачання і електроспоживання:

- аналіз схем електропостачання;
- аналіз режимів роботи трансформаторних підстанцій і системи регулювання cosφ;
- обстеження основного електроспоживаючого устаткування;
- обстеження системи освітлення;
- електробаланс і оцінка втрат у системі електропостачання.

3. Аналіз режимів роботи систем водопостачання і водовідведення.

Основна цінність цієї частини роботи складається в розробці енергетичних балансів, що дають змогу деталізувати енергетичні потоки по цехах і підрозділах підприємства, а також дати кількісну оцінку енергетичним втратам і вказати ділянки і причини їх виникнення. При цьому, на наш погляд, величина чи похибка неув'язки балансу повинна бути меншою, ніж сумарна економія, очікувана після впровадження запропонованих аудитором заходів.

Іншою проблемою є, як правило, відсутність на підприємстві приладів внутрішнього обліку. Тому аудиторська організація повинна мати необхідний комплект портативного вимірювального устаткування, що дає змогу установити фактичне енергоспоживання різними виробничими ділянками.

Заключна частина енергоаудиту полягає в розробці рекомендацій з енергозаощадження і їхньому техніко-економічному обґрунтуванні. Це найбільш складна частина роботи, оскільки вона вимагає від аудитора значного досвіду і творчого підходу до проблеми. Дійсно, з одного боку, існує низка відомих типових рішень з підвищення енергетичної ефективності різних систем. У цьому випадку аудитору потрібно лише зробити техніко-економічну оцінку і здійснити вибір технічних рішень на підставі фінансових критеріїв. Однак, кожне підприємство – унікальне, і типові рішення вирішують тільки частину проблеми. Тому розробка рекомендацій з економії енергії є серйозним науковим дослідженням.

Усі пропоновані заходи розбиваються на три групи за ступенем необхідних капітальних вкладень: безвтратні, середньовитратні і капіталомісткі. Завданням аудитора є пошук нових рішень або вибір між декількома відомими.

Незважаючи на наявність стандартних методик, енергоаудит можна проводити по-різному. Перше, що повинно турбувати будь-якого керівника, це чи знає він реальну картину розподілу енергоресурсів усередині заводської території. Ступінь вірогідності внутрішнього обліку розподілу

енергоресурсів визначає трудомісткість і тривалість робіт зі складання балансів, а також програму приладових вимірів.

Величина втрат енергії може складатися не лише за рахунок недосконалості енергетичного господарства. Другий складовий є нераціональне використання енергії технологічним устаткуванням. У той же час, багато керівників воліють обмежитися обстеженням енергетичного господарства за межею технологічних ліній. Такий підхід виправданий тільки в тому випадку, коли підприємство має високі постійні витрати на опалення і освітлення, наприклад, у легкій промисловості. У металургії, наприклад, де технологія надзвичайно енерговитратна, ми рекомендуємо тільки комплексний підхід.

Енергетична складова вносить відчутний вклад у структуру собівартості готової продукції, але відсутність внутрівиробничого обліку енергоносіїв не дає змогу відокремити постійні витрати від змінних чи рознести витрати за різними видами продукції. Розрахунок питомої енергоемності кожного виду продукції при великій номенклатурі виробів звичайно не входить у програму енергоаудиту, однак за бажанням замовника може бути виконаний.

В умовах обмежених фінансових можливостей підприємства енергоаудитор повинний допомогти розставити пріоритети в запланованих заходах, для того щоб вони принесли найвищий економічний ефект.

8.1 Методика проведення енергетичного аудиту

Професійний енергетичний аудитор сьогодні здатний провести обстеження підприємства, що випускає будь-яку продукцію. Це означає, що методика проведення аудиту не залежить ні від виду продукції, що випускається підприємством, ні від вживаної технології. Не залежить вона також від форми організації обстежуваного підприємства. Методика проведення аудиту ґрунтується на певному типовому алгоритмі.

У ході проведенні енергоаудиту, аудитор повинен бути здатний взяти до уваги всі споживані підприємством види енергії: адже в подальшому він повинен буде виробити пропозиції не тільки зі скорочення споживання кожного з видів енергоносіїв, але і з оптимізації структури енергоспоживання, тобто вірогідній заміні одних енергетичних ресурсів іншими з метою поліпшення загальної ефективності виробництва.

