

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ**

ГОРОБЕЦЬ В.Г.

***ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ
І СИСТЕМИ***

Навчальний посібник

**Київ
ЦП «Компринт»
2018**

УДК 621.18(072)
ББК 31.36
Г 67

*Рекомендовано до друку
Вченою радою Національного університету біоресурсів і природокористування
України
(протокол № від грудня 2018 р.)*

Рецензенти:

Авраменко А.О. – доктор технічних наук, член-кореспондент НАН України, Інститут технічної теплофізики НАН України

Давиденко Б.В. – доктор технічних наук, старший науковий співробітник, Інститут технічної теплофізики НАН України

Червінський Л.С. – доктор технічних наук, професор, Національний університет біоресурсів і природокористування України

Горобець В.Г.

Г 67 Теплоенергетичні установки і системи: [Навчальний посібник] Горобець В.Г. – К.: ЦП «Компринт», 2018. – 380 с.

ISBN

Посібник присвячений питанням виробництва теплової і електричної енергії. В посібнику розкрита сутність роботи і особливості теплоенергетичних установок різної потужності. Описані основні види теплоенергетичних установок за типом електрогенеруючого обладнання, а також різновиди їх теплогенеруючого устаткування. Проведено аналіз основних показників ефективності теплоенергетичних установок. Розглянуто основні режими роботи ТЕС, ТЕЦ і котельних установок та можливості підвищення надійності і ефективності їх роботи. Наведені методики розрахунку теплообмінного обладнання, що входить до складу теплоенергетичних установок. Особлива увага приділяється вивченню енергетичних установок, що працюють на альтернативних джерелах енергії.

Для студентів вищих навчальних закладів, які навчаються за програмами бакалаврів, магістрів і спеціалістів енергетичних фахових спрямувань.

**УДК 621.18(072)
ББК 31.36**

ISBN

@ В.Г. Горобець, 2018

Зміст

ПЕРЕДМОВА.....	7
Розділ 1. ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	10
1.1. Типи теплових електростанцій та принцип їх роботи.....	10
1.1.1 Типи теплових електростанцій.....	12
1.1.2 Принцип роботи та основні енергетичні характеристики теплових електростанцій.....	12
1.2. Конденсаційні електростанції.....	20
1.3. Теплоцентралі – підприємства комбінованого виробництва теплоти і електроенергії. Теплофікація.....	38
1.3.1 Типи і умови роботи теплоелектроцентралей.....	39
1.3.2 Теплофікація і централізоване тепlopостачання.....	44
1.4 Система очистки продуктів згорання на ТЕС і ТЕЦ.....	48
1.5 Система транспортування гарячого теплоносія та система опалення. Теплові мережі.....	74
1.5.1 Види систем тепlopостачання.....	76
1.5.2 Основні фактори, що впливають на підвищення ефективності і надійності систем тепlopостачання.....	79
1.5.3 Способи прокладання інженерних мереж.....	84
1.5.4. Перспективні конструкції теплових мереж.....	87
1.5.5 Приєднання місцевих систем теплоспоживання до теплових мереж.....	90
1.5.6 Теплові пункти і підбір обладнання.....	95
1.5.7. Конструкції горизонтальних секційних кожухотрубних водоводяних підігрівачів.....	96

1.6 Системи опалення, вентиляції, водопостачання та каналізації.....	99
1.6.1. Система опалення.....	99
1.6.2 Водопостачання і каналізація.....	102
Розділ 3. ПАРОВІ ТА ВОДОГРІЙНІ КОТЛИ.....	212
3.1. Загальні відомості про парові і водогрійні котли, їх класифікація.....	212
3.2. Органічне паливо і топкові пристрої, що використовуються для його спалювання.....	218
3.3. Парові котельні установки малої і середньої продуктивності.....	227
3.4. Парові енергетичні котли.....	232
3.5. Парові котли енергоблоків ТЕС.....	243
3.6. Котли-утилізатори і енерготехнологічні котли.....	252
3.7. Розробка і вдосконалення котлів водогрійного типу	264
3.8. Водогрійні котли малої потужності.....	276
3.9. Водогрійні котли, що використовуються в комунальній енергетиці.....	279
3.10. Водогрійні котли, що використовуються в централізованому теплопостачанні.....	285
3.11. Електрокотли.....	290
3.12. Сучасний стан і основні напрямки вдосконалення котельного устаткування.....	294
3.13. Котельне господарство в Україні та шляхи його вдосконалення.....	312

Розділ 4. ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ.....	310
4.1. Сонячна енергетика.....	310
4.1.1. Сонячна теплоенергетика.....	312
4.1.2. Сонячна електроенергетика.....	319
4.1.3. Стан і перспективи розвитку сонячної енергетики.....	333
4.2. Використання енергії навколишнього середовища. Теплові насоси.....	336
4.3. Вітроенергетичні установки.....	354
4.3.1. Основні конструкції вітрових енергетичних установок.....	354
4.3.2. Стан і перспективи розвитку вітроенергетики.....	358
4.4. Біоенергетика.....	361
4.4.1. Енергетичні ресурси біомаси.....	361
4.4.2. Біоенергетичні технології.....	363
4.5. Геотермальна енергетика.....	371
4.6. Перспективи розвитку відновлюваної нетрадиційної енергетики.....	377
Література.....	383

ПЕРЕДМОВА

В навчальному посібнику наводиться сучасний стан та перспективи розвитку теплоенергетики, основи теорії теплових електростанцій, їх основні типи, типи котлів, парових і газових турбін, етапи розвитку теплоенергетики, основні типи, умови експлуатації та режими роботи теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ), склад їх технологічного обладнання. Особлива увага приділяється відновлювальним джерелам теплової і електричної енергії, таким як теплові насоси, сонячні колектори і батареї, геотермальні і біогазові установки, тощо.

Виробництво електроенергії в світі з 1950 по 2000 рр. збільшилася в 14 разів і перевищила 15 трлн. кВт • год (при потужності електростанцій 3,58 млрд. кВт), з яких на ТЕС і ТЕЦ припадало понад 64%. Протягом ХХ століття удосконалювалися технології виробництва теплової та електричної енергії та обладнання, росли потужності енергоблоків на ТЕС, досягнувши більш 1 млн. кВт. Парові турбіни, що мали на початку ХХ століття потужність до 10 МВт, досягли на початку ХХІ століття потужності більше 1 млн. кВт при початкових параметрах пари – до 30 МПа, температури – до 600 °С і ККД до 45%. Потужним стимулом подальшого розвитку газотурбінних установок (ГТУ) стало зростаюче застосування в теплоенергетиці парогазових технологій. Потужності блоків сучасних парогазових установок (ПГУ) збільшилися до 600 МВт, ККД – до 58%.

Широкий розвиток, особливо в другій половині ХХ століття, отримало централізоване тепlopостачання в Україні, країнах Північної Європи. Основними напрямками підвищення ефективності теплофікації стало використання комбінованого виробництва теплоти і електроенергії, а також парогазового циклу.

Сучасна теплоенергетика, будучи найважливішим фактором розвитку суспільства, водночас являється одним з основних забруднювачів навколишнього середовища, маючи глобальний негативний вплив на екологію, на зміну клімату. Так, на частку ТЕС припадає близько 30% антропогенних викидів парникових газів.

Для подолання екологічної кризи в теплоенергетиці повинні відбутися якісні зміни. Найважливішими проблемами перспективного розвитку теплової енергетики являється подальше технічне вдосконалення, перехід на принципово нові технології, що забезпечують підвищення економічної та енергетичної ефективності, надійності та екологічної чистоти виробництва теплової і електричної енергії з мінімізацією викидів в навколишнє середовище до екологічно безпечного рівня. Впровадження розроблених гібридних установок, що представляють собою поєднання паливних елементів і ПГУ, може дозволити в перспективі досягти ККД 75%, а при використанні когенераційної технології з виробленням також теплоти – до 85% і більше. У теплофікації подальший розвиток отримують когенераційні технології.

Перетворення енергії здійснюється в різних машинах, апаратах і пристроях. В енергетиці в основному використовуються п'ять видів установок: генеруючі, перетворюючі, що акумулюють, транспортують і споживають.

Над вдосконаленням теплоенергетичних установок, що виробляють теплову і електричну енергію, працюють понад 100 років. При визначенні енергетичної цінності енергоресурсів, ефективності їх використання, ступені досконалості установок, базуються на коефіцієнті корисної дії енергоустановки. ККД для більшості теплових електростанцій в світі не перевищує 35 – 40%, максимальний ККД,

який досягнутий становить – 45%; для ПГУ і ГПУ – середній ККД менший 50%, максимальний ККД, що досягнутий становить – 60%. При цьому слід враховувати, що такі електростанції мають негативний вплив на навколишнє середовище, причому спорудження очисних установок для зменшення шкідливих викидів теплових електростанцій потребують великих економічних витрат. В зв'язку з цим, перспективним напрямком розвитку енергетики являється використання нових технологій пов'язаних з застосуванням поновлювальних джерел енергії, які для вироблення теплової та електричної енергії використовують енергію навколишнього середовища і являються екологічно безпечними.

Розділ 1. ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

1.1. Теплові електростанції, принцип їх функціонування

Теплова електростанція - це комплекс будівель та обладнання, в якому теплова енергія надходить на завод із спалювання органічного палива, яка перетворюється в електричну енергію, що згодом передається в енергосистему або безпосередньо споживачам. Теплові електростанції, що мають назву теплових електростанцій (ТЕЦ), виробляють крім електричної енергії додаткову теплову енергію, яка проходить через теплові мережі споживачам та розподіляється між об'єктами.

Технічною базою сучасної теплоенергетики являється теплові електростанції (ТЕС), які складаються з котлоагрегатів та парових турбін (рис.1.1).

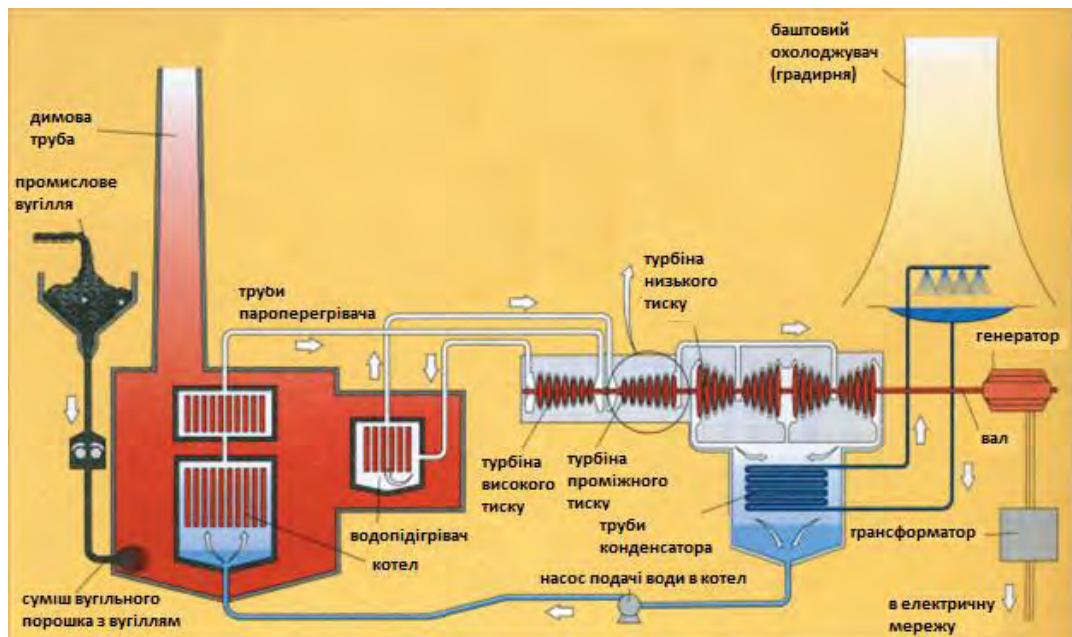


Рис. 1.1. Загальна схема теплоелектростанції, що працює на вугіллі

Електроенергія виробляється електростанціями з використанням енергії, яка прихована у різних природних паливах. Ці процеси відбуваються у переважній більшості на теплових (ТЕЦ) і атомних електростанціях (АЕС), що працюють на основі теплових циклів.

1.1.1 Види теплових електростанцій

Відповідно до отриманого типу та виробленої енергії електростанції поділяються на конденсаційні (КЕС), які призначені виключно для виробництва електричної енергії та теплофікаційні, що виробляють енергію для опалення, які називаються тепловими електростанціями (ТЕЦ). Поблизу місць його видобування будуються електричні станції конденсаційного типу, що працюють на органічному паливі, а теплові електростанції знаходяться поблизу споживачів теплоенергетичних підприємств та житлових районів. ТЕЦ також працює на органічних паливах, але на відміну від КЕС, вони виробляють як електричну, так і теплову енергію у вигляді гарячої води та пари для опалення. Основними видами палива для цих електростанцій є: кам'яне та буре вугілля, антрацит, напіветанол, торф, сланці; рідкі палива - це мазути та газоподібні – натуральний природний газ, коксовий, доменний пічний та інші гази.

Залежно від типу теплової силової установки, електростанції діляться на паротурбінну (ГПУ), газотурбінну (ГТУ), парогазову електростанцію (ПГУ) та електростанцію із двигунами внутрішнього згоряння (ДВС).

Залежно від тривалості експлуатації ТЕС, протягом року для покриття графіку енергетичного навантаження, що характеризується кількістю годин, що використовуються встановленою потужністю Туст, електростанції класифікуються: основні ($T_{ust} > 6000$ год / год); напівпікові ($T_{ust} = 2000 - \text{це } 5000$ годин на рік); пікові ($T_{ust} < 2000h$ / рік).

Базовими називаються електростанціями, що мають максимально можливе постійне навантаження протягом більшої частини року. У світі енергостанціями, як основними, використовуються АЕС, високоенергетичні КЕС, а також теплові електростанції при роботі за тепловими схемами. Пікове навантаження покривають гідроакumuлюючі електростанції, ГЕС, ГТУ, які мають значну маневреність та мобільність, тобто з швидким пуском і зупинкою. Пікові електростанції включаються у години, коли необхідно покривати пікову частину для щоденного графіка електричного навантаження. У той же час, напівпікові електростанції відключаються, коли загальне електричне навантаження зменшується, або якщо вони переводяться на скорочення потужності або виключаються.

Відповідно до технологічної структури, теплові електростанції поділяються на блокові та неблокові. Для блокових схем основне та допоміжне обладнання парової турбінної установки не має технологічного зв'язку з обладнанням іншої установки електростанції. Для електростанцій з органічним паливом для кожної турбіни пара подається від одного або двох котлів, підключених до нього. Під неструктурною схемою ТЕС, пар з усіх котлів надходить у загальну магістраль, а потім розділяється на окремі турбіни.

На конденсаційних електростанціях, що входять до складу великої мережі, використовуються лише блочні системи з проміжним перегріванням пари.

Для неблочних схем з поперечними зв'язками на пару та воду використовуються без проміжного перегріву.

1.1.2 Принцип роботи і основні енергетичні характеристики для теплових електростанцій

Електрика на електростанціях виробляється за рахунок використання енергії, яка прихована в різних природних ресурсах (вугілля, газ, мазут, мазут, уран та ін.) За досить простим принципом, реалізуючи технологію перетворення енергії. Кількість електроенергії, яка потрібна споживачам, коливається як протягом дня, так і протягом року. Графічне зображення залежності часу споживання називається графіком електричного навантаження. Щоденні графіки електричного навантаження (рис.1.2) відрізняються залежно від сезону, дня тижня і зазвичай характеризуються мінімальним навантаженням в нічний час і максимальним навантаженням у години пік (пікова частина розкладу).

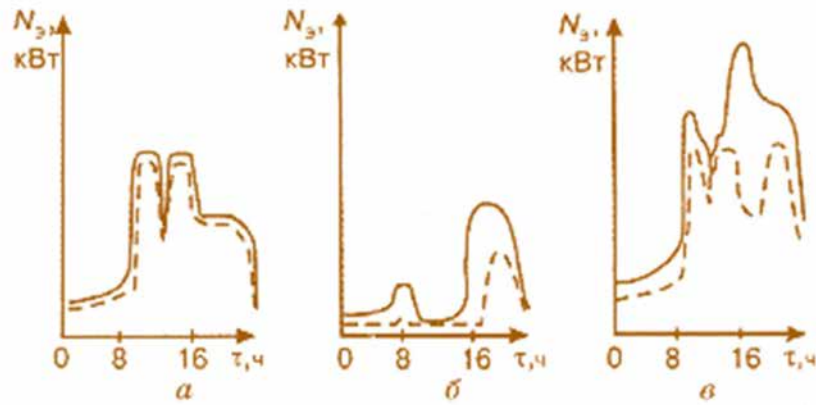


Рис 1.2. Щоденні робочі графіки:

а - це промисловий; б - це освітлення та побутові; в - це total (- зима, - - це літо)

Загальна схема ТЕС (Рис.1.1) відображає послідовність перетворення певних видів енергії в інші та використання робочого тіла (води, пари) в циклі теплової електростанції. Паливо (у цьому випадку вугілля) горить у котлі, нагріває воду і перетворює його в пару. Пар подають на турбіну, яка перетворює теплову енергію парів у механічну енергію і генерує генератори, що виробляють електроенергію. Сучасна тепла електростанція - це комплексне підприємство, яке включає в себе велику кількість різноманітного обладнання. Склад обладнання електростанції залежить від вибраної схеми теплової енергії, типу використовуваного палива та типу системи водопостачання.

Основне обладнання електростанції включає в себе: котли та турбіни з електрогенератором та конденсатором. Ці блоки стандартизовані з точки зору параметрів потужності, параметрів пари, продуктивності, напруги та сили струму тощо. Тип та кількість основного обладнання теплової електростанції відповідають даній потужності та передбачуваному режиму її експлуатації. Існує також

допоміжне обладнання, яке служить для відпочинку споживачів тепла та використання парової турбіни для забезпечення водопостачання котлів та постачання потреб власних електростанцій. Він включає в себе обладнання для систем подачі палива, деаерації та харчових установок, конденсаційних установок, теплових установок (для ТЕЦ), систем технічного водопостачання, постачання нафти, регенеративного нагрівання живильної води, підготовки хімічної води, розподілу та передачі електроенергії.

У той же час використовуються парові турбінні установки, що значно підвищує теплову та загальну ефективність роботи електростанції, оскільки в схемах регенеративного опалення пар, що течуть від турбіни до регенеративних нагрівачів, виконує холодні (конденсаторні) втрати. У цьому випадку для тієї самої електричної потужності турбіни споживання пари в конденсаторі зменшується і внаслідок підвищення ефективності установки.

Тип використовуваного парового котла залежить від типу палива, що використовується електростанцією. Для найбільш поширених видів палива (вугілля, газ, мазут, торф) застосовуються котли з Р-, Т-подібними та турбінами та димохід, призначений для певного типу палива. Для палива з золою використовуються котли з видаленням рідких шлаків. Цим досягається високе (до 90%) захоплення золи в печі та зменшує абразивний знос поверхонь нагріву. З цієї ж причини парові котли з чотиристороннім макетом використовуються для високозольного палива, таких як сланці та вугілля. На теплових електростанціях, як правило, котли являється барабанами або постійним струмом.

Турбіни та електрогенератори співпадають в масштабі потужності. Кожна турбіна відповідає певному виду генератора. Для

блочних теплових конденсаційних електростанцій потужність турбін відповідає потужності блоків, а кількість блоків визначається заданою потужністю електростанції. У сучасних блоках використовуються конденсаційні турбіни з потужністю 150, 200, 300, 500, 800 та 1200 МВт із проміжним перегрівом пара.

На ТЕЦ являється турбіни із протитоком (тип П), виробництвом конденсату та пари (тип П) із конденсацією та одним або двома варіантами відновлення тепла (тип Т), а також із конденсацією промислових та теплогенераторних зразків пари (тип РТ) використовуються. Турбіни типу РТ також можуть мати один або два теплогенеруючих варіанти. Вибір типу турбіни залежить від величини та співвідношення теплових навантажень. Якщо переважає нагрівальний навантаження, крім РТ турбіни, можуть бути встановлені турбіни типу Т з виділенням теплового відбору, а з переважним промисловим навантаженням - це турбіни типів PR і P з промисловим відбором та противагою.

В даний час найбільш часто використовуваними на ТЕЦ являється установки з електричною потужністю 100 та 50 МВт, що працюють при початкових параметрах пара 12,7 МПа, 540-560 ° С. Для ТЕЦ великих міст обладнання потужністю 175 -185 МВт та 250 МВт (із турбіною Т-250-240). Установки із турбінами Т-250-240 являються блоковими та експлуатуються за надкритичних вихідних параметрів пари (23,5 МПа, 540/540 ° С).

Теплове навантаження електростанції використовують для технологічних процесів та промислових установок, для опалення, вентиляції, кондиціонування та побутових потреб промислових, житлових та громадських приміщень. Для виробничих цілей зазвичай потрібно тиск 0,15-1,6 МПа. Проте, щоб зменшити втрати під час

транспортування та уникати необхідності постійного дренажу води з комунікацій, пари з електростанції трохи перегріваються. Опалення, вентиляція і побутові потреби когенераційної установки забезпечують гарячу воду із температурою від 70 до 180 ° С.

Теплове навантаження залежить від температури зовнішнього повітря через споживання тепла на виробничих процесах та побутових потреб (гаряче водопостачання). В Україні влітку це навантаження (як і електричне) менше, ніж взимку. Середньодобове теплове навантаження електростанції, що споживається для побутових потреб, коливається в робочі дні та у вихідні дні. Типові графіки зміни щоденного теплового навантаження промислових підприємств та гарячого водопостачання житлової площі наведені на рисунках 1.3 і 1.4.

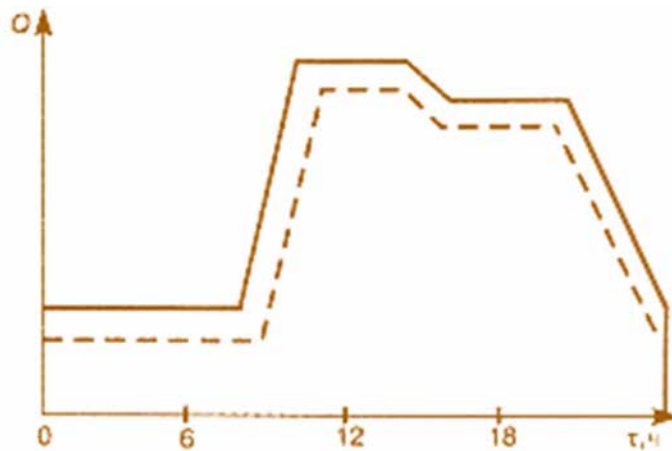


Рис 1.3. Графік добового теплового навантаження для підприємств (- зимовий періоді, - це - - це - літо)

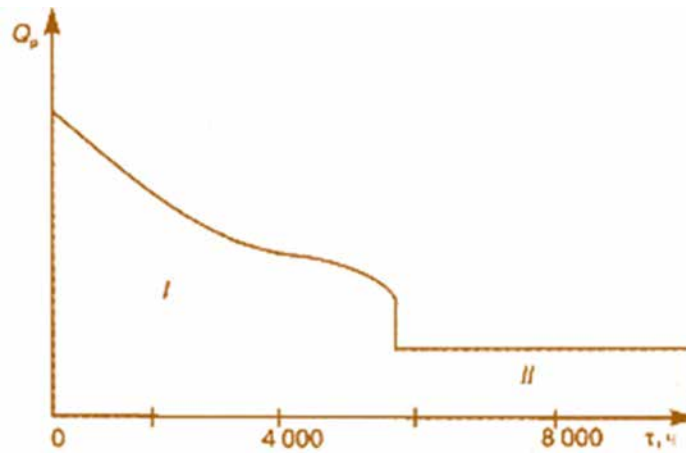


Рис 1.4. Загальний річний графік теплового навантаження в часі:
 I – для опалювального періоду; II – в літній період

Ефективність ТЕС характеризується різними технічними та економічними показниками, деякі з яких оцінюють досконалість теплових процесів (ефективність, тепло та споживання палива), а інші характеризують умови, у яких працює ТЕЦ. Наприклад, на рис. 1.5 (а, б) наведено приблизні теплові баланси ТЕЦ та ТЕЦ.

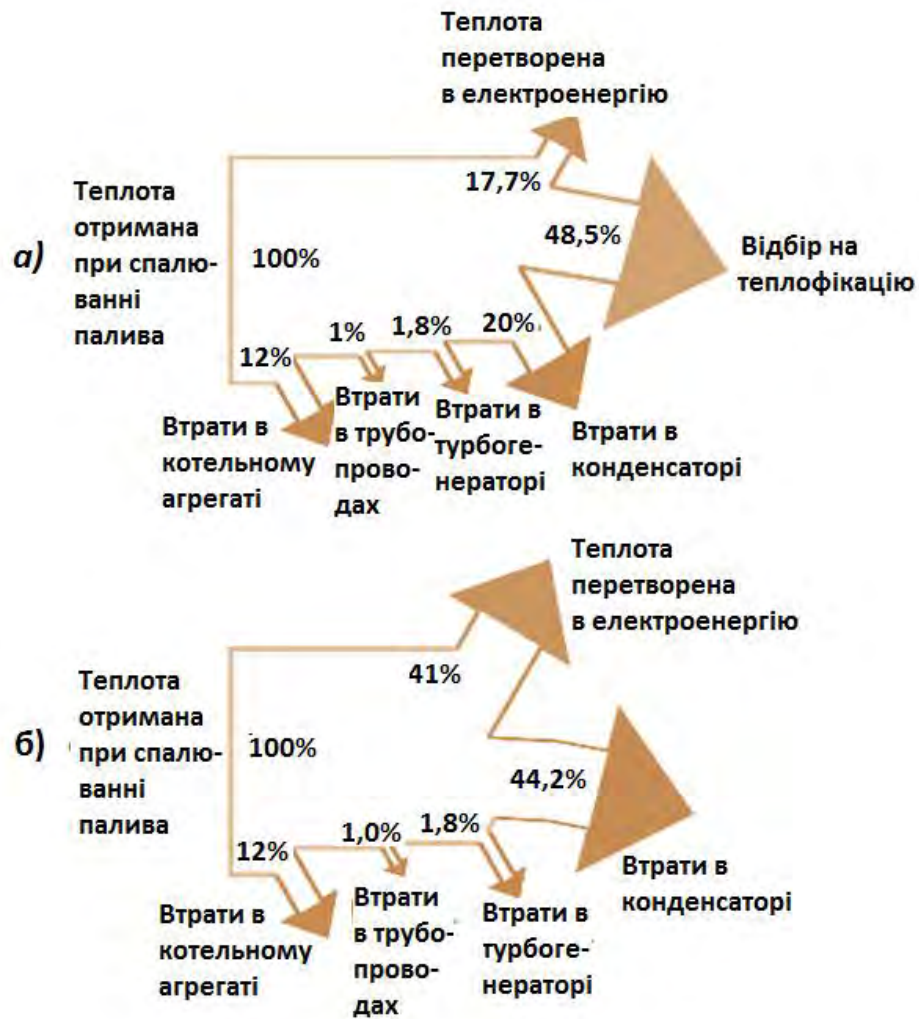


Рис 1.5. Тепловий баланс: а) - це ТЕЦ; б) - це конденсаційна електростанція КЕС

Як видно з рисунків, комбіноване виробництво електричної і теплової енергії, яке забезпечує значне збільшення теплової ефективності електростанцій, що обумовлене зменшенням втрат тепла у конденсаторах турбін.

За оцінками експертів, ТЕС в усьому світі щорічно викидає близько 200-250 мільйонів тонн золи, більше 60 мільйонів тонн діоксиду сірки, велику кількість оксидів азоту та вуглекислого газу

(який викликає парниковий ефект і призводить до довготермінової глобальної зміни клімату), що поглинає значну кількість кисню. Крім того, дотепер було встановлено, що надмірний фон випромінювання біля вугільних теплових електростанцій у 100 разів перевищує обсяг біля атомної електростанції тієї ж потужності (вугілля як мікродомішка майже завжди містить уран, торій та радіоактивний ізотоп вуглецю). Незважаючи на це, добре розроблені технології будівництва, обладнання та експлуатації ТЕС, а також менша вартість їх будівництва, призводять до того факту, що ТЕС припадає на основну частину світового виробництва електроенергії. З цієї причини велика увага приділяється поліпшенню технологій ТЕЦ та зменшенню їх негативного впливу на довкілля у всьому світі.

1.2. Конденсаційні електричні станції

Електростанції конденсаційного типу (КЕС) називаються тепловими електростанціями, які призначені тільки для виробництва електроенергії. Основна особливість конденсаційних електростанцій полягає в тому, що вони забезпечують необхідні умови для максимального і повного перетворення енергії пари, виробленої у котлі, максимально розширюючи його у робочих циліндрах турбіни у механічну енергію обертання ротора турбінного генератора, і потім у електричну енергію.

Для забезпечення максимальної повної трансформації енергії пари її вихлоп з турбіни здійснюється в спеціальних теплообмінниках, в яких здійснюється конденсація відпрацьованої пари, а тиск (вакуум) мінімізується для конкретних температурних умов. Такі

теплообмінники називалися конденсаторами. Прихована теплота пароутворення, яка виділяється при конденсації, скидається через зовнішній контур циркуляції у навколишнє середовище (резервуар або атмосферу) та безповоротно втрачається. Частка цього тепла у загальному балансі парогенератора досягає 60-65%, що призводить до відносно низької теплової ефективності конденсаційних електростанцій, що в основному не перевищує 40%.

Для підвищення теплової ефективності намагаються максимально збільшити тиск температури та пари при вході в турбіну, застосувати вторинне перегрівання пари, зменшити частку тепла, втраченого в конденсаторі, використовуючи приховану теплоту пароутворення частини пари, яка являється недопрацьованою і відібрана із турбіни в обігрівачах регенерації системи подачі води.

Максимальна температура та тиск пари на КЕС обмежені теплостійкістю та термостійкістю сталей, що використовуються в конструкціях пароперегрівачів котла, парових ліній та елементів поточної частини турбіни. Сучасні високоенергетичні теплові електростанції працюють при тиску пари при вході до турбіни до 26 МПа, а її температура складає близько 540-568 °С.

Сучасна конденсаційна електростанція являє собою складний технологічний комплекс будівель, споруд та вузлів із блок-схемою монтажу обладнання, у якому "котел-турбіна та генератор" являється незалежним інтегрованим та саморегульованим виробничим підрозділом. Наприклад, давайте розглянемо роботу електростанції, що спалює вугілля (рис. 1.6).

Паливо, що подається на ТЕС (вугілля), вивантажується з вагонів за допомогою пристроїв для розвантаження та подають через дробячий простір з конвеєрами до бункерів сирого палива або до палива для,

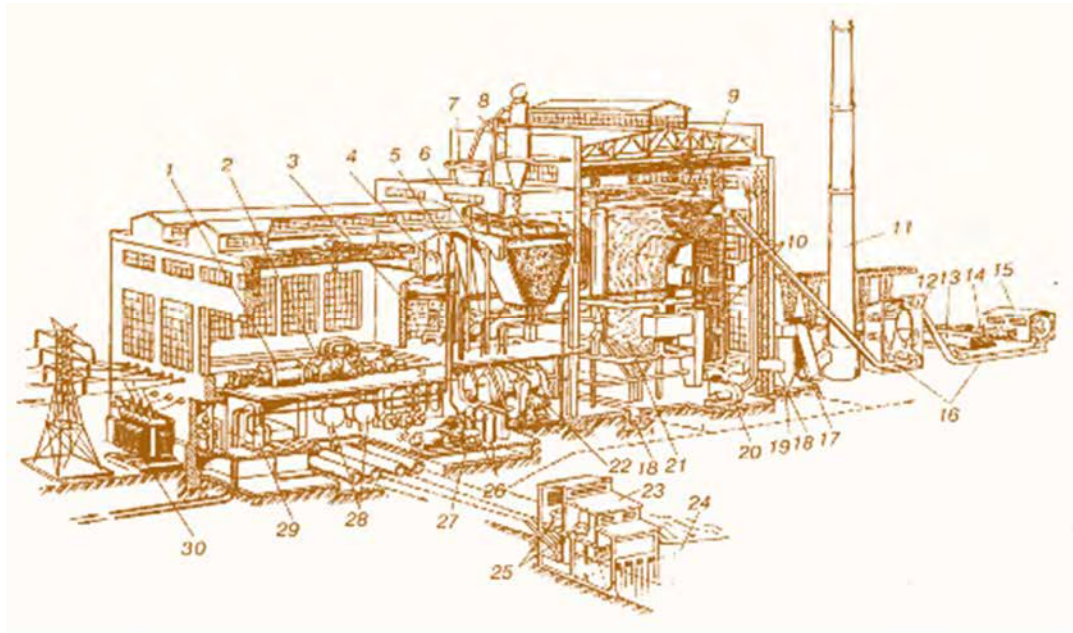


Рис 1.6. Схема теплової електростанції, що працює на твердому паливі: 1 - це електричний генератор; 2 - це парова турбіна; 3 - це пульт дистанційного керування; 4 і 5 - це деаератор; 6 - це сміттєвий контейнер; 7 - це сепаратор; 8 - це циклон; 9 - це котел; 10 - це поверхні нагріву (теплообмінники); 11 - це димова труба; 12 - це дроблення приміщення; 13 - це запас запасного палива; 14 - це вагон; 15 - це розвантажувальний пристрій; 16 - це конвеєр; 17 - це димосос; 18 канал; 19 - це ясенева пастка; 20 - це вентилятор; 21 - це топка; 22 - це млин; 23 - це насосна станція; 24 - це джерело води; 25 - це циркуляційний насос; 26 - це регенеративний нагрівач високого тиску; 27 - це харчовий насос; 28 - це конденсатор; 29 - це установка хімічної обробки води; 30 - це піднімальний трансформатор; 31 - це регенеративний нагрівач низького тиску; 32 - це конденсаційний насос зберігання резервного палива.

Вугілля розмелюється у млинах. Вугільний пил, який проходить сепаратор та циклон, із пилового бункера разом із гарячим повітрям що подається від вентилятора млина, надходить у котельну піч. Генеровані

в печі високотемпературні продукти згоряння в процесі руху на виході нагрівають воду в теплообмінниках (поверхні нагріву) котла в стан перегрітої пари. Пара, що розширюється на стадіях турбіни, призводить до обертання його ротора і з'єднаний із ним ротор електричного генератора, у якому виробляється електричний струм. Електрична енергія, вироблена підвищувальними трансформаторами, перетворюється на струм високої напруги, який передається до відкритого розподільчого пристрою (ВРП), а потім у електричну систему.

Для постачання електричних двигунів, освітлювальних приладів та обладнання електростанцій електроенергією використовується розподільчий пристрій для власних потреб.

Витрачений в турбіні пар потрапляє в конденсатор. Отриманий конденсат подають конденсаційними насосами через рекуперативний нагрівач низького тиску до деаератора. Тут при температурі, близькій до температури насичення, видаляються розчинені у воді гази, що спричиняють корозію обладнання, а вода нагрівається до температури насичення. Втрати конденсату (витік через нещільності у трубопроводах або у лініях споживачів) заповнюють водою хімічно очищеною (опрісненою) у спеціальних установках, де вона додається до деаератора.

Деаеровану та попередньо нагріту воду подають живильними насосами до регенеративного підігрівача високого тиску, а потім до економайзера котла. Цикл перетворення для робочого тіла повторюється. Прилади для хімічної обробки додаткової води знаходяться в хімічній майстерні.

Охолоджувальна вода від джерела технічного водопостачання подають у конденсатор циркуляційними насосами, розташованими на

насосній станції. Попередньо нагріта охолоджуюча вода (циркулююча) скидається в систему охолодження або в природний резервуар на відстані від паркану, достатня для запобігання перемішування нагрітої води із тим, що видаляється. Схеми можуть передбачати невелику мережеву опалювальну установку для опалення електростанції та сусіднього села. До мережі нагрівачі такої установки пари походять від вибору турбіни.

Гази, утворені при спалюванні палива у котлі, послідовно проходять печі, поверхню пароперегрівача та водоекомайзера, що дає тепло робочому тілу, а у повітрянагрівачі - це повітря, яке подає на паровий котел. Потім у очищувачах золи (електрична фільтрація) гази очищаються від золи, а через димар викидають дим у атмосферу.

Шлак та попіл з-під пожежної камери, повітряні нагрівачі та зола для зняття попелу змиваються водою, а через канали потрапляють у свердловинні насоси, які прокачують їх у золу.

Повітря, необхідне для згоряння, подається у нагрівач парового котла вентилятором. Повітря знімається із верхньої частини котельні або зовні.

Контроль та управління роботою теплової станції здійснюється із панелі управління.

На рис. 1.7, а та 1.7, б представлені типові теплові схеми конденсаційних агрегатів парової турбіни на органічному паливі. На рис. На малюнку 1.7а показана найпростіша версія теплової схеми CES

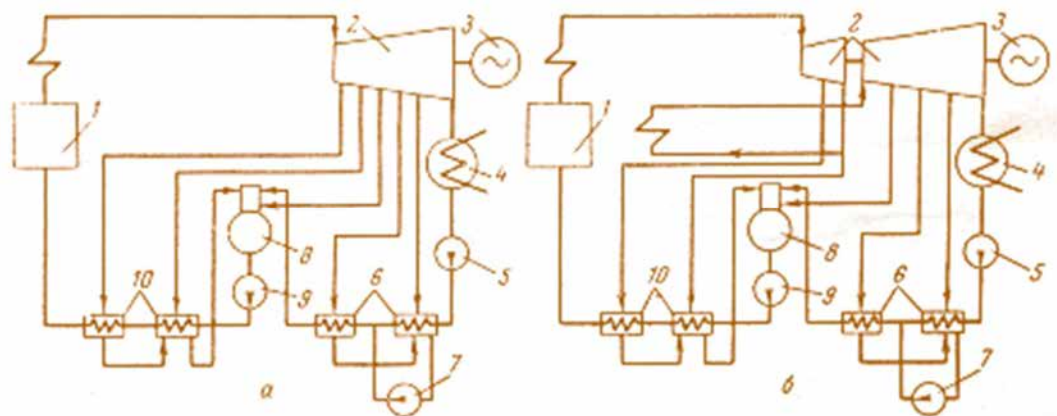


Рис 1.7. Типові теплові схеми конденсаційних агрегатів парової турбіни на органічному паливі без проміжного перегріву пари (а) та із проміжним перегрівом пари (б): 1 - це котёл; 2 - це турбіна; 3 - це електричний генератор; 4 - це конденсатор; 5 - це конденсаційний насос; 6 - це регенеративний нагрівач; 7 - це дренажний насос; 8 - це Деаератор; 9 - це живильний насос; 10 - це обігрівачі

низької потужності, коли подача тепла у контурі здійснюється тільки при виробництві пари та нагріванні до заданої температури перегрівання.

Схема на рис 1.7б характерна для потужних блокових електростанцій, де разом із передачею тепла гаряча пара випаровується і після її виготовлення у циліндрі високого тиску турбіни.

Першу схему називають схемою без проміжного перегріву, друга - це із проміжним перегрівом пари. Теплова ефективність другої схеми вище при однакових початкових та кінцевих параметрах пари. Проте доцільність проміжного перегріву у установках різної потужності повинна визначатися техніко-економічними розрахунками, оскільки це пов'язано із збільшенням металоємності та витратами на обладнання. У

світовій практиці існують схеми із подвійною проміжною перегрітою парою.

В даний час під час експлуатації на території України у основному розташовані одиниці потужністю 200 МВт, що працюють за початковими параметрами пари 12,7 МПа, 540 ° С та одиницями 300 та 800 МВт із параметрами 23,5 МПа, 545 ° С.

На енергоблоках потужністю 200 МВт використовуються електричні насосні насоси, а на більш потужних, починаючи із 300 МВт, турбінні насоси подачі (живильні електричні насоси використовуються як резервні). Блоки із турбіною К-300-240 оснащені одним енергетичним насосом із турбіною із противагою, а на блоці із турбіною К-800-240 встановлено дві турбіни із власними конденсаторами. Потужність електроприводу на агрегатах із турбінами К-200-130 складає близько 2% від потужності агрегату. Могутність трубопровідного агрегату із турбіною К-300-240 становить 9,0 МВт, тоді як дві приводні турбіни, встановлені на блоці потужністю 800 МВт, розвиваються при номінальній навантаженні блоку потужністю близько 27 МВт.

Система очищення води.

Для підготовки належної якості кормової та харчової води на електростанції встановлена система хімічної обробки води (ХВО), яка зазвичай включає запальнички, механічні фільтри (сульфонова або алювіальна пульпа), фільтри для знесолення води (Na, H - це катіонна та аніонна). Обладнання системи НВО розташоване у Хісех СЕС, що знаходиться у окремому будинку або спільно-допоміжному корпусі СЕС. На додаток до НВО, під час роботи силових агрегатів із котлами постійного струму конденсат очищається у блоці знесолення (BZU), що

включає у себе механічні фільтри, змішані фільтри та регенератори для відновлення катіона та аніону.

Технічне водопостачання.

Для нормальної роботи електростанцій потрібен надійний та надійний блок живлення

безперебійне постачання води їм. Споживачами води у СЕС являється турбінні та технологічні конденсатори, системи охолодження підшипників обладнання, очищення води та гідравлічні вилучення ясен, численні допоміжні теплообмінники та системи. Технічна система водопостачання електростанції включає у себе: джерело каналів подачі та відведення води (водопровідні канали), насоси, охолоджувачі води. Відповідно до схеми зв'язку та методів охолодження води системи поділяються на постійний струм, оборотні і змішані.

Система називається прямою, коли вся вода для електростанції береться із природного джерела (річки, озера або море), і після використання вона скидається у одне джерело.

Найпоширенішою системою зворотного водопостачання являється той самий об'єм води, який використовується неодноразово, що вимагає лише невеликого додавання (перезарядження) для поповнення втрат води. Ця система являє собою замкнуту схему, що складається із водяного охолоджувача, насосів та водопроводів.

На сучасних великих ТЕС використовуються як циркуляційні системи, так і змішані. Як кулери найчастіше використовують штучні водойми, градирні та басейни для розпилення. Приблизна схема із охолоджувачем ставок показана на рис. 1.8.

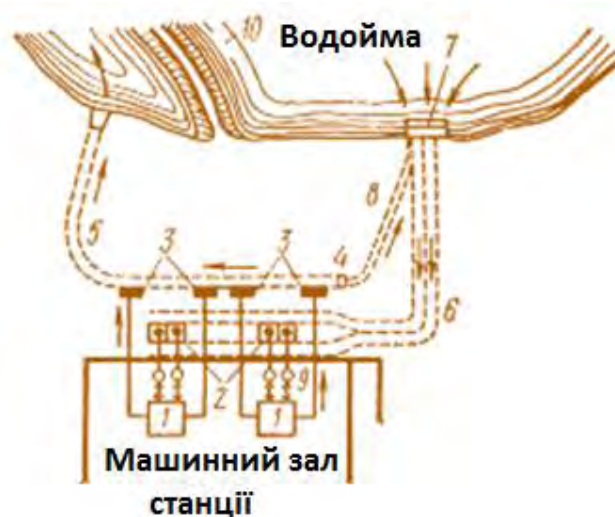


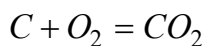
Рис 1.8. Схема зворотного водопостачання із водяним охолоджувачем: 1 - це конденсатори; 2 - це прийомні свердловини; 3 - це сифонні свердловини; 4 - це перемикання добре; 5 - це канал відходів; 6 - це самопливний канал подачі; 7 - це водонагрівач; 8 - це обвідний канал; 9 - це циркуляційні насоси; 10 - це струменева гідна дамба

Технічне водопостачання електростанцій тісно пов'язане із проблемою охорони навколишнього середовища. Вивантаження нагрітих вод (з високим вмістом солей під час продувки) у джерело подачі води або розсіювання тепла охолодної води у атмосфері може мати негативний вплив на умови навколишнього середовища сусідньої області.

1.3. Паливо та основи теорії горіння.