Такий підхід, по-перше, забезпечує якомога більш ефективну роботу самого аудитора (не треба "винаходити велосипед" : що, як і в якій послідовності обстежувати; треба просто швидко виконувати пункти стандартної програми), а, по-друге, оскільки програма стандартна, то вона забезпечує можливість так само ефективно підключати інших аудиторів на проміжних етапах роботи.

Повноцінний енергетичний аудит - це робота, яка вимагає матеріальних затрат та часу. Тому вона проводиться поетапно. Користуючись загальною методикою, аудитор може легко ідентифікувати етапи виконання обстеження на даному підприємстві. Методика дає аудитору чітку картину

"віх" для просування вперед.

Беручи до уваги складність і високу вартість енергетичного аудиту, його необхідність і корисність ні в якому разі «не очевидні» для керівництва обстежуваного підприємства. Тому, загалом прийнято, щоб аудитор і адміністрація обстежуваного підприємства на кожному з етапів приходили до консенсусу про досягнуті результати, а також щодо виконання наступних етапів та вартості робіт.

Загальні вимоги, що пред'являються до загальної методики енергетичного аудиту:

- можливість її вживання для всіх типів виробництв і компаній;
- облік всіх видів енергії;
- сприяння зменшенню тимчасових витрат аудитора шляхом повсюдної стандартизації;
- можливість ідентифікації етапів для продовження роботи або умов її припинення;
- можливість її використовування як бази для співпраці між різними аудиторами.

У цілому структуру загальної методики проведення енергетичного аудиту можна розбити на наступні чотири основні етапи:

Етап 1:

- попередній контакт аудитора з управлінням підприємства;
- ознайомлення з підприємством, основними виробничими процесами і технологічними лініями;
- укладення угоди з керівництвом підприємства про подальшу діяльність.

Етап 2:

- складання карти споживання енергії на підприємстві;
- ідентифікація можливостей значної економії енергії;
- висновок угоди з керівництвом підприємства на подальшу діяльність.

Етап 3:

- оцінка економії енергії і економічних переваг від впровадження різних можливих заходів;
- вибір конкретної програми з заощадження для першочергового впровадження;
- підготовка ключових технічних і економічних даних;
- складання і представлення керівництву підприємства звіту з енергетичного аудиту;
- ухвалення рішення про проведення (або не проведення) подальшого аудиту;
- висновок угоди на подальшу діяльність.

Етап 4:

- впровадження програми заощадження;
- запуск системи економічного менеджменту;
- продовження діяльності, дообстеження, вивчення досягнутих результатів і т.д.

Розглянемо описані етапи більш детально:

Етап 1. Після встановлення першого контакту з підприємством і фо-

рмування основи для майбутньої співпраці, необхідно з'ясувати думку співробітників і працівників підприємства про заощадження і їх підходи в цій області. Зокрема, з'ясувати, що було зроблено раніше даним підприємством відносно заощадження, і чи є плани на майбутнє. З свого боку енергетичний аудитор може проінформувати керівництво компанії про основні напрями енергетичного аудиту і очікувані результати.

Потім збираються дані по енергоспоживанню за минулі періоди часу, так звані "історичні дані". У ході збору даних нагромаджується інформація з основних виробництв і обладнання (при цьому рекомендується використовувати спеціальну стандартну форму).

Етап 2. Загальне енергоспоживання різних енергоносіїв, яке, як правило, керівники підприємства добре знають зі своєї фінансової звітності, розбивається по окремих будівлях, групах технологічних процесів, окремих основних процесах і обладнанню. Це - робота зі створення карти споживання енергії. Карту створюють за додатковими замірами у вузлових точках підприємства за допомогою різних переносних або стаціонарних лічильників. Досить часто карта ґрунтується не на замірах, а на розрахунках.

Під час ознайомлення з підприємством, аналізу даних на етапі 1 і в процесі складання карти споживання енергії збирається інформація про енергоспоживання з окремих технологічних процесів і установок. На основі цього поступово виявляються можливості економії енергії. Для визначення теоретичних можливостей економії енергії корисно провести порівняння ключових даних з даними, відомими із спеціальної літератури, інформацією, яку можна дістати на аналогічних виробництвах, і іншими виробничими матеріалами.

Всі виявлені можливості економії енергії повинні бути внесені в перелік місць можливої економії з вказівкою пріоритетності (залежно від потенціалу економії у разі упровадження кожної з можливостей). Якщо в окремому процесі або обладнанні витрачається велика кількість енергії і є реальні можливості економії, то така економія повинна мати найвищий пріоритет. У випадку, якщо система споживає тільки 2% від загальної кількості енергоспоживання, то, відповідно, аудитору не слід приділяти багато часу цій системі, не зважаючи на те, що можливості економії визначаються у 50%. Проте це не означає, що ці можливості не будуть реалізовані, а тільки те, що аудитор повинен ефективно витратити свій час. Як приклад щорічна економія близько 10 МВтгод або 1000 м³ газу з періодом окупності менше 3 років є "цікавою" для подальшої роботи на етапі 3.

Етап 3. Можливості економії енергії з переліку "можливої економії" високо пріоритету оцінюються більш детально з технічної і економічної точок зору. У ході проведення оцінювання, можливо, будуть потрібні додаткові вимірювання, консультації з фахівцями і співробітниками підприємства для складання "Огляду програм економії енергії". Як і раніше, в цьому огляді до окремих можливостей економії повинні бути додані певні чіткі пріоритети. Наприкінці проведення третього етапу керівництву підприємства подається звіт з енергетичного аудиту. Важливо перед представленням звіту керівництву провести його обговорення з відповідними співробітниками підприємства і, у випадку, якщо який-небудь з пунктів

звіту викликає пряму або непряму критику персоналу, цей пункт необхідно переглянути. Ще одна важлива особливість представлення звіту - це своєчасність його подання, без необґрунтованих затримок, так, щоб рішення про його реалізацію було ухвалене негайно. Як свідчить досвід, якщо терміни ухвалення рішення переносяться, то підвищується вірогідність ухвалення негативного рішення.

Етап 4. Цей етап включає планування і впровадження вибраної у результаті конкретної програми економії енергії. Енергетичний аудитор може не брати участі в цій роботі, оскільки, часто, він є особою, незалежною від постачальників і виробників устаткування. Проте він може укласти контракт з підприємством на здійснення функцій контролю і консультування в процесі впровадження програми.

Як ми вже говорили, ще один вид діяльності аудитора може полягати в організації або вдосконаленні системи енергетичного менеджменту на підприємстві. На основі карти розподілу енергії можна оснастити лічильниками основні виробництва і установки і розробити схему аналізу даних.

По можливості, після завершення здійснення початкової програми заощадження аудитор необхідно підтримувати контакт з підприємством для отримання подальшої інформації, або час від часу проводити контрольні заміри.

8.2 Енергетичний аудитор. Профіль роботи енергетичного аудитора

Операючись на одержаний досвід, ми вважаємо, що "профіль роботи" енергетичного аудитора повинен відповідати вимогам, викладеним нижче.

На нашу думку, вкрай важливо, щоб енергетичний аудитор мав хорошу теоретичну підготовку і практичний досвід в області енергозаощадження на промислових підприємствах.

Енергетичний аудитор повинен бути швидше фахівцем широкого профілю, ніж вузьким фахівцем. За необхідності він повинен виконувати функції керівника проекту, повертаючи до роботи необхідних фахівців.

Професійний енергетичний аудитор повинен володіти такими якостями:

- кваліфікація - освіта (загальна і спеціалізована) підготовка в області аудиту;
- досвід - повинен бути фахівцем в окремих областях, проте і фахівцем широкого профілю;
- здатність працювати керівником проекту;
- здатність працювати як з керівництвом, так і з персоналом підприємства;
- здатність переконувати інших;
- вміння складати звіти.

Додаткова діяльність, якою доводиться займатися:

- збір ключових даних зі споживання енергії в специфічних областях;
- обговорення результатів діяльності з колегами; можливість участі в

навчанні і т.д.