Паливом називаються речовини, що здатні в процесі хімічних перетворень виділяти значну кількість теплоти, що використовується для енергетичних, технологічних та побутових потреб.

Розрізняють органічні та ядерні палива. В органічних паливах теплота виділяється в результаті хімічної реакції окислення горючих компонент (C,S і т.д.)



В ядерних паливах теплота утворюється в результаті розпаду атомних ядер важких елементів, наприклад, U^{235} , U^{233} - це ізоотопів урану, P^{239} - ізоотопу плутонію.

Органічне паливо поділяють на тверде, рідке, газоподібне. Органічне паливо також поділяють на викопне, природне і штучне. Класифікація основних видів палива наведена в Таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

Класифікація основних видів палива.

Агрегатний стан палива	Походження палива	
	природне	штучне
тверде	Викопне (торф, буре і кам'яне вугілля, горючі сланці), дрова, відходи с.г. виробництва.	Кокс, напівкокс, торф і кам'яновугільні брикети, деревне вугілля.
рідке	Нафта	Топкові мазути, пічне, побутове, солярове масло, бензин тощо. Продукти переробки твердого палива. Синтетичне паливо.
газоподібне	Природний та попутний газ.	Гази: генераторний, доменний, коксовий та інш., пропан-бутанова суміш. Біогаз.

Викопне природне паливо – результат біологічних та хімічних перетворень речовин, рослин та мікроорганізмів в надрах Землі.

Штучне паливо – утворюється переробкою природних сполук (пропан – бутан).

Синтетичне паливо - це продукт переробки нафти (бензин, керосин, дизельне паливо, солярка, мазут).

В якості твердого палива може використовуватись вугілля, рідкого або газоподібного палива може використовуватись продукт переробки рослин - це етанол.

Склад і характеристика палива.

Органічне паливо складається з водню, вуглецю, сірки H, C, S і негорючих елементів кисню, азоту - це O, N . Сірка S може бути – горюча або летка S_k і негорюча S_m . До складу палива входить волога $H_2O \rightarrow W$ і зола A . Вміст елементів визначається у відсотках та за масою. Розрізняють робочу, суху, горючу та органічну маси палива.

Робоча маса.

$$C^P + H^P + S_n^P + O^P + N^P + A^P + W^P = 100\%$$

Паливо висушене до $105-110^\circ C$ називається сухою масою:

$$C^c + H^c + S_n^c + O^c + N^c + A^c = 100\%$$

Горюча маса

$$C^g + H^g + O^g + N^g + S_n^g = 100\%$$

Органічна маса

$$C^o + H^o + S^o + O^o + N^c = 100\%$$

Газоподібне паливо – це суміші горючих (CO, H_2, CH_m) і негорючих складових (O_2, N_2, CO_2) та водяної пари (H_2O).

Баласт - це азот (N) і двоокис вуглецю (CO_2). Склад газоподібного палива визначається у відсотках %. при нормальному тиску ($101,3 \text{ кПа}$) (760 мм. рт. ст.) і температурі $0^\circ C$. Вміст домішок і пари, смоли, пилу і т.д.); g/m^3 .

Основний елемент горючої маси вуглець C . Вміст вуглецю в різних паливах: деревині – 40%, антрациті – 80%, нафті – 84-87 %.

При згоранні вуглецю C виділяється 32,8 МДж теплоти на 1 кг. (в результаті утворюється двоокис вуглецю CO_2). Якщо згорання неповне, то утворюється оксид вуглецю CO та в результаті згорання виділяється 9,2 МДж теплоти.

Вміст водню H_2 у паливі: в твердому паливі до 6%, в рідкому паливі до 14%. При згоранні 1 кг водню H_2 виділяється 143,64 МДж теплоти.

Вміст азоту N_2 у паливі не більше 2%. Азот при згоранні утворює сполуки NO і NO_2 , які являються токсичними оксидами.

В паливі присутня волога W . Максимальна вологість палива може складати до 50%. Вологу в паливі висушують при температурі 105 – 110⁰С .

Зола – порошкоподібний негорючий залишок, який утворюється в результаті згорання палива і включає в собі мінеральні домішки та частки породи.

Шлак – продукт згорання твердого палива, що включає в собі мінеральні домішки, які під час згорання спеклись або розплавившись. Температура плавлення шлаку – 1200⁰С ÷ 1500⁰С .

Зольність сухої маси в паливі визначається за формулою

$$100A^P = (100 - W^P)A^C$$

де A^C - це зольність сухої маси, %, яка для різних палив має такі значення: деревина – 1%, торф -10%, вугілля – 10-25%, буре вугілля - 30%, сланці – 60%.

Важлива характеристика палива – вихід летких речовин V^A , яку розраховують у відсотках. Їх визначають в результаті

прогартовування 1 г палива при температурі $850 \pm 10^0 \text{C}$ у тиглі протягом 7 хв. Значення V^A для різних палив – у сланців 85-90%, антрацитів 3 ÷ 4%. Буре і кам'яне вугілля – 9 -50%, торф – 70%.

Теплота згорання палива – параметр, що характеризує енергетичну цінність палива, це кількість теплоти, що виділяється при згоранні 1 кг або 1 м^3 маси палива. Вимірюється у кДж/кг або МДж/кг чи МДж/м^3

Розрізняють вищу і нижчу теплоти згорання.

Вища теплота згорання Q_B^P - це кількість теплоти, що виділяється при згоранні палива з урахуванням теплоти конденсації водяної пари, що утворюються при згоранні водню H_2 і випарюванні вологи з палива W^P .

Якщо не враховувати теплоту конденсації - це це буде *нижча теплота згорання* Q_H^P .

При згоранні 1 кг водню H_2 отримується 9 кг води H_2O , а теплота конденсації рівна 2,5 МДж. Тобто

$$Q_M^P = Q_B^P - 0.025(9H^P + W^P),$$

де Q_M^P, Q_B^P вимірюється у МДж/кг , а H^P, W^P вимірюється у процентах, %.

Формула Менделєєва для визначення нижчої теплоти згорання (МДж/кг .)

$$Q_M^P = 0.339C^P + 1.031H^P + 0.109(S_\Lambda^P - O^P) - 0.025W^P.$$

Щоб перераховувати та порівнювати реальні палива використовують т. з. тепловий еквівалент

$$E = Q_n^P / 29,308 \text{ МДж}.$$

Значення величини теплового еквівалента E для різних палив: вугілля – 0,72; газу природного – 1,2; нафти – 1,43; мазуту – 1,3; торфу – 0,4; дров – 0,45.

Зведені характеристики.

Вміст компонент W^P, A^P, S^P , які діляться на величину нижчої теплоти згорання Q_H^P називаються зведеними характеристиками,

$$\text{наприклад, } \bar{W}^P = \frac{W^P}{Q_H^P}, \bar{A}^P = \frac{A^P}{Q_H^P}; \bar{S}^P = \frac{S^P}{Q_H^P}$$

Тверде паливо:

До твердих палив належить деревина, яка містить такі елементи: $C^G - 50\%$, $H^G - 6\%$, $O^G - 43\%$, $N^G - 1\%$. Баласт у деревині - це це волога, яка складає до 50 ÷ 60% у вологих дровах, у сухих дровах до 25%, у напівсухих до 25 -35%, у старих дровах до 35%.

До твердих палив відносять :торф, сланці, буре вугілля, кам'яне вугілля, які містять наступні елементи:

$$C^G = 78 - 80\%, H^G = 4,0 \div 5,8; O^G = 3 - 15\%; N^G = 0,5 \div 2,0\%, S^G = 1 \div 6\% .$$

Рідке паливо

До рідких палив належить нафта, що має наступний склад (%): $C^P = 83 \div 87\%$, $H^P = 11-14\%$, S^P до 5 ÷ 7%. Високосірчиста нафта містить: $O^P = 0,1 \div 0,3\%$, $N^P = 0,02 \div 1,7\%$, H_2O до 2%, мінеральні домішки складають 0,3%. Нижча теплота згорання нафти складає $Q_H^P = 4,0 \div 46$ МДж/кг.

Газоподібне паливо.

Газоподібне паливо розділяється на природне і штучне.

Природний газ має 85-95% метану, до 4% азоту N_2 , до 15% вуглекислого газу CO_2 , до 6% сірчистого водню H_2S . Нижча теплота згорання природного газу складає $Q_H^P = 43 \div 40$ МДж/кг.

Основи теорії горіння

Горіння – процес екзотермічного окислення горючої речовини, що супроводжується виділенням теплоти. Окислювачем являється кисень O_2 (повітря).

Реакція горіння проходить через ряд проміжних стадій. Механізм горіння складається з хімічних реакцій, що відбуваються послідовно.

Тривалість горіння τ_{Γ} визначається за формулою

$$\tau_{\Gamma} = \tau_{\phi} + \tau_x$$

де τ_{ϕ}, τ_x - це складові, що визначають, відповідно, фізичні та хімічні процеси горіння.

Кінетичні основи горіння

Швидкість прямої реакції горіння визначається співвідношенням

$$W_1 = K_1 C_{A_1}^{v_{A_1}} C_{A_2}^{v_{A_2}}$$

Швидкість зворотної реакції горіння визначається за формулою

$$W_2 = K_2 C_{B_1}^{v_{B_1}} C_{B_2}^{v_{B_2}}$$

де A_1, A_2, B_1, B_2 – хімічні символи речовин; v_A, v_B – стехіометричні коефіцієнти; K_1, K_2 – константи швидкості реакцій; C_A, C_B – поточні концентрації речовин, що реагують.

Закон Арреніуса для горіння має вигляд

$$W = K_o e^{-E/RT} C_{A_1}^{v_{A_1}} C_{A_2}^{v_{A_2}},$$

де K_o – множник (експеримент), E – енергія активації, T – температура, R - це газова постійна.

Тепловиділення під час екзотермічної реакції горючої суміші:

$$Q_p = WQ,$$

де Q - це теплота реакції горючої суміші.

Температура samozаймання: водню і оксиду вуглецю складає:
 $H_2 - 590^0 C$, $CO - 650^0 C$, метану - це $650 - 750^0 C$

Фізичні основи горіння (дифузійний процес)

Швидкість дифузії визначається формулою

$$j = \alpha_D \Delta C,$$

де α_D - це коефіцієнт дифузії, ΔC - це різниця концентрацій масових компонент.

Швидкість реакції K визначається за формулою

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_D} + \frac{1}{K_x},$$

де K_x - це швидкість хімічної реакції.

Якщо виконується умова $K_x > \alpha_D$, то переважає дифузійний режим горіння, при умові $K_x < \alpha_D$ переважає кінетичний режим горіння.

Особливості згорання палив.

Горіння газоподібних палив.

Горіння газоподібних палив може відбуватися двома способами:

- 1) з утворенням гомогенної суміші;
- 2) з роздільним вводом повітря і газового палива.

Для спалювання $1 m^3$ газу потрібно $10 m^3$ при нормальних умовах. Бажано підігрівати повітря – при цьому реакція горіння йде швидше.

Горіння рідких палив.

В котельних установках, газових турбінах, двигунах внутрішнього згорання горіння відбувається після перетворення рідких палив у пару з подальшим змішуванням їх з повітрям. Для цього до

рідких палив підводять нагріте повітря або вихлопні гази, а також максимально подрібнюють рідке паливо у форсунках і карбюраторах.

Горіння твердих палив

Три стадії підготовки твердих палив:

- 1) сушка палива і його підігрів (також газифікація);
- 2) спалювання летких речовин, продуктів газифікації і коксу;
- 3) допалювання частинок, що не згоріли.

Згорання відбувається у слойових і камерних топках. В слойових топках паливо лежить на колосниках (решітках) і продувається повітрям. В потужних установках (ТЕЦ) паливо спочатку дробиться в спеціальних мішках до пиловидного стану. Далі порошинки палива горять в повітрі у факелі. В циклонних топках відбувається закрутка гарячої суміші, яка рухається по гвинтовій лінії. В результаті згорання утворюється зола і шлаки.

Витрата повітря при згоранні характеризується надлишком повітря, Коефіцієнт надлишку повітря визначається співвідношенням

$$\alpha_{пов} = \frac{V_{пов.}}{V_{пов. \text{ для згор.}}},$$

де $V_{пов}$ – об'єм повітря, що подається в топку, $V_{пов. \text{ для згор.}}$ – теоретично необхідний об'єм повітря, необхідний для згорання палива. Величина коефіцієнту надлишку повітря має наступні значення: $\alpha_{пов} \sim 1,03$ - це для газоподібного палива; $\alpha_{пов} \sim 1,5$ - це для твердого палива.

Паливне господарство електростанцій.

Паливне господарство електростанцій - це комплекс технологічно пов'язаних пристроїв, механізмів та конструкцій, які служать для підготовки та доставки палива до котельні. Структура економії палива та обладнання відрізняються при використанні твердого, рідкого та газоподібного палива. Комплекс виконаний у вигляді безперервного технологічної лінії, початком якої являється пристрій прийому та розвантаження, а зрештою - це головний будинок, де готується готовий паливо. Подача палива та економія палива розташовані від котельні не ближче, ніж 200-250 м від основного корпусу. Мінімальна відстань визначається допустимим кутом підйому паливних конвеєрів.

Подача палива поєднується із різними стадіями її підготовки, а також операціями із зберігання, зважування, відбору зразків. Сукупність усіх операцій називається переробкою палива.

Підготовка твердого палива полягає у сушінні та шліфуванні його розміром не більше 25 мм і випуску із сторонніх предметів. Рідке паливо під час підготовки фільтрується через решітку, нагрівається та подають у котельню при строго визначених значеннях температури та тиску. Газовий паливо практично не потребує підготовки.

Обробка палива як основного завдання економії палива складається із наступних основних операцій: прийом палива та організація його контролю за кількістю та якістю; вивантаження прибуваючих автомобілів; своєчасне та безперебійне постачання палива до бункерів котла, а також із використанням газу та мазуту - це до пальників парових котлів; видалення випадкових металевих та неметалічних предметів із палива та шліфування шматків твердого палива до розміру 15-25 мм; зберігання палива на складах (крім газу). На КЕС, використання у якості палива вугілля, торфу, сланців, економії

палива складається із станційних залізниць (трекова сторона), пристрою для розвантаження, постачання палива, дробильної установки, бункерів у головному корпусі та складі. У районах із континентальним кліматом і систематичним заїздом автомобілів, крім вищезазначених об'єктів, будується пристрій розморожування.

Типова економія палива КЕС, що працює на вугіллі, показана на рис. 1.9. Паливо зазвичай доставляється залізничним транспортом. Прибуття автомобілів із паливом подають у вивантажувальний пристрій, оснащений вагонами. Перед розвантажувальним пристроєм встановлюються автомобільні ваги для визначення кількості палива,

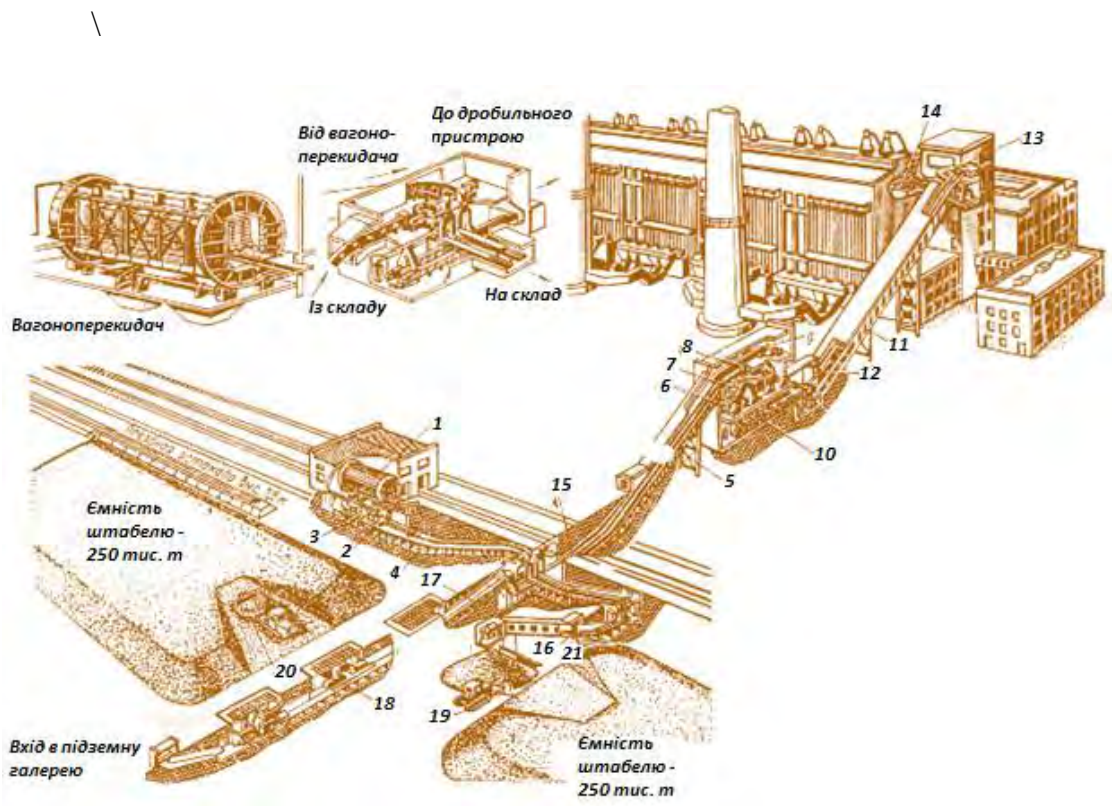


Рис 1.9. Загальна схема економії палива потужної КЕС:

1 - це гальмівна система; 2 - це пристрої для стрічки; 3 - це дробарка; 4, 5, 10, 11, 13-16, 17 - це конвеєри; 6 - це молоткові дробарки; 7 - це краш ґрат; 8 - це підвісний металевий колектор; 9 - це колектор

металевого металу; 12 - це конвеєрні ваги; 14 - це одноразові пробки; 18 - це стрічкові подавачі конвеєрних контейнерів; 19 - це бульдозер; 20 - це скребок; 21 - це конвеєрні

ваги складу

що надходить. При вивантаженні вугілля надходить у прийомний бункер, а подавач подає на перший конвеєр подачі палива.

У розвантажувальному пристрої паливо проходить через першу стадію підготовки, що полягає у дробленні його на шматки розміром 200-300 мм. Великі фракції вугілля зберігаються на решітці, яка закриває прийомний бункер згори та подрібнюється дробаркою (DFM). На сітку також являється великі сторонні предмети, які потім видаляються. За відсутності DFM, грубе шліфування вугілля здійснюється дробарками дробарки, встановленими між подавачем і конвеєром для подачі палива.

З розвантажувального пристрою вугілля потрапляє у вузол переливання, звідки його можна відправити на склад або на дроблення. На дробарному заводі встановлюються дробарки для дроблення, які подрібнюють вугілля на шматки. До монтажу дробарок встановлені екрани, із яких вугілля, яке не вимагає подрібнення, пропускається через дробарку.

При русі по конвеєру паливо звільняється від випадкових металевих предметів. Метал потрапляє за допомогою підвісних і шківних електромагнітів (сепаратори-металеві паяльники).

З дроблення тіла вугілля подає конвеєр до головної будівлі на горизонтальному конвеєрі і із нього надходить у бункери сирого вугілля парових котлів.

У схемі (рис 1.9) показаний склад палива, у якому у якості механізму перенесення використовуються гвинти і бульдозери. із складу вугілля подається у бункерний конвеєр, через який вугілля надходить у вузол прісної води і далі у дробильний цех. Склади також обладнані кранами-перевантажувачами, роторними навантажувачами та штабелеукладачами. Кількість палива, яке можна взяти, переробляти та готувати для спалювання або зберігання на депозиті, характеризує ефективність економії палива. Вирішальною характеристикою продуктивності являється загальне споживання пального всіх котлів за номінальним навантаженням ТЕС із урахуванням змін у нерівномірному споживанні палива та зупинці обладнання.

Бункери головної будівлі передбачають створити запас паливо та його безперервне випуск при зупинці постачання палива. Вони виконані у вигляді 4-грані призми, проходячи вниз у усічену піраміду (воронка), яка має у кінці вихідного отвору. Об'єм бункерів розраховується на 4-6-годинну подачу палива.

Склади служать для створення запасу палива у разі припинення його постачання. Композиція служить також буферною ємністю, яка допомагає згладити нерівномірність подачі палива. Потужність складів вибирається у залежності від потужності КЕС, виду палива та відстані до постачальника. Для СЕС, працюючи на вугіллі, потужність складу розраховується на 30-денний запас. На відстані до постачальника менше 100 км запас скорочується до 2 тижнів.

Нафтовидобувна економіка являє собою комплекс приладів та конструкцій, призначених для прийому, зберігання, підготовки та доставки мазуту у котельню. Основними об'єктами мазутного господарства є: приймально-розвантажувальне пристрій, сховище (склад), насосна станція, нафтопроводи. Ці об'єкти разом із

мазупроводами утворюють технологічну схему, типовий вигляд якої зображено на рис. 1.10.

Основне сховище мазуту зазвичай розташоване за межами території КЕС не ближче ніж 500 м від найближчого населеного пункту. Це продиктовано заходами пожежної безпеки. На ділянці

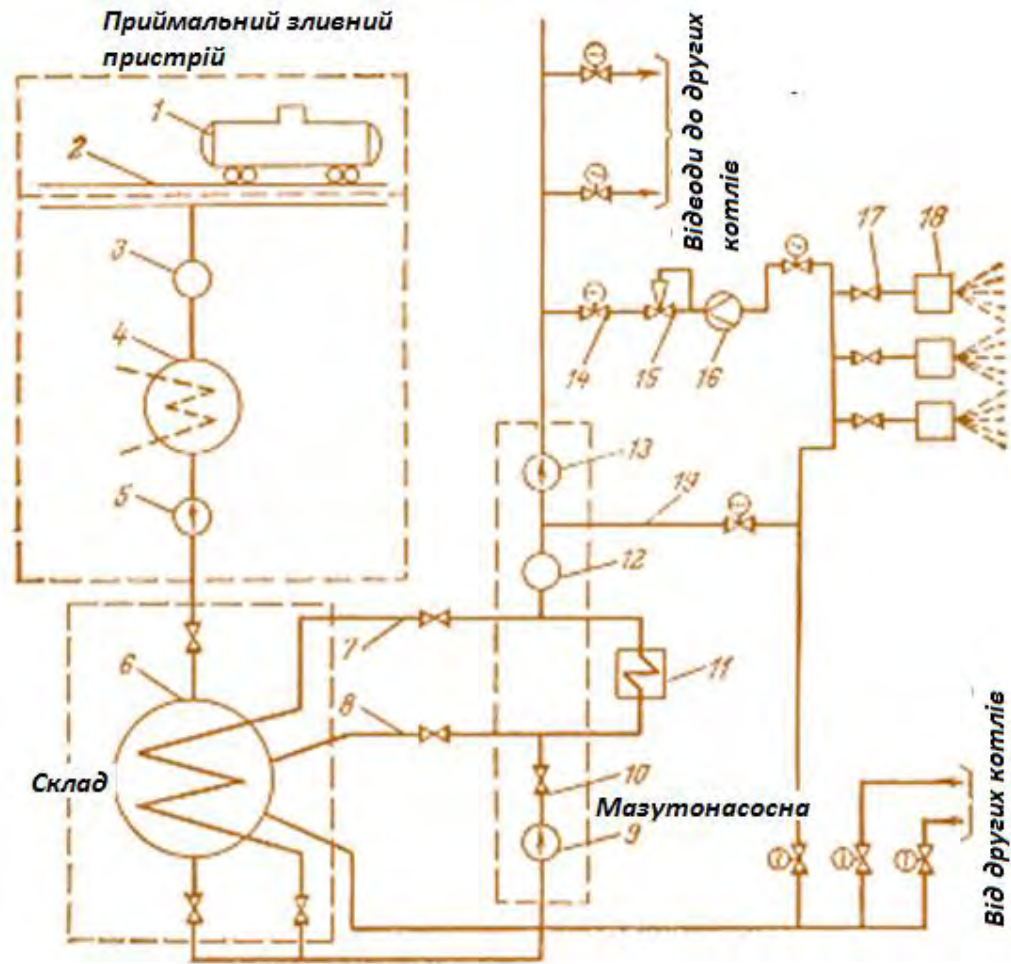


Рис 1.10. Технологічна схема економії нафтових палив КЕС: 1 - це танк; 2 - це дренажний пристрій; 3 - це грубий фільтр; 4 - це прийом резервуара; 5 - це трансферний насос; 6 - це основний резервуар; 7,8,19 - це лінії переробки мазуту; 9 - це перший підйомник; 10 - це зворотний клапан; 11 - це нагрівач мазуту; 12 - це тонкий очищувальний фільтр; 13 - це другий насос відновлення; 14 - це

засувка; 15 - це вартість регулятора; 16 - це витратомір; 17 - це засувка;
18 - це сопла котлів

встановлюється лінія електропередачі, будується залізниця та дорога. Всі об'єкти нафтової промисловості обладнані надійним грозозахистом.

Сировинна олія на СЕС доставляється залізничним транспортом, водою або трубопровідним транспортом і зливається у прийомний резервуар. У лотках перед резервуарами встановлені вибухові прибирання, призначені для затримки сторонніх предметів. із прийомних

Цистерни мазуту закачуються у основні резервуари для зберігання мазуту. З накопичувальних резервуарів мазут керується силою тяжіння або за допомогою насосів у будівлю насосної станції, де встановлені насоси, теплообмінники та фільтри тонкої очистки. Тут мазут нагрівається, очищається та подається до котельні під заданим тиском.

Технологічна схема забезпечує лінії для переробки мазуту, що забезпечує безперервний переміщення його через труби у трубопроводах. Це запобігає його загартуванню при зупинці котлів.

Мазут на електростанціях використовується не тільки як основне, але й як допоміжне паливо, яке використовується для запуску котлів, що працюють на твердому паливі. Залежно від призначення мазуту на КЕС, будується або основна, або паливозаправна заправка. Основна економія розрахована на постачання такої кількості мазуту, яка забезпечує роботу всіх котлів із номінальним навантаженням;

запальний - це тільки для одночасного запалювання двох котлів до навантаження, що дорівнює 30% від номіналу.

Для забезпечення надійності транспортного мазут необхідно нагрівати на всьому шляху його руху. Первичне нагрівання до температури 35-45 °С здійснюється у приймально-розвантажувальному пристрій у разі дренажу із резервуарів та руху на вантажівок. У резервуарах мазут нагрівається до 90 ° С. Остаточне нагрівання до температури 120-150 ° С, вибране відповідно до умов піролізу мазуту у соплах пальників котлів, здійснюється у нагрівачах, які встановлені у насосній станції.

Тиск мазуту у лінії, на яку він подають до котельні, вибирається у залежності від типу сопел. Якісне обприскування механічними форсунками здійснюється при тиску 3-4,5 МПа; Пар - це 0,5-1,0 МПа. Датчик тиску 3-4,5 МПа надійно забезпечується тільки при роботі двох послідовних груп насосів. Перший тиск підвищується до 1-1,5 МПа, у другому - це до даного.

Приймально-розвантажувальний пристрій - це ділянка залізничної колії із жолобом між рейками, де мазут із резервуарів захищає. Котушка зроблена із залізобетону із металевою футеровкою та невеликим нахилом дна у напрямку прийомних резервуарів. На дні траншеї встановлюються парові труби для нагріву мазуту.

Щоб прискорити дренаж, мазут у баках нагрівається тиском пари 1-1,2 МПа, який надходить у резервуар через верхню частину горла. На деяких ЦЕС для цієї мети використовуються нагрівальні пристрої.

Резервуари служать для прийому та зберігання мазуту. Загальна ємність резервуарів на складі розраховується на 15-денний запас, якщо мазут доставляється залізничним транспортом і являється основним

паливом. У випадку доставки трубопроводами запас забезпечується на 3 дні. Якщо мазут являється паливом для палива, то запас повинен становити 10 днів. Для забезпечення технологічної надійності обробки та доставки мазуту у котельні на складі встановлено не менше трьох цистерн.

Резервуари виконані із металу або залізобетону. Їх виконання може бути підземним, підземним чи напівпідземним. У резервуарах мазут нагрівається за допомогою парових поверхневих теплообмінників у результаті переробки гарячої олії. Нагрівач постачається із тиском 0,5-0,6 МПа.

Мазут зберігається у резервуарах при температурі 70-90 ° С. Для зменшення втрат тепла у середовищі стінки ємностей покрита теплоізоляцією у вигляді килимок із мінеральної вати із обшивкою за межами олова або нанесенням шару азбестоцементної штукатурки.

Нафтогазові станції будуються як окрема будівля із приміщеннями для насосів, вентиляційного обладнання, контрольної плати та розподільних пристроїв. із технологічного обладнання на мазутопасних станціях встановлюються насоси, фільтри, нагрівачі та пристрої для збору та очищення забрудненої водою води.

Для перекачування мазуту використовуються спеціальні насоси. На нафтовій та заправній станції відцентрові насоси встановлюються із горизонтальним валом, а у резервуарах - це осьові насоси підводного типу.

Грубі фільтри виконуються у вигляді сіток із клітинами 10 × 10 мм². Тонка очищення здійснюється у фільтрах типу типу через сітчасті комірки розміром 1 × 1 мм².

Двотрубні трубчасті теплообмінники використовуються для остаточного нагрівання мазуту до температури 120-150 ° С. Трубки ведуть мазут, а у міжтрубному просторі подають пару із тиском 1-1,2 МПа.

Номер паливної насосної станції належить до категорії вибухових об'єктів. Тому всі електричні клапани та електродвигуни вибухозахищені. Аварійні запобіжні клапани встановлюються на трубопроводах для відсмоктування та доставки 10-15 м від будівлі насосної станції. Економіка спалювання мазуту поєднується, як правило, зі складом масел і паливно-мастильних матеріалів.

Економія палива СЕС на газовому паливі складається із газорозподільної точки (ВВП) та системи газопроводів. Газ до газорозподільної станції постачається від розподільчої станції, розташованої за межами КЕС та підключеної до магістрального газопроводу. Тиск газу перед газорозподільною точкою становить 1-1,2 МПа, а після ВВП - це 0,05-0,12 МПа. Підготовка газу до згоряння полягає у тому, щоб очистити її від пилу і забезпечити необхідний тиск на пальники.

У схемі газорозподільної точки (рис. 1.11) планується встановити фільтраційний фільтр для газу, автоматичний регулятор тиску газу, прилади для вимірювання тиску і витрати газу, запобіжні клапани та розетка для газу постачання у котельню під час ремонту у газорозподільних пунктах.

Газорозподільна база на потужному КЕС розташована у окремому корпусі, що складається із двох приміщень: основного, де встановлені всі арматури і прилади, а також допоміжні, призначені для установки опалення та вентиляції. На КЕС потужністю до 1200 МВт,

зазвичай будується одна газорозподільна станція, і із більшою потужністю вони можуть бути два або більше.

Прокладка всіх газопроводів на території КЕС здійснюється на підлозі на залізобетонні або металеві естакади. Газ із газорозподільного пункту до основної котельні та від нього до котлів подається одним газопроводом. На порти до котлів встановлені запобіжні та регулюючі клапани із дистанційним управлінням, а також пристрій для вимірювання витрати газу.

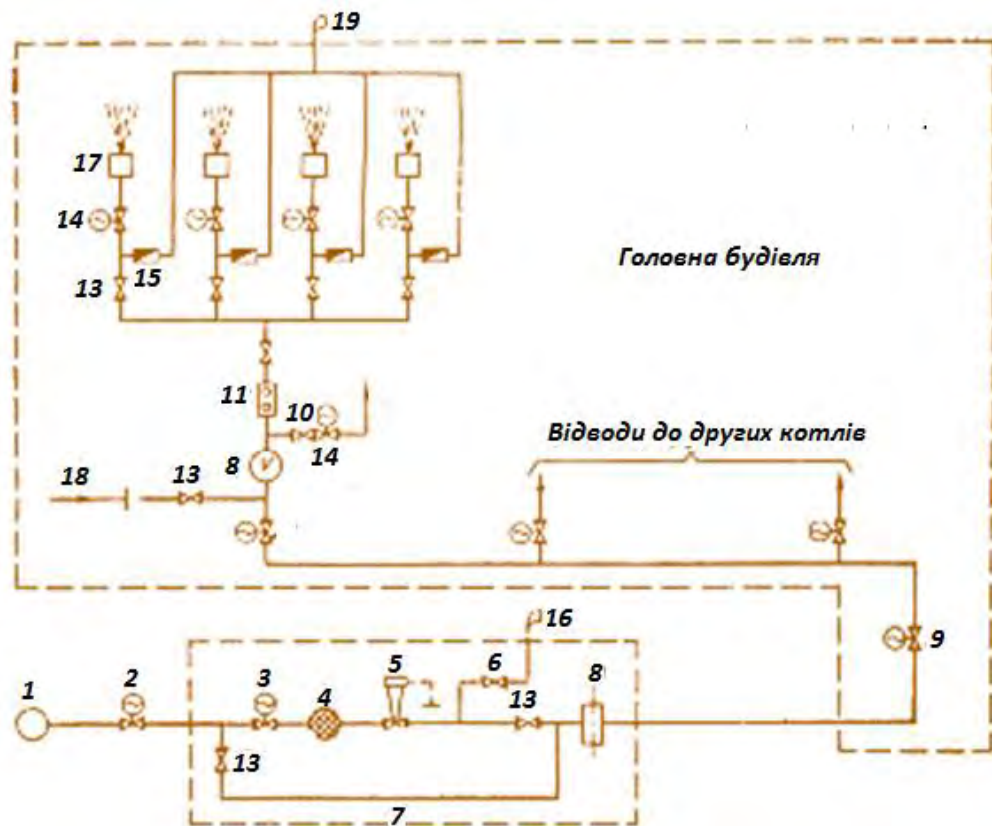


Рисунок 1.11. Технологічна схема газового господарства КЕС: 1 - це газопроводи; 2, 3, 9, 10 - це електричні замки; 4 - це фільтр; 5 - це регулятор тиску; 6 - це запобіжний клапан; 7 - це обхідна лінія; 8 - це

виротомір; 11 - це швидкодіючий клапан; 12 - це регулюючий клапан; 13, 14 - це фіксатори замків на лінії до запалювача; 15 - це штопор; 16 - це свічка; 17 - це пальники котлів; 18 - це постачання стисненого повітря для очищення газопроводу; 19 - це лампочка

1.3. Теплоцентралі – це підприємства для комбінованого виробництва тепла та електроенергії. Теплофікація.

Теплова електростанція, яка виробляє не тільки електричну енергію, але й тепло, називається теплоелектростанцією (ТЕЦ).

1.3.1 Види та умови теплоелектростанцій

Особливості теплоелектростанції завдяки його головному завданню полягає у тому, щоб забезпечити споживачам теплову енергію у формі необхідних параметрів пари або гарячої води. Сам процес надання споживачам теплової енергії називається опаленням. У сучасній теплотехніці розрізняють наступні види ТЕЦ: двигуни із турбіною із противагою та випуск тепла споживачам всієї або часткової пари, що використовується у ній; двигуни із конденсаційною турбіною, яка має тепловідбір або вибір для випуску пари тепловим споживачам; газова турбіна (ГТУ) із використанням теплоти відпрацьованих газів у котлі або безпосередньо у технологічному процесі; дизельне пальне (DES) із виробництвом високопотенційного тепла внаслідок енергії вихлопних газів і низького потенціалу - це від контуру охолодження двигуна; Паровий газ (ПГУ), що використовує тепло вихлопних газів ГТУ для виробництва пари, яке повністю або частково надсилається на одну або декілька парових турбін.

Початкові параметри парових турбінних установок ТЕЦ, як правило, такі ж, як і на конденсаційних станціях, проте електрична потужність найбільших установок та загальна електрична потужність заводу нижча, ніж у КЕС. Таким чином, у період, коли установочні двигуни потужністю 100 МВт були встановлені на великих ТЕЦ, СЕС була побудована із одиницями потужністю 300 МВт; у період розробки когенераційних установок потужністю 250 МВт на СЕС вже використовувалися блоки потужністю 500 і 800 МВт. Однак питоме споживання палива на виробництво електроенергії на КГЕС набагато нижчим. Для ТЕС із турбінами Т-100-130 при роботі у режимі теплового режиму із замкнутою апертурою та двоступеневим нагріванням мережевої води питома витрата тепла на виробництво електроенергії знаходиться у діапазоні 3800-4900 кДж / кВт-год, а при триступеневе нагрівання мережевої води (у режимі із виділеним променем у конденсаторі) становить 3700 кДж / кВт-год. Ці величини майже у 2 рази нижчі, ніж вартість тепла у конденсаційних агрегатах із однаковими початковими параметрами.

Питома виробнича потужність при теплових витратах когенераційних установок складає 120-170 кВтг / ГДж для двоетапного мережевого водяного опалення та 112-167 кВт.год / ГДж для триступеневого опалення. Великі значення відносяться до режимів, у яких у верхньому тиску виділення калорійності 0,0585 МПа, нижче - це до режимів, коли цей тиск становить 0,245 МПа

Питома витрата палива на виробництво електроенергії на когенераційному заводі зменшується із збільшенням парової частки, вибраної для споживання теплової енергії та (як і для КЕС) із збільшенням її початкових параметрів. Чим вище конкретне виробництво за тепловим споживанням, тим більша економія палива.

Оскільки когенераційні установки мають нижчі питомі витрати на паливо та теплову енергію для виробництва електричної енергії, вони використовуються у режимі опалення, щоб покрити базову частину графіка електричних навантажень. Влітку теплові та електростанції, розраховані у основному для нагрівання, перетворюються у режим конденсації та можуть брати участь у регулюванні електроенергії у електромережі, тому влітку на ТЕЦ, як правило, ремонту котла обладнання здійснюється. Постачання палива ТЕЦ може бути сезонним: вугілля та мазут - це взимку, природний газ - це влітку.

Пара, вироблена у турбінах конденсаційних станцій, має температура 25-30 ° С, тому вона не підходить для використання у технологічних процесах на підприємствах. У багатьох галузях промисловості пар вимагається при тиску 0,5-0,9 МПа, а іноді і до 2 МПа для рухомих пресів, парових молотків, турбін. Іноді потрібна гаряча вода при температурі 70-180 ° С. Для створення пари із параметрами, необхідними для споживачів на КГЕС, використовуються турбіни із відновлення тепла. Парові котли у залежності від конструктивних особливостей та можливого режиму роботи можна розділити на дві групи: турбіни із конденсаційним агрегатом і регульована пар та турбіна із противагою. У цьому випадку виділяють два типи регульованих виділень пари: виробництво та нагрівання, які використовуються відповідно для виробничих цілей та для опалення, вентиляції та гарячого водопостачання.

Основна теплова схема найпростішого ТЕЦ, що несе промислові навантаження на пару, показана на рис. 1.12. Пари, отримані у котлі 1, надходять у турбіну 2, яка безпосередньо з'єднана із електрогенератором 3, а птім надсилається до конденсатора 4. із

проміжної стадії турбіни при необхідному контрольному тиску приймається пара, яка постачається споживачам тепла 7. У виробничій частині пари втрачаються, і частина конденсується, а насос 8 надходить у резервуар для готування 6, у якому конденсат із конденсатора подають конденсаційним насосом 5. Щоб заповнити втрати пари та конденсату у резервуарі подачі, хімічно очищена вода додають через трубопровід 10. Подавальну воду подають у котло 1 насосом 9 подачі. У тих випадках, коли потрібна велика кількість пари для на ТЕЦ встановлені технологічні потреби підприємств, парові турбіни із протипаном, у тому числі парові турбіни, - це турбіни типу П, ПР, ТП. Оскільки у таких установках немає конденсатора, робота у турбіні

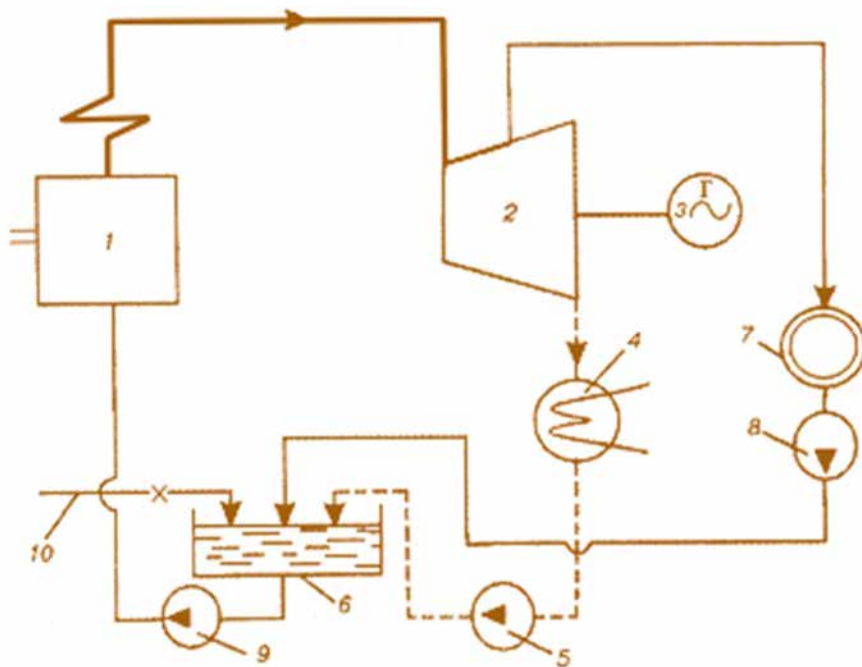


Рис 1.12. Термічна схема найпростішої ТЕЦ:

1 - це котёл; 2 - це турбіна; 3 - це електричний генератор; 4 - це конденсатор; 5 - це конденсаційний насос; 6 - це харчовий резервуар; 7 - це споживачі тепла; 8 - це мережевий насос; 9 - це живильний насос; 10 - це це трубопровід, де подають хімічно очищену воду

надсилається споживачеві тепла. У цьому встановлюючи кількість пари, що проходить через турбіну, і, отже, кількість виробленої електроенергії повністю залежить від споживання тепла, тобто у цьому випадку ТЕЦ працює за графіком теплової енергії.

При зменшенні електричних навантажень, частина пари повинна бути передана, крім турбіни, через пристрої редуційного охолодження (ROU). У випадку високих електричних навантажень та зменшення потреб у парах у споживачів тепла, електроенергія не повинна вироблятися на електростанціях із конденсаційними турбінами. Тому установка буде використовуватися досить ефективно, лише якщо вона призначена для теплового навантаження, яке зберігається протягом більшої частини року. Тиск пари позаду турбіни повинен бути вибраний, як того вимагає споживач.

У турбінах із конденсатором та керованим вибором пари, після того, як частина пари витрачається на приведення у робочий момент двигуна ротора турбіни та зменшення його параметрів, проводиться вибір певної кількості пари для споживачів. Решта пар, що залишається у звичайному порядку, використовується у турбіні, а потім надходить у конденсатор. У установках із турбінами із конденсаційним типом, які регулюють вибір, виробництво електроенергії та виділення тепла можуть бути досить широкими, незалежно один від одного. У цьому випадку повна номінальна електрична потужність, при необхідності, може бути досягнута за відсутності теплового навантаження. Типові турбіни зазвичай мають один, два, або навіть три регульовані вибори.

Відповідно до схем тепlopостачання споживачі розрізняють відкриті та замкнені контури тепlopостачання. Схеми тепlopостачання

споживачів безпосередньо із ланцюга ТЕЦ називаються відкритими, а ті, у яких використовуються мережеві нагрівачі, - це закриті.

Одним із головних напрямків розвитку теплової енергетики являється збільшення одиничної потужності тис

Одним із головних напрямків розвитку теплової енергетики являється збільшення одиничної потужності обладнання ТЕЦ. Проте можливість збільшення одиничної потужності ТЕЦ і, як наслідок, турбін нагрівання обмежена порівняно із конденсаційними турбінами, оскільки передача теплової енергії вимагає більших витрат, ніж передача електричної енергії. Єдність одиниці КГЕС визначається концентрацією споживання тепла та оптимальною для цієї концентрації розміром району, що приєднується до ТЕЦ, а також існуючі обмеження на охорону навколишнього середовища, вибір місця та ін.

1.3.2 Теплофікація та централізоване тепло постачання.

Відомо, що термодинамічна основа системи опалення являється корисним використанням для теплопостачання відпрацьованого тепла, яке виводиться із циклу теплової енергії. Термін "опалення" об'єднує одночасно два поняття, дві технології, а саме: комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплових електростанціях та централізоване теплопостачання, коли від одного (або декількох) джерел теплової енергії передає останній за допомогою мереж для численних споживачів. Централізоване теплопостачання - це постачання споживачів теплотою тільки за рахунок використання ТЕЦ. Процес централізованого теплопостачання складається із трьох

послідовних операцій: підготовки теплоносія, її транспортування до споживачів, споживання споживача теплотою теплоносія.

Перша операція проводиться на КГЕС. Залежно від виду теплоносія, система теплопостачання поділяється на воду та пару. Системи водопостачання широко поширені для теплопостачання сезонних споживачів тепла та гарячої води, а пари використовується для технологічного теплопостачання споживачів високотемпературним теплоносієм. Практика показала наступні переваги систем водяного опалення у порівнянні із паром: можливість зміни температури у системі у широких межах (20-200 ° C); більш повне використання тепла від ТЕЦ; відсутність втрат конденсату; менша втрата тепла у навколишньому середовищі у теплових мережах; легко переносити воду на великі відстані (до 20-50 км) без збільшення тиску у парі під час вибору. Крім того, системи теплопостачання води мають високу накопичувальну ємність, що приводить до короткочасних змін кількості тепла, що подається у мережу води, менш відбивається у температурних умовах опалюваних приміщень. При нагріванні приміщення гарячою водою простіше підтримувати допустиму температуру нагрівальних батарей (до 90-95 ° C).

На рис. 1.13а показана схема мережевого нагрівання води, яка у

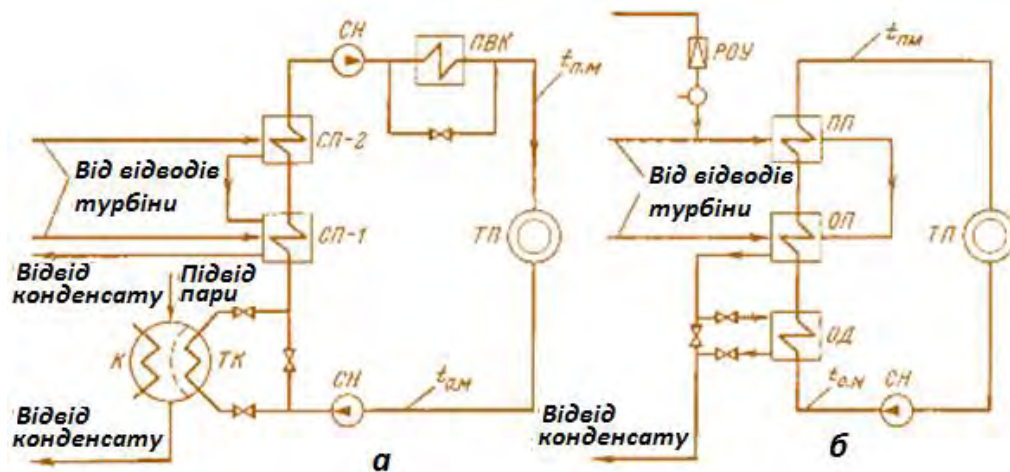


Рис 1.13. Контур опалення мережевої води на установках із двома рекуперацією тепла та контуром опалення у турбінному конденсаторі (а) та у установках із одним виділенням опалення (б)

даний час використовується на великих теплових електростанціях із нагрівальним навантаженням.

Мережева установка має два нагрівачі, яка постачається із двома двома варіантами турбіни. Конденсатор має окремий вбудований тепловий промінь. Взимку через цей пучок проходить мережева вода або додаткова вода, яка потім надсилається у опалювальну мережу для компенсації витоків. Коли нагрівальна вода проходить через тепловий промінь, вона нагрівається у ньому кілька градусів, а потім йде у мережевий нагрівач. Коли додаткова вода проходить через тепловий промінь, мережева вода із головної лінії спрямовується безпосередньо у мережевий нагрівач.

Після встановлення мережевих нагрівачів піковий водонагрівач (ПВК), але ПВК активується лише тоді, коли кількість виділеної пари недостатньо для покриття всієї теплової навантаження. Коли контур опалювального контуру конденсатора увімкнений, технічна вода не

подається до конденсатора, а опалювальна установка працює без втрат у холодному джерелі. У цьому випадку турбіна перетворюється у режим роботи із пошкодженим вакуумом. Влітку мережева вода нагрівається лише у мережевому нагрівачі нижчої ступеня.

На багатьох рослинах являється лише один підігрів (рис 4.20, б). Пара із цього вибору із тиском 0,12-0,24 МПа (на деяких турбінах тиск коливається у межах 0,07-0,24 МПа) призначається головному нагрівачі мережевої установки. Додаткове підігріву мережевої води (в холодну пору опалювального сезону) може здійснюватися у піковому нагрівачі, пари якого постачаються із ROU або із промислових витягів турбін (якщо це не призводить до необхідності знизити вартість пари для технологічних потреб). На діаграмі, зображеній на рис 4.20, б, разом із основними та піковими нагрівачами також показаний дренажний кулер. Цей теплообмінник доступний для мережевих установок, до яких подають пару від регульованого вибору пристрою середнього тиску із деаератором, що працює під тиском 0,12 МПа. При низькій зовнішній температурі тиск у головному нагрівачі підвищується до 0,24 МПа, а температура осушення - це до 125 ° С. Для забезпечення належної роботи деаератора у цих умовах дренаж слід охолоджувати. Охолодження дренажу мережевою водою не призводить до змін теплової ефективності когенераційних установок, оскільки через деяке нагрівання мережевої води у зливному охолоджувачі споживання пари у головному нагрівачі зменшується, а витрата пари на деаератор збільшується. На деаераторних установках, які працюють на рівні 0,6 МПа і вище, дренажний кулер не потрібен.

Переваги теплотехніки полягають у тому, що він давав і дає можливість замість численних і, як правило, недостатньо досконалих місцевих котельних, використовувати великі, високоефективні

джерела тепла - це когенераційні установки, здатні працювати практично із будь-яким органічним паливом, а також корисно у централізованих системах теплопостачання тепла, що виробляється при виробництві електроенергії, яка на теплових електростанціях типу конденсату неефективно потрапляє у навколишнє середовище, створюючи так звану "тепловіддачу" навколишнє середовище. Переваги, властиві централізації теплопостачання та комбіноване виробництво електричної та теплової енергії, опалення стало одним із основних напрямків розвитку електричної та теплової енергетики. Незважаючи на переваги, із максимальною централізацією теплопостачання на ТЕЦ, лише 25-30% необхідної електроенергії може бути вироблена.

Роботу конденсаційних станцій визначають лише умови вироблення електроенергії, що забезпечує сприятливі можливості для концентрації великих електричних потужностей та швидкого зростання електричного потенціалу. Тому будуть розроблені як теплові електростанції, так і конденсаційні станції. Сьогодні, поряд із класичною водонагрівальною технологією у світі, широко використовуються газотурбінні та газотурбінні технології. Використання цих технологій у основному на ТЕЦ, де основним паливом являється природний газ, може значно збільшити ККДТЕК, особливо у плані виробництва електроенергії. Серед діючих парогазових станцій світового класу зараз працюють електростанції із ефективністю 56-60%. Успішно вирішуючи питання подальшого підвищення температури на вході у газову турбіну шляхом подальшого вдосконалення системи охолодження компонентів, матеріалів, аеродинаміки компресора та турбін, а також захисних та теплоізоляційних покриттів, ефективність парогенерація може досягати 65%.

Будівництво нових великих когенераційних установок та створення довгострокових систем централізованого теплопостачання, а також модернізація існуючих парових турбінних теплових установок, що працюють на природному газі, шляхом впровадження надбудов газотурбінних установок та їх перетворення у парогазові установки високої потужності, будівництво ТЕЦ на базі дизельних електростанцій, газотурбінних агрегатів та парогазових установок малої та середньої потужності, а також на основі формування компактних систем теплопостачання - це міні-КГЕС (МТЭС) являється основними напрямками розвитку опалення, не суперечливі, але взаємодоповнюючі.

1.4. Система очищення продуктів згоряння при ТЕС та ТЕЦ

Очищення димових газів, вилучення золоті та шлаку.

Система очищення димових газів існує тому, що продукти згоряння палива містять шкідливі компоненти навколишнього середовища: зола, оксиди сірки (SO_2 і SO_3) та азот (NO та NO_2). Для їх видалення використовуються допоміжні пристрої для газу та повітря (вентилятори, димососи), які забезпечують подачу повітря для спалювання на котельні для згоряння та видалення продуктів згоряння.

Потужність може бути природною і штучною. Природне зчеплення здійснюється за допомогою димоходу через різницю у щільності атмосферного повітря та гарячих газів у димовій трубі.

У установках із великим аеродинамічним опором газового тракту, коли димар не забезпечує природну тягу, використовуйте штучну тягу, встановлюючи димососи. Розведення, яке утворюється дусмасом, визначається аеродинамічним опором газового тракту та

необхідністю підтримувати відлига у печі, що дорівнює 20-30 Па. У котельних установках малих ТЕЦ розведення, яке генерується димовим насосом, становить 1 -2 кПа, а у потужному - це 2,5-3 кПа.

Для подачі повітря до печі та подолання аеродинамічного опору дихальних шляхів (повітряних ліній, повітряного нагрівача, паливного шару або пальників) повітряні вентилятори встановлюються перед повітряним нагрівачем.

При експлуатації електростанції на твердих паливах обов'язково використовують золову ловушки, які за принципом дії поділяються на механічні (сухий і мокрий) та електростатичний. Механічні сухі попелоподібні скиди циклонічного типу відокремлюють частинки від газу за рахунок відцентрових сил у обертальному потоці потоку. Ступінь захоплення золи у них становить 75-80% при гідравлічному опорі 0,5-0,7 кПа. Механічні пастки із мокрим попелом - це вертикальні циклони із водоплівкою, що протікає над стінами. Ступінь захоплення золи у них вище і перевищує 80-90%. Електрофільтри забезпечують високий ступінь очищення газу (95-99%) із гідравлічним опором 150-200 Па без зниження температури та зволоження димових газів.

Для видалення шлаку та золи за межами промислового майданчика вугілля POW існує система вилучення золоту та шлаку. КЕС використовує три основних способи вилучення золи та шлаків: механічні (за допомогою гвинтів або стрічкових конвеєрів), пневматичні (під тиском повітря у закритих трубах або каналах) та гідравлічні (промивання водою у відкритих або закритих каналах). Найпоширеніший гідравлічний метод.

Для складування відходів шлаків та золи використовуйте золу порошоків. Місткість золовідвалу призначена для її заповнення

протягом 15-20 років. Золовідвали розміщуються у ярах, низинах і захищають набережну (дамба). Захищаючи суміш золи-шлаку, що подається до золи, частинки шлаку та золи випадають, а освітлена вода тече до приймальних свердловин, звідки її подають до котельні для повторного використання або очищаються і кидають у навколишній резервуар.

Сьогодні, завдяки зростаючому світовому попиту на шкідливі викиди внаслідок експлуатації вугільних електростанцій, вживаються зусилля для підвищення їх ефективності та підвищення екологічної ефективності їх експлуатації.

Очищення.

Найбільшими джерелами викидів у атмосферу твердих часток являється електростанції, промислові та опалювальні котли, що працюють на вугіллі. Тверді частинки, що виділяються котлами, являється сумішшю сажі (незруйновані частки вугілля або інших видів палива, їх розмір складає близько 1 мм, вони дуже легкі, але вони можуть бути взаємопов'язаними у великих конгломератах, видимих неозброєним оком), дим (газовані системи що складається із частинок розміром від 0,1 до 10 мікрон, щільність диму дуже низька, а компоненти їх часток майже завжди окислюються) і пил (що складається із частинок вугілля, ясеня або каменю). Термін пилу зазвичай приймається для позначення всіх трьох вищезгаданих типів твердих частинок. Чим менший розмір частинок, тим повільніше вони зберігаються у атмосфері. У спокійному повітрі частинки розмірами 100, 10 і 0,5 мкм розташовуються відповідно на 10, 0,3 та 0,0007 см у секунду, відповідно.

Характер вугілля і неможливість абсолютно повного згоряння визначають неминучість цих викидів і необхідність використання

спеціального обладнання для захоплення твердих частинок. Пиловловлювачі являється обов'язковими елементами технології отримання енергії із вугілля. Вага знежирених агрегатів для великих теплових електростанцій може досягати 1500 тонн і більше.

Пристрої для захоплення пилу діляться на механічні, у яких частинки розділені силою тяжіння, інерцією або відцентровою силою; мокрий або гідравлічний, у якому частинки у газоподібному середовищі захоплюються рідиною; фільтри із пористим фільтруючим шаром; Електрофільтр, у якому частинки осідають іонізацією.

У промисловості найбільш часто використовуваними транспортними засобами, що використовують відцентрову силу, являється циклони (рис 1.14). Основним недоліком циклонів являється їх значне погіршення внаслідок абразивного впливу частинок пилових частинок на стіну та їх ковзання на них. Знос циклону особливо великий, коли пастки частинок більше 5-10 мікрон. Для запобігання зносу застосовується покриття синтетичних матеріалів та високоміцних сплавів, які добре стійкі до послаблення пилу.

Питоме споживання енергії для дезактивації коливається від 0,11 до 0,25 кВтг / 1000 м³ очищеного газу залежно від конструкції та ефективності пилозбірника.

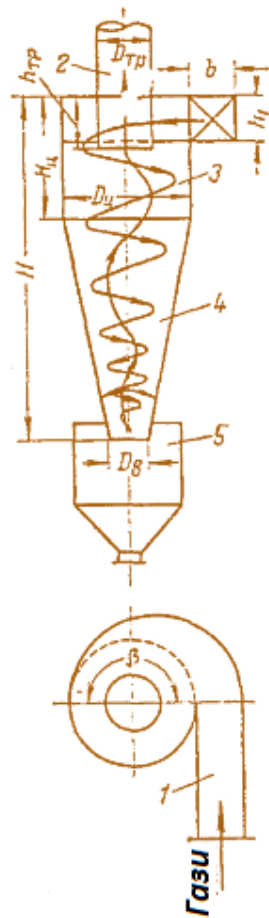


Рис 1.14. Схема роботи циклон: 1 - це вихлопна труба; 2 - це впускна труба; 3-циліндрична камера; 4 - це конічна камера; 5 - це камеру для гранулювання

У мокрих пристроях мокрого типу забруднений газовий потік контактує із рідиною, зокрема із зрошуваними поверхнями. Як зволожуючу рідину використовуйте чисту воду або воду із зволожуючими добавками. У той же час частинки пилу притягуються і до поверхні потоку і видаляються у вигляді суспензії. Розпилюючі рідини та електростатична сила тяжіння підвищують якість видалення пилу. Простий і ефективний дизайн мокрого пиловловлювача - це це скруббер, у якому запиленої потік проходить через серію секцій із

іригаційною системою. У цих розділах різні форсунки можуть бути розміщені за допомогою форсунок для розпилення, а потім дію водяної завіси додають до дії на пилу змоченої поверхні. Прикладом такого пристрою являється відома башта для миття (рис. 1.15), наповнена кільцями Рушига (круглі циліндри діаметром, рівний висота), скловолокно та інші матеріали.

Найбільш широко використовуваними водно-болотними угіддями у Україні являється електростанції (у котлах ТЕЦ та енергоблоках потужністю 100, 150 та 200 МВт) та електрофільтри (на енергоблоках потужністю 300 МВт).

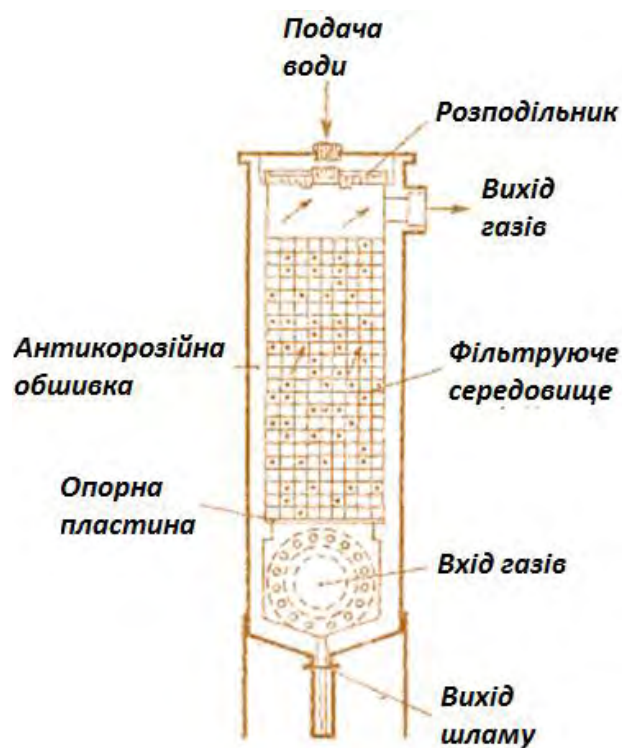


Рис 1.15. Промивна башта

На рис. 1.16 наведено схему уловлювача золи із коагулятором у формі трубки Вентурі. У рухомому потоці газів перед трубою Вентурі вводитьься через розпилювач із водою. Трубка Вентурі складається із

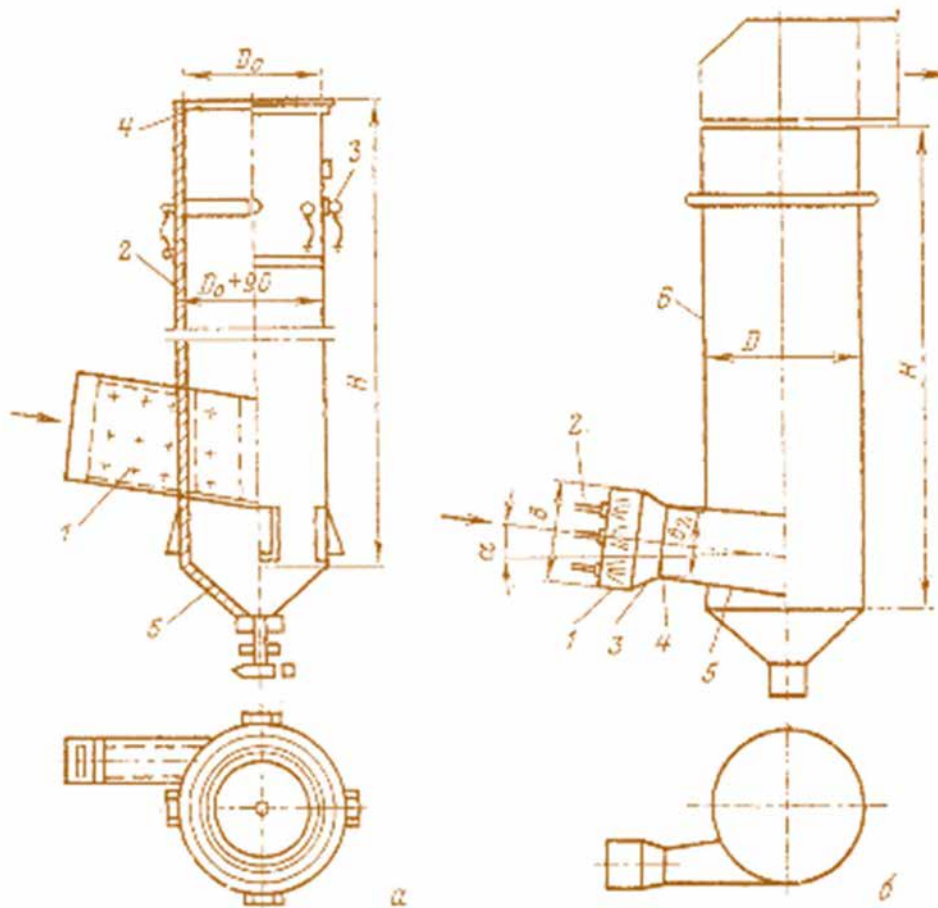


Рис 1.16. Вологе яловича пастка - це скруббер: а - це центрифужний скруббер; 1 - це вхідна труба пильного газу; 2 - це корпус ясної пастки; 3 - це зрошувальні сопла; 4 - це випуск очищеного газу; 5 - це бункер; б - це ясенева пастка із коагулятором Вентурі: 1 - це вхідна труба пильного газу; 2 - це подача води через зрошувальні форсунки; 3, 4, 5 - це конфузур, шия та дифузур коагулятора Вентурі; 6 - це крапельниця для скраббер

конденсатора, у якому пиловий потік прискорюється до швидкості 50-70 м / с, горловини, у якій краплі роздроблюються взаємодією із швидко рухаючим потоком, і дифузор, у якому частинки золи стикаються із краплі води і швидкість потоку пилу-газу зменшується. Крім того, потік вводять тангенціально у скруббер, стіни якого орошуються водою, а коагульовані частинки ефективно видаляють у зольний бункер.

Електрофільтрації - це пристрої, у яких очищення газів від суспендованої твердої речовини або рідких частинок відбувається під впливом електричних сил. Для цього частинки отримують електричний заряд у поле коронного розряду. Коронний розряд являється однією із форм незалежного електричного розряду, що відбувається у дуже різномірних електричних полях. Виявляється, він має форму саява іонізованого газу у приелектродній області. У полі коронного розряду молекула повітря іонізується і, рухаючись, наносить свої заряди на частинки, які під дією електричного поля рухаються до електродів і, заселяючись на них, втрачають свій заряд. Далі, за допомогою ударного механізму, електроди і частинки, відокремлені від них під дією сили тяжіння, струшуються, потрапляють у бункер.

Залежно від напрямку потоку газу у активній зоні апарату, електричні фільтри поділяються на горизонтальні та вертикальні, а також на конструкцію осаджуючих електродів - це на пластинчасті і трубчасті. У пластинчастому електрофільтрі осідаючі електроди виконуються у формі паралельних поверхонь, які набираються із пластин певної ділянки, а у трубчастих електростатичних осадкових електродів виготовляються у вигляді труб круглих, овальних та гексагональних секцій.

Електрофільтрати різної продуктивності відрізняються по висоті електродів, активною довжиною електричних полів у ході газу, площею активної ділянки, площею осадження та активною довжиною коронаційних елементів у приладах.

На рис. 1.17 наведено схему електричних фільтрів типу EGZ, які встановлюються на ряді великих ТЕЦ, цементних заводів та інших підприємств.

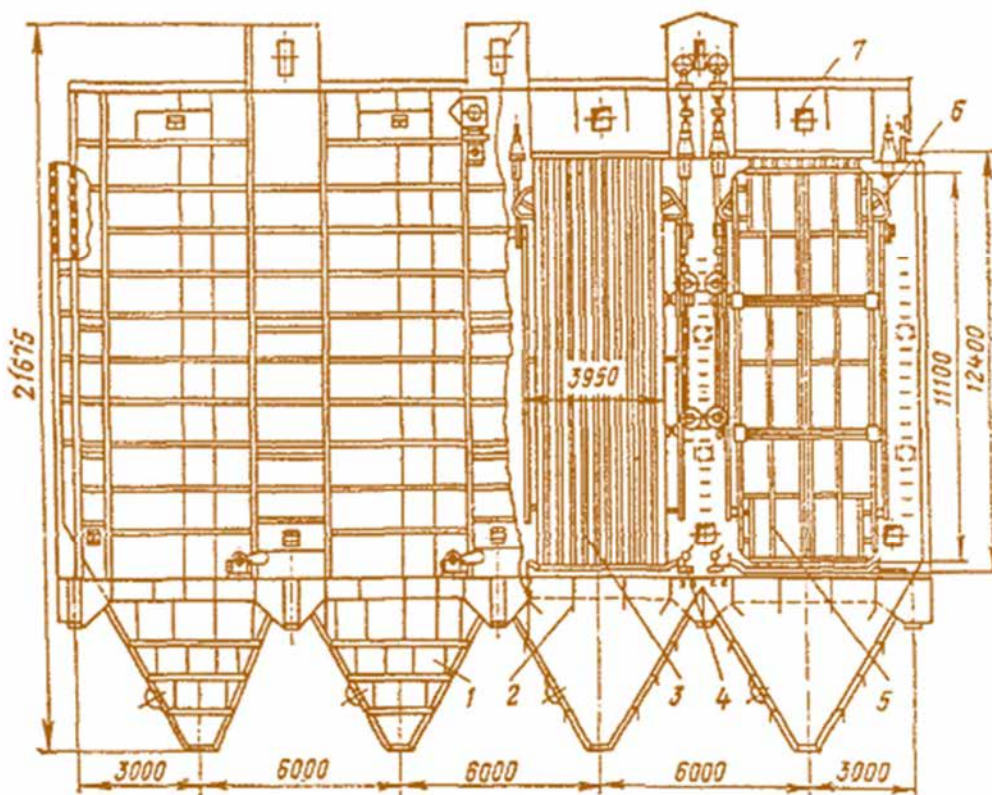


Рис 1.17. Електрофільтр ЕГЗ747265: 1 - це корпус; 2 - це газорозподільник; 3 - це осаджувальний електрод; 4 - це механізм струшування осаджуючих електродів; 5 - це коронки електродів; 6 - це пристрій для підвішування вібруючих електродів; 7 - це люк для обслуговування

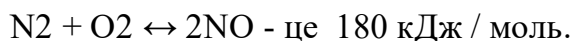
Методи зменшення вмісту оксидів азоту та очищення димових газів від них при спалюванні палива у котлах.

Шкідливий вплив оксидів азоту на навколишнє середовище і, у кінцевому підсумку, на людей, являється високим. Тривалі дії навіть порівняно

Низька концентрація NOx у повітрі збільшує кількість гострих і хронічних респіраторних захворювань, а також негативно впливає на рослинний і тваринний світ. Тому зниження їх вмісту у газових викидах агрегатів, що використовують паливо, являється однією із важливих проблем технологів.

Раніше мова йшла про концентрації NOx у викидах продукти згоряння у сотнях міліграм на кубічний метр, сьогоднішня екологічна безпека свідчить про необхідність зменшення вмісту цих забруднювачів до десятків і навіть одиниць міліграми на кубічний метр.

При спалюванні палива або вибуху реакція окислення атмосферного азоту вільним киснем формально описується рівнянням



Формування NO відбувається у результаті ряду ланцюгових реакцій.

Найбільший вплив на утворення оксиду азоту має температура. із його збільшенням від 1500 до 2200 К, вихід оксиду азоту збільшується приблизно у 10 разів, а п'ятикратне збільшення концентрації кисню збільшує вихід NO лише у 2 рази.

Швидкість і механізм утворення та розкладання оксиду азоту вперше були вивчені Я.Б. Зельдович на прикладі згоряння світлового газу. За словами Я.Б. Зельдович горить настільки швидко, що окислення азоту починається тільки після його завершення - це у вже сформованих продуктах згоряння. Дослідження, проведені С. Фенімором (США), І. Сігалом (Україна) та іншими, показали, що, крім температури та часу реакції, утворення "теплого" NO має вирішальний вплив на вміст радикалів та реакцію у початкова зона згоряння.

В даний час передбачається, що оксиди азоту при горінні утворюються внаслідок 4 основних механізмів, із яких перші 3 являється важливими для котлів (рис 1.18): "теплова" - це за даними механізму

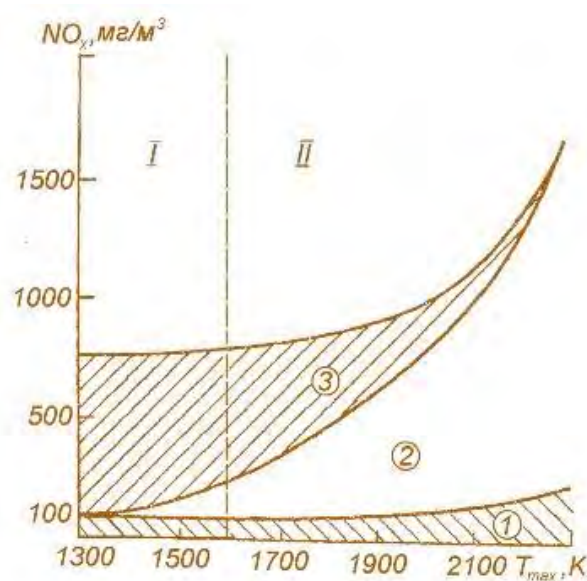


Рисунок 1.18. Схема утворення оксидів азоту при згорянні різних видів палива: I - це буре вугілля та інші низькосортні палива; II - це

вугілля, мазут та природний газ; 1 - це "швидкий" (залишковий); 2 - це "теплова"; 3 - це "паливо" NOx

Зельдовича; "Швидкий" - це за рахунок активації молекулярного азоту реакціями із вуглеводневими радикалами, присутні у реакційній зоні; "Паливо" - це через окиснення азотвмісних сполук, присутніх у паливі; Четвертий механізм (формування через N₂O) необхідний для великих надлишків повітря (газових турбін тощо). Методи зменшення утворення оксидів азоту спрямовані на придушення "теплової", а при необхідності також "палива" NOx.

Зменшення "теплової" освітленості NOx досягається головним чином за рахунок впливу максимальної температури горіння, що забезпечується шляхом введення рециркуляційних газів, води та пари у зону згоряння або у повітроване повітря, а також дво- та триступеневе горіння палива, що знижує максимальну температуру і вміст кисню у зоні максимальної температури. Вихід "NO" палива у меншій мірі залежить від максимальної температури, але сильно залежить від надлишку повітря, тому більш ефективно поетапне згоряння.

При спалюванні газу часто можна значно зменшити випуск "теплових" NOx, наближаючи їх до рівня "швидкого" або до 100-120 мг / м³ у холодному повітрі і до 150-200 мг / м³ у гарячому повітрі

Метод рециркуляції димових газів.

Цей метод став широко поширений наприкінці 70-х років ХХ століття. і із тих пір широко використовується у інженерії котлів. Як правило, димохідні гази із температурою 300-400 ° С вибираються перед повітряним нагрівачем, а спеціальна рециркуляційна всмоктувальна чашка надходить у печі. У результаті максимальна

температура у печі зменшується на 120-130 ° С, і, крім того, зменшується концентрація кисню у зоні горіння, що також зменшує утворення палива NO_x. У той же час ефективність котла зменшується відносно мало (0,01-0,03% для 1% рециркуляційних газів).

Найбільшим поширенням було введення рециркуляції димових газів у суміші із вибуховим повітрям. Постачання рециркуляційних газів із паливом більш ефективно знижує вихід оксидів азоту, ніж змішування їх у повітровому повітрі. При однаковій ступені рециркуляції, наприклад, при спалюванні газу, у першому випадку викиди NO_x зменшуються на 45,4%, у другому - це на 22,7%. Це має суттєвий ефект, оскільки використання рециркуляції призводить до зниження ефективності котлів пропорційно кількості циркуляції газу. Отже, при збільшенні ступеня рециркуляції від 20 до 30% ефективність котла зменшується на 0,5 та 0,75%, відповідно.

Використання рециркуляції пов'язане із певними труднощами, які включають потребу у спеціальному вентиляторі рециркуляції та у каналах. Крім того, підвищується опір дихальних шляхів, можливі порушення стабілізації полум'я або виникнення сажі при надмірному ступені рециркуляції. у даний час газову рециркуляцію використовують у потужних котлах енергоблоків, що працюють на вугільному пилу, мазуті та природному газі. Дуже широко використовується рециркуляція газів і у зовнішніх котлах. Відповідно до результатів досліджень, присвячених впливу подачі рециркуляційних газів у повітряне середовище на викид NO_x від Інституту газу Національної академії наук України, постачання рециркуляційних газів у розмірі 20% Обсяг повітря, необхідного для згоряння, може зменшити вихід оксидів азоту, але у той же час. ПДК котла скорочується на 0,64%.

Крім того, через перевантаження вантажів приладів при максимальному завантаженні котла, де найбільше виходить оксид азоту, рециркуляція часто не використовується або використовується недостатньо.

У зв'язку із цим у Інституті газу Національної академії наук України розроблено методику, і створені пілотні промислові газові прилади із постачанням газу для переробки не у атмосферне повітря, а паливо (природний газ). У той же час інтенсивність впливу 1 м³ рециркуляційних газів (у%) на викид NO_x збільшується у 2 рази і більше, що дозволяє використовувати рециркуляцію димових газів при повному завантаженні котла.

Технічно можливо забезпечити рециркуляцію без спеціального рециркуляційного димоходу. Для цього у димовій трубі котла, розташованого поблизу димовидалення, встановлений спеціальний шейкер мови, який дозволяє вибирати близько 20% димових газів, регулюючи та направляючи їх до входу вентилятора вентилятора.

Поетапне спалювання палива.

Сутність цього способу придушення утворення оксидів азоту

полягає у тому, що повітря надходить у зону первинної горіння менше, ніж теоретично ($\alpha = 0,70-0,95$), а інша частина повітря, необхідна для повного згоряння палива, подається далі на одній або більше рівнів по довжині смолоскипа, у результаті чого максимальна температура у зоні згоряння зменшує вміст кисню у ядрі факела, швидкість реакції оксиду азоту зменшується, а довжина і світність факела зростають .

Найважливішою особливістю поетапного згоряння являється наявність зони відновлення, де через відсутність повітря з'являються продукти неповного згоряння CO та H₂, а оксид азоту не утворюється. Цей фундаментальний принцип - це утворення у факелі зони відновлення - це зараз широко використовується при розробці малотоксичних пальників.

При стабільному згорянні концентрація NO у зоні зменшення зменшується, а при триступеневому спалюванні оксид азоту із зони окислення навіть зменшується до молекулярного азоту.

Конструктивно, ступеневе згоряння використовується у котлоагрегатах із багаторівневим розташуванням пальників, що дозволяє регулювати відношення палива та повітря по довжині факела. Пляшки нижнього ярусу працюють із недостатньою кількістю повітря, інший повітря подають через повітряну повітродувку або пальники верхнього ряду, де паливо мало не годують або воно взагалі не годується.

Наступним ефективним методом являється введення невеликої кількості води або пари у зону горіння. Впровадження води або пари у кількості більше, ніж 5-6% від маси повітря, поданого до пальника, може мати негативний вплив на повноту згоряння та знизити ефективність на 4-5% внаслідок значного зменшення температура

Крім того, слід зазначити порівняльну простоту впровадження цього методу, більш глибоке спалювання у факелі окису вуглецю та бензопірена, а також можливість використання при спалюванні твердого палива.

Пальники зі зниженим вивільненням оксидів азоту.

У пальниках енергетичних котлів, як правило, лише частина повітря змішується із паливом, перш ніж він потрапляє до печі; отже, швидкість горіння на різних етапах розвитку факела може бути визначена як кінетикою процесу, так і швидкістю дифузії кисню. У зв'язку із цим проблема створення малотоксичних пальників - це це, перш за все, проблема паливної та повітряної сумішей. у Інституті газу Національної академії наук України розроблені двоступеневі газові пальники із горінням GDS-50 та GDS-100 відповідно для котлів РТVM-50 та РТVM-100. У пальниках повітропровід ділиться на первинний ($\alpha_1 = 0,80$) і вторинний ($\alpha_2 = 0,20-0,25$), який подають у центральну трубку безпосереднім некруглим потоком у зону горіння. Такі пальники працюють на багатьох потужних водяних котлах потужністю 58 і 116 МВт, що дозволило знизити викиди окислів азоту на 30-50% без зниження ефективності котлів.

Схема згоряння палива у таких пальниках із використанням концепції двоступеневого спалювання показана на малюнку 1.19. Повітряно-паливна суміш і внутрішній вторинний повітря утворюють редукуючу зону. Ці потоки розташовані таким чином, що перед роботою пальника утворюється зона із сильною внутрішньою

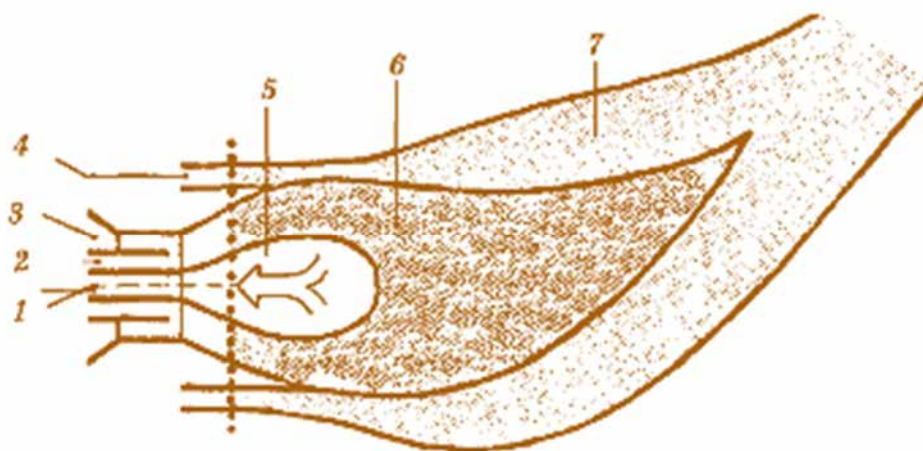


Рис 1.19. Факел малотоксичного пальника зі ступенем подачі повітря: 1 - це первинний повітря; 2 - це паливо та повітря; 3 - це внутрішній вторинний повітря; 4 - це зовнішнє вторинне повітря; 5 - це внутрішня зона рециркуляції; 6 - це реставраційна зона; 7 - це окислювальна зона легування

рециркуляцією, яка забезпечує швидке нагрівання частинок вугілля та відділення летючих речовин,

Процеси хімічного відновлення оксидів азоту.

Закис азоту може бути зведено до N_2 або N_2O метаном, воднем, окисом вуглецю та аміаком. із цих редукторів тільки аміак здатний реагувати із діоксидом азоту у присутності кисню, який завжди міститься у емісії пристроїв спалювання палива. Інші редукуючі агенти у основному реагують із киснем, тому їх використання у деяких випадках неефективний. у окисному середовищі оксиди азоту можуть бути відновлені аміаком, що призводить до його додаткових витрат. Конструктивно аміачно-каталітична очистка (SLE-процес) проводиться наступним чином. У потоці димових газів, як правило, між економайзером та котлом повітряного нагрівача, вводиться колектор - це перфорована труба, через яку випускається аміак. На відстані 0,5-1,5 м розташовується касета із каталізатором (V_2O_5 або інші). У той же час однією із основних проблем являється зниження опору каталізатора.

Використання таких пальників може скоротити викиди NO у майже 1,5-2 рази. Ще 1986 року у Федеративній Республіці Німеччина

працювало близько 400 таких пальників. Вони оснащені котлами загальною потужністю 19 000 МВт, у тому числі 550 МВт.

У США, Федеративній Республіці Німеччини, і особливо у Японії із кінця 1970-х рр., Аміачно-каталітичний метод широко використовується для очищення NO_x від димових газів котлоагрегатів та ряду комунальних комбінатів. Ступінь вилучення аміаку досягає 70-95%. При очищенні продуктів згоряння виходить надлишок аміаку, що трохи збільшує токсичність вихлопних газів і являється недоліком методу. Опір біля каталізатора зазвичай низький і становить 245-392 Па. Різні каталізатори використовуються у вигляді пластин, таблеток і клітин. Зменшена швидкість відновлення, яка іноді спостерігається, обумовлена тим, що N_2O , крім азоту (найбільш ймовірна реакція), утворює значні обсяги.

Другим напрямком очищення димових газів від оксидів азоту являється безпосереднє введення аміаку у печі, що дає найбільший ефект у температурному діапазоні 950-1000 ° С. Цей процес, розробка якого вперше був запущений компанією " ESCO ", дозволяє позбутися каталізатора. Дослідження, проведені із безпосереднім введенням аміаку у піч у діапазоні температур 850-1200 ° С, показали, що ступінь відновлення NO залежить від ряду факторів, основним із яких є: а) температура, б) співвідношення NH_3 / HI ; в) концентрація NO ; Час реакції Цей процес був відкритий Р. Лейном у 1978 році і називається селективним некаталітичним процесом відновлення (SNKV). із точки зору хімічного механізму у процесі SNKV можна використовувати як аміак, так і аміачну воду, оскільки у реакційній зоні у обох випадках являється газоподібний аміак. Процес SNKV має такі особливості:

- ефективність очищення із підвищенням температури проходить максимально у області 900 ° С;

- швидкість потоку аміаку для нейтралізації 1 моля оксидів азоту у всіх випадках перевищує 1 моль і зростає із підвищенням температури;

- розбивка аміаку постійно падає із підвищенням температури.

Таким чином, ефективне очищення може бути реалізоване лише у певному діапазоні температур (температурне вікно) процесу. Оскільки прорив аміаку обмежений прийнятими стандартами, ефективність очищення обмежена. Основною перевагою цієї технології являється низькі капітальні вкладення та металоємність.

В установках SNKV аміак передається із сховища у випарник у формі трубки Вентурі, у якій випарування аміаку (або аміачної води) випаровується.

Температура зниження оксидів азоту аміаком може значно знизитися - це до рівня 120-500 ° С - це завдяки використанню каталізаторів. Така технологія називається селективним каталітичним відновленням (SLE). Ефективність процесу СЗЕ становить 80-90%. Використання каталізатора також зменшує втрати аміаку до однієї молекули NH₃ на молекулу нейтралізованої NO_x. При використанні у якості аміачної води або сечовини реагентів, вони повинні бути перетворені у аміак перед подачею у каталітичний реактор. Вперше процес SQV був реалізований у Японії наприкінці 70-х років минулого століття, і зараз широко використовується, продовжуючи вивчення даного процесу та зосереджуючись у основному на збільшенні ресурсу традиційних каталізаторів та на розробці принципово нового каталітичного системи Загальна кількість заводів SQV у світі на ТЕС у даний час перевищує 400. SQV-метод очищення від оксидів азоту широко використовується як для котлів, так і для газових турбін, двигунів внутрішнього згоряння, установок по спалювання відходів.

Процес очищення димових газів від оксидів азоту також широко використовувався. При об'єднанні різних технологічних процесів очищення у одному циклі можливо т

Процес очищення димових газів від оксидів азоту також широко використовувався. При об'єднанні різних технологічних процесів очищення у один цикл можна досягти значного скорочення викидів NOx. Слід підкреслити, що витрати на очищення газів від окислів азоту, включаючи каталітичні методи, є, щонайменше, на 1-2 порядки вище, ніж вартість методів зменшення їх утворення. Тому очищення слід використовувати після використання наявних методів придушення, якщо потрібно значно зменшити концентрацію NOx.

Сірководобова очистка на ТЕЦ.

Більша частина сірки викидається у атмосферу у вигляді діоксиду сірки, утвореної під час згоряння вугільного палива. У вугіллі, що видобувається у Україні, вміст сірки дуже високий - це із 1,7 до 3,6%. На частку електростанцій припадає щонайменше 50% діоксиду сірки. Приблизно 25% передається у Україну із інших країн через західний кордон. Існує ряд технологій висихання палива та захоплення сірки із продуктів згоряння. На жаль, очищення сірки від димових газів у Україні практично не використовується, що пояснюється високими витратами та роботою значної частини енергетичних котлів протягом ряду років влітку на природний газ. Проте через збільшення частки вугілля на ТЕС необхідно у найближчі роки обладнати системи очищення сірки щонайменше 300 МВт енергетичних котлів.

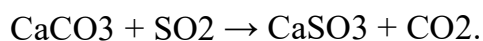
Захоплення сірчистих сполук у викидах ТЕС та різних галузей промисловості являється одним із найбільш складних і трудомістких

процесів із наступних причин: кількість газів дуже висока; поглинання сполук сірки супроводжується осадженням кальцієвих та магнієвих солей на стінки труб, тобто закупорювання обладнання; санітарні норми щодо вмісту сполук сірки у атмосфері досить низькі і складають: 0,5 мг / м³ - це максимально одноразові та 0,05 мг / м³ - це у середньому за день у повітрі населених пунктів.