Типові види діяльності:

- співпраця з керівництвом підприємства;
- створення карти споживання;
- створення переліку можливостей економії;
- оцінка можливостей економії;
- оцінка термінів окупності; складання звіту.

Можливі види додаткової діяльності :

- впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві;
- перевірка підприємства;
- реалізація програм заощадження.

Енергетичний аудитор повинен бути знайомий з принципами роботи таких енергоустановок:

- казанів;
- компресорних станцій;
- холодильного обладнання;
- устаткуванням центрального опалювання ;
- системами освітлення;
- вентиляційними системами;
- малими ТЕЦ та ін.;
- насосів;
- іншими системами з електроприводом.

А також бути обізнаним з енергоємними процесами, такими як сушка, подача тепла для виробничих потреб, опалювання будівель і системи гарячого водопостачання; різання, дроблення, плавлення, литво, термообробка матеріалів.

8.3 Звіт з енергетичного аудиту

Звіт з енергетичного аудиту складається з:

- титульної сторінки;
- змісту;
- вступної частини;
- анотації;
- опису підприємства;
- схеми споживання енергії;
- огляду можливостей економії енергії;
- огляду можливих програм з заощадження;
- огляду питань, що стосуються впровадження системи енергетичного менеджменту на даному підприємстві;
- додатків.

Два перші пункти - загальні для всіх документів.

У вступній частині звіту про енергетичний аудит наводиться обґрунтування проведення аудиту; дається інформація про те, чи є він частиною великої програми; джерело фінансування проведення аудиту; існування інших звітів по даному підприємству, включені в загальний аудит;

форма організації аудиту; хто є відповідальним за його проведення, і хто виконує функції субпідрядника; хто допомагає проводити аудит з боку підприємства; терміни проведення аудиту.

В анотації коротко описується енергетичний аудит; основні результати складання карти споживання енергії і програм заощадження.

У описі підприємства визначаються основні виробництва підприємства. У випадку, якщо була обстежена тільки частина підприємства, цей факт повинен бути відображений як в цьому розділі, так і у вступній частині, анотації і карті споживання енергії. Основні виробництва необхідно описати з погляду споживання енергії. Будівлі, процеси і установки повинні бути визначені в даному розділі під відповідними іменами, які будуть використані в подальших розділах.

Розділ, присвячений схемі споживання енергії, включає відповідну інформацію за минулі періоди часу, ціни на енергоносії, таблиці з результатами складання карти споживання газу, мазуту, вугілля, електроенергії, енергії системи центрального опалювання.

Велика частина даних представляється у вигляді даних за рік. Проте і інформація зі зміни навантаження в перебігу року вкрай важлива і повинна бути представлена у звіті. Необхідно пояснити використану методику вимірювань, а також виявити пропозиції для подальшого обговорення з керівництвом і персоналом підприємства.

Розділ, присвячений огляду можливостей економії енергії, включає короткий опис. Опис кожної можливості може включати наступні пункти:

- опис місцезнаходження будівлі, технологічного процесу, обладнання і / або елементів, пов'язаних з заощадженням;
- висвітлення стану енергоспоживання на сьогоднішній день;
- оцінка потенційної економії в порівнянні з існуючим рівнем енергоспоживання поданим карти споживання енергії з урахуванням інших чинників, таких, як зниження / зростання цін на технічне обслуговування і т.д.
- коментарі з можливих негативних дій або дії на інші пропозиції з економії енергії.

Зі всіх можливостей формується перелік з вказівкою пріоритетів.

У розділі програм з економії енергії описуються заходи з заощадження, які здаються "цікавими", що рекомендуються, приводиться більш детальний опис можливостей економії з погляду економії енергії і фінансів.

Опис кожної програми заощадження будується, подібно, як і опис можливостей економії, проте, цей опис більш детальний і включає такі пункти:

- опис місцезнаходження, будівлі, технологічного процесу, обладнання і / або елемента;
- виклад стану енергоспоживання на сьогоднішній день;
- пропонована модернізація або заміна;
- оцінка потенційної економії порівняно з існуючим рівнем енергоспоживання за даними карти споживання енергії з урахуванням інших чинників, таких як, скорочення/зростання цін на продукцію, технічне обслуговування і т.д.;
- коментар щодо можливих негативних дій або дій даної пропозиції на інші пропозиції з економії енергії.