Використання вугілля та мазуту із високим вмістом сірки викликає забруднення повітря, а також пошкодження та зупинки котлів у результаті корозії обстріляних екранів та поверхонь опалення. У деяких країнах вугілля знеживає шляхом дроблення та промивання водою та лужними розчинами або шляхом вилучення магнієвих сепараторів із вугільних піритів. Таким чином, у принципі, ви можете зменшити загальне вміст сірки у паливі на 30-75%. Для України, де на багатьох енергоблоках потужністю 200 і 300 МВт використовується низькосортне газ вугілля із вмістом сірки 3-3,5%, і більше половини із них - це феромагнітні сполуки, сірка може бути витягнута за допомогою магнітного відділення.

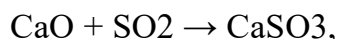
Водородна очистка вугілля та мазуту недостатньо розвинена і використовується у обмежених кількостях. Тому у світовій практиці, як правило, димові гази очищуються від сірки, для яких використовуються різні процеси. Їх можна розділити на три основні групи: процеси, що включають використання рідких абсорбційерів - це всмоктування (вологий) і процеси, засновані на взаємодії газу із твердими речовинами - це адсорбція та каталітична (суха). Бажано, щоб у цих процесах поглинач був вапняк (CaCO₃) або вапно (CaO).

Нерідко для очищення димових газів від сірки використовується метод очищення вапняку, у якому гази зрошують циркулюючу пульпу вапняку (CaCO₃). У той же час являється реакції:



Осаджується сульфит кальцію, і отримана суспензія переноситься на сульфатну форму шляхом окислення повітря на дні абсорбційної башти.

Недоліками використання вапняку являється відносно низький ступінь використання кальцію - це 60-70%. Тому він часто замінюється оксидом кальцію - це вапном:



що також підвищує ефективність очищення. Але 85% всіх експлуатуючих установок у світі використовують мокрий метод вапняку. Суттєвою проблемою вологого способу являється кристалізація гіпсу: сполуки заліза, алюмінію та хлору, потрапляння у розчин, запобігання росту кристалів, що призводить до утворення тонкокристалічного гіпсового осаду, який погано фільтрується і швидко ручки

Замість вапняку та вапна також використовують водну суспензію MgO (магnezитовий метод) або гідросульфит сульфіту амонію - це $(\text{NH}_4)_2 \text{SO}_3 \cdot \text{NH}_4 \text{HSO}_3$ (аміачний метод). Сутність магnezитового методу - це зв'язування діоксиду сірки із суспензією магнію при 45-65 ° C. Виходить, що сульфат магнію падає у вигляді великих кристалів $\text{MgSO}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ і невеликої кількості MgSO_4 . Кристали відділяють від розчину, висушують і направляють у стінку, де при 900-1000 ° C відбувається термічна дисоціація сульфіту магнію із утворенням MgO та газами, що містять 10-12% SO₂, які використовуються для отримання сірчаної кислота Ступінь очищення становить 90-92%. Хоча цей метод являється простим, він ускладнюється наявністю численних операцій із твердими речовинами, а отже, і пилом, абразивний знос

обладнання та комунікацій. Для сушіння кристалів і видалення із них гідратованої води необхідна значна кількість тепла.

Методи очищення сульфїт-бісульфїту дозволяють очищати відпрацьовані гази будь-яким вмістом SO₂. Сульфїт натрію (процес Веллман-лорд) або амоній (процес Вальтера) використовують як абсорбуючий матеріал, який при поглинанні SO₂ утворює бісульфїти.

Нетрадиційні вологі методи включають у себе технологію озону та електронного променя. У першому способі SO₂ і NO_x окислюються озоном до SO₃ і NO₂, які потім реагують із введеного аміаку.

За допомогою електронно-променевої технології димові гази опромінюються потужними електронними пучками. У цьому випадку утворюються атоми і радикали, які забезпечують ефективне окиснення SO₂ і NO, які зв'язуються із аміаком і захоплюються у вигляді сульфату та селїтри амонію. Метод має ті самі недоліки, що й методи озону та аміаку, і, крім того, вимагає використання високовольтної апаратури та захисту від радіації.

Сухі методи очищення ґрунтуються на поданні хімічних реагентів у піч або газову трасу котла. у даний час у ряді випадків при розробці систем очистки для зниження їх вартості вони, як правило, поєднують зменшення викидів SO₂ із придушенням утворення оксидів азоту (NO_x). Відомо, що утворення NO пригнічується поетапним спалюванням палива, коли у факелі утворюється відновна зона. Технологічно цей процес, як і хімічистка від SO₂, виконується у верхній частині камери печі. Це дозволило створити технологічну схему, яка поєднує обидва процеси. Цей метод отримав назву GR-SI і був представлений на американських електростанціях, де спалюється бітумне вугілля із вмістом сірки 2,9%. Сорбент розпилюють повітрям у верхню частину печі при співвідношенні Ca / S = 1, 75. Метод дозволив

одночасно зменшити викиди двоокису сірки на 50-60% та оксидів азоту на 60-70%. У той же час надійність та ефективність котлів не зменшилися.

Методи сухого очищення включають каталітичне окислення діоксиду сірки у сірчаній кислоті із використанням ванадієвого каталізатора (рис. 1.20). Вона полягає у окисленні діоксиду сірки до

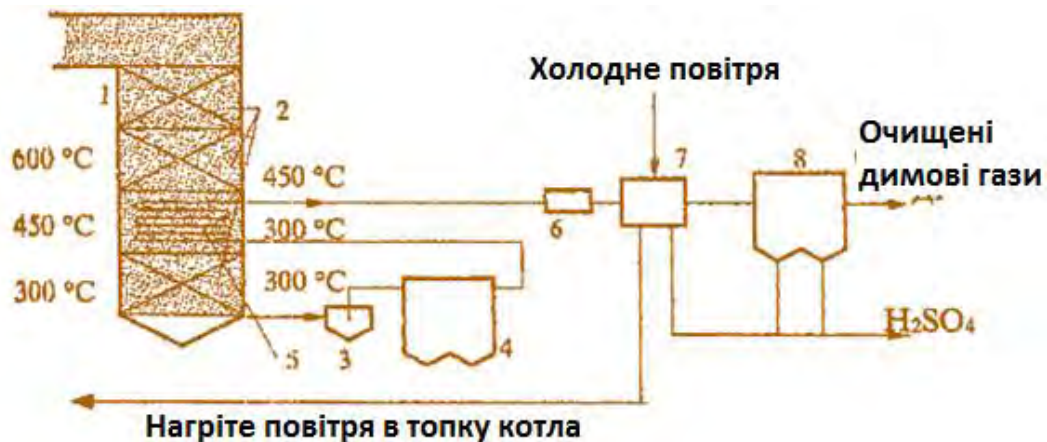


Рисунок 1.20. Схема очистки димових газів котлів від SO_2 шляхом її окислення у SO_3 : 1 - це вихід із парового котла; 2 - це поверхня нагрівання (парогенератори економайзери); 3 - це інерційний апарат для чистої пилу; 4 - це електрофільтр для тонкої очистки; 5 - це Рекуператор для нагріву димових газів до 450°C ; 6 - це контактний пристрій для окислення SO_2 до SO_3 ; 7 - це повітряний нагрівач; 8 - це електрофільтр для захоплення H_2SO_4

SO_3 на каталізаторі із наступним поглинанням його водою.

Димові гази, які необхідно очистити, скидаються із парового котла при температурі 300°C (максимальна робоча температура електричних фільтрів). Гази проходять грубу очистку у інерційному

апараті та тонкої очистки - це у електрофільтрі. Тоді гази видаляються із

пилу при однаковій температурі їх відправляють до рекуператора, вбудованого у паровий котел, де вони нагріваються до 450°C , і входять у контактний пристрій із каталізатором, де SO_2 окислюється у SO_3 .

Для захоплення SO_3 і використання тепла димових газів вони пропускаються через окремий повітряний нагрівач, де вологі димові газы охолоджуються нижче точки роси для H_2SO_4 . Сформований туман сірчаної кислоти захоплюється електрофільтром. Очищені газы кидаються через димар, сірчана кислота надходить у спеціальний контейнер і відправляється на склад. Апаратний дизайн сухого каталітичного очищення надзвичайно громіздкий, що вимагає значних капітальних витрат на ремонт, технічне обслуговування та розміщення. Підвищення ефективності процесу захоплення сірки до 90% та зниження експлуатаційних витрат може бути досягнуте шляхом спалювання палива у псевдозрідженому (псевдозрідженому) шарі. У цьому випадку можна забезпечити зв'язування діоксиду сірки із власним джерелом палива. Деякі типи палива (естонська сланцева, вугілля Березовського та Ірша-Бердин) містять досить велику кількість CaO для зв'язування оксиду сірки. У таких випадках, тобто при співвідношенні $\text{CaO} / \text{SO}_2 > 1$, процес у киплячому шарі являється переважним у першу чергу. Крім того, спалювання вугілля у киплячому шарі відбувається при більш низьких температурах (до $900\text{-}950^{\circ}\text{C}$), що приводить до відносно невеликих кількостей оксидів азоту. При спаленні у киплячому шару донецького вугілля із високим вмістом сірки необхідно додати додаткову кількість CaO до палива або ввести у піч котла.

У той же час використання котлів із киплячим шаром під час захоплення 80-90% діоксиду сірки та зменшення виходу оксидів азоту дозволить експлуатацію котлів застарілих конструкцій продуктивністю 100-230 т / рік пари, оскільки а також блоки енергоблоків по Донецькому вугілля без значного забруднення навколишнього повітря.

Західні іноземні фірми вводять у експлуатацію або перебудували десятки котлів електростанцій, у яких вугілля спалюють у киплячому шарі або циркулюючому киплячому шарі із додаванням оксиду кальцію до печі.

Конкретні витрати на будівництво сучасних систем очищення сірки являється технологічно складними та капіталомісткими структурами від 50 до 250 доларів. 1 кВт для електроенергії котла (або 15 до 65 мільйонів доларів США для енергоблоку потужністю 300 МВт).

Протягом останніх 30 років практично всі вугільні котельні у Німеччині, а також значна кількість їх у США та інших розвинені країни, обладнані системами очищення сірки від димових газів.

1.5 Система транспортування гарячого теплоносія та система опалення. Теплові мережі.

Важливим напрямком функціонування та теплової ефективності ТЕЦ являється система централізованого теплопостачання – транспортування теплоносія до місця споживання. Гаряча вода і пара під тиском, що досягає у окремих випадках 3 МПа, доставляються споживачам по трубопроводах. Сукупність трубопроводів, призначених для передачі теплоти, називається тепловою мережею.

Конденсат, який отримують після використання пари споживачами, являє собою чисту воду, практично позбавлену домішок солей, так як ця вода перед подачею у парогенератори очищається у живильниках. Конденсат доцільно збирати і потім знову використовувати для виробництва пари. Тому парова мережа виконується із парових труб і конденсатопроводів. Водяна мережа також складається із двох видів трубопроводів – подаючих і зворотних.

Теплові мережі як правило прокладають під землею, але іноді застосовують і наземну прокладку труб на естакадах або окремо розташованих щоглах. Так як при нагріванні трубопроводи розширюються і змінюється їх довжина, то трубопроводи виконуються із температурними компенсаторами, а частина опор, що підтримують труби, виконуються рухомими.

Для зменшення втрат теплоти теплопроводи зовні покривають тепловою ізоляцією, у якості якої застосовують діатомові фасонні вироби, мінеральну вату, пінобетон і ін. Теплова ізоляція дозволяє при передачі гарячої води із температурою близько 150 °С мати втрати не більше 0,4-0,6 °С на кожному кілометрі. Однак навіть такі невеликі втрати при розвинених теплових мережах складають у сукупності значну кількість теплоти, на вироблення якої потрібна велика витрата палива.

Останнім часом знайшли широке застосування труби із попередньою поліуретановою ізоляцією. Теплова поліуретанова ізоляція має переваги у порівнянні із традиційною: вона негігроскопічна, має тривалий термін експлуатації і, найголовніше, низький коефіцієнт теплопровідності ($\lambda = 0,027 \text{ Вт / м } ^\circ\text{С}$). із огляду на те, що економія палива пов'язана із вдосконаленням теплової ізоляції,

підвищення її якості відноситься до однієї із найважливіших завдань теплофікації.

Недоліками водяних систем теплопостачання являється підвищена витрата електроенергії на транспорт води у мережах, підвищений витік води при аварії, жорсткий гідравлічний зв'язок між ділянками мережі через високу щільність теплоносія, а також те, що температура води може виявитися нижче заданої за технологічними умовами.

Третя операція центрального теплопостачання – подача теплоносія споживачам, пов'язана із наявністю двох систем – закритої і відкритої.

У закритій системі теплопостачання теплоносій не витрачається споживачем і не відбирається із мережі, а використовується тільки для транспортування теплоти; у відкритих – він частково або повністю відбирається споживачем із мережі. Закриті системи характеризуються стабільністю якості теплоносія, що надходить до споживача, простотою санітарного контролю установки гарячого водопостачання, а також контролю герметичності системи за допомогою датчиків тиску. До їх недоліків відносяться: складність обладнання і експлуатації вводів до споживачів, корозія труб у споживачів через використання недеаерованої водопровідної води, можливість випадання накипу у трубах.

У відкритих водяних системах теплопостачання застосовуються однотрубні схеми із низькопотенційними тепловими режимами, які мають більш високу довговічність обладнання вводів до споживачів. Їх недоліками являється необхідність збільшення потужності водопідготовчих установок, що розраховуються на компенсацію витрат води, відібраної із системи, і нестабільність санітарних показників зі

складною схемою санітарного контролю та контролю герметичності системи.

Теплові мережі, що відповідають за транспортування теплоносія до споживача, закінчуються тепловими пунктами (ТП), що служать для розподілу теплоти на місцях. Залежно від кількості обслуговуваних споживачів розрізняють індивідуальні (місцеві) і центральні (групові) теплові пункти. Індивідуальні служать для обслуговування одного або декількох споживачів із однаковими параметрами споживання. Групу споживачів (кілька будинків) або цілий район обслуговують центральні теплові пункти. Устаткування теплових пунктів у кожному конкретному випадку вибирається, виходячи із потреби повного задоволення всіх споживачів теплотою як у якості теплоносія для системи опалення, так і для гарячого водопостачання.

1.5.1 Види систем теплопостачання

Будь-яка система теплопостачання складається із наступних основних елементів: джерела теплової енергії, теплової мережі, абонентських введів і місцевих систем споживачів теплоти.

Системи теплопостачання із різними пристроями і призначеннями елементів класифікують по джерелу приготування теплоти, типом теплоносія, способу подачі води на гаряче водопостачання, кількістю трубопроводів теплових мереж, способу забезпечення споживачів тепловою енергією та ін.

В залежності від джерел приготування теплоти розрізняють три види систем теплопостачання: 1) високоорганізоване централізоване теплопостачання на базі комбінованого виробництва тепла та електроенергії на ТЕЦ; 2) централізоване теплопостачання від

районних опалювальних і промислово-опалювальних котелень; 3) децентралізоване теплопостачання від дрібних котелень.

За родом теплоносія виділяють водяні і парові системи теплопостачання.

Водяні системи застосовують у основному для теплопостачання сезонних споживачів і гарячого водопостачання, а у деяких випадках і для технологічних процесів.

Парові системи теплопостачання використовують головним чином на промислових підприємствах, де потрібно високотемпературне теплове навантаження.

За способом подачі води для гарячого водопостачання водяні системи ділять на закриті та відкриті. у закритих водяних системах теплопостачання воду із теплових мереж використовують тільки як нагрівальне середовище для нагрівання у підігрівниках поверхневого типу водопровідної води, що надходить потім у місцеву систему гарячого водопостачання. У відкритих водяних системах теплопостачання гаряча вода до водорозбірних приладів місцевої системи гарячого водопостачання надходить безпосередньо із теплових мереж.

За кількістю трубопроводів розрізняють однотрубні і багатотрубні системи теплопостачання.

За способом забезпечення споживачів тепловою енергією системи теплопостачання підрозділяють на одноступінчасті і багатоступінчасті.

У одноступінчатих системах теплопостачання споживачів приєднують безпосередньо до теплових мереж (рис. 1.21). Узли приєднання називаються абонентськими вводами. На абонентському вводі кожного будинку встановлюють підігрівники гарячого водопостачання, елеватори, насоси, арматуру, контрольно вимірювальні прилади для регулювання параметрів і витрат

теплоносія. Тому часто абонентський ввід називають місцевим тепловим пунктом (МТП). Якщо абонентський ввід споруджується для окремої, наприклад технологічної установки або житлового чи громадського об'єкту, то він носить назву індивідуального теплового пункту (ІТП).

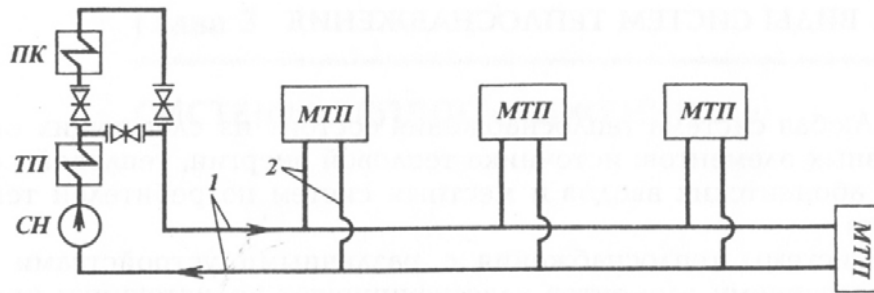


Рис. 1.21. Схема одноступінчатої системи тепlopостачання:

1 - це магістральні трубопроводи; 2 - це відгалуження; МТП - це місцевий тепловий пункт; ТП - це теплофікаційний підігрівач; ПК - це піковий котел; СН - це мережевий насос

Безпосереднє приєднання опалювальних приладів обмежує межі допустимого тиску у теплових мережах, так як високий тиск, необхідний для транспортування теплоносія до кінцевих споживачів, небезпечний для радіаторів опалення. у силу цього одноступінчасті системи застосовують для тепlopостачання обмеженого числа споживачів від котелень із невеликою довжиною теплових мереж.

У багатоступеневих системах між джерелом теплоти і споживачами розміщують центральні теплові пункти (ЦТП) або контрольно-розподільчі пункти (КРП), у яких параметри теплоносія можуть змінюватися на вимогу місцевих споживачів. ЦТП і КРП обладнуються насосними і водонагрівальними установками, регулюючою і запобіжною арматурами, контрольно-вимірювальними

приладами, призначеними для забезпечення групи споживачів теплоносієм необхідних параметрів (рис. 1.22).

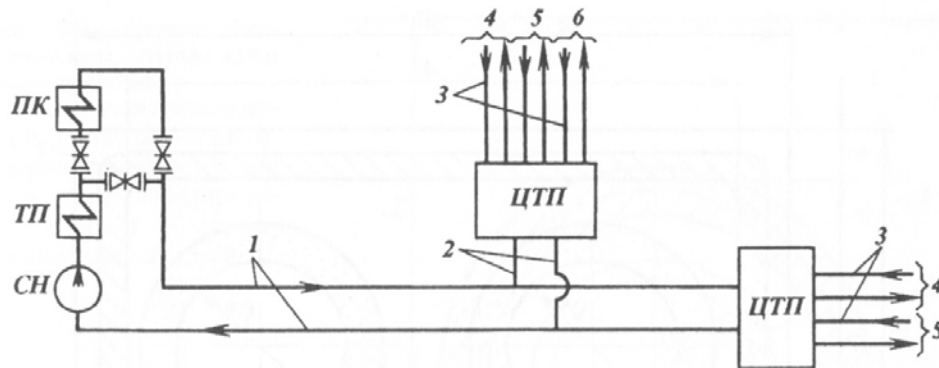


Рис. 1.22. Схема двоступеневої системи тепlopостачання:

1 - це магістральні трубопроводи; 2 - це відгалуження; 3 - це розподільні мережі; 4, 5 - це відгалуження до будівель для опалення та вентиляції; 6 - це відгалуження на технологічні процеси

1.5.2 Основні фактори, що впливають на підвищення ефективності і надійності систем тепlopостачання

Проблема надійності системи тепlopостачання відрізняється складністю і багатогранністю. Для вирішення її необхідно розглянути наступні фактори.

1. *Підвищення якості елементів систем*, у першу чергу тепломереж. Для цього необхідно розробити такі методи прокладки трубопроводів, які б забезпечували захист труб від корозії, виключали намокання теплоізоляційного шару. Для каналів повинен бути передбачений дренаж поверхневих вод, що потрапляють у них. Щоб уникнути внутрішньої корозії підживлення теплових мереж слід проводити хімічно очищеною і деаерованою водою. Підвищення якості елементів дозволить знизити кількість відмов елементів мереж.

2. Керованість системи теплових мереж. Керованість мережі - це категорія загального поняття надійності, забезпечується прийнятою схемою мережі і автоматизацією централізованих систем теплопостачання.

3. Управління надійністю у процесі експлуатації мережі. Маються на увазі у основному нагляд за станом системи, профілактичні і капітальні ремонти, регулярні випробування теплових мереж, налагодження гідравлічних режимів при розвитку системи, управління експлуатаційними і аварійними гідравлічними та тепловими режимами. Розглянемо проблеми, які пов'язані із надійністю теплових мереж.

Способи підземної прокладки теплових мереж поділяють на каналні і безканалні (рис. 1.23.). При каналній прокладці теплопроводи (труби із теплоізоляційною конструкцією) оточені із усіх боків стінками каналу, які сприймають всі зовнішні механічні навантаження і деякою мірою захищають теплопроводи від вологи (рис. 1.24). При безканалному прокладанні теплопроводи оточені безпосередньо ґрунтом, і зовнішні механічні навантаження

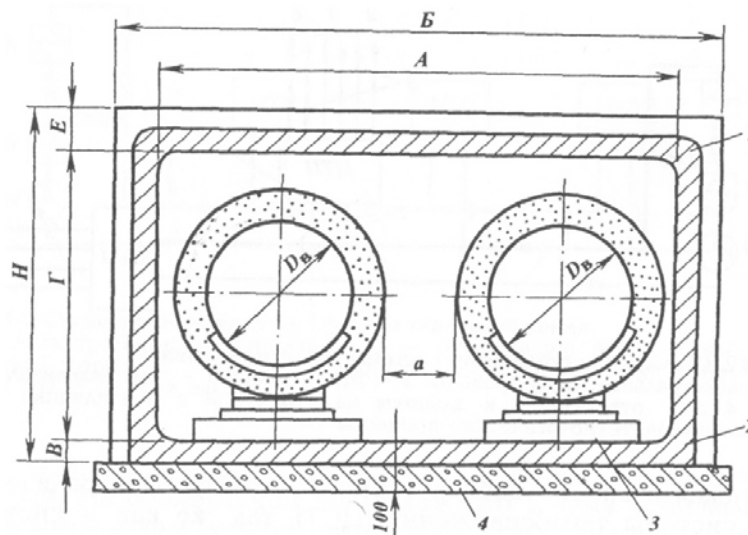


Рис. 1.23. Збірний канал із захисними стінками:

1 - це П-подібна рама; 2 - це плита днища; 3 - це опора теплопроводу; 4 - це піщана або бетонна підставка

сприймаються самою теплоізоляційною конструкцією або передаються на трубу при монолітній ізоляції (рис. 1.24). Функції захисту ізоляції від вологи виконує або сама ізоляція, або спеціальний гідрозахисний шар. Такий розподіл припускає деяку свободу у трактуванні питання. Багато фахівців відносять до безканальної каналну прокладку без повітряного зазору між теплоізоляційною конструкцією і її несучою оболонкою. Наприклад, прокладки типу "труба у трубі" часто відносять до безканальних, хоча тут механічні зовнішні навантаження сприймаються спеціальними несучими оболонками, а не теплоізоляційною конструкцією. Цим оболонкам намагаються додати функцію захисту від зволоження.

Поділ конструкцій по механічній ознаці не відображає фізичних процесів, що відбуваються при експлуатації підземних прокладок теплових мереж (зволоження, висихання, корозія). Міграція вологи у тепловій ізоляції у значній мірі залежить від повітряного зазору.

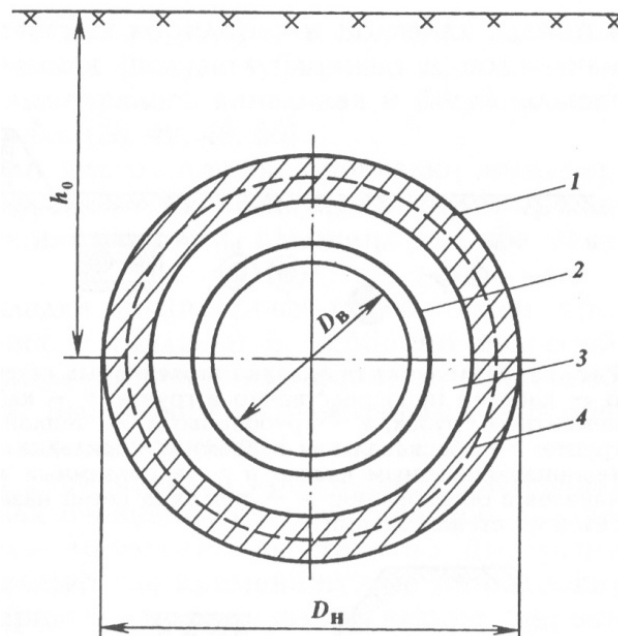


Рис. 1.24. Схема безканалъної прокладкн теплопроводу:

1 - це захисно-механічний шар; 2 - це антикорозійний шар; 3 - це теплоізоляційний шар; 4 - це гідроізоляційний шар

Розглянута нижче класифікація підземних прокладок враховує як механічні, так і температурно-вологісні умови роботи підземних прокладок. у основу класифікації покладені наступні дві ознаки (див. рис. 1.25):

тип прокладкн - це каналъна і безканалъна; враховується наявність спеціальної зовнішньої оболонкн;

характер роботи - це із повітряним зазором і без нього.

Згідно даній класифікації безканалъні і каналъні засипні прокладкн потрапляють у одну категорію - це прокладок без повітряного зазору.

Крім цього застосовують роздільне (рис. 1.25) і суміщене прокладання інженерних мереж. Поєднана прокладка групи інженерних мереж у загальній траншеї являється найбільш прогресивним способом порівняно із роздільною (рис. 1.26).

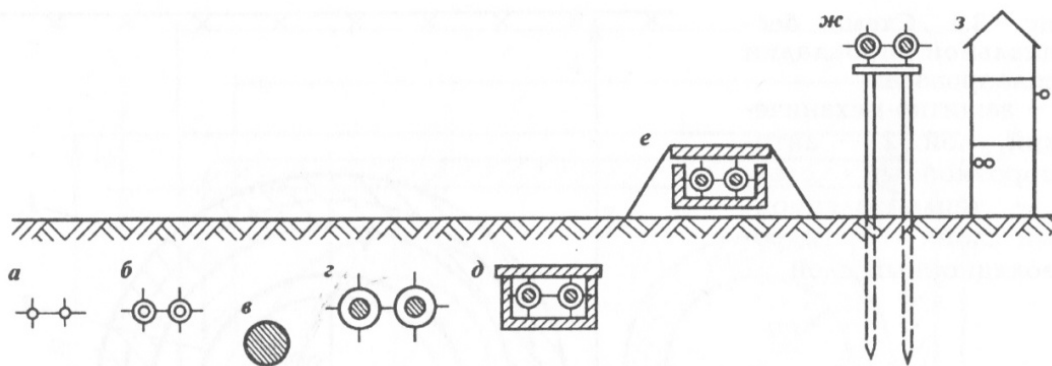


Рис. 1.25. Роздільне прокладання інженерних мереж:

а - це трубопроводів безпосередньо у ґрунті; б - це трубопроводів підземних у азбесто-цементних трубах; в - це трубопроводів без

теплоізоляції безпосередньо у ґрунті; г - це безканална підземна прокладка теплових мереж, покритих теплоізоляційним шаром; д - це у підземних непрохідних каналах; е - це каналів із обвалюванням; ж - це теплові мережі наземної прокладки із палями-опорами; із - це мережі по стінах будинків

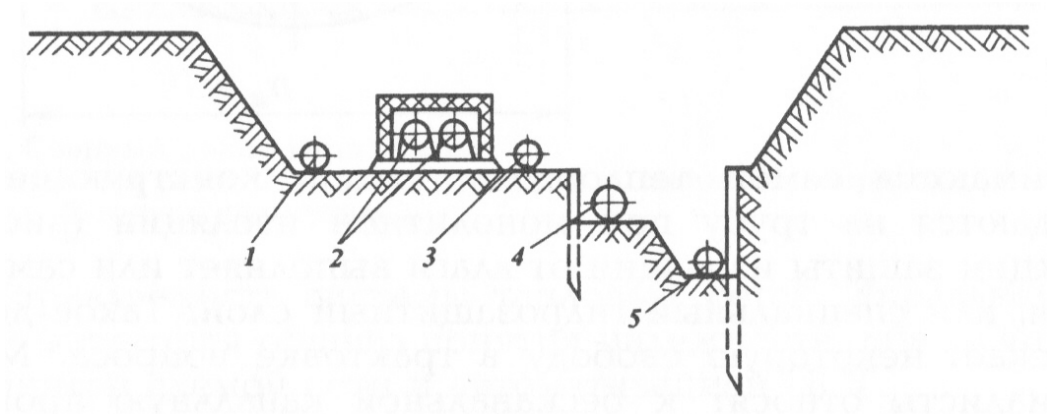


Рис. 1.26. Поєднана прокладка групи мереж у загальній траншеї:

1 - це водопровід; 2 - це теплопровід; 3 - це газопровід; 4 - це водостік; 5 - це каналізація

1.5.3 Способи прокладання інженерних мереж

Аналіз практики проектування та будівництва інженерних сантехнічних мереж показує, що застосовувалися майже всі відомі способи прокладки: надземна, наземна, у технічних коридорах і підвалах будинків і споруджень, напівпідземна (напівзаглиблена) і підземна. Підземна прокладка виконувалася каналною і бесканалною, роздільною і поєднаною.

Застосування того чи іншого способу прокладання інженерних комунікацій залежить від їх призначення, характеру забудови, виду залягають ґрунтів і, нарешті, рельєфу місцевості.

Поєднана прокладання інженерних мереж, більш прогресивна порівняно із роздільною, особливо доцільна при великому числі інженерних мереж і відсутності вільних територій. Виконують її різними способами, як наземними, так і підземними.

Хоча переваги суміщеної прокладки інженерних мереж у багатьох випадках очевидні, її практичне впровадження у даний час проходить недостатньо швидкими темпами. Найбільш успішно вона застосовується на території промислових підприємств і промвузлів, дуже повільно-в житлових районах міст.

Суміщену прокладку інженерних мереж слід розглядати як новий метод, який має ще багато невирішених питань.

Діючі у країні системи суміщеної прокладки інженерних мереж, незважаючи на деякі недоліки технічного, архітектурного та естетичного характеру, зарекомендували себе як раціональні рішення, що дозволяють скоротити площу забудови території, отримати економію капітальних витрат, спростити і полегшити експлуатацію та ремонт, збільшити термін служби і підвищити надійність функціонування інженерних мереж.

Поєднана прокладка групи інженерних мереж у загальній траншеї являється найбільш прогресивним способом прокладки порівняно із роздільною, оскільки остання пов'язана із виконанням великого обсягу земляних робіт враховуючи наявність великих відстаней між трубопроводами (табл. 1.2) і подорожчанням будівництва. Крім того, роздільна прокладка перешкоджає компактному розміщенню мереж на забудовуваній території.

Таблиця 1.2.

Відстань між трубопроводами при роздільній прокладці (згідно СНіП)

Інженерна мережа	Відстань по горизонталі між мережами, м			
	Водопровід	Каналізація, дренаж і водостік	Теплові мережі в каналах	Газопровід низького тиску
Водопровід	1,5	1,5	1,5	1
Каналізація, дренаж і водостік	1,5	0,4	1	1
Газопровід низького тиску	1	1	2	0,5

Поєднана прокладка трубопроводів у одній траншеї має наступні переваги:

скорочується відстань між трубопроводами, що сприяє зменшенню ширини траншеї (табл. 1.3);

зменшується на 20 - це 40 % обсяг земляних робіт;

знижується на 5 - це 7 % кошторисна вартість будівництва.

Крім того, з'являється можливість здійснення будівництва всіх видів трубопроводів однією будівельною організацією. При цьому більш ефективно використовуються механізми і транспорт,

Таблиця 1.3.

Відстань між трубопроводами при суміщеній прокладці

Інженерна мережа	Відстань по горизонталі між мережами, м			
	Водопровід	Каналізація і водостоки	Газо-провід	Тепло-провід

Водопровід	0,8	1-1,2	0,8	0,8
Каналізація і водостоки	1-1,2	0,4	0,8	0,8
Газопровід низького тиску				
Теплопровід	0,8	0,8	0,4	0,5
	0,8	0,8	0,8	—

підвищується продуктивність праці і, що особливо важливо, скорочуються терміни будівництва. Комбіновані трубопроводи розміщуються поза краєм проїздної частини вулиць і у зелених зонах або під тротуаром.

Глибина закладання трубопроводів визначається нормативними документами у залежності від гідрологічних умов і рельєфу місцевості, а також технологічних умов. Особливе значення має глибина проникнення нульової ізотерми у ґрунт і глибина промерзання ґрунту. На підставі СНіП береться глибина закладання:

водопроводу із труб діаметром до 300 мм - це нижче глибини промерзання на 0,2 м;

каналізації із труб діаметром до 500 мм вище глибини промерзання на 0,3 м;

теплопроводу при прокладці у каналі - це 0,5 м, для безканаліної прокладки - це 0,7 м.

Оскільки трубопроводи у залежності від технологічних особливостей прокладаються на різних висотних позначках, необхідно забезпечити їх стійкість. Це досягається збільшенням відстані між трубами або кріпленням вертикальних стінок траншеї.

При призначенні мінімальних відстаней між трубопроводами слід враховувати розміщення колодязів, зовнішні габарити яких завжди більші діаметра самого трубопроводу.

Відстань між трубопроводом і зовнішньою стінкою колодязя приймають не менше 0,15 м.

1.5.4. Перспективні конструкції теплових мереж

При аналізі діючих систем централізованого та децентралізованого теплопостачання споживачів встановлено, що тепловтрати у такій важливій ланці системи, як теплові мережі, становлять від 10 до 20 % і більше від загальної кількості теплоти, що транспортується від джерела до споживача. Частка втрат залежить від стану розподільних мереж, застосовуваних матеріалів і способів прокладки трубопроводів.

Найбільш прогресивна технологія будівництва і реконструкції теплових мереж, що застосовується у Західній Європі, полягає у наступному. Замість традиційних матеріалів і способів прокладки теплотрас використовується попередньо ізольована (сталь - це поліуретан - це високощільний поліетилен) система "труба у трубі". У нашій країні ця система також знаходить застосування.

Ця система труб складається із сталеві несучої труби, піноуретанової ізоляції і водонепроникної оболонки, виготовленої із високоякісного поліетилену. Всі компоненти системи, такі як прямі труби, вигини, розгалуження, компенсатори, якорі, засувки і т.д., ізольовані і з'єднуються на місці стиками.

Після зварювання сталеві труби стики ізолюють у поліуретанових оболонках або піною, а потім захищають водонепроникними рукавами.

У конструкцію входить система виявлення витоків у вигляді одного або двох неізольованих мідних проводів, залитих піною у поліуретані між сталеві несучої трубою і поліетиленової обсадної трубою. За допомогою цих проводів можна виявити наявність у піні вологи, що утворюється при пошкодженні труби. Це дозволяє швидко виявити місце ушкодження та вжити заходів щодо запобігання корозії.

Для цього використовують детектор виявлення несправності (з датчиком відображення імпульсів), а потім місце пошкодження труби локалізують. Для зручності робіт система поділена на ділянки (ділянки довжиною від одного до декількох кілометрів обслуговують одним пристроєм). Необхідною умовою являється точні виміри труб (кабелю), дані яких наводяться на виконавчій схемі трубопроводів.

Максимально допустиме температурне навантаження системи труб обмежена стійкістю поліуретанової піни. Згідно із результатами випробувань розглянута вище система трубопроводів витримує максимальну температуру +140 °C при постійній нарузці протягом 20 років. Пікове навантаження (150°C) може дотримуватися протягом короткого періоду. У системі "труба у трубі" максимальні робочі температури мають діапазон від 130 до 140°C. Сучасні системи труб здатні витримати постійну температурну навантаження до 140 °C протягом 30 років, а пікові навантаження до 150 °C і вище - це протягом декількох годин.

Система труб сталь - це поліуретан - це високощільний поліетилен для тепломереж може споруджуватися методом прямої прокладки у землі, без коробів або каналів.

Проблему розширення труб вирішують шляхом попереднього напруження труби перед засипанням траншеї або використанням одноразових компенсаторів. Коли система піддається попередньому напруженню при середній (між максимальною експлуатаційної і температурою установки) температурі 70 °C, зміни температури після засипання повинні бути обмежені. Це призводить до значного зменшення осьових навантажень у матеріалі труби під час її експлуатації. Сила тертя між обсадною трубою і ґрунтом утримує систему на місці, а відносно подовження внаслідок зміни температури

викликає додаткові навантаження і поглинається самої трубою. Переміщення системи під час експлуатації обмежене.

Попереднє напруження із одноразовими або стартовими компенсаторами являється перевагою, особливо для ситуацій із довгими секціями, численними вигинами. Траншея може бути засипана відразу після установки компенсаторів, за винятком одноразових. Після досягнення температури попереднього напруження ці компенсатори приварюються і діють із цього моменту як нерухомий шматок прямої труби.

У перспективі рекомендується поступово замінювати існуючу традиційну (сталь - це мінеральна вата) систему транспортування гарячої води та розподільну систему на водонепроникну систему "труба у трубі". Можна виділити наступні основні переваги використання труб, виконаних із сучасного водонепроникного матеріалу:

- зниження експлуатаційних витрат завдяки збільшенню терміну експлуатації і поліпшенню якості системи труб;

- скорочення втрат тепла за рахунок поліпшеної ізоляції і водонепроникності зовнішньої труби;

- зменшення втрат теплоносія, обумовлене водонепроникністю системи.

Втрати тепла із поверхні труб із піноуретановою ізоляцією і водонепроникною оболонкою у середньому у два рази нижчі втрат із поверхні труб, застосовуваних при прокладці традиційним способом.

1.5.5 Приєднання місцевих систем теплоспоживання до теплових мереж

Перехід теплоти із теплових мереж у місцеві системи теплоспоживання відбувається або без зниження потенціалу теплоти,

або із його зниженням. Без зниження потенціалу теплоти у водяних системах приєднуються безпосередньо до теплової мережі калорифери систем вентиляції й системи опалення виробничих приміщень, у яких за нормами допускається підвищена температура води у нагрівальних приладах. Зі зниженням потенціалу теплоти до теплової мережі приєднуються системи опалення більшості абонентів (за винятком вищевказаного випадку) і системи гарячого водопостачання. Максимальна температура води у тепловій мережі зазвичай дорівнює $150\text{ }^{\circ}\text{C}$, але у деяких системах вона досягає $180\text{-}190\text{ }^{\circ}\text{C}$. Максимальна температура води за санітарно-гігієнічними вимогами у системах опалення не повинна перевищувати $95\text{-}105\text{ }^{\circ}\text{C}$, у системах гарячого водопостачання $75\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Принципові схеми приєднання місцевих систем до теплових мереж із пониженням і без зниження потенціалу теплоти наведено на рис. 1.27.

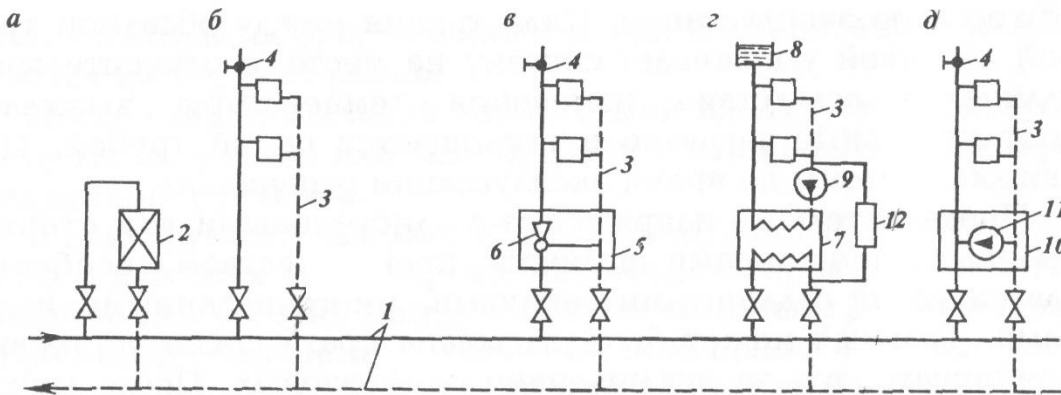


Рис. 1.27. Приєднання місцевих систем теплоспоживання до теплових мереж безпосередньо (а, б) і із пониженням потенціалу (д):

1 - це подаючий і зворотний трубопроводи теплової мережі; 2 - це калорифер вентиляції; 3 - це місцева система опалення; 4 - це повітряник; 5 - це елеваторний змішувальний вузол; 6 - це елеватор; 7 - це поверховий теплообмінник опалення; 8 - це розширювальний

бачок; 9 - це циркуляційний насос; 10 - це насосний змішувальний вузол; I - це підмішувальний насос; 12 - це подживлюючий пристрій

Для зниження потенціалу теплоти, що передається у місцеві системи, застосовуються теплообмінні пристрої (теплообмінники) змішувального і поверхневого типу. Змішувальні вузли для опалення бувають із елеватором і насосом (рис. 1.27, у, д). Елеватор (рис. 1.28) виконує дві функції: служить змішувачем води і для запуску циркуляції води у місцевій системі. Елеваторні змішувальні вузли були запропоновані ще на початку розвитку централізованого тепlopостачання і із тих пір одержали широке поширення завдяки простоті пристрою (відсутність рухомих частин) та надійності у експлуатації.

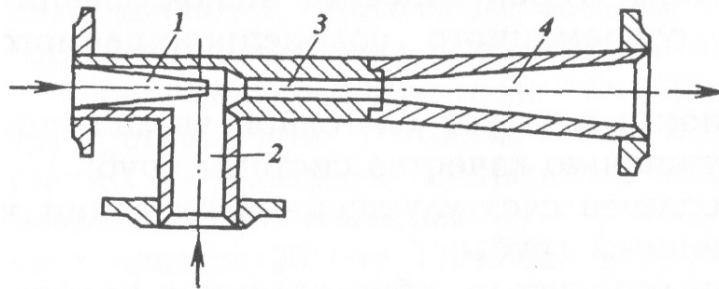


Рис. 1.28. Схема елеватора:

1 - це сопло; 2 - це вхід підмішувальної води; 3 - це камера вирівнювання швидкості; 4 - це дифузор

До недоліків елеваторних змішувальних вузлів відносяться:

а) малий ККД (0,25-0,3), внаслідок чого для створення заданої різниці тисків після елеватора (в подаючому і зворотному трубопроводах місцевої системи) у трубопроводах тепломережі до елеватора необхідно мати значно більшу (8 - це 10 разів) різницю тисків. Це призводить до необхідності збільшення потужності наявного

у джерел теплоти циркуляційного насоса, робота якого і забезпечує підмішування у елеваторі;

б) неможливість здійснення автономної циркуляції води у місцевій системі опалення при аварії у тепловій мережі, що при негативних зовнішніх температурах прискорює охолодження опалювальних приміщень і сприяє замерзання води у найбільш уразливих місцях місцевої системи (наприклад, на сходових клітинах і т.п.);

в) сталість коефіцієнта підмішування $u = C_{\text{під}}/C_{\text{мер}}$, тобто сталість співвідношення між кількістю підмішуваної води із зворотного трубопроводу $C_{\text{під}}$ і кількістю мережної води, що проходить через сопло елеватора, $C_{\text{мер}}$, що жорстко пов'язує між собою гідравлічний і температурний режими теплової мережі та місцевої системи опалення.