Розділ звіту, присвячений енергетичному менеджменту, містить пропозиції з впровадження або вдосконалення діяльності енергетичного менеджменту на даному підприємстві. На основі вимірювань, виконаних при складанні карти споживання енергії, визначаються енергоємні виробничі процеси і установки і формулюється стратегія аналізу даних.

У додатку до звіту можна включити детальну інформацію, одержану в ході проведення аудиту, наприклад, перелік електродвигунів, технологічні карти, дані вимірювань, одержані в ході проведення аудиту, інформацію з енергетичного менеджменту і ключові дані з аналогічного виробництва.

Проведення енергоаудиту дає змогу встановити недоліки енергоспоживання та енергозатрат на підприємстві, а також намітити шляхи підвищення енергетичної ефективності у його роботі. Дає змогу намітити та реалізувати заходи з енергозаощадження, що в кінцевому результаті сприятиме зниженню собівартості продукції та підвищенню ефективності роботи підприємства в цілому

Що буде наступним кроком після проведення енергоаудиту? По-перше, це реалізація тих заходів, що були рекомендовані фахівцями. По-друге, енергетичні служби повинні учитися здійснювати безупинний контроль за розподілом енергоресурсів самостійно. Енергоаудитори залишають за собою сформовану систему критеріїв, що характеризує положення підприємства на момент аудиту. На цьому ґрунті повинний розвиватися сучасний енергетичний менеджмент - команда фахівців, здатних не тільки вирішувати оперативні задачі, зв'язані зі справністю окремих систем, але і раціонально керувати енергетичним господарством, використовуючи як критерій енергетичну складову собівартості продукції.

ЛІТЕРАТУРА

1. Теплотехника: Учебник для вузов / Баскаков А.П., Берг Б.В. и др. Под редакцией А.П. Баскакова.- М.: Энергоатомиздат, 1991. – 224с.
2. Ковалко М.П., Денисюк С. П. Енергозбереження пріоритетний напрям державної політики України. - К.: Українські енциклопедичні знання, 1998. - 511с.
3. Ковалко М.П., Денисюк С.П. Енергетична безпека – складова національної безпеки України. – К.: Держкоменергозбереження України, 1996. – 72с.
4. Комплексна державна програма енергозбереження України. - К.: Держкоменергозбереження України, 1996. – 234 с.
5. Григорев О.С. Паливно-енергетичний комплекс України. Основні проблеми та перспективи розвитку. – Київ, 1996.- 42. (Препр./НАН України. Ін-т електродинаміки; №783)
6. Гордань В.И. Использование энергоресурсов в Украине // Энергетика и электрификация. - 1995. - №4. – С. 43-46.
7. Адаменко О.М. та ін. Альтернативні палива та інші нетрадиційні джерела енергії. - Івано-Франківськ: Полум'я. - 2000. - 256 с.
8. Доброхотов В.И., Шпильрайн Э.Э. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Проблемы и перспективы // Теплоэнергетика. - 1996. - № 5. – С. 2-9.
9. Долинский А.А., Воловик Ю.И. Собственные энергоресурсы для энергетики Украины // Пром. теплотехника . - 1966 - № 3. - С. 62-80.
10. Владимиров Ю.В. Анализ перспектив использования в Украине возобновляемых источников энергии. Матеріали міжнародної науково-практичної конференції. - Львів, 31 травня – 1 червня 2001 р.- С.16-20.
11. Коробко Б.П. Концепція стратегії України в контексті забезпечення сталого розвитку. Матеріали міжнародної науково-практичної конференції. - Львів, 31 травня – 1 червня 2001 р. - С. 38-46.
12. Драганов Б.Х., Долінський А.А. та інш. / За ред. Б.Х.Драганова, Теплотехніка: Підручник. - К.: ІНКОС, 2005. – 504 с.
13. Козак Л.Ю. Когенерація – основа енергозаощадження // Нафтогазова енергетика. – 2007. - №1(2). , С. 39-43.
14. Козак Л.Ю. Ефективне використання високопотенційної складової теплоти згоряння палива. // Экотехнологии и ресурсосбережение, - 2001.- № 4. С.32-35.
15. Козак Л.Ю., Давидів М.П. Шляхи зниження техногенного впливу енергетики на навколишнє середовище Івано-Франківської області // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ. - 2000. - № 37- С.138-142.
16. Лихошва Ю.В. Енергозбереження у житлово-комунальному господарстві - пріоритетний напрям діяльності // Конгрес з енергоресурсозбереження. - Київ, 3-6 червня 1997р. - С.25-39.
17. Долинский А.А., Фиалко Н.М. Некоторые пути энергосбережения

в жилищно-комунальному господарстві // Конгрес з енергоресурсозбереження. - Київ, 3-6 червня 1997р.- С.78-84.

18. Козак Л.Ю. Пропозиції до енергетичної стратегії України // Енергоінформ - №24(104) С.14

19. Дамаскин Б.С. Как снизить затраты на отопление жилья // Конгрес з енергоресурсозбереження. - Київ, 3-6 червня 1997р.- С.70.

20. Інформація фірми "Демос Електро" <http://www.cogene-ration.ru>

21. Дикий Н.А. Парогазова технологія виробництва електричної та теплової енергії. <http://www.necin.com.ua>

22. Горошко Р. Підвищення ефективності теплопостачання шляхом застосування установок когенерації// Третя міжнародна науково-практична конференція «Нетрадиційні джерела енергії як альтернатива первинним джерелам енергії в регіоні. – Львів, 31 травня – 1 червня - 2005. – С.24-26.

23. Здановський В.Г. Деякі аспекти екобезпеки теплоенергетики України та шляхи її покращання // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ. - 2000. - № 37 (том 9)- С. 21-30.

24. О. Дудник, Ю. Корчевий, О. Майстренко Енергетика на основі паливних елементів – стратегія на випередження // Енергетика та електрифікація. – 2000. - №5. - С. 45-51.

25. О.Д. Васильєв. Паливна комірка // Електропанорама, - 2000. - № 3. - С. 18-20.

26. Donald S. Cameron. The Fifth Crove Fuel Cell Symposium // Platinum Metals Re., 1997 - Vol.41, № 4. p. 171-175.

27. Янговский Е.И., Левин Л.А. Промышленные тепловые насосы. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 128 с.

28. Kew P.A. Heat Pumps for the Production of Processes Steam.// Engineer, May 1982.

29. Козак Л.Ю., Дмитренко В. С., Костик Ю. І. Енергозаощадження у нафтогазовій промисловості // Матеріали міжнародної науково-практичної конференції. Івано-Франківськ, 4-6 травня 1999 р. - с.54-57

30. Козак Л.Ю., В.М. Сенічак В.М., Козак О.Л. Утилізація енергетичних відходів при нафтогазовидобуванні// Матеріали міжнародної науково-практичної конференції. - Івано-Франківськ, 24 - 25 квітня 2007р. - С. 12-14.

31. Энергетические установки с газовыми поршневыми двигателями / Под редакцией Л.К. Коллерова. – Л.: Машиностроение (Лен. отд.), 1979. – 248 с.

32. Васильєв Ю.Н., Гриценко А.И., Золотаревский Л.С. / Транспорт на газе. – М.: Недра, 1992. - 347 с.

33. Гордійчук М.К., Дячук В.В., Козак Л.Ю., Утилізатор викидів природних газів. Патент України № 64178 А пріоритет від 11.03.2003 р. публ.16.02.2004 р., Бюл. № 2.

34. Макара Р.М., Говдяк Р., Шелковський Н.А. Стан, шляхи та перспективи газозабезпечення України // Вісник ДУ «Львівська політехніка» - Проблеми економії енергії. - Львів, 1998. - С. 7-10.

35. Пятничко В.А., Крушевич Т.К., П'яничко А.И. Утилізація низькопотенційного тепла для виробництва електроенергії на компресорних

станціях // Екотехнології і ресурсозбереження. – 2003. - №4. – С.3-6.