Останній недолік елеваторів не дозволяє при підвищенні зовнішньої температури зменшити кількість циркулюючої у тепловій мережі води, зберігши її розрахункову температуру, що зменшило б витрати електроенергії на переміщення теплоносія. При постійному коефіцієнті підмішування будь-яке скорочення витрат мережевої води через сопло елеватора призводить до пропорційного скорочення витрат води у місцевій системі опалення, а це викликає її розрегулювання, тобто нерівномірну тепловіддачу окремих нагрівальних приладів.

У тих випадках, коли за вказаними вище причинами застосування елеваторів неможливе (при малій різниці тисків у трубах теплової мережі) або нераціональне, у змішувальних вузлах застосовують насоси. При індивідуальних абонентських вводах, розташованих у самих будівлях, насоси у змішувальних вузлах повинні бути безшумними, але так як у великих кількостях вітчизняна промисловість таких насосів не випускає, то на практиці змішувальні вузли застосовують тільки при виносних групових вводах.

В останні роки робляться спроби впровадити у практику елеватори із регульованим соплом, тобто із змінним вихідним діаметром сопла (рис. 1.29). Такі елеватори дозволяють у певних межах змінювати коефіцієнт підмішування, що розширює область їх застосування порівняно із елеваторами звичайної конструкції.

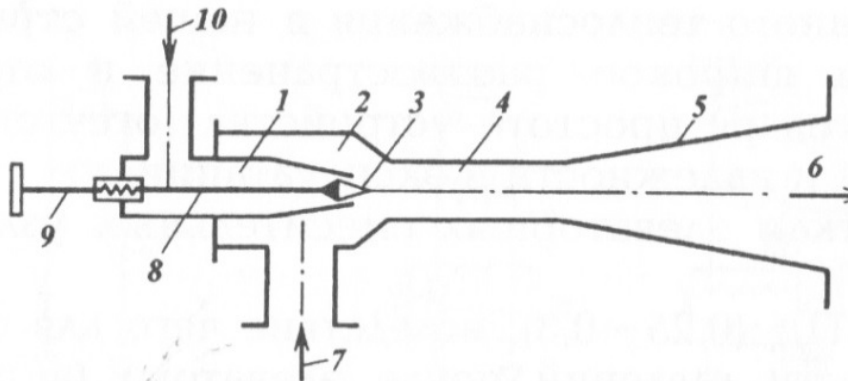


Рис. 1.29. Схема елеватора із регульованим соплом:

1 - це сопло; 2 - це всмоктуюча камера; 3 - це регулююча голка; 4 - це камера змішування; 5 - це дифузор; 6 - це вихід змішаної води; 7 - це вхід підмішуваної води; 8 - це шток регулюючої голки; 9 - це механізм для переміщення регулюючої голки; 10 - це вхід високотемпературної води

Гідравлічний зв'язок між теплоносієм у теплової мережі і теплоносієм у місцевій системі при безпосередньому або знижуючому (через змішувальні вузли) приєднанні місцевих систем до теплової мережі обумовлює залежність тиску у місцевих системах від тиску у

Найбільш вразливим елементом місцевої системи опалення по тиску являється нагрівальні прилади і, зокрема, чавунні радіатори, робочий тиск

трубах теплової мережі, тому такі приєднання отримали загальну назва залежних. в яких (навіть у нових моделей) не повинен перевищувати 0,6 МПа. При залежному приєднанні найбільше значення має тиск у

зворотньому трубопроводі теплової мережі, так як у цьому випадку тиск у зворотньому трубопроводі місцевої системи (в перших поверхах будівлі) не може бути нижче тиску у зворотньому трубопроводі мережі. Тиск ж у подаючому трубопроводі теплової мережі має менше значення для місцевих систем, так як при русі води він може бути знижений засувкою або спеціальним дроселюючим пристроєм. у елеваторних змішувальних вузлах зниження тиску у подаючій трубі відбувається у соплі елеватора. Щоб уникнути попадання місцевих систем під високий тиск у подаючому трубопроводі теплової мережі існують певні правила відкриття і закриття засувок при включенні і відключенні місцевих систем. При пуску у дію місцевої системи спочатку відкривають засувку на зворотньому трубопроводі, що ставить всю систему опалення під низький тиск у зворотній трубній мережі, і тільки потім до потрібних меж відкривають засувку на подаючому трубопроводі. При відключенні місцевої системи від теплової мережі спочатку закривають засувку на подаючому трубопроводі і лише потім - це засувку на зворотньому трубопроводі.

Приєднання місцевих систем до теплової мережі через поверхневі теплообмінники (див. рис. 1.28), коли відсутній гідравлічний зв'язок між теплоносіями у тепловій мережі і місцевих системах і тиск у теплової мережі не передається у місцеві системи, отримали назву незалежних. Незалежне приєднання систем опалення до теплової мережі складніше і дорожче залежного. Крім дорогих теплообмінних пристроїв система опалення при незалежному приєднанні повинна бути оснащена таким додатковим устаткуванням, як насоси для створення циркуляції води, розширювальний бачок і подживлюючий пристрій, що забезпечує поповнення системи опалення водою з теплової мережі.

До переваг незалежного приєднання крім автономності режиму тисків у місцевій системі відносяться:

а) можливість застосування у теплових мережах більш високотемпературного теплоносія, що зменшує витрати із транспортування тепла; при залежному приєднанні це неможливо через закипання води у соплі елеватора і виникненні при цьому шуму;

б) можливість зміни витрат і температури води у тепловій мережі, що має особливе значення при роботі декількох джерел тепла на єдину теплову мережу;

в) автономність циркуляції води у системі опалення;

г) у відкритих системах теплопостачання менше забруднення води, використовуваної для гарячого водопостачання, так як при незалежному приєднанні вода відбирається із труб тепломережі до опалювального теплообмінника і не проходить через систему опалення.

При повсюдному застосуванні незалежного приєднання до району теплопостачання значно збільшується надійність системи теплопостачання і скорочуються терміни ліквідації аварій.

Автономна циркуляція води у місцевих системах дозволяє тривалий час підтримувати позитивну температуру повітря у опалювальному приміщенні, а гідравлічна роз'єднаність місцевих систем і теплової мережі скорочує час зливу води із аварійних ділянок мережі і час наповнення цих ділянок водою після ремонту.

1.5.6 Теплові пункти і підбір обладнання

Теплові пункти (ТП) розміщуються всередині або поза будівель; у них відбувається розподіл, регулювання та облік витрат теплоти. Групові підігрівальні установки гарячого водопостачання, зазвичай доступні у окремих будівлях, отримали назву центральних теплових

пунктів (ЦТП). Перелік обладнання, встановленого у тепловому пункті, залежить від схем підключення систем опалення та гарячого водопостачання, параметрів теплоносія, режимів споживання теплоти та інших факторів. Основне обладнання теплових пунктів - це елеватори і підігрівники. Елеватори виготовляють чавунні і сталеві. За допомогою елеватора перегріта теплофікаційна вода змішується із зворотного водою із систем, що забезпечує розрахункову температуру води у системах. Елеватори випускаються стандартних розмірів. Основною розрахунковою характеристикою являється коефіцієнт змішування. При підборі елеватора коефіцієнт приймається на 15 % вищим від його розрахункового значення із урахуванням налаштування приєднаної системи. Мінімальний діаметр отвору сопла щоб уникнути його засмічення приймають рівним 4 мм. При підборі найближчий діаметр сопла беруть із точністю до 0,5 мм. Підбір елеваторів можна проводити за номограмами.

Водоструминні елеватори застосовують для систем опалення із втратами тиску у них не більше 15 кПа. Одним елеватором можна обслуговувати групу будівель при сумарній витраті теплоти до 350 000 Вт, причому втрати тиску у трубопроводах окремих будівель не повинні перевищувати 10 кПа. Коефіцієнт корисної дії елеватора низький, тому тиск у тепловій мережі перед елеватором повинен бути більше тиску, що витрачається у місцевій системі опалення, у 5-10 разів. Надлишкові тиски перед елеваторами рекомендується дроселювати шайбами.

1.5.7. Конструкції горизонтальних секційних кожухотрубних водо-водяних підігрівачів

Горизонтальні секційні швидкісні водопідігрівачі із трубною

системою із прямих гладких або профільованих труб відрізняються тим, що для усунення прогину трубок встановлюють двохсекторні опорні перегородки, що представляють собою частину трубної решітки. Така конструкція опорних перегородок полегшує установку трубок і їх заміну у умовах експлуатації, так як отвори опорних перегородок розташовані співосно із отворами трубних решіток.

Кожна опора встановлена зі зсувом відносно один одного на 60° , що підвищує турбулізацію потоку теплоносія, що проходить у міжтрубному просторі, і призводить до збільшення коефіцієнта тепловіддачі від теплоносія до стінки трубок; відповідно зростає тепловий опір із 1 м поверхні нагріву. Використовуються латунні трубки зовнішнім діаметром 16 мм, товщиною стінки 1 мм.

Ще більше збільшення коефіцієнта теплопередачі досягається застосуванням у трубному пучку замість гладких латунних трубок профільованих, що виготовляються із тих же трубок шляхом видавлювання у них роликком поперечних або гвинтових канавок, що призводить до турбулізації пристінного потоку рідини всередині трубок.

Водопідігрівачі складаються із секцій, які з'єднуються між собою калачами за трубним простором (рис. 1.30).

Освоєно випуск кожухотрубних багатоходових водопідігрівачів із I і II ступенями нагріву у одному корпусі (рис. 1.31). Теплова продуктивність таких теплообмінників визначена для умов, близьких до реальних у системі тепlopостачання:

для водопідігрівачів гарячого водопостачання температурний перепад по гріючій воді становить $70 - 30^\circ\text{C}$, по нагріваючій $5 - 60^\circ\text{C}$, максимальні втрати тиску по нагріваючій воді, що спрямовується по трубках, 27-36 кПа (ІТП-ЦТП);

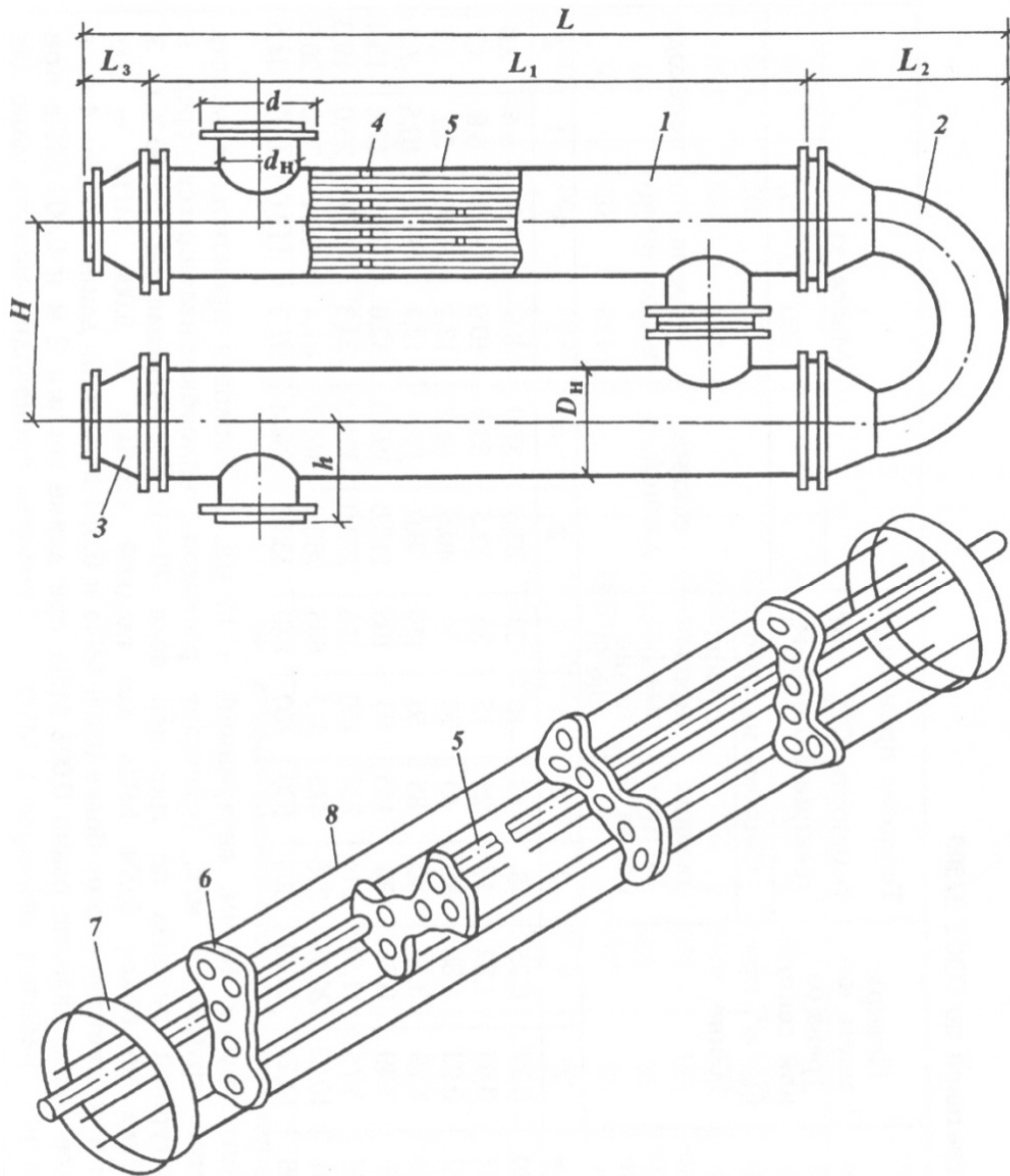


Рис. 1.30. Конструктивні розміри водопідігрівача:

1 - це секція; 2 - це калач; 3 - це перехід; 4 - це блок опорних перегородок; 5 - це трубки; 6 - це перегородка опорна; 7 - це кільце; 8 - це пруток

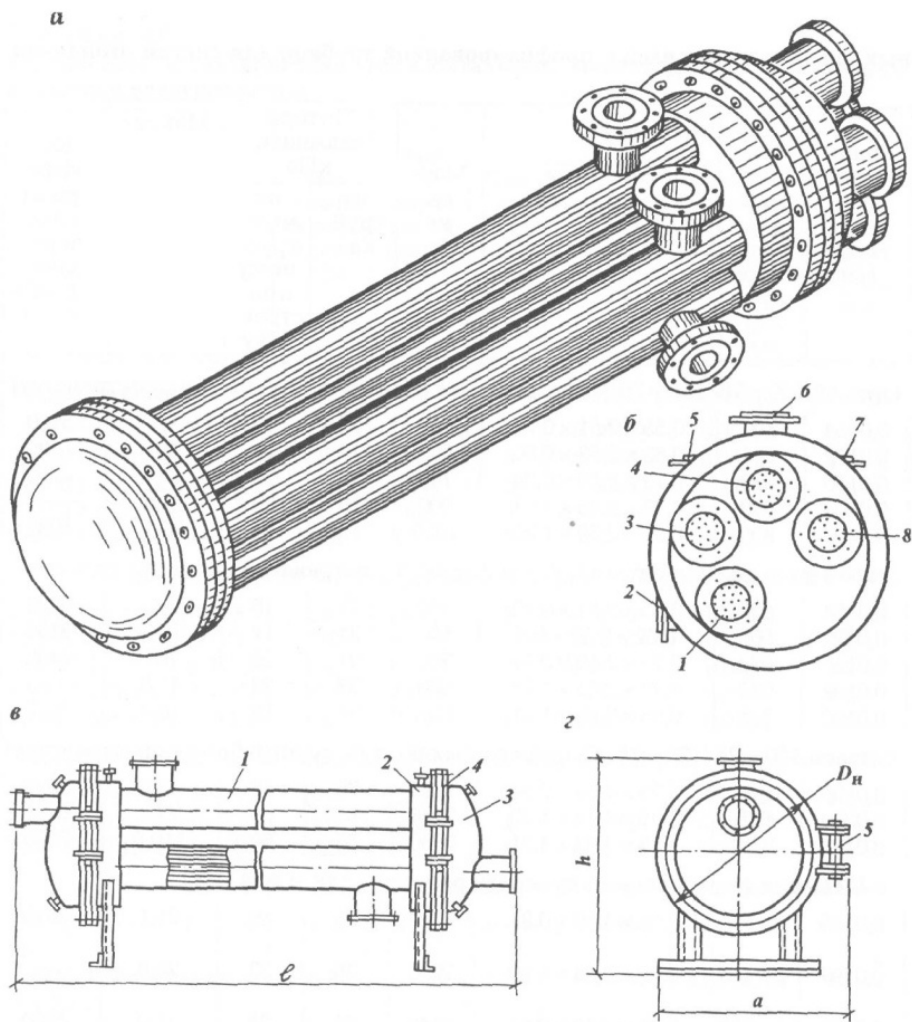


Рис. 1.31. Загальний вигляд горизонтального багатоходового кожухотрубного водопідігрівача:

а - це загальний вигляд, б - це розріз по секціях; 1 - це вхід холодної води (I ступінь); 2 - це вихід теплоносія (I ступінь); 3 - це вихід гарячої води (I ступінь); 4 - це вихід гарячої води (II ступінь); 5 - це вхід теплоносія (I ступінь), б - це вхід теплоносія (II ступінь); 7 - це вихід теплоносія (II ступінь); 8 - це вхід холодної води (II ступінь); в, г - це конструктивні розміри: 1 - це секції; 2 - це змішувальна камера у міжтрубному просторі; 3 - змішувальна камера за міжтрубним простором; 4 - це трубна дошка; 5 - це шарнір

1.6 Системи опалення, вентиляції, водопостачання та каналізації

1.6.1. Система опалення

У будівлях насосних станцій широке поширення одержали водяна, парова і повітряна системи опалення. У водяній системі опалення теплоносієм служить перегріта вода із температурою 130 - це 150 ° С. Парова система опалення застосовується рідше, ніж водяна. Теплоносієм у таких системах являється пара, що отримується у невеликих котельних і подається під тиском 0,6 МПа.

В останні роки для опалення великих будівель застосовують прямоточну систему повітряного опалення, коли зовнішнє повітря підігрівається у калориферах і припливним вентилятором подається у приміщення. У калориферах при повітряному опаленні у якості теплоносія використовують воду або пару. На рис. 1.32 наведена схема парового опалення насосної будівлі. Опалювальні прилади встановлюють у місцях найбільшого охолодження. Розводящий паропровід (при верхній і нижній розводці) укладають із ухилом у бік руху пари. Зворотну (конденсатну) лінію розміщують із деяким ухилом у бік руху конденсату. У місці введення теплопроводу у будівлю влаштовують вузол управління (рис. 1.33), де встановлюють

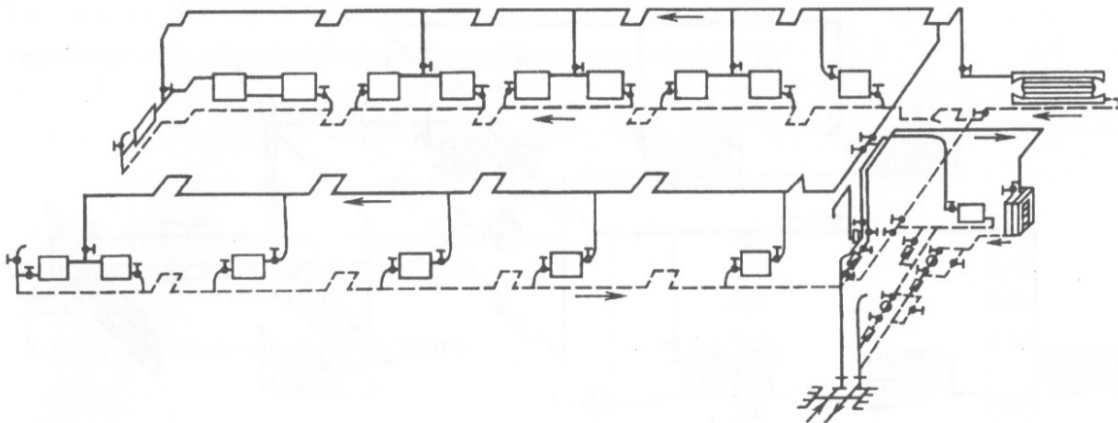


Рис. 1.32. Схема парового опалення насосної станції.

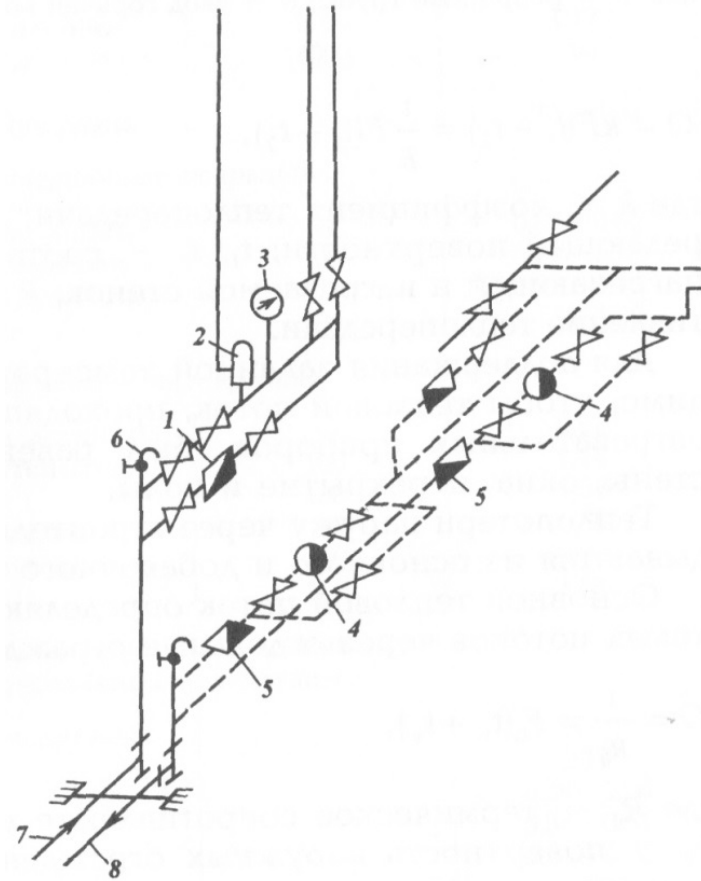


Рис. 1.33. Вузол місцевого управління паровою системою опалення: 1 - це редукційний клапан; 2 - це запобіжний клапан; 3 - це манометр; 4 - це конденсатовідводчик; 5 - це зворотний клапан; 6 - це повітряний кран; 7 - це введення пари; 8 - це випуск конденсату.

редукційний клапан для зниження тиску до необхідного, запобіжний клапан, два конденсатовідвідника (окремо для системи опалення та калориферів), зворотні клапани та засувки.

На рис. 1.34 показана схема водяного опалення. Тут прийнята верхня тупикова розводка. На вводі передбачені грязьовик і відключаюча засувка.

Застосовується також змішана система: у насосному залі повітряне опалення, у операторній та витяжній вентиляційній камері - це водяне.

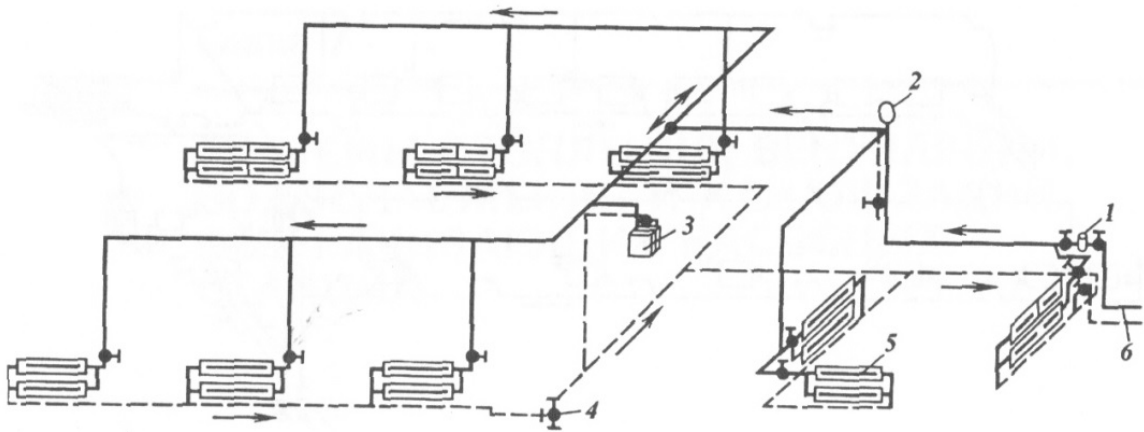


Рис. 1.34. Схема водяного опалення:

1 - це грязьовик; 2 - це повітрязбірник; 3 - це калорифери; 4 - це трійник із пробкою; 5 - це ребристі труби; 6 - це введення гарячої води.

При виборі потужності обладнання системи опалення будівель розраховують тепловтрати через стіни, перекриття, підлогу, віконні та дверні прорізи.

1.6.2 Водопостачання і каналізація

Водопостачання насосних станцій повинне забезпечувати виробничі, протипожежні та побутові потреби. На перекачувальних станціях, що мають резервуарний парк загальною ємністю понад 5000 м³, обов'язково влаштовують окремий пожежний водопровід високого тиску. Система водопостачання включає водонасосні пристрої і пристрої водопідйому, водоводи, ємності для води, водонапірну башту, зовнішні і внутрішні водопроводи, пожежний водопровід із пожежної насосної та гідрантами. Підготовка води для побутових потреб передбачає її очищення за допомогою бактерицидної установки або інших сучасних засобів біологічного очищення.

Кожна перекачувальна станція повинна мати промислово-зливну та господарсько-фекальну каналізацію. Промислово-зливна каналізація передбачається для відведення виробничих забруднених стоків вод, і атмосферних вод, господарсько-фекальна - це для відведення побутових стічних вод.

У промислову каналізацію відводять стічні води від виробничих будівель, відстійні - це із резервуарів, атмосферні - це із відкритих майданчиків технологічного обладнання, територій резервуарних парків та інших місць, де води можуть забруднюватися. Перший колодязь на каналізаційній лінії із будівлі насосної і інших виробничих будівель від резервуарів і естакад обладнують гідравлічним затвором. Колодязі із таким затвором влаштовують і у місцях приєднання каналізаційних трубопроводів до головного колектору. Останніми по ходу у системі каналізації являється очисні споруди, ставки-накопичувачі та поля фільтрації, пройшовши які, стічні води повинні повністю очиститися від забруднень та інших домішок.

Споживання теплової енергії у Україні.

Теплофікація являється особливістю вітчизняного тепlopостачання і забезпечує близько 40% теплової енергії, яка споживається у промисловості і комунальному господарстві для потреб опалення та гарячого водopостачання. У табл. 1.6 наведені характеристики щодо потужних ТЕЦ України станом на 01.01.2007 р.

Споживання теплової енергії у Україні характеризується наступними особливостями. По-перше, існуючий житловий фонд України і нове будівництво відрізняються великою різноманітністю, що накладає відбиток і на забезпечення його тепловою та електричною енергією, необхідною для опалення, гарячого водо- і

електропостачання. Питання економного і ефективного використання цих видів енергії зараз особливо актуальні для України, яка споживає імпортоване паливо.

По-друге, різноманітність промислових підприємств по продукції, що випускається, особливостям виробництва і розташування сировини часто не дозволяє використовувати у них електроенергію і теплоту, отриману централізованим шляхом на ТЕЦ. Крім того, при значній відстані підприємства від ТЕЦ стає не вигідним транспортування до нього гарячого теплоносія від ТЕЦ.

По-третє, багато ТЕЦ України, які відпрацювали свій ресурс, підлягають глибокому відновлювальному ремонту і являється основним джерелом забруднення атмосфери. Крім того, більшість розподільчих теплових мереж знаходяться у поганому технічному стані і сприяють значним втратам теплоти у навколишнє середовище. Всі ці особливості ставлять питання про можливість і необхідність реалізації у Україні децентралізованого енергозабезпечення як житлового фонду, так і промислових об'єктів, тобто широкого застосування поряд із традиційними ТЕЦ когенераційних технологій.

РОЗДІЛ 2 КОГЕНЕРАЦІЙНІ УСТАНОВКИ

Функціонування промислового, сільськогосподарського та побутового секторів національної економіки базується на використанні теплової та електричної енергії, яка переважно виробляється тепловими та атомними електростанціями. Транспортування цієї енергії вимагає великих електричних і теплових мереж і супроводжується втратами енергії та витратами значних матеріальних ресурсів для прокладання цих мереж. Перспективним напрямком розвитку та вдосконалення енергетичних систем являється впровадження когенераційних установок, які мають ряд переваг у порівнянні із існуючими енергетичними системами.

Відомо, що енергогенеруючі потужності розташовані або близько від постачальників палива, поблизу або між великими споживачами виробленої енергії (великі промислові підприємства, великі міста, тощо). Поки тепла або електрична енергія досягає споживача, частина її втрачається – і чим довша дистанція, тим більші втрати. Рациональна відстань, наприклад, від постачальника теплової енергії у вигляді нагрітої води не перевищує 10 км. У цих умовах більшість потенційних споживачів тепла змушені використовувати тепло, вироблене місцевими котлоагрегатами, які мають значно меншу ефективність використання палива, ніж когенераційні установки, і, як наслідок, більше питомих витрат палива на одиницю одержуваної енергії. Що стосується електроенергії, то постачання цього виду енергії у віддалені місцевості залежить не тільки від місцевих втрат при подоланні довгої відстані до споживача, а також від несприятливих погодних умов, які можуть суттєво вплинути на надійність електропостачання, а іноді залишити місцевість без електрики взагалі. У деяких випадках це категорично неприйнятно – наприклад, у

лікарнях або у галузях із безперебійним електропостачанням. Така схема енергозабезпечення віддалених поселень являється неефективною та ненадійною. Тому ці об'єкти повинні мати незалежних ефективних і економічних генераторів енергії, які будуть розташовані поблизу населеного пункту.

Ще однією перевагою технологій когенерації являється можливість використання у якості палива біогазу, отриманого шляхом газифікації місцевих палив біологічного походження або біогазових установок. Для отримання біогазу можна використовувати побутові відходи, промислові відходи, лісогосподарські та деревообробні відходи, сільськогосподарські відходи, тощо. За даними Інституту нетрадиційної енергетики та електротехніки, тільки запаси твердого палива із біологічним походженням можуть становити до 10 млн. т звичайного палива на рік у Україні. Основною проблемою використання біомаси у енергетичному секторі являється складність забезпечення стабільних поставок значних обсягів палива. Тому потужність станцій, що використовують біомасу, рідко перевищує 10-15 МВт. Останнім часом широко використовується технологія газифікації біомаси із подальшим спалюванням отриманого газу у газотурбінних або поршневих двигунах. У той же час високоякісні добрива можна отримувати паралельно із газом. Залежно від хімічного складу сировини, газифікація біомаси виробляє 350-500 м³ біогазу на 1 тонну сухої органічної речовини. Наприклад, великий комплекс для виробництва свинини на 108 тисяч голів із використанням когенераційної установки на базі двигуна внутрішнього згорання може щорічно виробляти 7,5 млн. м³ біогазу, що відповідає приблизно 5,25 тисячам тон умовного палива. Це дозволяє отримати близько 7,65 МВт: 3,5 МВт – електричної та 4,15 МВт – теплової енергії. Слід зауважити, що у діапазоні одиничних електричних потужностей до 3,5 МВт по

закордонних даним газопоршневі двигуни більш ефективні стосовно зниження питомої вартості та нижчих експлуатаційних витрат, порівняно із газовими турбінами.

Устаткування окремих населених пунктів когенераційними установками на місцевому паливі являється найкоротшим і найефективнішим способом їх енергетичної незалежності. При цьому:

- можна скоротити втрати, пов'язані із передачею енергії на великі відстані;
- усувається додаткова вартість енергоресурсів через відсутність посередника між виробником та споживачем енергії;
- досягається гнучкість виробництва та споживання енергії;
- підвищується надійність забезпечення споживача необхідною електричною та тепловою енергією;
- забезпечується економічне та ефективне використання місцевих видів палива, які часто являється виробничими відходами;
- екологічна ситуація у районі поселення, де використовується КГУ, поліпшується завдяки значному скороченню шкідливих викидів у навколишнє середовище та використанню місцевих виробничих відходів, що використовуються для підготовки палива для КГУ;
- отримуються значні обсяги високоефективних добрив від відходів від сировини, що перетворюються на паливо, і можна використовувати CO₂ для використання цього газу для підкормки рослин. Це дозволяє збільшити урожай і отримати ще більшу економічну ефективність від використання КГУ.

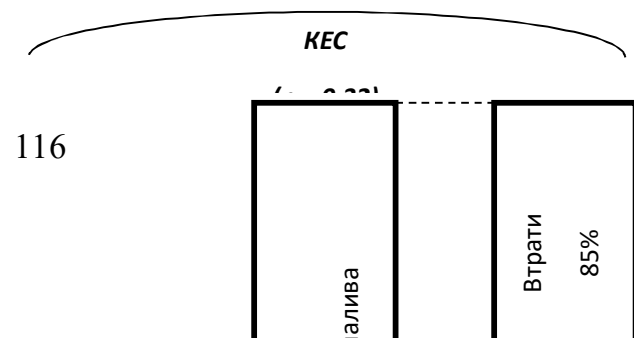
У кожному випадку будівництво когенераційної установки потребує ретельного аналізу місцевих умов та розробки бізнес-плану

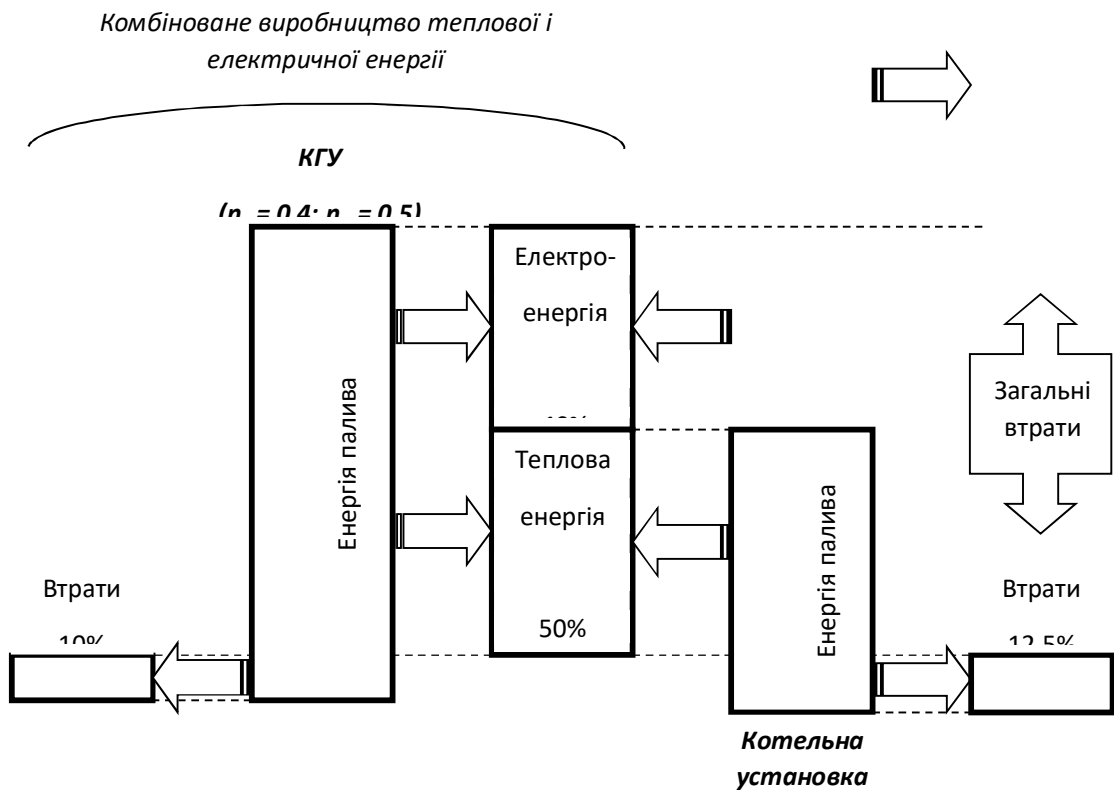
для оцінки ефективності проекту, обґрунтування його джерел фінансування та вибору найбільш ефективного технічного рішення.

2.1 Когенерація – термінологія та визначення. Особливості когенерації у Україні

Виробництво теплової та електричної енергії значно відрізняється від ефективності корисного використання теплоти палива: якщо тепла енергія, як корисний продукт, може бути вироблена із ефективністю 92-95%, то електрична енергія із ефективністю не більше 40-45% у простих установках і до 50- 58% у парогазових установках. При виробництві теплової та електричної енергії у одному технологічному процесі можна досягти ефективності споживання палива до 90-92% та питомої витрати палива близько 135 г у.п. кВт-год [2]. Термічні втрати на таких установках не перевищують 10%, а економія пального досягає 40-50% у порівнянні із окремим виробництвом такої ж кількості теплової та електричної енергії (рис. 2.1). Для опису таких технологічних процесів використовується термін когенерація.

Когенерація – (назва походить від слів КОмбінована ГЕНЕРАЦІЯ теплоти і електроенергії) процес сумісного виробництва електричної та теплової енергії від одного первинного джерела енергії. Точніше, коли когенерація виробляє механічну і теплову енергію, але механічна енергія перетворюється у електрику практично без втрат, і тому зупиняються саме на такому визначенні, хоча механічна енергія може





Економія палива за рахунок когенерації складає:

$$[(125+62,5 - 100)/187,5] \cdot 100\% \approx 46,7\%$$

Рисунок 2.1. Діаграми потоків енергії для комбінованого та окремого виробництва теплової та електричної енергії

бути використана безпосередньо споживачем (наприклад, як привід для роботи механізмів).

У більш широкій формі, когенераційна технологія може виробляти не тільки електрику та тепло, а й будь-які два типи енергії – наприклад, електроенергію та холод, механічну енергію та пару із низькими параметрами тощо. Процес, у якому отримують три типи енергії (наприклад, електрику, тепло та холод) називаються тригенерацією. У технічній літературі використовувався термін

"опалення" – централізоване тепlopостачання на основі комбінованого виробництва електроенергії та тепла на ТЕЦ. Назва "опалення" підкреслювалася одним із видів енергії, що суттєво пов'язане із широкомасштабним використанням у населених пунктах централізованого тепlopостачання. Оскільки у більшості випадків джерелом теплової енергії являється ТЕЦ, термін "опалення" із 1924 року став використовуватися для позначення процесу комбінованого виробництва електричної та теплової енергії [3], тобто технологій, які у останній чверті ХХ століття всі промислово розвинені країни були визначені як "ТЕЦ". Значення когенерації полягає у тому, що при безпосередньому виробництві електричної енергії вона створює здатність розпоряджатися супутньою теплою. Таким чином, ефективність значно підвищується – до 90% і навіть вище. На відміну від інших КГУ, при використанні ТЕЦ вони зменшують виробництво електроенергії для отримання теплової енергії із достатнім температурним потенціалом для його споживання. Виходячи із цього, деякі автори відокремлюють ТЕЦ від КГУ. Однак, якщо взяти до уваги визначення термінів "когенерація" та "когенераційна установка" у законодавстві України про когенерацію [4]:

- комбіноване виробництво електричної та теплової енергії (когенерація) – метод одночасного виробництва електричної та теплової енергії у рамках єдиного технологічного процесу у результаті спалювання палива;

- когенераційна установка – комплекс обладнання, що працює за способом комбінованого виробництва електричної та теплової енергії або перетворення енергетичного потенціалу технологічних процесів у електричну і теплову енергію.

Тобто, віднесення ТЕЦ до КГУ не викликає ніяких сумнівів.

Таким чином, КГУ задовольняє потреби споживача у електроенергії та низькопотенційній теплоті. Основна його перевага над звичайними системами полягає у тому, що перетворення енергії тут відбувається із більшою ефективністю, що дозволяє значно зменшити вартість одиниці виробництва енергії. Порівняння когенерації та окремої вироблення електроенергії та теплоти, як показано на рисунку 2.2, базується на типових значеннях ККД: 0,9 для КГУ (з співвідношенням вироблення електричної та теплової енергії 1: 1,25, що характерно для КГУ на основі ДВЗ) та 0,32 і 0,8 – для окремого виробництва електричної та теплової енергії на КЕС та котельнях, відповідно. із діаграми видно, що одна і та ж кількість електричної та теплової енергії може бути отримана майже вдвічі дешевше, ніж вартість палива, використовуючи когенераційні технології, а не існуючі технології роздільного виробництва електричної та теплової енергії.

Перехід до спільного розвитку тепла та електроенергії існує у всьому світі, оскільки цей метод розумно вважається найбільш економічним. Внаслідок подорожчання нафти та природного газу зросла потреба у збільшенні використання енергозберігаючих технологій, серед яких важливу роль відіграє технологія когенерації. Досвід використання КГУ у Україні та за кордоном показав їх високу ефективність та екологічну чистоту. Ефективне використання енергії палива призводить до зменшення викидів шкідливих речовин у атмосферу. На рис. 2.2 показано викиди CO₂, SO₂, NO_x у навколишнє середовище для різних технологій виробництва електроенергії із

кг/МВт·год

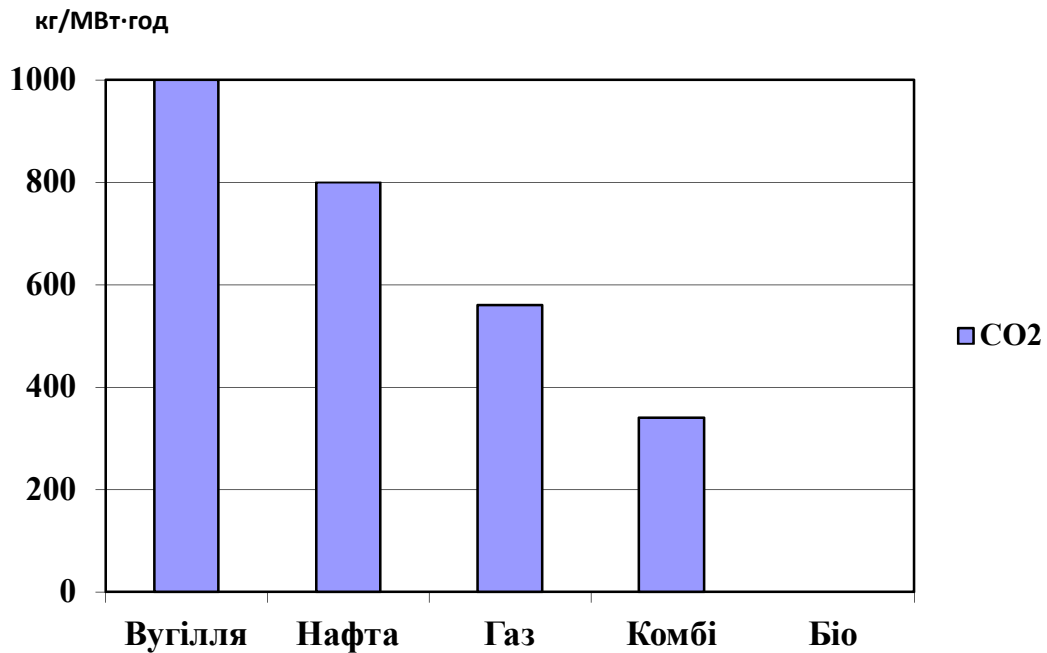
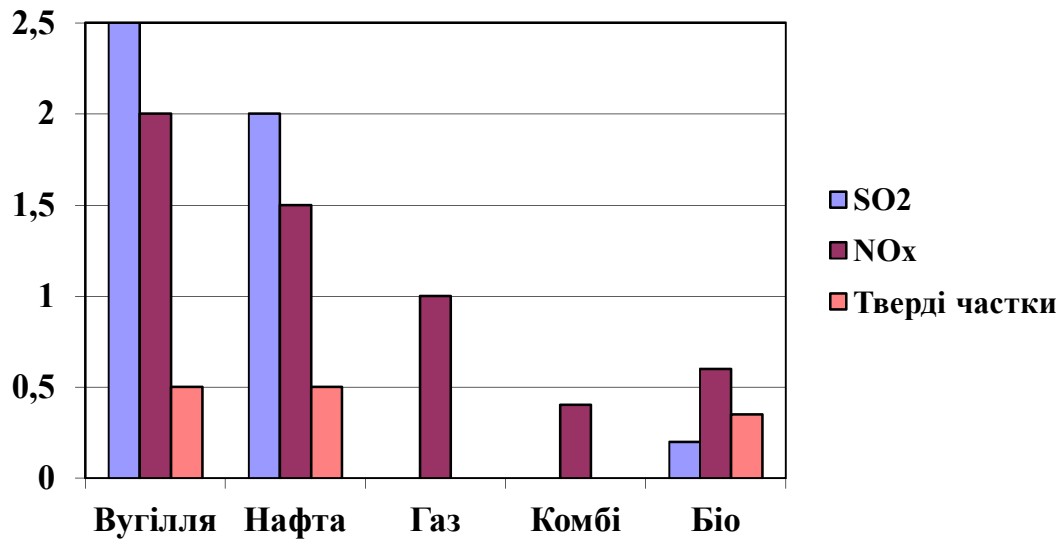


Рис. 3.2. Викиди шкідливих речовин у навколишнє середовище для різних технологій електрогенерування

використанням різних видів палива. При використанні природного газу із технологіями когенерації ми маємо значне зниження CO₂, а також найнижчого NO_x і практично повної відсутності SO₂. Згідно із

оцінками, скорочення викидів, наприклад, CO₂ при виробництві електроенергії у комбінованому циклі у порівнянні із окремим виробництвом електричної та теплової енергії становлять понад 600 кг / МВт-год [5]. Екологічні переваги когенерації являється очевидними: зменшення споживання палива дає еквівалентне зниження викидів відпрацьованих газів, а отже, зменшення шкідливого впливу на навколишнє середовище.

Окрім зменшення рівня шкідливих викидів при використанні КГУ, збільшується ступінь використання енергії палива, знижується собівартість продукції, що виробляється, а також витрати на виробництво обладнання та його обслуговування у перерахунку на 1 кВт-год. виробленої енергії. Як наслідок, КГУ має найнижчі терміни окупності серед електрогенераторів.

Незважаючи на всі переваги когенерації, частка електропостачання у Україні, вироблена комбінованою технологією на ТЕЦ, у повному обсязі електропостачання всіма генеруючими станціями незначна – близько 2% [6]. У табл. 2.1 показано постачання електроенергії за видами виробничих станцій у 2001 та 2002 роках за інформацією Комітету НКРЕ Комітету Верховної Ради України із питань паливно-енергетичного комплексу.

У 1999-2000 рр. у рамках реалізації Програми технічної допомоги Україні із Данії здійснено аналіз 80 існуючих ТЕЦ (за винятком цукрових заводів). Отримані результати представлені у вигляді гістограм: рис. 2.3 і рис. 2.4 – гістограми коефіцієнтів використання електричної та теплової енергії, відповідно. Гістограми показують, що переважна частина ТЕЦ використовується для виробництва електроенергії менш ніж наполовину, а для теплової енергії, за винятком невеликої кількості промислових когенераційних установок,

Таблиця 2.1

Постачання електроенергії по типам генеруючих станцій

Типи генеруючих станцій	Постачання електроенергії			
	2001 р.		2002 р.	
	млн кВт·год	%	млн кВт·год	%
ТЕС	59 318,15	40,84	51 049,13	37,44
АЕС	71 675,61	49,35	73 389,35	53,82
ГЕС	11 530,21	7,94	9 140,31	6,7
ТЕЦ	2 718,16	1,87	2 776,44	2,04
ВЕС	6,45	<0,01 (0,0045)	8,21	<0,01 (0,006)
Всього	145 248,58	100	136 363,44	100

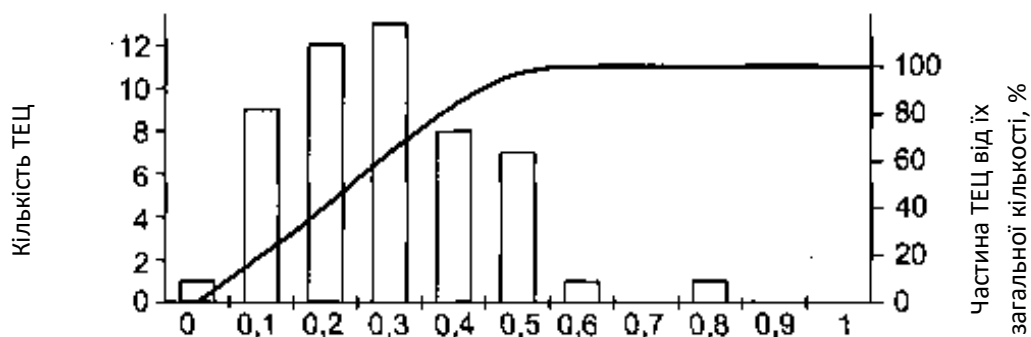


Рис. 3.3. Гістограма для коефіцієнтів використання встановленої електричної потужності ТЕЦ

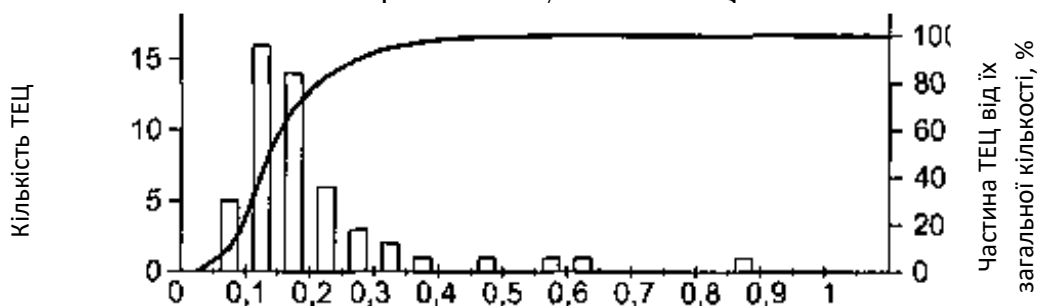


Рис. 3.4. Гістограма для коефіцієнтів використання встановленої теплової потужності ТЕЦ

коефіцієнт використання не перевищує 30% [6]. Ці дані свідчать про кризову ситуацію, що склалася для комбінованого виробництва електричної та теплової енергії у енергетичному секторі України.

У нових ринкових умовах система опалення зберігає свої переваги перед окремим способом виробництва електричної та теплової енергії. Це також забезпечує значну економію палива у цих умовах. У той же час його розвиток у умовах ринкових відносин матиме суттєвий вплив на наступні особливості господарювання [7]:

- значне скорочення централізованих інвестицій, що призводить до будівництва переважно малогабаритної ТЕЦ, яка у основному фінансується із місцевих бюджетів або акціонерних товариств;
- необхідність переозброєння теперішніх ТЕЦ у найближчі 10-15 років, поліпшення ефективності яких являється однією із основних цілей;
- новий підхід до ціноутворення на теплову та електричну енергію, що відпучкається із ТЕЦ на основі більш досконалого методу розділення витрат при споживанні палива на теплову та електричну енергію;
- переважання у структурі постачання теплоти опалювання та гарячого водопостачання.

На сучасному етапі країна не може забезпечити бюджетне фінансування дорогих довгострокових програм модернізації та реконструкції великих ТЕЦ та довгострокових теплових мереж. Комерційні структури, у свою чергу, не мають стимулів фінансувати капіталомісткі довгострокові програми.

Сучасна економічна ситуація перешкоджає подальшому розвитку теплоенергетики через концентрацію комбінованого виробництва електроенергії та тепла та централізації тепlopостачання. Перехід до ринкових відносин у сфері виробництва та споживання енергії, а також підвищення тарифів на електроенергію у умовах його майже монопольного виробництва, стимулює розвиток ідеї децентралізації у сфері тепlopостачання із точки зору не ліквідування, а розукрупнення потужних систем опалення, у тому числі будівництво малих когенераційних установок, модернізація існуючих систем, розширення застосувань середньо-централізованого енергопостачання споживачів на основі комбінованого виробництва електричної та теплової енергії у локальних установках [8]. Можливість та здійсненність такого напрямку розвитку енергопостачання визначається низкою факторів:

- екстремальним зносом існуючих систем тепlopостачання;
- різким скороченням бюджетного фінансування для розвитку електроенергії;
- бажанням реалізувати регіональний баланс виробництва та споживання електроенергії;
- розвитком неконтрольованого процесу відключення споживачів від централізованого тепlopостачання у умовах різкого зростання тарифів на електроенергію та теплову енергію від великих енергопостачальних систем;
- бажанням скоротити тривалість будівництва, у тому числі за рахунок повного постачання обладнання "під ключ".

Спільна дія перелічених факторів може стати серйозним стимулом для споживачів енергії створювати власні електростанції для

комбінованого виробництва електричної та теплової енергії на основі використання газопоршневих, газотурбінних та парогазових електростанцій малої потужності. Окрім загальних переваг комбінованого виробництва тепла та електроенергії, такі когенераційні установки низької та середньої потужності, які вважаються найбільш перспективними для агропромислового комплексу, мають такі переваги:

- можливість доставки блоку на будівельний майданчик та швидке введення у експлуатацію;
- тепла енергія використовується безпосередньо на місці її розробки, і це набагато дешевше, ніж будівництво та експлуатація багатокілометрової теплової мережі;
- електрична енергія використовується переважно за місцем його розвитку. Відсутність посередників між виробником і споживачем електроенергії, а також суттєве зменшення втрат енергії під час транспортування, призводить до суттєвого зниження вартості електроенергії споживачеві (за деякими оцінками, у 3-5 разів) порівняно із енергією, отриманою від об'єднаної електромережі;
- споживач отримує енергетичну незалежність від нестачі електроенергії та нещасних випадків у системах теплопостачання. у результаті підвищується надійність забезпечення споживача необхідною електричною та тепловою енергією.

2.2. Основні показники енергоефективності когенераційних установок

Основним показником енергоефективності когенераційних установок являється загальна ефективність (ККД), що відображає ефективність використання палива і також називається коефіцієнтом використання палива. Загальна ефективність – це відношення виробленої електричної та теплової енергії до споживаного паливом енергії. У одиницях потужності сумарний ККД когенераційної установки η_{Σ} може бути записана наступним чином:

$$\eta_{\Sigma} = (N_e + Q_t)/Q , \quad (2.1)$$

де N_e – корисна електрична потужність установки, рівна електричній потужності на клеммах генератора, мінус електроенергія, що використовується для власних потреб; Q_t – корисна енергія тепла, передана користувачеві; Q – тепло, що виділяється при спалюванні палива у когенераційному агрегаті за одиницю часу.

Серед енергоблоків, що спалюють паливо, когенераційні установки мають найвищу ефективність, що становить приблизно 90-92% і більше [9]. Найменш ефективною серед когенераційних установок являється когенераційні установки на базі ПТУ (ТЕЦ) [10] за рахунок додаткової ланки у ланцюзі перетворення енергії. Якщо у когенераційних установках на базі ГТУ та ДВЗ схема перетворення енергії має таку форму: "хімічна енергія палива" – "теплова енергія палива" – "механічна робота" – "електрична енергія" – "теплова енергія", то у когенераційних установках на базі ПТУ: "хімічна енергія палива" – "теплова енергія палива" – "теплова енергія робочого тіла" – "механічна робота" – "електрична енергія" – "теплова енергія". Додаткова ланка у ланцюзі передачі енергії супроводжується неминучими втратами енергії, що впливає на ефективність когенераційної установки.

Для найпростішої когенераційної установки із пасивним утилізуючим котлом (тобто способом, який додатково не спалює паливо):

$$\eta_{\Sigma} = N_e / Q_{дв} + Q_T / Q_{дв} = \eta_e + \eta_T, \quad (2.2)$$

де η_e – ефективність виробництва електроенергії, яка чисельно дорівнює електричній ефективності двигуна, яка автономно працює із електричним генератором; η_T – ефективність виробництва теплової енергії; $Q_{дв} = V \cdot Q_{н^P}$ – тепло, що виділяється за одиницю часу при згорянні у двигуні палива у кількості V , що характеризується нижчою теплотворною здатністю згорання $Q_{н^P}$.

Оскільки у когенераційній установці теплота палива витрачається на виробництво електричної енергії, а потім теплота відпрацьованих газів та теплота охолодження двигуна використовуються для отримання теплової енергії у котлах-утилізаторах, то ефективність виробництва теплової енергії може бути виражено через ККД виробництва електроенергії:

$$\eta_T = (1 - \eta_e) \eta_k^{пак}, \quad (2.3)$$

де $\eta_k^{пак}$ – коефіцієнт корисної дії котла-утилізатора, який визначається із співвідношення:

$$\eta_k^{пак} = (t' - t'') / (t' - t_{нс}), \quad (2.4)$$

де t' та t'' – температура теплоносія на вході у котел і на його виході, відповідно; $t_{нс}$ – температура навколишнього середовища.

Для когенераційної установки із активним утилізуючим котлом:

$$Q = Q_{дв} + \Delta Q_k, \quad (2.5)$$

де ΔQ_k – теплова потужність палива, що спалюється перед котлом, для стабілізації його теплової потужності при зміні $t_{нс}$ або збільшення теплоємності котла (наприклад, протягом опалювального періоду).

Очевидно, що: $\eta_e \neq N_e / (Q_{\text{дв}} + \Delta Q_{\text{к}})$. Даний вираз вказує на те, що при визначенні ефективності когенераційної установки немає формальних зв'язків η_e та η_t із процесом їх комбінованого вироблення. Таким чином, складові η_e та η_t у формулі для визначення ефективності блоку когенерації повинні розглядатися лише як доля виробленої енергії у паливній енергії. Розподіл витрат на паливо для виробництва цих видів енергії можна отримати лише на основі прийняття одного із існуючих методів розподілу витрат. Відомі такі методи, як фізичний, пропорційний, екстрагетичний, тощо. Метод розподілу значно впливає на результати розрахунку ефективності когенераційних установок. До 1998 р. фізичний метод використовувався переважно у Україні, а із 1998 р. використовувався пропорційний метод. Він базується на принципі розподілу витрат палива, при якому ефективність виробництва електричної та теплової енергії на когенераційній установці пропорційна ККД при окремому виробництві цих видів енергії (електроенергія – на КЕС та тепла енергія – у котельнях). Перехід до пропорційного методу пояснювався необхідністю зменшення ціни для споживача на тепло, зменшивши розрахункові витрати палива на виробництві на ТЕЦ. Будь-який спосіб розподілу питомих витрат палива за видами енергії не являється універсальним і, крім того, абсолютним, а вибір одного із них обумовлений необхідністю вирішення конкретної практичної задачі. Таке завдання із енергетичною надструктурою теплогенеруючого обладнання для конкретного підприємства газотурбінними або газопоршневими двигунами являється вибором енергетичного та найбільш економічно ефективного варіанту, який забезпечує споживачам теплову енергію необхідної якості та у необхідній кількості. Оцінка ефективності у цьому випадку повинна проводитися шляхом порівняння одиничних витрат умовного палива на виробництво електроенергії, за умови, що

за альтернативними варіантами розрахункова вартість звичайного палива для виробництва теплової енергії – являється постійною і дорівнює тому, що відбувається на цьому підприємстві при виробництві лише теплової енергії.

Є ще два показники енергоефективності когенераційної установки. Це коефіцієнт економії палива ε , який характеризує зменшення споживання палива для виробництва теплової та електричної енергії під час когенерації по відношенню до витрат палива при окремому виробництві тієї ж енергії.

$$\varepsilon = (Q_{\text{окр}} - Q_{\text{ког}}) / Q_{\text{окр}}, \quad (2.6)$$

де $Q_{\text{ког}}$, $Q_{\text{окр}}$, – тепла енергія відпрацьованого палива при виробництві теплової та електричної енергії за схемою когенерації та при окремому виробництві тих же енергій, відповідно.

Для випадку, коли когенераційна установка створюється на основі модернізації існуючого обладнання для виробництва теплової енергії, наприклад, набудова існуючого котла у системі тепlopостачання, також використовується такий показник, як коефіцієнт перевитрат палива β , що характеризує ступінь збільшення споживання палива на когенераційній установці у порівнянні із споживанням палива на базі існуючих теплогенеруючих установок.

$$\beta = (Q_{\text{ког}} - Q_{\text{к}}) / Q_{\text{к}}, \quad (2.7)$$

де $Q_{\text{к}}$ – тепла енергія палива, що витрачається на базовій генеруючій установці.

Цей коефіцієнт являється менш інформативним, ніж попередні два, оскільки він не враховує додаткове виробництво електроенергії у когенераційній установці у випадку перевитрат палива порівняно із базовим блоком.

При проектуванні когенераційної установки вищезазначені коефіцієнти ефективності обчислюються із урахуванням фактичних характеристик обладнання, що замінюється, та устаткування, що входить до складу КГУ [6]. У самому загальному варіанті когенераційна установка включає у себе котел-утилізатор, що використовує допалювання палива, а у тепловому балансі двигуна враховується тепло, що відводиться у систему охолодження двигуна. Допалювання забезпечує додаткову теплову енергію ΔQ_k , необхідну для отримання теплової потужності когенераційної установки Q_p , що дорівнює тепловій потужності котла, який заміщується.

Враховуючи теплоту, яка відбирається у системі охолодження двигуна, теплота відпрацьованих газів $Q_{вг}$, що використовується у котлі-утилізаторі, визначається за формулою:

$$Q_{вг} = (1 - k)Q_{дв} - N_e, \quad (2.8)$$

і теплова потужність котла-утилізатора, що використовує теплоту допалювання Q_p – за співвідношенням:

$$Q_p = [(1 - k)Q_{дв} - N_e + \Delta Q_k]\eta_k^{доп}, \quad (2.9)$$

де $k = Q_{ох} / Q_{дв}$ – частка тепла, що відводиться у систему охолодження, від енергії палива згорання у двигуні; $\eta_k^{доп}$ – ККД утилізуючого котла у режимі допалювання.

Таким чином, котли-утилізатори із допалюванням можуть замінити стандартні котли із ККД η_k потужністю:

$$Q_k = [(1 - k)Q_{дв} - N_e + \Delta Q_k]\eta_k^{доп}/\eta_k. \quad (2.10)$$

Враховуючи вищесказане, рівняння (2.1), (2.6) і (2.7) для КГУ при допалюванні палива мають такий вигляд:

$$\eta_{\Sigma}^{доп} = \eta_k^{доп} + [(1 - \eta_k^{доп})\eta_e - k \eta_k^{доп}]/(1 + \Delta Q_k/Q_{дв}), \quad (2.11)$$

$$\varepsilon^{\text{доп}} = 1 - (1 + \Delta Q_{\text{к}}/Q_{\text{дв}}) / [1 + (1 - \eta_{\text{е}} - k + \Delta Q_{\text{к}}/Q_{\text{дв}}) \eta_{\text{к}}^{\text{доп}}/\eta_{\text{к}}] , \quad (2.12)$$

$$\beta^{\text{доп}} = [\eta_{\text{е}} + k + (\eta_{\text{к}}/\eta_{\text{к}}^{\text{доп}} - 1)(1 + \Delta Q_{\text{к}}/Q_{\text{дв}})] / (1 - \eta_{\text{е}} - k + \Delta Q_{\text{к}}/Q_{\text{дв}}) . \quad (2.13)$$

Як впливає із рівняння (2.12), коефіцієнт економії палива $\varepsilon^{\text{доп}}$ збільшується із зменшенням допалювання палива у котлі-утилізаторі, втрат теплової енергії від охолодження двигуна та його ККД, а також із збільшенням потужності двигуна та ефективності котла-утилізатора.

У той же час коефіцієнт перевитрат палива у блоці когенерації $\beta^{\text{доп}}$ зменшується із збільшенням допалювання палива. Це пояснюється тим, що це компенсує дефіцит тепла, що отримується із теплового двигуна, доводячи його загальну кількість (від когенераційної установки у цілому) до рівня основного котла.

Рівняння (2.13) не враховує необхідність підтримувати баланс між витратами димових газів КУ та базовим котлом, якщо останній використовується як котел-утилізатор у когенераційній установці. Тому котел, який надбудований, не може пропускати продукти згоряння двигуна та подачі живильного повітря у кількості, необхідній для підтримки теплового балансу КГУ та базового котла. Це обмежує діапазон параметрів, у межах яких необхідно вибрати устаткування для когенераційної установки.

Якщо схема КГУ розглядається без допалювання ($\Delta Q_{\text{к}} = 0$, $\eta_{\text{к}}^{\text{доп}} = \eta_{\text{к}}^{\text{пас}}$), то рівняння (2.11), (2.12) і (2.13) мають вигляд:

$$\eta_{\Sigma} = \eta_{\text{к}}^{\text{пас}} + (1 - \eta_{\text{к}}^{\text{пас}})\eta_{\text{е}} - k \eta_{\text{к}}^{\text{пас}} , \quad (2.14)$$

$$\varepsilon = 1 / [1 + 1 / (1 - \eta_{\text{е}} - k) \eta_{\text{к}}^{\text{пас}} / \eta_{\text{к}}] , \quad (2.15)$$

$$\beta = 1 / (1 - \eta_{\text{е}} - k) \eta_{\text{к}}^{\text{пас}} / \eta_{\text{к}} - 1 = 1 / \varepsilon - 2 . \quad (2.16)$$

У цій формі рівняння для визначення η_{Σ} , ε і β використовуються для аналізу ефективності когенераційних установок із використанням ДВЗ, у яких використання допалювання у продуктах згорання двигуна неможливе через низький вміст кисню у них (коефіцієнт надлишку повітря ДВЗ, як правило, нижче 2.2).

Критерієм, який повністю повною мірою характеризує теплову ефективність газотурбінного блока ТЕЦ, вважається питома економія теплоти згорання палива $q_{ек}$:

$$q_{ек} = Q_{ек} / Q_{п} = [(Q_{к} + Q_{КЕС}) - Q_{ког}] / Q_{п}. \quad (2.17)$$

Це рівняння схоже на рівняння (2.6) із тією лише різницею, що економія палива, отримана при заміщенні котельні та КЕС когенераційною установкою, не відноситься до загального споживання палива базового обладнання ($Q_{к} + Q_{КЕС}$), а до виробленої теплоти $Q_{п}$. Якщо КГУ використовується на базі газотурбінного агрегату із пасивним котлом-утилізатором, то рівність (2.17) може бути легко зведена до вигляду:

$$q_{ек} = 1/\eta_{к} - y_{e}^T(1/\eta_{e} - 1/\eta_{КЕС}), \quad (2.18)$$

де $\eta_{к}$ та $\eta_{КЕС}$ – коефіцієнт корисної дії котельної та КЕС відповідно, η_{e} – ефективність автономно експлуатованої ГТУ, а y_{e}^T – питома вироблення електроенергії для теплового споживання являється одним із основних параметрів, що характеризує паротурбінну ТЕЦ, і дорівнює:

$$y_{e}^T = N_{e} / Q_{п}. \quad (2.19)$$

Як випливає із рівняння (2.18), питома економія теплоти палива тим більша, чим нижча ефективність котельні та КЕС, яка заміщується (тобто, чим більше модернізується застаріле обладнання), чим вища ефективність застосовуваної ГТУ і чим менше виробництво електроенергії при тепловому споживанні.

Для найпростішого варіанту когенераційної установки (за допомогою пасивного утилізуючого котла та за відсутності втрат на охолодження двигуна) між загальним ККД КГУ η_{Σ} та питомим виробництвом електроенергії на тепловому споживанні y_e^T , можна встановити таке співвідношення:

$$\eta_{\Sigma} = \eta_e(1 + 1/y_e^T). \quad (2.20)$$

Співвідношення, розглянуті у цьому розділі, застосовні для оцінки ефективності когенераційної установки у конкретному (наприклад, номінальному) режимі роботи. Проте у реальних умовах, внаслідок змін теплового та електричного навантаження установки, зміни стратегії експлуатації КГУ, зовнішніх умов та інших чинників змінюються режими роботи енергетичного обладнання та його ефективність. у результаті коефіцієнти, що характеризують ефективність використання палива у когенераційній установці, також змінюються. Тому необхідно визначити середнє протягом будь-якого періоду, наприклад, протягом року, значення коефіцієнта використання палива, коефіцієнта економії та коефіцієнта перевитрат палива.

Визнається найбільш правильним метод, який полягає у тому, що підсумуються або безпосередньо вимірюються протягом певного періоду часу вироблені, заощаджені, надмірно витрачені та витрачені кількості енергії і відповідно до визначень зазначених коефіцієнтів їх відношення береться, наприклад, для коефіцієнта використання палива:

$$\eta_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^N E_i + \sum_{i=1}^N H_i}{\sum_{i=1}^N P_i}. \quad (2.21)$$

де E_i , H_i – кількість електричної та теплової енергії, яка вироблена у i -му періоді часу; P_i – це енергія витраченого палива за той самий період часу. Аналогічно можна записати рівняння для коефіцієнта економії та коефіцієнта перевитрат палива.

Рівняння (2.21) зручно застосовувати для оцінки усереднених значень коефіцієнтів ефективності існуючих КГУ, для яких можна прямо виміряти параметри, включені у рівняння (2.21). Визначення інтегрованих показників енергоефективності когенераційних установок являється найважливішим елементом їх кваліфікації, який відповідно до Закону України про когенерацію необхідно проводити щорічно, щоб визначити відповідність фактично досягнутої середнього значення коефіцієнта використання палива до значення, передбаченого Законом для когенераційних установок такого типу. Звичайно, із цією метою рівність (2.21) може бути застосована, використовуючи експериментально отримані показники ΣE_i , ΣH_i та ΣP_i у попередньому році.

Серед енергоблоків, що спалюють паливо, КГУ має найбільшу ефективність, що становить 90-92% і більше [11]. Але загальна ефективність КГУ η_{Σ} не вказує, яке співвідношення виробленої теплової та електричної енергії являється найбільш вигідним у когенерації. Таку інформацію можна отримати, аналізуючи економію палива ϵ для КГУ із різними співвідношеннями виробництва теплової та електричної енергії при однаковій величині сумарного ККД.

Розглядаємо два граничних випадки. Перший граничний випадок, коли співвідношення теплової та електричної енергії, виробленої у КГУ, являється найбільшим (близько 10), що являється типовим для енергетичної надбудови парових та водогрійних котлів енергетичним обладнанням із приводом газотурбінного двигуна [12,

13]. Другий граничний випадок – це той випадок, коли співвідношення виробленої теплової та електричної енергії мінімальне (близько 1). КГУ, що відповідає цьому випадку, включає у себе, як правило, двигун внутрішнього згоряння та котел-утилізатор [14]. На такій установці отримується максимальна електрична потужність. При спалюванні додаткового палива у активному котлі-утилізаторі знаходять проміжні показниками між розглянутими граничними випадками. Якщо взяти загальну ефективність КГУ у двох крайніх випадках однаковою (наприклад: $\eta_{\Sigma} = 0,9$), а ефективність окремого виробництва теплової та електричної енергії дорівнює $\eta_e^{окр} = 0,32$ і $\eta_t^{окр} = 0,8$, відповідно, і використовувати метод пропорційного розподілу витрат, можна оцінити співвідношення економії палива у обох випадках.

Питоме споживання палива (в одиницях тепла) для одержання тих же значень корисної електричної та теплової енергії із окремим виробництвом цих енергій є:

$$Q_{окр}^e = N_e / \eta_e^{окр} = \eta_e Q_{ког} / \eta_e^{окр} \quad (2.22)$$

$$Q_{окр}^t = Q_t / \eta_t^{окр} = \eta_t Q_{ког} / \eta_t^{окр} \quad (2.23)$$

Загальна витрата палива на окреме виробництво енергії становить:

$$Q_{окр} = Q_{окр}^e + Q_{окр}^t = (\eta_e / \eta_e^{окр} + \eta_t / \eta_t^{окр}) Q_{ког} \quad (2.24)$$

Тоді рівняння для коефіцієнта економії палива набуває вигляду:

$$\varepsilon = [(\eta_e / \eta_e^{окр} + \eta_t / \eta_t^{окр}) - \eta] / (\eta_e / \eta_e^{окр} + \eta_t / \eta_t^{окр}) \quad (2.25)$$

Виходячи із відомих даних про загальну ефективність КГУ ($\eta_{\Sigma} = 0,9$) та співвідношення виробленої теплової та електричної енергії у КГУ, можна обчислити значення η_e та η_t у обох варіантах. За допомогою простих математичних розрахунків ми виявили, що у першому граничному випадку коефіцієнт економії палива складає

близько 0,3, а у другому – 0,54. Таким чином, при однаковому значенні загальної ефективності найбільша вартість економії палива може бути отримана КДУ,

Таким чином, при однаковому значенні загальної ефективності найбільша вартість економії палива може бути отримана КГУ, у якій відношення виробленої теплової та електричної енергії являється найменшим. Тобто найбільша економія палива при експлуатації різних КГУ може бути досягнута за допомогою КГУ на основі двигуна внутрішнього згорання.

2.3. Когенераційні установки у системі теплофікації

Термін "когенераційні установки" сьогодні відноситься до установок комбінованого виробництва тепла та електроенергії на основі теплових (поршневих та газотурбінних) двигунів малих (0,5-2 МВт) та середніх (до 30-40 МВт) електричних потужностей. Так само, як у звичайній паротурбінній ТЕЦ, у когенераційному агрегаті використовується теплота продуктів згорання теплового двигуна із використанням котла. Він служить або мережевим нагрівачем води у системі опалення та гарячого водопостачання, або генератором технологічної пари у виробництві або паровою парою для парової турбіни, утворюючи таку ж ССГ. У деяких технологічних схемах теплота відпрацьованих газів двигуна може використовуватися безпосередньо у технологічному процесі, наприклад, для сушіння будь-якої сировини. Така схема також застосовується до когенерації. Когенераційні установки, що виробляють тепло та електроенергію, також називаються міні-ТЕЦ (МТЕЦ).

За своєю природою МТЕЦ повністю схожі на паротурбінні когенераційні установки: вони включають у себе системи виробництва теплової та електричної енергії, теплові та електричні лінії для постачання енергії клієнтам, розподільних мереж та систем, систем контролю та управління. Зазначені ТЕЦ відрізняються лише за масштабами та типом енергії, що являється основним: якщо парова турбінна електростанція являється основою у більшості випадків електричної енергії, а виробництво тепла являється засобом підвищення ефективності виробництва основного продукту, то у МТЕЦ основою, як правило, являється тепла енергія. При існуючому тепловому навантаженні визначається електрична потужність когенераційної установки, яка забезпечує максимальний коефіцієнт витрати палива протягом року.

Вже за визначенням, МТЕЦ являється альтернативою великій централізованій паровій турбінній ТЕЦ. У зв'язку із цим використання МТЕЦ служить засобом децентралізації (відокремлення) систем опалення, створення помірно централізованих систем теплопостачання, які забезпечують тепло та електроенергію, а також, якщо необхідно, холоду, окремим адміністративним та громадським будівлям, підприємствам, житловим комплексам, навчальним закладам, тощо. Такий шлях розвитку енергетики має такі переваги:

- зниження втрат при транспортуванні тепла та електроенергії шляхом зменшення відстані між виробниками та споживачами енергії, а також за допомогою використання сучасних засобів захисту та технологій;

- можливість оперативного регулювання теплової та електричної потужності установки у залежності від навантаження, часу доби, сезону, погодних умов;

- можливість використання сучасного високопродуктивного енергетичного обладнання;
- використання систем глибокої утилізації (використання прихованої теплоти утворення пари під час згоряння вуглеводневого палива);
- можливість використання місцевих нетрадиційних видів енергії і енергозберігаючих технологій у когенераційних установках;
- скоротити кошти, необхідні для оновлення або заміни застарілого обладнання та мереж.

Зазначені особливості когенераційних технологій дозволяють зменшити витрату палива на виробництво тепла та електроенергії, тобто витрати на енергію, і одночасно зменшити викиди парникових газів та шкідливих речовин у навколишнє середовище, що на сьогодні являється найпотужнішим стимулом для будівництва когенераційних установок.

Початковий імпульс впровадження енергозберігаючих технологій у теплоенергетику та, насамперед, будівництво когенераційних установок служили нафтові кризи, створені у 1973-1978 рр. Вперше світова спільнота була змушена серйозно поглянути на проблеми економії палива та палива у довгостроковій перспективі. Враховуючи важливість вирішення проблем із паливом, уряди багатьох промислово розвинених країн прийняли законодавчі акти, які стимулюють розвиток когенераційної енергії. На сьогоднішній день когенерація визнається радикальним засобом боротьби із глобальними кліматичними змінами, марнотратством у паливному секторі, засобом, що сприяє відродженню сільських та регіональних регіонів, та зростання зайнятості у машинобудуванні. До початку XXI століття

когенерація займає вже значне місце у енергетиці багатьох країн світу (рис 2.5).

Когенераційні установки у Україні

Протягом останнього десятиріччя Україна підготувала основу для широкого впровадження технологій когенерації у різних секторах

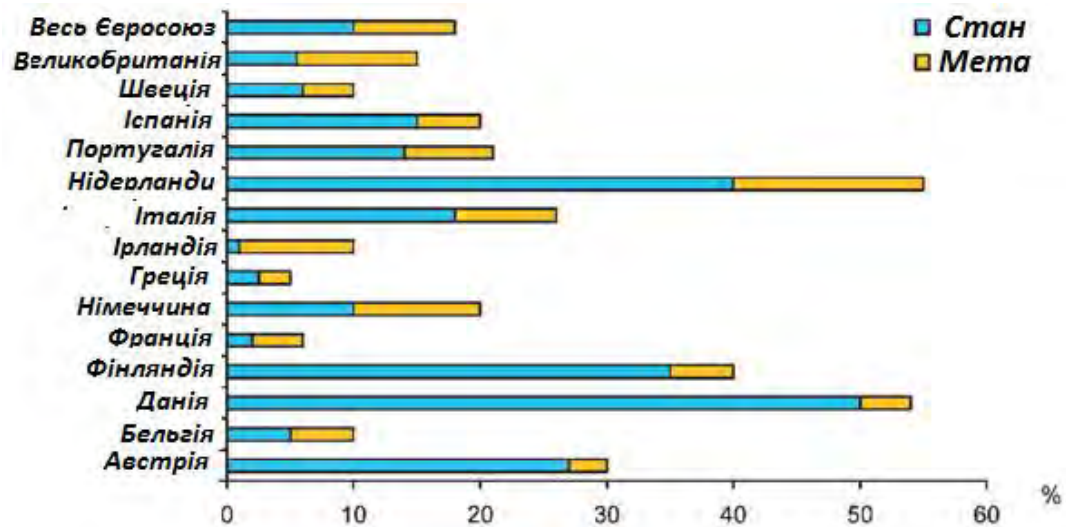


Рисунок 2.5. Когенерація по відсотках від національної генерації електроенергії у 1999 році і її ріст до 2010 року відповідно із стратегією ЄС

економіка: розроблені конкретні проекти різних типів когенераційних установок, розглянуто потенційні можливості когенерації у Україні, проект розвитку когенераційних технологій. Підготовлено програму розвитку муніципального енергетичного сектору країни, Закону України про комбіноване виробництво теплової та енергетичної (когенераційної) та утилізації відходів, а також прийняті статuti, які певною мірою стимулюють розвиток когенерації

у Україні . У країні являється ряд підприємств для виробництва газових турбін та газопоршневих двигунів необхідної потужності: Турбоатом, Мотор Січ, ПС НВК "Зоря" - це "Машпроект", "Первомайськдизельмаш". Теплова схема найпростішої когенераційної установки на базі газотурбінного двигуна показана на рисунку 2.6. На базі того ж УГТ

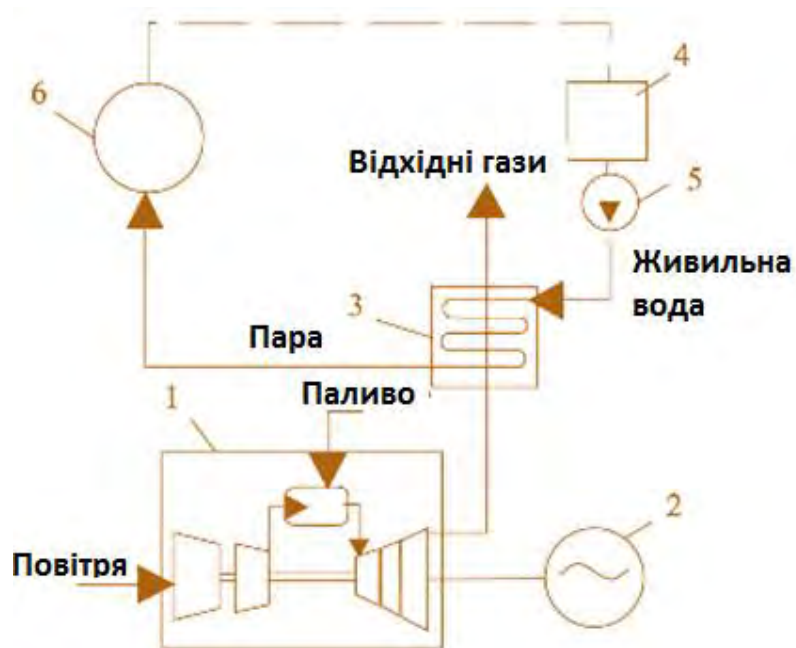


Рисунок 2.6. Теплова схема когенераційної електростанції: 1 - це газотурбінний двигун; 2 - це електричний генератор; 3 - це утилізація котла; 4 - це витратний резервуар для водопостачання; 5 - це насос; 6 - це споживач теплоти

15000 Державне підприємство "Зоря-Машпроект" створило стандартну електростанцію ГТЕ-15 потужністю 16 МВт із електричною ефективністю (стаціонарною) 33,5%. Його перша модель була встановлена в 2003 році у Білорусі на цементному заводі (м. Костюковичі) із утилізацією тепла вихлопних газів ГТЕ у процесі сушіння цементу.

На газотурбінній електростанції ЕГ6000 із когенераційною установкою УГТ 6000С коефіцієнт утилізації тепла згоряння палива досягає 80-84%. Така когенераційна електростанція 6 МВт було введено у експлуатацію у 2003 році на Яблунівському нафтопереробному заводі у Полтавській області. Ті самі електростанції успішно працюють у інших країнах.

На базі УГТ 25000, у даний час перетворення енергоблоків парових турбін потужністю 150 МВт у ПГУ на Березівській ТЕС являється найбільшим у Білорусі, у результаті чого одинична потужність одного агрегату до 215 МВт із продуктивністю більше 41%. У цьому установці пар, вироблений у схемі рекуперації тепла,

Він працює у паровій турбіні.

п ця установка пари виробляється у схемі рекуперації тепла,

Він працює у паровій турбіні.

Сьогодні загальна потужність когенераційних установок у Україні перевищила 150 МВт, але для енергетичного сектору країни це дуже мало. За результатами досліджень, проведених на базі існуючих теплових та енергетичних установок у комунальних та промислових підприємствах, а також на відпрацьованому теплоті керованих ГТУ у газотранспортній системі України, за рахунок коштів може бути створено понад 16 тис. МВт виробничих потужностей когенерації.

Одним із найперспективніших установок являється установка "Водолій" (рис 2.7), у якій конденсація водяної пари, що знаходиться у вихлопних газах, виконується у контактному конденсаторі на виході

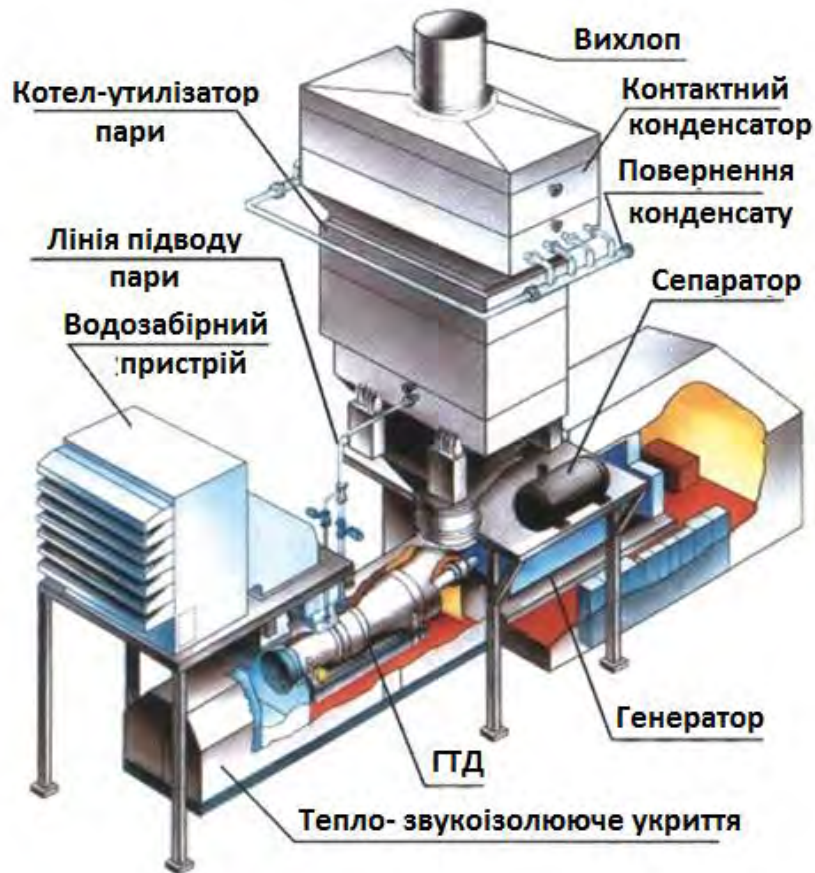


Рисунок 2.7. Схема силового агрегату із циклом "Водолій"

від котла із 2001 року основний зразок ГПУ "Водолій-16" виконує пілотну експлуатацію у якості виконавчого елемента на Старошенській компресорній станції (Укртрансгаз, Черкаси) центрального газопроводу Росія-Україна-Європа. Його випробування показали можливість конденсації не тільки пари, введеної у продукти згоряння, але і водяної пари, утвореної у камері згоряння під час згоряння вуглеводневого палива. Такі газоповітряні установки являється перспективними для використання у мілководних районах.

2.4 Когенераційні установки на базі паливних елементів.

Останнім часом все частіше використовуються когенераційні установки, у яких використовуються паливні елементи (ПЕ), як електрогенератори, які замінюють ГТУ, ДВС та інші пристрої для виробництва електроенергії. Паливний елемент – це електрохімічний пристрій, який безпосередньо перетворює хімічну енергію палива на електричну енергію без проміжних етапів окислення та виробництва механічної роботи. У деяких джерелах це називається електрохімічним генератором постійного струму. Перший воднево-кисневий ПЕ був створений 1839 р. В. Гроумом на сірчисто-кисневому електроліті. За останні 30-40 років у результаті багатьох досліджень розроблено технології серійного виробництва ПЕ, але їх вартість залишається досить високою.