36. Козак Л.Ю., Грудз В.Я., Середюк М.Д., Слободян В.І. Енергозаощадження у газотранспортній системі України // Нафтова і газова промисловість. 2001. - №3, С. 43-47.

37. Козак Л.Ю., Сенічак В.М. Підвищення ефективності споживання палива в газотранспортній системі України // Науковий вісник ІФНТУНГ. - 2005. №3, С.122-127.

38. Козак Л.Ю. Ефективне використання високо-потенціальної складової теплоти згоряння палива // Матеріали міжнародної науково-практичної конференції. - Івано-Франківськ, 4-6 травня 1999 р. - С.32-35.

39. Енергозберігаючі матеріали та конструкції: Посібник для слухачів навчальних курсів з енергетичного менеджменту / Укладач М.Й. Олійник. - Львів: Регіональний центр з перепідготовки та підвищення кваліфікації кадрів. Національний університет «Львівська політехніка». 2000. - 48 с.

40. Родин Л.К. Газовое лучистое отопление. – М: Наука, 1987. - 301с.

41. Газовые системы лучистого обогрева. Інтернетвидання www.industrial.itechno.ru

42. Карбалович Н.Н. Экономия автомобильного топлива, опыт и проблемы. – М.: Транспорт, 1992. - 274 с.

43. Козак Л.Ю., Слободян В.І. Використання пружної енергії стиснутого газу як один з заходів по зниженню техногенного впливу на навколишнє середовище // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 2000. - № 37, (том 9). - С. 37-41.

44. Козак Л.Ю., Слободян В.І. Турбодетандерна установка. Деклараційний патент, від 29.03.02, Бюл. №12, 2003

45. Щокін А.Р Держкоменергозбереження. Інтернетвидання www.necin.com.ua

46. Грудз В.Я., Козак Л.Ю., Лютак З.П., Слободян В.І. Рекуперація енергії при транспортуванні газу магістральними трубопроводами / Матеріали науково-практичної конференції факультету нафтогазопроводів. - Івано-Франківськ, 7-8 травня 1998 року, С.48-49.

47. Козак Л.Ю., Долішній Б.В. Підвищення ефективності турбодетандерів при утилізації пружної енергії стиснутого природного газу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. № 4. С.23-26.

48. Саяпин В.В., Марочник И.А. Оптимизация параметров струйного двигателя по критерию минимума расхода газа. / под общ. ред. Е.В. Герц "Пневматика и гидравлика". Приводы и системы управления. Выпуск 13. М.- Наука, 1987, с. 96-102.

49. Козак Л.Ю., Слободян В.І., Корольов С.К. Дослідження ефективності турбодетандерної установки з реактивно-струменевою турбіною // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. - № 38, (том 5). - С.96-105

50. Гаєва Л.І., Гордійчук М.В. Використання експлуатаційних матеріалів і економія паливно-енергетичних ресурсів. Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. -274с.

51. Мельник В.М., Козак Ф.В., Гаєва Л.І.. Про альтернативні палива поршневіх двигунів нафтогазової галузі. Науковий вісник. – 2005. – №1. – С.137-140.

52. Трушин В.М. Газовое оборудование и арматура для газобаллонных автомобилей на сжатом природном газе. - Л.: Недра, 1990. - 151с.
53. Боксерман Ю.И., Мкртчян Я.С., Чириков К.Ю. Перевод транспорта на газовое топливо. - М: Недра, 1988. - 131с.
54. Долгунов К.С., Говорун А.Г., та ін. Автомобілі з бензогазовими двигунами і газодизелями: особливості конструкції і технічного обслуговування. – К.: Техніка, 1991. - 123с.
55. Гутаревич Ю.Ф. Запобігання забруднення повітря двигунами. – К.: Урожай, 1982. - 64с.
56. VII Міжнародна конференція "Нафта і газ 2003" Укравтогаз 19.12.2003 - Інтернет видання www.energy-bio.ru
57. Козак Л.Ю., Мулик О.Л. Підвищення енергоефективності міського транспорту.