Відповідно до принципу роботи ПЕ, протилежний електролізу: використовуючи водень та кисень як паливо, такі пристрої генерують електричний струм і виробляють воду. Схема такого елемента представлена на рисунку 2.8. ПЕ складається із закритого контейнера,

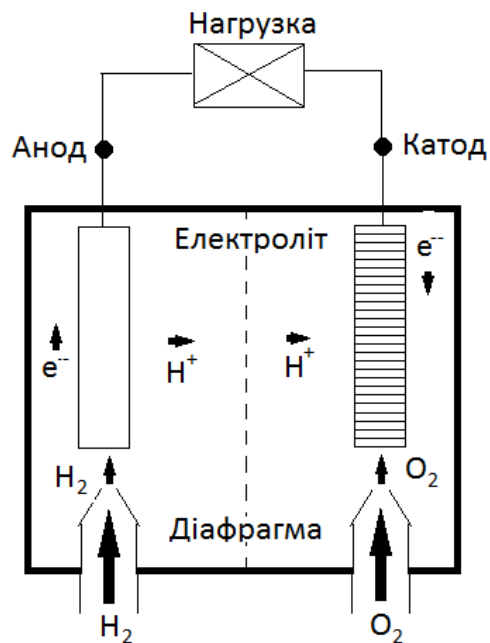


Рис. 2.8 Схема паливної комірки

який містить розбавлений розчин сірчаної кислоти із двома платиновими електродами, зануреними у цей розчин. Один із цих електродів обтікається воднем, а інший – киснем. Гази подаються через трубки, які розміщені під електродами. Електроди відокремлені один від одного напівпроникною діафрагмою, яка запобігає прямому контакті між воднем та киснем. На аноді, який являється негативним полюсом, молекули водню H_2 дисоціаціюють на два атоми водню $2H$, що пов'язано із каталітичною дією поверхні платини. Атоми водню переходять у розчин у вигляді іонів H^+ , залишаючи електрони на платиновому аноді. Іони водню легко проходять через напівпроникну діафрагму у другу частину контейнера. На катоді, який являється позитивним полюсом, кисень зв'язується із іонами водню та електронами, що надходять із катода. у результаті такої реакції утворюється вода H_2O . Якщо ви підключите два полюса провідником ПЕ, то вільні електрони будуть рухатися вздовж нього від аноду до катода, тобто, струм буде постійним. Цей ланцюг може включати навантаження, яке споживає електроенергію, вироблену ПЕ. Напруга на електродах ПЕ менша 1 В, а ефективність електрохімічного процесу перевищує 80%. Тепло, що виділяється під час екзотермічної реакції, може використовуватися у теплових процесах. Для отримання більшої напруги ПЕ з'єднуються послідовно, а для того, щоб отримати більше струму або потужності, такі елементи підключаються паралельно. Акумулятор ПЕ виробляє постійний електричний струм і для перетворення його у змінний струм потрібної напруги використовують перетворювач або конвертер.

Водень, необхідний для експлуатації ПЕ, одержують із вуглеводнів у переважній більшості із природного газу у процесі

реформінгу, який може здійснюватися зовнішньо або внутрішньо у межах модуля ПЕ, у залежності від типу ПЕ. У деяких типах ПЕ як паливо, замість водню H_2 , можна використовувати монооксид вуглецю CO .

У паливній комірці носій заряду, крім водню, також може бути киснем. У цьому випадку молекули O_2 захоплюють електрони із поверхні пор у катодному матеріалі, перетворюються на негативні іони і переходять до анода (куди також подається водень H_2), де віддають електрони і, перетворюючись у нейтральні атоми, реагують із воднем H_2 при цьому утворюючи води:



Складність створення високоефективного ПЕ полягає у низькій швидкості реакції "холодного" окислення, що відбувається лише на поверхні, а також через низьку рухливість іонів у електроліті.

Для підвищення ефективності ПЕ можна використовувати електроди із пористою поверхневою структурою $100 \text{ м}^2/\text{г}$. Для прискорення реакції у пористі електроди вводяться каталізатори (платина та її сплави, нікель, окиси нікелю, кобальт, лантан та ін.). Електроди мають газові камери, до яких підводяться і рівномірно розподіляються по всьому електроду реактиви і від яких відводяться продукти реакції (H_2O , CO_2 і т. д.) і теплоту. Товщина електродів становить 1-2 мм.

Розроблено близько 70 різних типів ПЕ, які пропонуються різними авторами, а електроліт може бути у рідкому (розплавленому) та твердому стані. Як рідкий електроліт можна використовувати лужне, кислотне або інше середовище, наприклад, розплав карбонатних солей. Твердими електролітами можуть бути твердооксидні речовини із

полімерним матеріалом (з протонообмінною мембраною). Робоча температура у різних типах електролітів може істотно варіювати від 60 °С до 1000 °С.

Для підвищення ефективності ПЕ, тепло, що виділяється у паливних елементах, використовується для виробництва гарячої води або пари. Таким чином, електростанція перетворюється на когенераційну установку. Для виробництва тепла у деяких конструкціях ПЕ використовується надлишок палива, який утворюється хімічними реакціями. Цей газ спалюється у пальниках із наступним нагріванням води або утворенням пари. Розроблені електростанції, що виробляють гарячу воду із температурою 60 °С та 120 °С, яка відповідно застосовується для гарячого водопостачання та опалення приміщень. Такі установки виробляють близько 40% електроенергії та 40% теплової енергії, тобто їх загальна ефективність становить близько 80%. Крім того, вироблена теплота може бути використана для виробництва холодної у адсорбційному холодильному апараті. Такі установки використовуються у системах кондиціонування повітря.

Когенераційні установки на базі ПЕ мають ряд переваг у порівнянні із традиційними КГУ на базі ГТУ та ДВЗ:

- низький рівень шкідливих викидів (на 2-3 порядки);
- вища електрична ефективність (на 10-15%);
- можливість створення дистильованої води;
- збільшення строку експлуатації внаслідок відсутності рухомих і обертових частин та механізмів;

- менше місця, зайнятого обладнанням на одиницю встановленої потужності (в 4-7 разів);

- низький рівень шуму та ряд інших переваг.

У той же час, когенераційні установки на базі ПЕ мають досить високу вартість (2500-4000 USD/кВт), що буде поступово зменшуватися за рахунок розробки нових технологій та великомасштабного виробництва таких установок.

Останнім часом все більше і більше виробників (Plug Power Corporation, Siemens-Westinghouse та ін.) виробляють малопотужні когенераційні установки (1-10 кВт), що використовуються для електропостачання невеликих об'єктів. Такі установки працюють на природному або скрапленому газі. Структурна схема таких установок показана на рисунку 2.9. Такі установки мають розмір пральної машини, підключаються до стандартних мереж теплової та електричної енергії. Ефективність таких установок у режимі вироблення електроенергії становить близько 42%, а у режимі когенерації – 85%.

При функціонуванні когенераційних установок на основі ПЕ здійснюється електронне управління електричними та тепловими показниками і витратами, при наявності теплового акумулятора, витяжної системи та іншого обладнання.

2.5. Тепловий та гідравлічний розрахунок теплообмінників, що входять до складу когенераційних установок

У когенераційних установках на базі ГТУ чи ДВЗ для утилізації тепла від продуктів згоряння, від систем охолодження води, масла із

системи змазки, від повітря при наявності турбокомпресора у ДВЗ використовуються теплообмінники. У переважній більшості це теплообмінники рекуперативного типу із кожухотрубною конструкцією. Нижче наведено методику теплового і гідравлічного розрахунку теплообмінників такого типу.

2.5.1. Тепловий розрахунок теплообмінників кожухотрубного типу.

Основні положення та рівняння теплового розрахунку теплообмінників.

Тепловий розрахунок теплообмінників може бути проектним та повірочним.

Проектний або конструкторський розрахунок проводиться при проектуванні теплообмінників. У цьому випадку визначається площа поверхні теплообміну та розмір теплообмінника.

Повірочний розрахунок виконується для визначення кількості переданої теплоти та температури теплоносіїв на виході, якщо відома площа поверхні, через яку передається тепло та розміри теплообмінника. Тобто, якщо вже існує готовий теплообмінник, а теплоносій протікає через нього, у результаті якого визначають кількість теплоти, що передається, а також на скільки $^{\circ}\text{C}$ охолоджується гарячий теплоносій і нагрівається холодний теплоносій.

Оскільки більшість теплообмінників працюють у стаціонарному стані, тобто у постійному режимі, розрахунок буде здійснюватися у стаціонарному режимі його експлуатації.

Рівняння теплового балансу.

Для того, щоб визначити, скільки тепла втрачено гарячим теплоносієм і набуто холодним, використовується рівняння теплового балансу. Кількість тепла, який відбирається від гарячого теплоносія визначається виразом

$$Q_1 = G_{1,m} c_{P1} (T_1'' - T_1'), \quad (2.27)$$

де $G_{1,m}$ – являється масова витрата гарячого теплоносія $\left[\frac{\text{кг}}{\text{сек}} \right]$, c_{P1} – являється його питома теплоємність, T_1'' – являється температура гарячого теплоносія на виході, T_1' – температура теплоносія на вході.

Для холодного теплоносія запишемо

$$Q_2 = G_{2,m} c_{P2} (T_2'' - T_2'), \quad (2.28)$$

де $G_{2,m}$ – масова витрата для холодного теплоносія $\left[\frac{\text{кг}}{\text{сек}} \right]$, c_{P2} – питома теплоємність теплоносія, T_2'' – являється температура холодного теплоносія на виході, T_2' – температура теплоносія на вході. При відсутності теплових втрат у зовнішнє середовище, наприклад, із кожуха теплообмінника, виконується рівність

$$Q_1 = Q_2.$$

В реальних умовах для теплоносія, що протікає у міжтрубному просторі, наприклад, вихлопних газів $Q_1 > Q_2$, що обумовлено втратами тепла у навколишнє середовище. Величина $\Delta Q = Q_1 - Q_2$ може складати теплові втрати, які необхідно розрахувати.

Параметр $C = C_p = G c_p$ ще називають водяним еквівалентом $\left[\frac{\text{Вм}}{\text{с}} \right]$. Якщо виконується рівність $Q_1 = Q_2$ (теплообмін протікає без наявності втрат), то

$$G_1 c_{p1} (T_1' - T_1'') = G_2 c_{p2} (T_2'' - T_2')$$

або

$$C_1 (T_1' - T_1'') = C_2 (T_2'' - T_2')$$

звідки маємо

$$\frac{C_1}{C_2} = \frac{T_2'' - T_2'}{T_1' - T_1''} = \frac{\delta T_2}{\delta T_1}. \quad (2.29)$$

Кількість теплоти, яка передається через стінки теплообмінника рівна

$$Q = K F_{CT} (\bar{T}_1 - \bar{T}_2),$$

де K – являється коефіцієнт теплопередачі, \bar{T}_1 і \bar{T}_2 - це середні температури гарячого та холодного теплоносіїв, F_{CT} – являється площа поверхні стінки, що розділяє теплоносії.

Звідси витікає, що якщо відома теплова продуктивність теплообмінника або величина Q , то у результаті можна знайти необхідну площу теплообмінної поверхні

$$F_{CT} = \frac{Q}{K(\bar{T}_1 - \bar{T}_2)} = \frac{Q}{K \Delta T}. \quad (2.30)$$

Коефіцієнт теплопередачі на поверхні плоскої стінки записується у вигляді:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^3 \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (2.31)$$

де $\sum_{i=1}^3 \frac{\delta_i}{\lambda_i} = \frac{\delta_{3,1}}{\lambda_{3,1}} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + \frac{\delta_{3,2}}{\lambda_{3,2}}$.

При наявності ребреної поверхні на трубах (із газової сторони) вираз (2.29) може бути записаний у вигляді

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{PP1}} \cdot \frac{F_{GL,CT,1}}{F_{OP,CT,1}} + \sum_{i=1}^3 \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (2.32)$$

де $\alpha_{PP1} = \alpha_1 \left[\frac{F_{GL,1}}{F_{OP,CT,1}} + \eta \frac{F_{OP,1}}{F_{OP,CT,1}} \right]$ – являється приведеним коефіцієнтом теплообміну, η – являється ефективність ребра, $F_{GL,CT,1}$ – це площа поверхні стінки без оребрення, $F_{GL,1}$ – площа поверхні, що знаходиться між ребрами, m^2 ; $F_{OP,1}$ – це площа ребер, m^2 ; $F_{OP,CT,1} = F_{GL,1} + F_{OP,1}$ – являється повною площею оребреної поверхні, m^2 .

Середній температурний напір між теплоносіями.

Рівняння теплового балансу включає у себе $\overline{\Delta T}$ – середній температурний тиск між теплоносіями, який можна обчислити для всіх трьох випадків руху теплоносія. Розглянемо формули для проведення обчислення $\overline{\Delta T}$.

Значення середнього логарифмічного температурного напору розраховується із співвідношення

$$\overline{\Delta T} = \frac{\Delta T_{\delta} - \Delta T_M}{\ln \frac{\Delta T_{\delta}}{\Delta T_M}}, \quad (2.33)$$

де $\Delta T_{\delta} = T_1' - T_2'$ – являється різниця температур теплоносіїв на вході у теплообмінник для прямогоку; $\Delta T_{\delta} = T_1' - T_2''$ – являється найбільша різниця температур теплоносіїв на вході пдля протитоку; $\Delta T_M = T_1'' - T_2''$ - найменша різниця температур для теплоносіїв на виході із теплообмінника для прямогоку; $\Delta T_M = T_1'' - T_2'$ – являється найменша різниця температур на виході для протитоку. Якщо

температура теплоносіїв міняється незначно, тобто за умови $\frac{\Delta T_{\delta}}{\Delta T_M} < 2$

, для розрахунків може бути використана величина $\overline{\Delta T} \approx \frac{1}{2}(\Delta T_{\delta} + \Delta T_M)$

– середньоарифметичний температурний напір. У випадку перехресного току вводиться поправочний коефіцієнт $\varepsilon_{ПЕР}$, де $\overline{\Delta T}_{ПЕР} = \overline{\Delta T} \varepsilon_{ПЕР}$, а поправочний коефіцієнт знаходиться у діапазоні $0 < \varepsilon_{ПЕР} < 1$ та визначається використовуючи спеціальні графіки. Процедура обчислення поправочного коефіцієнта $\varepsilon_{ПЕР}$ така. Спочатку обчислюють величини

$$P = \frac{T_2'' - T_2'}{T_1' - T_2'} = \frac{\delta T_2}{\Delta T_{МАКС}}, R = \frac{T_1' - T_1}{T_2'' - T_2'} = \frac{\delta T_1}{\delta T_2}.$$

За графіком знаходять значення $\varepsilon_{ПЕР}$. Тоді із формули (2.33) обчислюється середній логарифмічний температурний напір, який множиться на значення $\varepsilon_{ПЕР}$, знайдене за графічними залежностями.

В переважній більшості теплообмінники, які використовуються у енергетичних установках являється рекуперативними.

Проектний або конструкторський розрахунок рекуператора.

При розрахунку рекуператора необхідно знати дані про масові витрати теплоносіїв $G_{1,m}$ і $G_{2,m}$, $\left[\frac{кг}{с} \right]$; загальну кількість теплоти, яку необхідно відвести $Q, [Вт]$ або теплову потужність теплообмінника. Крім того, необхідно також знати теплофізичні властивості теплоносіїв – коефіцієнти теплопровідності λ_1 і λ_2 , густину ρ_1 і ρ_2 , питому теплоємність c_{p1} і c_{p2} , коефіцієнти динамічної та кінематичної в'язкості μ_1 , μ_2 або ν_1 , ν_2 , значення числа Прандтля кожного

теплоносія Pr_1, Pr_2 . Слід врахувати, що властивості теплоносіїв необхідно вибирати для середньої температури теплоносіїв \bar{T}_1 і \bar{T}_2 . Крім того, необхідно знати коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінки λ_{CT} .

При відомій тепловій потужності теплообмінника Q із рівняння теплового балансу

$$Q = G_{1,m} c_{P1} (T_1'' - T_1'),$$

$$Q = G_2 c_{P2} (T_2'' - T_2')$$

знаходимо температуру гарячого та холодного теплоносіїв на виході

$$T_1'' = T_1' - \frac{Q_1}{G_1 c_{P1}},$$

$$T_2'' = T_2' + \frac{Q_2}{G_2 c_{P2}}.$$

Потім знаходимо середню температуру теплоносіїв

$$\bar{T}_1 = \frac{1}{2} (T_1'' + T_1'),$$

$$\bar{T}_2 = \frac{1}{2} (T_2'' + T_2')$$

Далі по цим значенням із таблиць знаходимо величини $\rho_1, \rho_2, \lambda_1, \lambda_2, \nu_1, \nu_2, Pr_1, Pr_2$.

Потім виберіть тип теплообмінника і визначте характер руху теплоносія – прямиотік, противотік або перехресний тік. Наприклад, виберіть теплообмінник наступної конструкції (рис. 2.10).

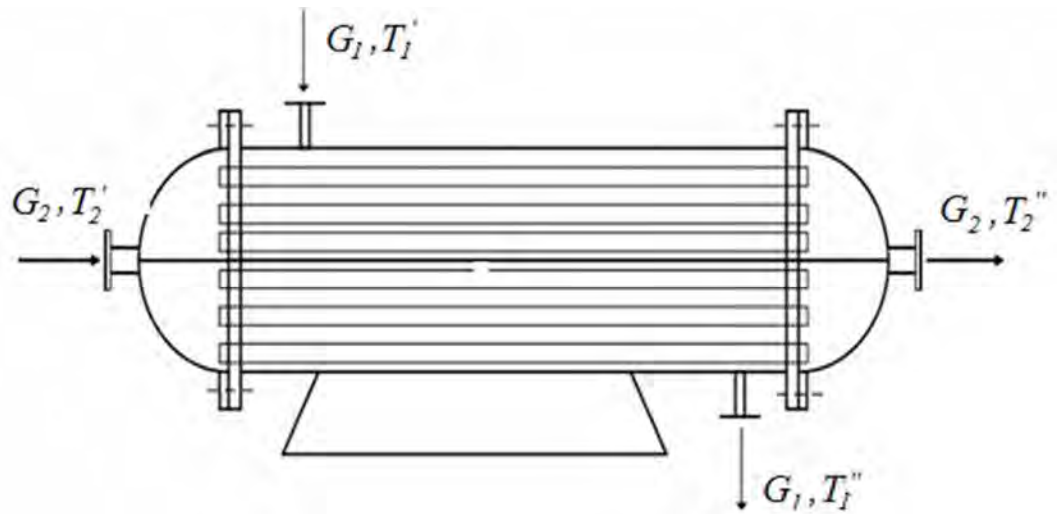


Рис 2.10. Схема кожухотрубного теплообмінника

Для такого типу теплообмінника характер руху теплоносіїв – являється прямиотік. Задаємо діаметр кожуха $D_{КОЖ}$ та діаметр труб $d_{ТР}$ і кількість труб у пучку $n_{ТР}$. Покладаємо, що для першого теплоносія (гарячих вихлопних газів), який рухаються у міжтрубному просторі, а другий теплоносій (холодна вода), що протікає всередині трубного пучка.

1. Знайдіть швидкість руху для першого теплоносія (вихлопних газів)

$$W_1 = \frac{G_{1V}}{F_{ПЕР,1}},$$

де $G_{1V} = \frac{G_{1,m}}{\rho_{1,V}}$, $F_{ПЕР,1} = \pi D_{КОЖ}^2 / 4 - n_{ТР} \pi d_{ТР,1}^2 / 4$ – являється площа

поперечного перерізу у міжтрубному каналі, $d_{ТР,1}$ – являється зовнішній діаметр труб.

2. Знайдіть еквівалентний діаметр каналів у міжтрубному просторі

$$d_{EKB,1} = \frac{4F_{ПЕР,1}}{P_1},$$

де $F_{ПЕР,1}$, P_1 – відповідно, являється площа поперечного перерізу для міжтрубного каналу у пучку труб та загальний периметр труб і кожуха у каналі, де протікає перший теплоносій.

3. Знайдіть число Рейнольдса першого теплоносія

$$Re_1 = \frac{W_1 d_{EKB,1}}{\nu_1}.$$

Порівнюємо його значення із критичним числом Рейнольдса для каналу і вибираємо режим руху теплоносія.

4. Знайдіть число Нуссельта першого теплоносія, наприклад, при $Re_1 > Re_{KP}$ вибираємо, наприклад, турбулентний режим течії, для якого справедливе співвідношення

$$Nu_1 = 0,021 Re_1^{0,08} Pr_1^{0,43}.$$

5. Знайдіть коефіцієнт тепловіддачі із сторони першого теплоносія

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_{EKB,1}}.$$

6. Знайдіть швидкість руху для 2-го теплоносія (води) у трубах

$$W_2 = \frac{G_{2,V}}{F_{ПЕР,2}},$$

де $G_{2,V} = \frac{G_{2,m}}{\rho_{2,V}}$, $F_{ПЕР,2} = n_{ТР} \pi d_{ТР,2}^2 / 4$, $d_{ТР,2}$ – являється внутрішній

діаметр труб, $n_{ТР}$ – являється число труб у пучку.

7. Знайдіть числа Рейнольдса 2-го теплоносія

$$Re_2 = \frac{W_2 d_{ТР,2}}{\nu_2}.$$

Порівняйте його із критичним числом Рейнольдса $Re_{KP} = 2300$ і виберіть режим руху другого теплоносія.

8. Обчисліть число Нуссельта другого теплоносія, наприклад, при $Re_1 < Re_{KP}$, наприклад, для ламінарного режиму течії, для якого справедливе співвідношення

$$Nu_1 = 0.66 Re_2^{0.5} Pr_2^{0.43}.$$

9. Знайдіть коефіцієнт тепловіддачі другого теплоносія

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \lambda_2}{d_{TP,2}}.$$

10. Знайдіть коефіцієнт теплопередачі на поверхні труб (вважаємо, що кривизна труб не має суттєвого впливу на теплообмін)

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + \frac{1}{\alpha_2}}.$$

Якщо відомо, що у процесі експлуатації поверхня має забруднення, додаємо до термічного опору стінки $\frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}}$ термічний опір шару

забруднень на внутрішній та зовнішній поверхні труб

$\varepsilon_{3,1} = \frac{\delta_{3,1}}{\lambda_{3,1}}, \varepsilon_{3,2} = \frac{\delta_{3,2}}{\lambda_{3,2}}$, тобто маємо $\frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + \frac{\delta_{3,1}}{\lambda_{3,1}} + \frac{\delta_{3,2}}{\lambda_{3,2}}$. Якщо дані

величини невідомі, задаємо $K_{\text{эф}} = 0,8K$ (деякий запас теплової потужності теплообмінника).

11. Знайдіть середньологарифмічний температурний напір між теплоносіями (для випадку прямогоку)

$$\overline{\Delta T} = \frac{\Delta T_{\delta} - \Delta T_M}{\ln \frac{\Delta T_{\delta}}{\Delta T_M}},$$

де $\Delta T_{\delta} = T_1' - T_2'$, $\Delta T_M = T_1'' - T_2''$ для прямогоку.

12. Знайдіть площу теплообмінної поверхні (або площу поверхні труб)

$$F_{\text{ПОВ}} = \frac{Q}{K_{\text{ЕФ}} \cdot \Delta T} \left[\text{м}^2 \right].$$

13. Знайдіть довжину теплообмінника

$$L_{\text{ТЕП}} = \frac{F_{\text{ПОВ}}}{n_{\text{ТР}} P_{\text{ТР}}},$$

де $P_{\text{ТР}} = \pi d_{\text{ТР},1}$.

Таким чином, у результаті знаходимо розміри теплообмінника при проектному або конструкторському розрахунку рекуперативного теплообмінника.

Повірений розрахунок рекуперативного теплообмінника.

При повіреному розрахунку задаємо площу теплообмінної поверхні та знаходимо загальна потужність теплообмінника Q , а також температуру теплоносіїв на виході T_1'' , T_2'' . Наприклад, якщо відома конструкція теплообмінника і його габарити $D_{\text{КОЖ}}$, $L_{\text{ТОП}}$, $n_{\text{ТР}}$, $d_{\text{ТР},1}$ і $d_{\text{ТР},2}$. Відомо також тип теплоносіїв, їх витрату G_1 і G_2 , температуру на вході T_1' , T_2' і їх теплофізичні властивості. Необхідно знайти загальну теплову потужність (теплову продуктивність) теплообмінника Q і температуру теплоносіїв на виході T_1'' , T_2'' .

Порядок розрахунку, що виконуємо.

1. Знайдіть швидкість руху першого теплоносія

$$W_1 = \frac{G_{1,V}}{F_{\text{ПЕР},1}},$$

де $G_{1,1} = \frac{G_{1,m}}{\rho_1}$, $F_{\text{ПЕР},1} = \pi D_{\text{КОЖ}}^2 / 4 - n_{\text{ТР}} \pi d_{\text{ТР},1}^2 / 4$.

2. Знайдіть еквівалентний діаметр міжтрубного простору $d_{\text{ЕКВ},1}$

$$d_{EKB,1} = \frac{4F_{ПЕР,1}}{P_1}.$$

3. Знайдіть число Рейнольдса 1-го теплоносія

$$Re_1 = \frac{W_1 d_{EKB,1}}{\nu_1}.$$

4. Знайдіть число Нуссельта 1-го теплоносія

$$Nu_1 = 0.021 Re_1^{0.8} Pr_1^{0.43}.$$

5. Знайдіть коефіцієнт теплообміну 1-го теплоносія

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_{EKB,1}}.$$

6. Знайдіть швидкість руху 2-го теплоносія (у трубах)

$$W_2 = \frac{G_{2,V}}{F_{ПЕР,2}},$$

7. Знайдіть числа Рейнольдса 2-го теплоносія

$$Re_2 = \frac{W_2 d_{TP,2}}{\nu_2},$$

де $G_{2,V} = \frac{G_{2,m}}{\rho_{2,V}}$, $F_{ПЕР,2} = n_{TP} \pi d_{TP,2}^2 / 4$.

8. Обчисліть число Нуссельта 2-го теплоносія

$$Nu_1 = 0.66 Re_2^{0.5} Pr_2^{0.43}.$$

9. Визначте коефіцієнт теплообміну 2-ого теплоносія

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \lambda_2}{d_{TP,2}}.$$

10. Визначте коефіцієнт теплопередачі

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + \frac{1}{\alpha_2}}.$$

11. Визначте по наступним формулам температуру T_1'' , T_2''

$$T_1' - T_1'' = (T_1' - T_2') f(kF_{ПОВ} / c_1, c_1 / c_2),$$

$$T_2'' - T_2' = (T_1' - T_2') \frac{c_1}{c_2} f(kF_{ПОВ} / c_1, c_1 / c_2).$$

де $c_1 = G_1 c_{P1}$, $c_2 = G_2 c_{P2}$, причому функція f для прямогоку має вигляд

$$f = \frac{1 - e^{-kF_{ПОВ} \left(\frac{1}{c_1} + \frac{1}{c_2} \right)}}{1 + \frac{c_1}{c_2}}.$$

Для протитоку маємо

$$f = \frac{1 - e^{-kF_{ПОВ} \left(\frac{1}{c_1} + \frac{1}{c_2} \right)}}{1 - \frac{c_1}{c_2} e^{-kF_{ПОВ} \left(\frac{1}{c_1} + \frac{1}{c_2} \right)}}.$$

12. Знайдіть загальну кількість переданої теплоти або потужність теплообмінника

$$Q = G_{1,m} c_{P1} (T_1 - T_1'),$$

або

$$Q = G_{2,m} c_{P2} (T_2'' - T_2').$$

Слід відмітити, що обчислене значення величини Q являється неточним, тому що використовувались у розрахунках величини ρ , λ , ν , Pr для температури T_1' . Для уточнення необхідно провести аналогічний розрахунок для $\bar{T} = (T' + T'')/2$.

2.5.2. Гідравлічний розрахунок теплообмінників

Задачі гідравлічного розрахунку. Між переносом теплоти і втратою тиску у теплообмінниках існує тісний зв'язок. Чим вища швидкість теплоносія у каналі, тим вищий коефіцієнт теплопередачі на поверхні, і чим менша поверхня повинна бути прийнята при заданій теплоємності теплообмінника. Але зі збільшенням швидкості збільшуються гідравлічні втрати або втрати тиску. Тобто нам потрібно використовувати більш потужні насоси для прокачування теплоносія. Тому при обчисленні теплообмінника необхідно шукати якийсь оптимальний варіант – тобто при досить високих коефіцієнтах теплопередачі необхідно мати недостатньо високі втрати тиску.

Метою гідравлічного розрахунку теплоносія являється визначення втрат гідравлічного тиску для внутрішнього та зовнішнього теплоносіїв. Теплообмінники мають досить складну геометричну форму, тому гідравлічні втрати розраховуються приблизно. Розрізняють гідравлічні втрати через тертя та місцеві гідравлічні втрати.

Втрати за рахунок тертя являється втратами внаслідок в'язкості теплоносія при його прилипанні до поверхні стінок теплообмінника.

Місцеві гідравлічні втрати – це втрати, обумовлені розширенням або звуженням каналів, втратою при поворотах, при обтіканні різних перешкод, тощо. Значення місцевих опорів для основних елементів теплообмінного обладнання наведені у табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Величина місцевих опорів

Характер місцевих опорів	ζ_m
--------------------------	-----------

1. Вхід і вихід із камери (удар та поворот)	1,5
(без повороту)	1,0
2. Поворот на 180° між ходами або секціями	2,5
3. Поворот на 180° біля перегородки у міжтрубному просторі	1,5
4. Поворот на 180° у U – подібній трубі	0,5
5. Вхід у міжтрубний простір	1,5
7. Вихід із міжтрубного простору	1,0
8. Вхід або вихід із трубної дошки	1,0
9. Поперечне обтікання пучків гладких труб (шахових та коридорних)	$\xi_m = \frac{3m}{Re_{d_{mp}}^{0,2}},$ <p>m – число рядів труб у пучку</p>

Таким чином, повний гідравлічний напір або втрати тиску визначається формулою

$$\Delta p = \Delta p_{тер} + \Delta p_m, \left[\frac{H}{M^2} \right]; \quad (2.34)$$

де $\Delta p_{тер}$ - являється гідравлічні втрати за рахунок тертя, Δp_m - втрати тиску за рахунок місцевих опорів.

Якщо відомі загальні втрати тиску, то можна визначити потужність насосу чи вентилятора, який необхідно вибрати для прокачки теплоносія

$$N_n = \Delta p \frac{G_V}{\eta_n}, \quad (2.35)$$

де G_V – це об'ємні витрати теплоносія, η_n – являється ККД насоса або вентилятора. Величина об'ємних витрат рідкого або газового

теплоносія, якщо відома масова витрата теплоносія знаходиться за формулою $G_v = \frac{G_m}{\rho}$.

Бувають також інші гідравлічні втрати, наприклад, за рахунок прискорення потоку чи втрати за рахунок самотяги, тобто які пов'язані із зовнішнім тиском (наприклад, для димових труб), але у теплообмінниках вони незначні і їх не враховують. Розрахунок втрат за рахунок тертя та місцевих гідравлічних втрат проводять роздільно.

Гідравлічні втрати за рахунок тертя.

Гідравлічні втрати за рахунок тертя у каналах та трубах визначаються формулою

$$\Delta p_{тер} = \xi_{тер} \frac{L}{d_{екв}} \frac{\rho W^2}{2}, \left[\frac{H}{m^2} \right], \quad (2.36)$$

де $\xi_{тер}$ – являється коефіцієнт тертя, L – це довжина каналу, ρ – густина теплоносія, W – швидкість теплоносія у каналі, $d_{екв}$ – еквівалентний діаметр каналу, що визначається за формулою

$$d_{екв} = \frac{4F_{пер}}{p}.$$

Коефіцієнт тертя у каналі для ламінарного режиму течії ($Re_d < Re_{кр} = 2300$) визначаємо по формулі (формула Пуазейля)

$$\xi_{тер} = \frac{64}{Re_d}, \quad (2.37)$$

де $Re_d = \frac{Wd_{екв}}{\nu}$

Для турбулентної течії у каналах коефіцієнт тертя визначаємо за формулою (формула Блазіуса)

$$\xi_{тер} = 0,3164 Re_d^{-0,25}. \quad (2.38)$$

Гідравлічні втрати за рахунок місцевих опорів.

Гідравлічні втрати за рахунок місцевих опорів визначаємо за формулою

$$\Delta p_m = \zeta_m \frac{\rho W^2}{2}, \left[\frac{H}{m^2} \right] \quad (2.39)$$

де ζ_m - коефіцієнт місцевого опору.

Величина коефіцієнту місцевого опору також залежить від зміни площі поперечного перерізу каналу, форми каналу, радіусу повороту каналу, його геометричних характеристик та інших факторів.

Для теплообмінних апаратів найбільш поширеними являються основні види місцевих втрат, що наведені у Таблиці 2.3.

Далі приведений розрахунок гідравлічних втрат для кожухотрубного теплообмінника (рис. 2.4).

Розрахунок гідравлічних втрат по водяному теплоносію.

Місцеві втрати визначаються згідно формули

$$\Delta p_m = \sum_{i=1}^N \Delta p_{i,m},$$

де N – являється загальна кількість місцевих втрат. Розглянемо ці втрати:

1) вхід у камеру (в колектор)

$$\Delta p_{1,m} = \zeta_{ex} \frac{\rho W_o^2}{2} \quad (\zeta_{ex} = 1,0),$$

2) вхід у трубну дошку

$$\Delta p_{2,m} = \xi_{mp} \frac{\rho W_{mp}}{2} \quad (\xi_{mp} = 1,0),$$

3) вихід із трубної дошки

$$\Delta p_{3,m} = \xi_{mp} \frac{\rho W_{mp}}{2} \quad (\zeta_{mp} = 1,0),$$

4) вихід із камери (з колектора)

$$\Delta p_{4,m} = \xi_{вих} \frac{\rho W_1^2}{2} \quad (\zeta_{тр} = 1,0).$$

Сумарний місцевий опір знадимо при сумуванні складових

$$\Delta p_m = \Delta p_{1,m} + \Delta p_{2,m} + \Delta p_{3,m} + \Delta p_{4,m}.$$

Гідравлічні втрати тертя.

Основні втрати за рахунок терті будуть у пучку труб.

Обчислимо число Рейнольдса у трубах $Re_{вн} = \frac{W_{тр} d_{тр,внутр}}{\nu}$.

Порівнюємо $Re_{вн}$ із критичним числом Рейнольдса $Re_{кр} = 2300$.

При $Re_{вн} < 2300$ величина коефіцієнта гідравлічного опору визначається за формулою (2.37), а для $Re_{вн} > 2300$ визначається за формулою (2.38).

Втрати тиску за рахунок тертя по воді знаходиться по формулі (2.36)

$$\Delta p_{тер} = \xi_{тер} \frac{L}{d_{тр,внутр}} \frac{\rho W_{тр}^2}{2},$$

де L – являється довжина труб, $d_{тр,внутр}$ - це внутрішній діаметр труб,

$W_{тр}$ - являється швидкість теплоносія всередині труб.

Загальні гідравлічні втрати по воді обчислюємо по формулі (2.34)

$$\Delta p_{вод} = \Delta p_m + \Delta p_{тер}.$$

Потужність насосу для прокачки води через теплообмінник знаходимо по формулі (2.35).

Розрахунок аеродинамічних втрат по газу

Розрахунок місцевих опорів по газу визначається по формулі

$$\Delta p_m = \sum_{i=1}^N \Delta p_{i,m}.$$

де N – являється загальна кількість місцевих втрат.

Проводиться розрахунок цих втрат.

1) Вхід у міжтрубний простір

$$\Delta p_{1,m} = \xi_{1,m} * \frac{\rho_2 W_{ex}^2}{2} \quad (\xi_{1,m} = 1,5)$$

2) Вихід із міжтрубного простору

$$\Delta p_{2,m} = \xi_{2,m} \frac{\rho_2 W_{вих}^2}{2} \quad (\xi_{2,m} = 1,0)$$

Знаходимо сумарний місцевий опір

$$\Delta p_m = \Delta p_{1,m} + \Delta p_{2,m}$$

Розрахунок опору тертя по газу.

Основні втрати тиску за рахунок тертя мають місце при течії газу у міжтрубному просторі.

Знаходиться еквівалентний діаметр та число Рейнольдса у міжтрубному просторі

$$d_{екв} = \frac{4F_{пер}}{p}, \quad Re_d = \frac{W_{між} d_{екв}}{\nu_2},$$

де $W_{між}$ – являється швидкість газу у міжтрубному просторі.

Порівнюємо знайдене значення число Рейнольдса із критичним числом Рейнольдса $Re_{кр} = 2300$. Якщо $Re_d < 2300$, то коефіцієнт гідравлічного опору знаходиться по формулі (2.11), а при $Re_d > 2300$ згідно формули (2.38).

Знаходяться втрати тиску по газу за рахунок тертя по формулі (2.36)

$$\Delta p_{тер} = \xi_{тер} \frac{L}{d_{екв}} \frac{\rho W_{між}^2}{2},$$

Знаходимо загальні аеродинамічні втрати тиску у газовому тракті

$$\Delta p_{газ} = \Delta p_m + \Delta p_{тер}.$$

Визначаємо потужності вентилятора чи повітродувки для видалення відхідних газів по знайденому падінню тиску $\Delta p_{газ}$ по формулі (2.35).

В результаті проведених розрахунків встановлюється потужність насоса або вентилятора, яка необхідна для прокачки теплоносіїв у водяному і газовому тракці теплообмінника.

2.6. Методи інтенсифікації процесів теплопередачі у теплообмінниках когенераційних установок

При проектуванні теплообмінників для когенераційних установок важливим чинником являється вага та розміри теплообмінників. Використання гладких поверхонь теплопередачі у таких апаратах, наприклад, у трубах великого діаметра у кожухотрубних теплообмінниках, може привести до великої маси та розмірів теплообмінників. Різні способи інтенсифікації процесів теплопередачі на поверхнях теплообміну використовуються для зменшення маси та загальних розмірів теплообмінників.

Як відомо, при розрахунку коефіцієнта теплопередачі через стінку використовується формула

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (2.40)$$

якщо, наприклад, із однієї сторони стінки знаходиться газ, а із другої – рідкий теплоносій, то $\alpha_1 \ll \alpha_2$ (для газу $\alpha_1 \sim 50 \div 100 \frac{Вт}{м^2 К}$, для рідини

$\alpha_2 \sim 10^3 \div 10^5 \frac{Вт}{м^2 К}$), то величина коефіцієнта K близька, але менша, ніж

α_1 . Наприклад, при $\alpha_1=40 \frac{Вт}{м^2 К}$, $\alpha_2=5000 \frac{Вт}{м^2 К}$, маємо $K=39,7 \frac{Вт}{м^2 К}$,
 при $\alpha_1=40 \frac{Вт}{м^2 К}$ і $\alpha_2=10000 \frac{Вт}{м^2 К}$, маємо $K=39,8 \frac{Вт}{м^2 К}$. Тобто

величина α_2 практично не впливає на величину K . Для збільшення величини коефіцієнта K необхідно збільшити величину α_1 . Для цього використовують методи інтенсифікації теплообміну.

Існує кілька методів інтенсифікації. Розглянемо найбільш поширені:

- 1) інтенсифікація завдяки оребрення стінок;
- 2) інтенсифікація внаслідок турбулізації потоку.

Оребрення поверхні.

Оребрення теплообмінних поверхонь (рис. 2.11) використовується для збільшення площі поверхні, що суттєво підвищує величину відведеного теплового потоку. Оребрення може виконуватись у формі поздовжніх або поперечних ребер та шипів. Існують різні типи оребрення (рис 2.12).

Кожне окреме ребро можна представити як окрему пластину. Якщо поровести розв'язок рівняння теплопровідності для такого ребра, то можна знайти кількість теплоти, яка відводиться ребром

$$Q_P = \bar{\alpha} \eta F_P (T_{CT} - T_{PID}),$$

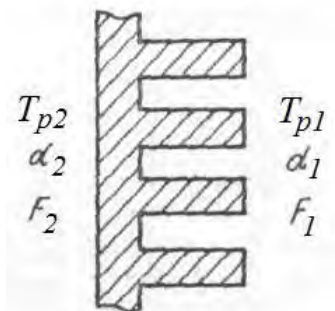


Рис 2.11. Оребрена стінка..

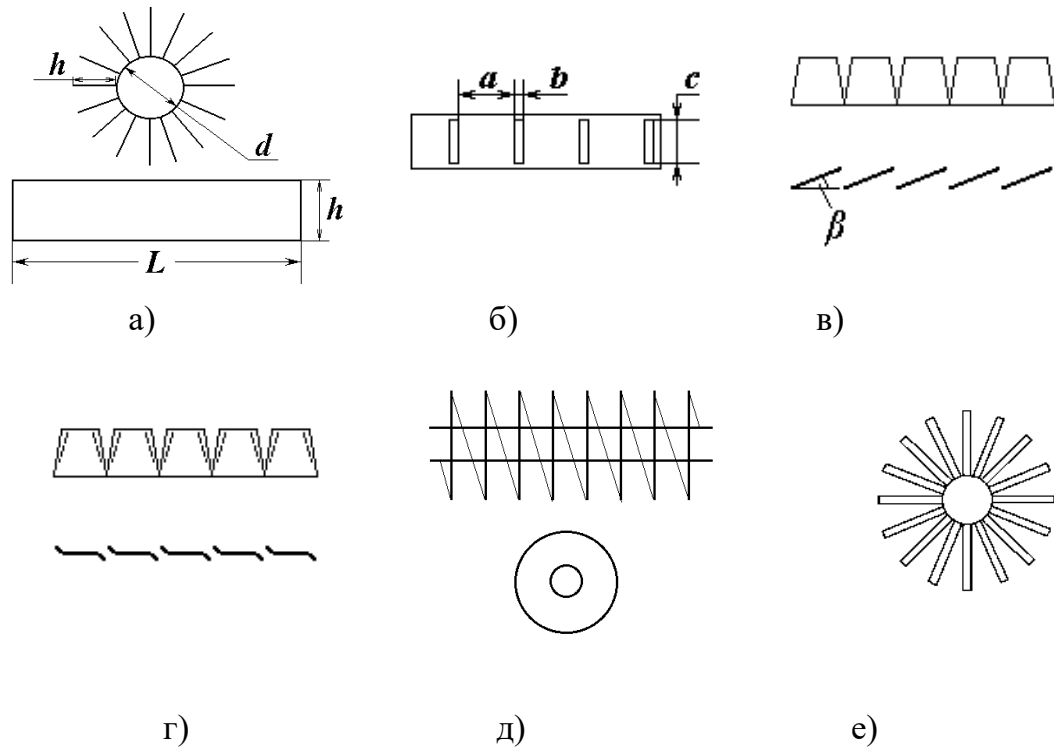


Рис. 2.12. Поверхні, що мають різні типи оребрення: а) поздовжнє неперервне оребрення; б) поздовжнє перфороване оребрення; в) поздовжнє розрізне оребрення із поворотом ребер на кут β ; г) поздовжнє розрізне оребрення із відгинанням крамок; д) поперечне гвинтове оребрення; е) поперечне пелюсткове оребрення

де $\bar{\alpha}$ – це усереднене значення коефіцієнта тепловіддачі на поверхні ребра, F_P – являється площа поверхні ребра, η – це теплова ефективність ребра, T_{CT}, T_P – температура стінки та зовнішнього теплоносія відповідно.

Для плоского поздовжнього ребра теплова ефективність визначається із виразу

$$\eta = \frac{thN}{N}$$

де $0 < \eta < 1$, $thN = \frac{e^N - e^{-N}}{e^N + e^{-N}}$ – гіперболічний тангенс, $N = \sqrt{\frac{2\bar{\alpha}}{\lambda_P \delta_P}} h_P$ –

характеристичний параметр ребра.

Таким чином, загальний тепловий потік через оребрену стінку

$$\begin{aligned} Q_{СТ} &= \bar{\alpha} F_{ОР,СТ} \eta (T_{СТ} - T_P) + \bar{\alpha} F_{ГЛ,СТ} (T_{СТ} - T_P) = \\ &= F_{ПОВ,СТ} (T_{СТ} - T_P) \cdot \bar{\alpha} \left(\eta \frac{F_{ОР,СТ}}{F_{ПОВ,СТ}} + \frac{F_{ГЛ,СТ}}{F_{ПОВ,СТ}} \right), \end{aligned} \quad (2.41)$$

де $F_{ОР,СТ}, F_{ГЛ,СТ}, F_{ПОВ,СТ} = F_{ОР,СТ} + F_{ГЛ,СТ}$.

Величина $\bar{\alpha}_{ПР} = \bar{\alpha} \left(\eta \frac{F_{ОР,СТ}}{F_{ПОВ,СТ}} + \frac{F_{ГЛ,СТ}}{F_{ПОВ,СТ}} \right)$ називається приведеним

коефіцієнтом теплопередачі для оребреної стінки.

Тоді

$$Q_{СТ} = \bar{\alpha}_{ПР} F_{ПОВ,СТ} (T_{СТ} - T_P). \quad (2.42)$$

Для оребреної стінки коефіцієнт теплопередачі набирає вигляду

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{1,ПР}} \cdot \frac{F_{СТ,2}}{F_{СТ,1}} + \frac{\delta_{СТ}}{\lambda_{СТ}} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (2.43)$$

де $F_{СТ,1}$ – площа оребреної стінки, $F_{СТ,2}$ – площа плоскої стінки.

Величина $\varphi = \frac{F_{СТ,1}}{F_{СТ,2}}$ називається коефіцієнтом оребрення,

величина якого знаходиться у діапазоні $\varphi \sim 10 - 30$.

Таким чином

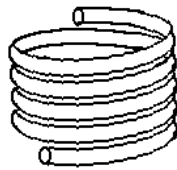
$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{1,ПР} \varphi} + \frac{\delta_{СТ}}{\lambda_{СТ}} + \frac{1}{\alpha_2}}. \quad (2.44)$$

При застосуванні оребрення величина K може зростати у 10 і більше разів. При цьому розміри теплообмінника, при використанні оребрених поверхонь, зменшується у кілька разів, а його вага знижується на 30÷50 %.

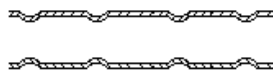
Турбулізація потоку

Іншим широко використовуваним методом інтенсифікації теплопередачі на поверхні являється турбулізація потоку. Відомо, що при турбулентності потоку коефіцієнт тепловіддачі $\bar{\alpha}$ істотно зростає. Тому, якщо на поверхні нагрівальної труби виготовляють турбулізатори, які також називають інтенсифікаторами теплообміну, величина $\bar{\alpha}$ може зрости у 1,5-4 рази. Існує багато типів турбулізаторів або інтенсифікаторів теплообміну (рис 2.13):

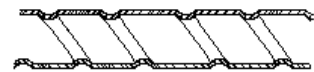
- 1) накатка труб;
- 2) трубки типу "дифузор-конфузор";
- 3) впадини на поверхні;
- 4) низькі ребра або виступи на поверхні;
- 5) спіральні турбулізатори – у трубі вставляється спіральна пружина або спіральний завихрювач;



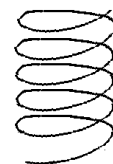
а)



б)



в)



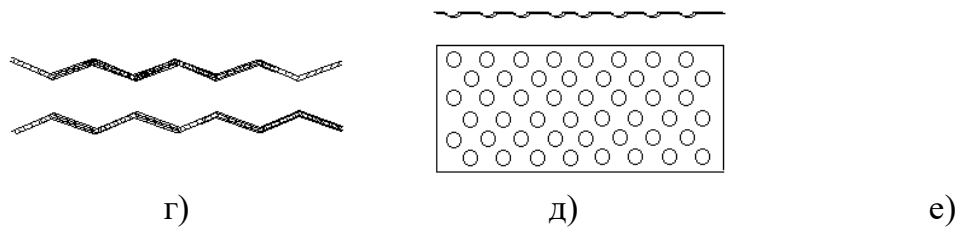


Рис. 2.13. Поверхні із різними типами інтенсифікаторів теплообміну: а) гвинтова труба; б) кільцева накатка труб ; в) гвинтова накатка труб; г) труба типа конфузور-дифузор; д) поверхня із лунками; е) дротяна гвинтова вставка

б) труби виготовлені у формі змійовика, у якому виникає закрутка потоку.

Крім вищенаведених типів турбулізації, також можуть бути використані інші методи турбулізації потоку.

Всі сучасні теплообмінники та котли використовують ребрені поверхні і інтенсифікатори теплообміну. Якщо потік теплоносія направлений вздовж труб, використовують поздовжнє ребрення. Якщо використовується поперечне обтікання трубних пучків, то використовується поперечне ребрення.

Критеріальні співвідношення для розрахунку ребрених пучків труб.

Повздовжнє ребрення.

Ламінарний режим.

Розрахунок тепловіддачі ребрених пучків для $Re_d < 2300$ проводить за формулою:

$$\overline{Nu}_d = 0.66 Re_d^{0.5} Pr^{0.43}, \quad (2.45)$$

де у якості характерного розміру вибирається еквівалентний діаметр $d_{екв}$ що визначається виразом $d_{екв} = \frac{4F_{ПЕР}}{P}$ де $F_{ПЕР} = \frac{\pi D_{КОЖ}}{4} - n_{ТР} F_{ОР,ТР}$

– являється площа поперечного перерізу у пучку,

$F_{ОР,ТР} = n_{РЕБ} \cdot h_P \cdot \delta_P + \frac{\pi d_{ТР}^2}{4}$ – являється площа перерізу оребреної

труби,

$P = \pi D_{КОЖ} + n_{ТР} [n_{РЕБ} \cdot (2h_P + \delta_P) + \pi d_{ТР} - n_{РЕБ} \cdot \delta_P]$ – це периметр поперечного перерізу, де $D_{КОЖ}$ – діаметр кожуха, $n_{ТР}$ – кількість труб у пучку, $n_{РЕБ}$ – являється кількість ребер на трубі, h_P – це висота ребра, δ_P – товщина ребра, $d_{ТР}$ – діаметр труби.

Турбулентний режим

Для турбулентного режиму течії розрахунок теплообміну пучка для $Re_d > 2300$ виконується за формулою:

$$\overline{Nu}_d = 0.021 Re_d^{0.8} Pr^{0.43}. \quad (2.46)$$

Поперечне оребрення.

Для пучків труб із поперечним оребренням справедливі наступні критеріальні співвідношення.

Коридорний пучок

$$\overline{Nu}_S = 0.105 Re_S^{0.72} \left(\frac{d_{ТР}}{S_P} \right)^{-0.54} \left(\frac{h_P}{S_P} \right)^{-0.14}; \quad (2.47)$$

де $\overline{Nu}_S = \frac{\bar{\alpha} S_P}{\lambda}$, $Re_S = \frac{W_{ВУЗ} S_P}{\nu}$; для діапазону зміни числа Рейнольдса

$10^3 \leq Re_S \leq 3 \cdot 10^4$, де S_P – являється міжреберна відстань, $W_{ВУЗ}$ – швидкість теплоносія для вузького перерізу пучка.

Шаховий пучок:

Для шахового пучка використовуємо формулу:

$$Nu_S = 0.23 Re_S^{0.65} \left(\frac{d_{TP}}{S_P} \right)^{-0.54} \left(\frac{h_P}{S_P} \right)^{-0.14}; \quad (2.48)$$

де $W_{\text{вуз}} = \frac{G_V}{F_{\text{пер}}}$, $F_{\text{пер}} = HL - F_{\text{пер,тр}} n_{\text{тр}}$ – являється площа вузького

перерізу;

$F_{\text{пер,тр}} = Hd_{\text{тр}} + 2n_{\text{реб}} h_P \delta_P$ – являється площа перерізу оребреної труби,

H, L – висота та ширина кожуха, $n_{\text{реб}}$ – являється кількість ребер на

трубі, G_V – об'ємна витрата теплоносія.

Розділ 3. ПАРОВІ І ВОДОГРІЙНІ КОТЛИ

3.1. Загальна інформація, класифікація парових і гарячих водогрійних котлів

Котел - це пристрій, що розроблений для виробництва пари із тиском вище атмосферної або гарячої води за рахунок тепла, що виділяється під час спалюванні палива. Основними елементами котла являють поверхня печі та теплообмінника. Спеціальна котельна, у якій палить паливо, називається топленою камерою або вогняною камерою. Деякі види котлів, такі як котли, що працюють на відходах тепла, не мають котла. У цьому випадку утворення пари або нагрівання води здійснюється за рахунок теплоти гарячих газів, що утворюються у будь-якому технологічному процесі. Газовий шлях котла, тобто частина котла, на якій рухаються продукти згоряння, поділяється на окремі газові димоходи. Взаємне розташування газових димоходів, що визначає траєкторію руху продуктів згоряння та розташування поверхонь нагріву, називається макетом. Найпоширенішою на сьогодні являється Р-подібна, Т-подібна і збірна макет. Можна ізолювати і конвекційні протоки, які вже рухаються відносно холодними газами.

Вода подається у котел, який називається живильним. Живильна вода у котлі нагрівається, потім перетворюється на насичену або перегріту пару з необхідними параметрами. Під параметрами пари знаходиться тиск і температура. Основним споживачем водяної пари, виробленої на котельних установках, являється парові установки, а також може використовуватись для технологічних потреб.

Перебудова живильної води до пари відбувається на поверхні опалення котла. Нагрівальні поверхні котла включають випаровування,

перегрівання пари та поверхні економайзера. Поверхневі нагрівальні поверхні, як правило, розташовані у печі котла або безпосередньо за ними. В них вода нагрівається до температури насичення та утворюється так звана паро-водна суміш. Парові парогенератори призначені для отримання перегрітого пару.

Вони розташовані за камерою вогню. Економайзерні поверхні опалення призначені для попереднього нагріву живильної води за рахунок теплоти відходів від котла згорання. Поверхня теплообмінника котла може бути структурно поділена на окремі секції або "пакети".

Основні елементи котла включають барабани, повітрянагрівачі, пальники, пристрої для регулювання температури перегріву пари. Барабани для котлів призначені для відділення насичених парів від води, видалення надлишкової вологи із неї, а також як пристрій, у якому накопичується кількість води, необхідної для надійної роботи котла. Обігрівач повітря являється поверхнею нагрівання, у якій відбувається попереднє нагрівання повітря, що надходить у піч і необхідне для спалювання палива. Пальники - це пристрої для спалювання палива у котельній печі. Пальники сучасних котлів у першу чергу забезпечують найбільш ефективно спалювання палива із точки зору хімічних процесів та зменшують кількість шкідливих речовин, що утворюються під час спалювання та викидаються у атмосферу. До приладів регулювання температури перегріву пара входять теплообмінники різних типів і інжектор із пароохвильною.

Для забезпечення їх роботи сучасні котли обладнані допоміжним обладнанням, яке включає у себе вентилятори, димососи, а також обладнання для підготовки палива та ін. Набір котлів та допоміжного обладнання називається котельною установкою.

Одним із важливих елементів котла являється каркас, який призначений для розміщення та фіксації всіх його елементів. Він виконаний із металевих конструкцій і заснований на фундаменті або елементах будівлі.

Для забезпечення безпеки персоналу і зменшення втрат тепла у навколишньому середовищі на котлі, забезпечується облицювання та термічна ізоляція.

Котли класифікують за призначенням, виробництво пари, параметри пари, тип печі, спосіб організації взаємного руху продуктів згоряння та робочого середовища, спосіб організації руху робочого середовища на поверхнях нагріву та типу горючого органічного палива.

За призначенням котли розділені на пари, що генерує водяну пару необхідних параметрів, водонагрівачі, котли-відходи та енергетичні котли. Ці котли призначені для енергетичних, промислових, виробничих опалювальних і опалювальних котельних установок.

Котли на парогенераторах ділять на котли із низькою продуктивністю, котли із середньою продуктивністю, енергетичні котли та котли високої паропроductивності енергоблоків ТЕС.

За параметрами парів парові котли розділені на котли, що працюють на малих (0,88 МПа), середніх (1,36, 2,36 і 3,9 МПа), високих (9,8 і 13,8 МПа), критичних (16 МПа), надкритичних (24 МПа) тиску. Досягнення сучасної науки та техніки у сфері отримання нових конструкційних матеріалів та сталей дозволило створити нові види парових котлів, що працюють над надкритичним тиском (до 30 та більше МПа).

Котли парові із низьким тиском пари (до 20 т / г) виробляються для тиску низьких і середніх пар. Вони стали широко поширеними і широко використовувалися для технологічних та економічних потреб, вони являється частиною стаціонарних та мобільних котельних опалювальних установок.

Котли із середньою продуктивністю (до 100 т / год), як правило, котли середнього тиску із помірною температурою перегрітого пару (425-450 ° С) широко застосовуються як джерело технологічного пару на промислових підприємствах.

Енергетичні парові котли виготовляються для тиску середнього та високого тиску та мають випуск пари від 100 до 640 т / год. Ці котли встановлені на малих електростанціях і промислових підприємствах та призначені для виробництва електроенергії, постачання пари або гарячої води для потреб та потреб у тепlopостачанні і в технологіях.

Котли ТЕС (ТЕЦ та ТЕЦ) мають випуск пари до 3600 т / год та випускаються для середнього, високого, надкритичного та надкритичного тиску пара. Такі котли призначені для забезпечення виробництва електроенергії та постачання теплом населених пунктів.

За типом печі існують котли, обладнані кам'яним балоном, камерна піч, циклонна піч, вихрові піч, кипляча піч, спеціальні пальники для спалювання конкретних видів палива. Котли, обладнані вихровими печами та киплячими печами, у недавньому минулому мають багато модифікацій і стають все більш поширеною. Їх перевага перед котлами із камерними пальниками полягає у тому, що вони можуть спалити тверде паливо із погіршенням якості та широким колом промислових та побутових відходів. У той же час їм не потрібна система підготовки пилу. Вони мають менше металоємності та підвищену екологічну ефективність.

Організуючи взаємний рух продуктів згоряння та робочого середовища, котли розділені на газопроводи та водопровідні труби. Водотрубні котли, у свою чергу, виготовляються за допомогою декількох модифікацій: барабана із природною циркуляцією, відділення (барабан) із множинною витісненим циркуляцією та котлами постійного струму. У котлах із природною циркуляцією циркуляція води здійснюється за рахунок різниці його щільності; Циркуляційні насоси використовуються для забезпечення примусової циркуляції, а рух середовища у котлах постійного струму здійснюється за рахунок тиску, який розвивається живильним насосом.

Розробка типів водопровідних котлів показана на рисунку 3.1.

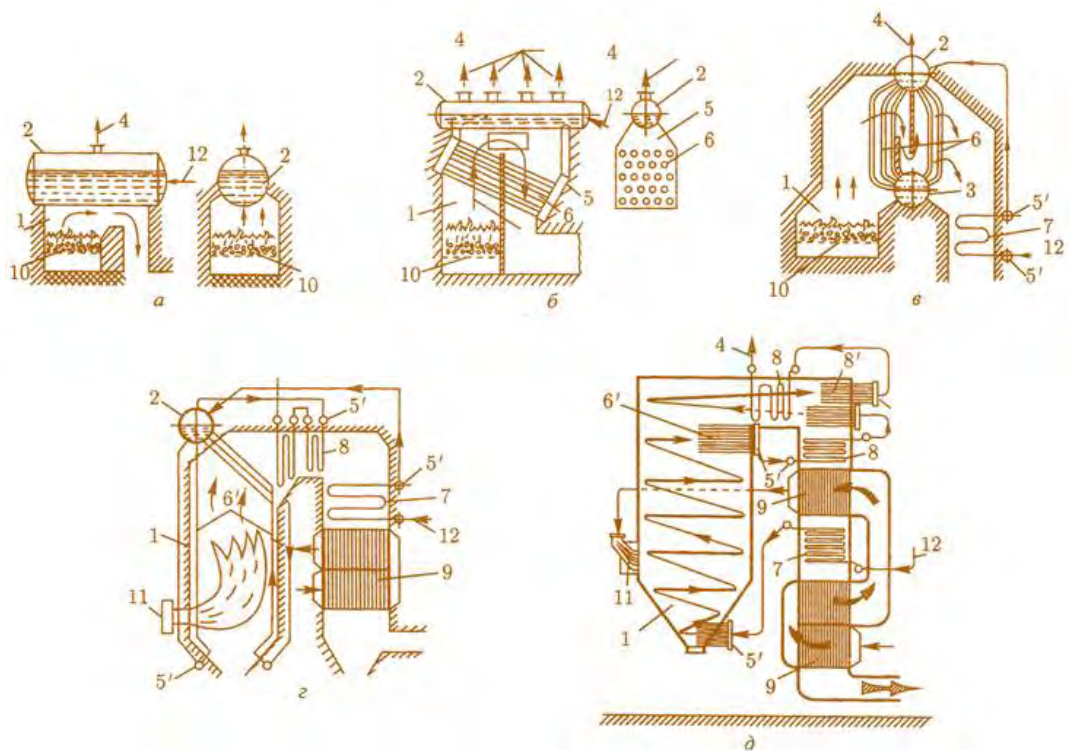


Рис 3.1. Розробка типів водопровідних котлів: а - це циліндричний; б - це камерна горизонтальна водопровідна труба; в - це вертикально-водяна труба із двома барабанами; г - це вертикально-водяна трубка із одним барабаном; е - це постійний струм; 1 - це топка;

2 - це барабанний сепаратор; 3 - це нижній барабан; 4 - це продуктивність пари; 5 - це водозабірна камера; 5' - колектор; 6 - це труби котлів; 6' - настінні екрани; 7 - це економайзер; 8 - це пароперегрівач; 8' - настінний ремінець; 9 - це повітряний нагрівач; 10 - це решітка; 11 - це пальник; 12 - це вода потрапляє у котел

Відмінною рисою барабанних водонапірних котлів являється наявність одного або декілька барабанів із фіксованою межею між парою та водою.

Важливим кроком у розробці проекту парових котлів було винахід котлів постійного струму (рис 3.1, е). Прямий рух робочого середовища у парових котлах був запропонований у кінці XIX століття російськими інженерами, у тому числі Д.І. Артевич, який у 1893 році створив корабель прямого потоку.

Котли постійного струму не мають барабана, являється вода, а потім суміш водяної води та пари (зазвичай називають робочим середовищем) пропускають всі поверхні опалення котла. На відміну від барабанних котлів постійного струму котли можуть працювати навіть під надкритичним тиском робочого середовища.

За типом тяги у газоповітряному шляху парові котли розділені на котли із збалансованим приводом і наддувом. У котлах із збалансованим приводом рух продуктів згоряння через газовий шлях насильно здійснюється за рахунок спільного функціонування системи димовидалення та вентилятора. У котлах із надлишковим тиском опір газового тракту у основному долає роботу компресора.

Відповідно до типу спалювання органічного палива, парові котли розділені на котли, що спалюють тверде, рідке, газоподібне паливо, побутові відходи, деревину, біомасу.

Для маркування парових котлів використовуються наступні позначення: Р - це прямий потік; Е - це котел із природною циркуляцією; Наприклад, стандартний розмір Е-420-140GM означає: паровий котел із природною циркуляцією для спалювання газу та мазуту із виходом пари 420 т / год із тиском 140 кгс / см² (14 МПа).

3.2. Органічне паливо та види пристрій спалювання

Органічне паливо

В якості енергетичних ресурсів для теплової енергії можна використовувати: вугілля і інші типи викопного твердого палива; природний газ; важкі нафтопродукти (або мазут); вугілля із вугільної смоли; біодеструкція

У загальному обсязі постачання палива в Україні вугілля становить 96%, нафта - це 1,7%, газ - це 2,3%. Розвідані запаси вугілля складають близько 52 млрд. Т мазуту, вуглеводнів - це менше 1,5 млрд. Т паливного еквівалента. Балансові запаси торфу складають близько 0,9 млрд. Т. Річний обсяг виробництва торфу у останні роки становить менше 0,5 млн. Тонн, приблизно чверть цього обсягу використовується як добриво. Щодо невеликих ресурсів, низькокалорійного вмісту торфу, сильного впливу збільшення виробництва на місцеві екосистеми можна розглядати торф як паливо як місцеве допоміжне джерело енергетичних ресурсів. Болтисні та карпатські сланці розглядають як перспективні джерела сировини для виробництва вуглеводнів, але у даний час технології їх виробництва із сланців недостатньо розроблені.

Сільське та лісове господарство України щорічно втрачає 5,9 млн. Тонн паливного еквівалента у паливному еквіваленті. Біопаливо на основі целюлози - це відходи деревини, соломи, сухих стебел, лушпиння – це додатковий енергетичний ресурс. Біодеструкція повинна розглядатися як додатковий ресурс пального на майбутнє. Таким чином, вугілля являється основним джерелом викопного палива України.

У той же час у складі СРСР для потреб теплової енергії України у значній мірі забезпечувався природний газ і нафтопродукти. У 1991 році природний газ та мазут у структурі постачання палива української ТЕС склали 70%, або приблизно 50 млн. Тонн паливного еквівалента. рік, який значно перевищує всі річні споживання палива ТЕС у 2000-2007 роках. Природний газ спалювали не тільки у когенераційних установках ТЕС, когенераційних установках та газових котельнях: більшість вугільних котлів були газифіковані, а на пиловуючих котлах ТЕС відбулося значне збільшення спалювання висот вугілля із газовим освітленням. До 2005 року, через зростання вартості нафтопродуктів та збільшення глибини переробки нафти, річне споживання мазуту у енергетичному секторі скоротилося до 0,2-0,3 млн. Тонн. Споживання природного газу в ТЕС скоротилося до менш ніж 10 млн. Тонн, але через розширення мережі газифікації споживання газу у комунальній та промисловій електроенергетиці збільшилось до 25-30 млн. Тонн. впродовж року.

Існуюча структура використання палива зовсім не відповідає світовим ціновим тенденціям. У останні роки спостерігалася стійка тенденція до більш швидшого зростання цін на вугілля, збільшення ціни на вуглеводневе паливо (рис 3.2).

Для України перехід природного газу від пільгових до світових цін був неминучим. В цих умовах внутрішнє вугілля являється

запорукою безперебійної і ефективної роботи ТЕС та, отже, енергетичної безпеки України.

Важливим завданням являється включення у теплову енергію позабалансових паливних ресурсів, наприклад, таких як накопичені відходи вугілля, та поступове переведення комунальних і промислових котлів на спалювання місцевих твердих палив.



Рис 3.2. Динаміка середньої світової ціни на органічне викопне паливо у нафтовому еквіваленті (1 тонна нафтового еквівалента (н.е.) = 1,43 т.п.)

Класифікація печей для спалювання палива та вимог до їх якості.

Основа традиційних парових котлів являється топка, де перетворення хімічної енергії палива у фізичне тепло від продуктів згоряння для подальшого їх перенесення через поверхню нагрівання до нагрітого середовища (вода, пари).

Відповідно до типу печі, термічні установки згоряння поділяються на наступні типи (рис 3.3): а- із фіксованим шаром твердого палива; б- із киплячим шаром твердого палива; в- із киплячим циркулюючим шаром твердого палива; D-камера (спалаху) для спалювання газоподібних, рідких та твердих палив.

У вогнегасниках із стаціонарним шаром (рис 3.3, а) паливо, вільно лежаче на сітці, здувається повітрям. Швидкість потоку повітря у шарі є такою, що його піднімальна сила менша, ніж вага частинок палива. Умова цього - це великий розмір (зазвичай більше 6 мм). Калорійність палива менш важлива для забезпечення процесу згоряння, тому у печах із стаціонарним шаром спалено вугілля та антрацит із вмістом золи до 25%, буре вугілля із вологістю до 30%, бурого вугілля та торф'яних брикетів, кускового торфу, деревних відходів. Наявність палива у дрібницях, навпаки, має вирішальне значення: це не тільки збільшує втрату негасимого вуглецю із зльоту, але, що більш важливо, перешкоджає довільному проходженню окислювача через шар. Тому існують зони прориву окислювача у шарі, внаслідок чого нерівномірна зони горіння являється конденсацією (внаслідок чого існує місцевий недопал та викиди CO від димових газів), а також існують зони перегріву (результат це прискорене руйнування ґрати). Тому вміст малих частинок у паливі для спалювання у стаціонарному шарі суворо нормалізований: розмір класу 0-6 мм не повинен перевищувати 10-20%

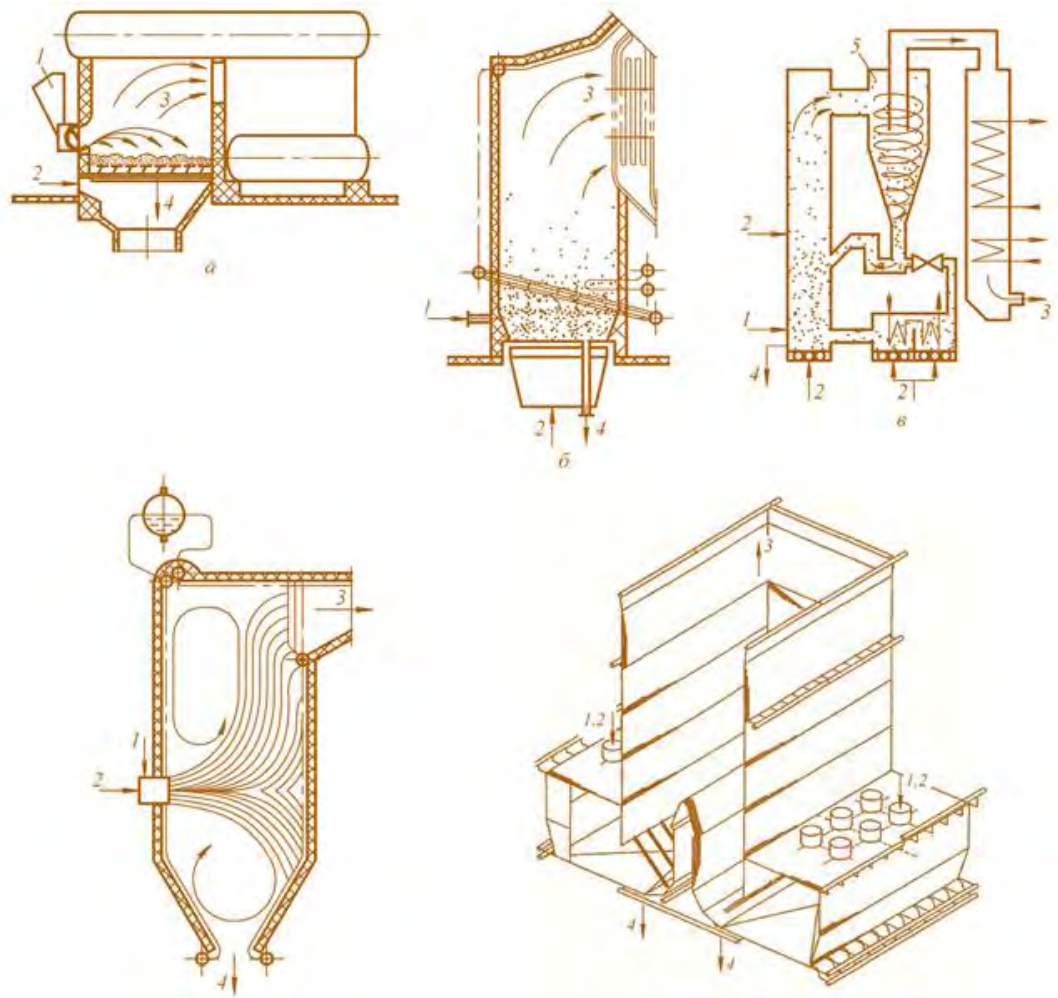


Рис 3.3. Основні типи топок в парових котлах: а - це із нерухомим шаром; б - це із киплячим шаром; в - це із циркулюючим киплячим шаром; г - це камерна піч; д - це піч із плавкими заземлювачами (арочні); 1 - це подача палива; 2 - це подача повітря; 3 - це вихід продуктів згоряння та золи видалення; 4 - це вихід нижньої (нижньої) золи; 5 - це це циклон

за вагою. Для спалювання у стаціонарному шарі краще використовувати брикетне паливо, у тому числі малосолькове буре вугілля та торф; Брикети із високозольних масляних частинок не призводять до ефективного випалу через те, що шар шлаку, який

утворюється на поверхні частково обпалених брикетів, перешкоджає проходженню окислювача у їх глибину. Печі із нерухомим шаром обладнані, головним чином, у комунальних і промислових котлах, але у 90-х роках минулого сторіччя більшість із них були перетворені у режим спалювання природного газу.

У печах із киплячим шаром (рис 3.3, б) використовують паливо класу з розміром від 0-6 мм до 0-25 мм (для біовідходів - це до 50 мм). У шарі сила підйому газо-повітряного потоку врівноважує вагу частинок, внаслідок чого відбувається псевдозріджена - це інтенсивна теплота і масова передача висоти та ділянки шару. У просторі над шаром площа живого перерізу і, як наслідок, швидкість газу буде меншою (до 1,0-2,5 м / с), і більша частина частинок, що переходять із шару частинок, повертаються назад у сферу . Оскільки палаючі частинки, частка яких у шарі невелика, оточені інертними газами, палаючі частинки не перегріваються, їх середня температура в шарі не перевищує 950 ° С. В цих умовах генерація азоту оксиди являється низькими, і можна зв'язати сірку із вапняком, осадженим у шару, хімічно інертним гіпсом. Що стосується низької питомої швидкості випалу вуглецю та його концентрації у шарі, то вони будуть компенсуватися відносно великою масою та висотою шару (до 1,0-1,2 м), а глибокий падіння більшості частинок досягається завдяки досить довгому часу перебування у печі. Киплячий шар не вимагає якісного палива: він успішно спалює вугілля та відходи вугілля із вмістом золи до 70% і відносно низької висоти із вологістю до 60%. Можливістю підготовки палива, особливо для низькорекційного палива, являється коагуляція (гранулювання) дрібних частинок; Через тривалий час перебування та обмежені температури горіння (нижче від точки плавлення золи) паливні гранули розміром 13-25 мм у киплячому шарі повністю випаляються. Котли закордонного виробництва, що мають

киплячий шар, широко поширені у водогрійних котлах та парових котлах, що мають продуктивність до 100 т / год.

Хоча, на відміну від стаціонарного шару, наявність малих частинок у паливі не являється критичним для організації процесу згоряння у киплячому шарі, це значно знижує його ефективність. Це пов'язано з тим, що невелика частка, винесена із шару, яка менша 0,5 мм у шар вже не повертається, і оскільки температура у просторі над шаром нижча, ніж у шару, то згоряння малих частинок зупиняється. Спроби ловити дрібні частинки і повернути їх назад у шар є неефективними, оскільки ефективність захоплення циклонів для частинок пилу не перевищує 70%. Якісний стрибок стався, коли паливо почали дроблювати до розміру 0-3 мм та нижче, а швидкість газу у живому перерізі печі була підвищена до 5-7 м / с. Виявилось, що у умовах, коли від шару буде виноситись потужний потік часток розміром 0,1-1 мм, загальна ефективність циклону збільшується до 99% і більше завдяки тому, що добре сприймаються частинки вказаного розміру, які захоплюють частинки меншого розміру. Таким чином, з'явилися печі із циркулюючим киплячим шаром (або ЦКШ)(рис 3.3, в). Вимоги до якості палива у ЦКШ не являється жорсткішими, ніж для шару кипіння, а ефективність згоряння палива, включаючи малі частки, набагато вище. Найкращі та екологічні показники: стосовно зв'язування сірки - це завдяки тривалому догляду вапняку у печі, викидів оксидів азоту - це завдяки організації зони відновлення між входами первинного та вторинного повітря. Крім того, існують набагато менші обмеження на ЦКШ, тому вони можуть використовуватися не тільки у малих парових і гарячих водяних котлах, таких як нерухомі та киплячі печі, а також у котлах великих енергоблоків ТЕС із електричною потужністю 300 МВт або більше. Діапазон регулювання навантаження енергоблоків ЦКШ становить 40-

100%. Слід зазначити, що рівень вмісту золи для спалювання у котлах із ЦКШ - це це відходи шламу із вмістом золи до 60%, що наразі накопичилися до 150 млн. Тонн, або приблизно 70 млн. Тонн нафтового еквівалента. Їх використання дозволить не тільки розширити паливну базу теплової енергії без значних інвестицій, але також вирішить ряд екологічних проблем, пов'язаних із відновленням ділянок, що зайняті відвалами мулу. Передумовою для згоряння високозольного шламу у КЗК являється його агломерація, яка забезпечується шляхом сушіння завдяки природній глинистому компоненту.

У камерних печах (мрис. 3.3) паливо разом із повітрям подають у печі прямими або скрутними потоками через пальники, запалюється променистим теплообміном із сердечником факела та гарячими стінами, Температурний потік продуктів згоряння до кореня смолоскипа, а потім спалений у вогні під час потоку Для згоряння у смолоскипі додатне газоподібне, рідке і тверде паливо піддають до пилоподібного стану, але через їх різну питому швидкість (реактивність), останній вимагає більше часу для горіння. Під час горіння факелом час перебування частинок у печі визначається шляхом ділення об'єму горіння на середню температуру у печі. Для котлів із тією ж ефективністю пари споживання продуктів згоряння при номінальному навантаженні дещо залежить від типу палива. Тому, чим більша реактивність палива, тим менше мінімальний обсяг печі V_t потрібен для її спалювання. у енергії реактивність палива враховується за рахунок зворотного показника - це допустимої теплової щільності об'єму згоряння qV , що пов'язано із мінімальним обсягом печі у співвідношенні:

$$V_{\text{min}} = V_r \cdot Q_{\text{nr}} / q_v$$

де B_p - це розрахункове споживання палива, Q_n - це нижча теплота згоряння.

В аналізі слід враховувати, що у котлах із видаленням рідкого шлаку середня температура вище, ніж у твердих котлів. Можна побачити, що, за винятком фрезерування торфу, який потребує додаткового часу для випаровування вологи, для всіх видів палива qV збільшується, а V_{tmin} зменшується у повній відповідності із реактивністю. Значення V_t для природного газу вдвічі менше, ніж для вугілля. При проектуванні обсяг печі приймається у 1,05-1,6 рази більшого V_t , при цьому значення qV у будь-якому випадку не повинно перевищувати дозволеного. Звідси випливає, що у печах, призначених для спалювання вугілля, можна спалити газ, але не навпаки.

Перед спалюванням у камерних печах тверде паливо дозріває до пильного стану у спеціальних комбінатах, тому вміст дрібних часток у вихідному паливі не тільки не є критичним, але навіть бажаний. Однак, враховуючи, що умови для стабільного займання, згоряння та вилучення шлаку визначаються термічним балансом на дні печі, де знаходиться ядро факела, вимоги до вмісту золи та вологості палива у камерних печах являється найбільш жорсткими. В більшості випадків проектним паливом являється вугілля із вмістом золи менше 20-22% та вологістю меншою 10-14%. На більших величинах зольності необхідний спеціальний дизайн печі або освітлення факела із природним газом або мазутом. Вологість також являється критичною, оскільки пил вуглецю вище визначеної його величини лежить у трубопроводах та проміжних бункерах. Хоча млини продуваються гарячим повітрям або гарячими продуктами згоряння, тобто вони сушать паливо до допустимої вологості пилу, причому сушильна потужність млинів у кожному окремому випадку обмежена.

3.2. Котли парові малої і середньої продуктивності.

Котли парові малої та середньої продуктивності необхідні для виробництва насиченої та перегрітої пари із тиском до 3,9 МПа та температурою до 450 ° С. Вони широко використовуються на промислових підприємствах та у комунальних підприємствах для забезпечення технологічних процесів і опалення промислових та комунальних об'єктів.

Конструкція парових котлів з малою та середньою продуктивністю була вдосконалена шляхом впровадження ефективних нагрівальних поверхонь, сучасних печей і пальників, застосування нових технологій для виробництва поверхонь нагріву, деталей та елементів котлів. Нове напрям у розробці конструкцій малих та середніх котлів призвело до необхідності спалювання відходів сільськогосподарського та промислового виробництва, що проявилось у оснащенні таких котлів спеціальними печі.

Конструктивно ці котли доступні як водопровідні труби, а також вогнетривкі труби із дренажними трубами. В свою чергу, водотрубні котли виконують як барабанні (з природною та примусовою циркуляцією), а також прямий потік.

Низькі та середні котли можуть спалювати всі види органічного палива, включаючи природний газ, вугілля та відходи різного походження. При роботі на твердих паливах котли такого типу обладнані баллонною пічкою різних конструкцій (для малої продуктивності) та камерних печей.

Типовими представниками котлів у цій групі являється котли типу E (DE) із продуктивністю пари 1-25 т / год, газовими котлами типу

Е (КЕ) із продуктивністю пари 2,5-25 т / год і котли типу ДКВР із продуктивністю пари від 2,5 до 20 т /, які знайшли найбільше застосування. Такі котли призначені для виробництва насиченої або перегрітої пари, яка використовується для технологічних потреб промислових підприємств у системах опалення, вентиляції і гарячого водопостачання.

Двобарабаний вертикально-водяний трубопровід котла ДКВР (реконструйований) (рис.3.4), розроблено Бійською котельнею спільно із ЦКТІ, являється наймасовішим із конструкцій котлоагрегатів, які коли-небудь були виготовлені. Він має один із найбільш складних конструкцій та високу надійність.

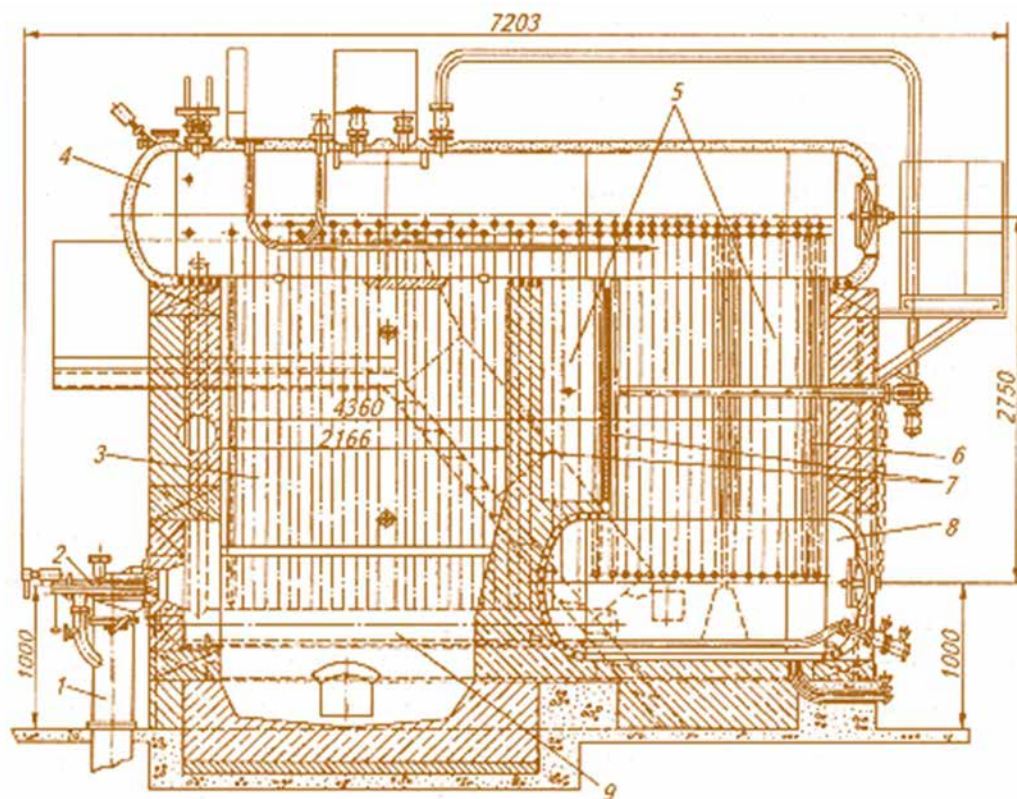


Рисунок 3.4. Схема парового котла ДКВР-10ГМ: 1 - це труба для подачі повітря; 2 - це газовий пальник; 3 - це екран; 4 - це верхній

барабан; 5 - це палаюча камера; 6 - це трубка котлоагрегату; 7,8,9 - це перегородки

У котлі верхній і нижній барабан розташовані вздовж поздовжньої осі. Барабани з'єднуються згинаючими трубами котлів, які утворюють розвинений киплячий блок.

Труби бокових екранів відображаються у верхньому барабані, їх нижні кінці з'єднані із нижніми колекторами. Камера згоряння відділена шамотним перегородкою на камері згоряння та камері згоряння, щоб виключити затягування полум'я у конвективний пучок і зменшення втрат механічною сигаретою. Палаюча камера відокремлена від киплячого балки від перегородки, яка встановлюється між першим і другим рядами киплячого балки, причому перша серія киплячого пучка являє собою задній екран камери горіння. В середині конвективного променя встановлюється чавунний перегородка, яка ділить її на перший і другий газові димарі.

При наявності перегріву пари пароперегрівач встановлюється на першій газовій лінії після другого і третього ряду котлів. Введення живильної води здійснюється у верхній барабан і розподіляється через воду через подачу трубки.

Котел DKVR доступний для всіх видів палива у 13 модифікаціях, які відрізняються за характеристиками та типом печі. Для роботи із вугіллям та антрацитом котел обладнаний напівмагнітною пічкою із пневматичним металом і решітками із обертовими грильками. Для роботи із відходами деревини котел обладнаний пожежною коробкою Померанцева. Це котлован валу поділений на дві частини (префлуди і котли) із особливими вертикальними решітками із ребристих труб. Цей розчин дозволив збільшити термічну напругу обсягу печі і, у той же час обмежувати присвоєння дрібних часток деревини, що, відповідно,

значно знижує втрату механічної сигарети і підвищує ефективність котла.

При роботі на фрезерному торфі котёл обладнаний шахтою Шершнєва. Це циркулююча вихрова піч являється своєрідним прототипом киплячої печі. У ній частки торфу спалюються у своєрідному вихорі і багаторазово повторюють кільцеву траєкторію.

При спалюванні природного газу та мазуту котла має звичайну камерну піч із фронтальним розташуванням пальників. Пилвер-горіння твердого палива на котлі ДКВР не проводиться. ККД котла ДКВД залежить від спаленого палива і знаходиться у діапазоні від 74% (бурого вугілля) до 92% (природний газ).

Котли DKVR не мають силової системи, і вони використовують зв'язувальні рамки, які у випадку спрощеної підкладки також служать для фіксації оболонки. Вони можуть бути завершені фіксованим чавунним або сталевим водоекомайзером.

Котли типу DE призначені для роботи на природному газі та мазуті. Їх конструкція принципово схожа на котли DKVR. Ефективність роботи котлів типу DE являється високою - це досягає 93%. Котли типів DKVR та DE мають можливість працювати як у парі, так і у режимі гарячої води.

Парові котли низької продуктивності також виробляються на основі вогнів та димоходів. Конструктивно вогнище та димарі встановлюються у об'єм води судин більшого розміру, циліндричних або овальних, де відбуваються процеси нагрівання води та випаровування. Один із представників таких котлів являється котлом типу КПа-04г, що працює на природному газі, має вихід пари 400 кг / год, тиск 0,3 МПа і ефективність не нижче 90%. Такі котли

встановлюються, як правило, для опалювальних цілей або на підприємствах із технологією, що передбачає використання насичених парів.

В даний час багато вітчизняні та особливо іноземні виробники котлів, що використовують сучасні технології та нові будівельні матеріали, освоїли виробництво парових котлів із вогнетривкої котла продуктивністю до 30 т / рік пари під тиском до 1,0 МПа.

В Україні основне виробництво парових котлів малої потужності зосереджене у м. Монастирище на ВАТ ТЕКОМ та заводі котельного обладнання "Енергетик", які виробляють автоматичні котли вертикально-водотрубних труб для газу, мазуту та твердого тіла паливо

Категорія котлів середньої ефективності включає у себе широкий асортимент стандартних розмірів котлів із кульковими та камерними печами, виготовленими Таганрогською, Барнаульською, Подільською і Белгородськими котельними у Росії. У цих котлах у основному використовувалася Р-подібна система дренажу, природна циркуляція на стріляних екранах та розвинена поверхня нагрівання хвоста (низькотемпературна), у основному трубчасті, рекуперативні повітряні обігрівачі.

Типовим представником в цій групі котлів являється уніфікований котел марки ТР-35-У, вироблений Таганрозьким заводом "Червоний котел" (Рис. 3.5).

Це котел із продуктивністю пари 35 т / год при тиску пари 3,9 МПа та температурі перегрітої пари 450 ° С. Він оснащений камерною пічкою, призначеною для спалювання кам'янистого та бурого вугілля різних сортів. Пальники розміщуються на фронтальній стіні котла. Стіни в камері згоряння повністю захищені трубами.

Тірки заднього екрана зверху розбавляються у випускному вікні печі у трирядкових фестонах, які розташовані на першій і другій стадіях (у процесі пари) перегрівання вертикального типу. Поверхні

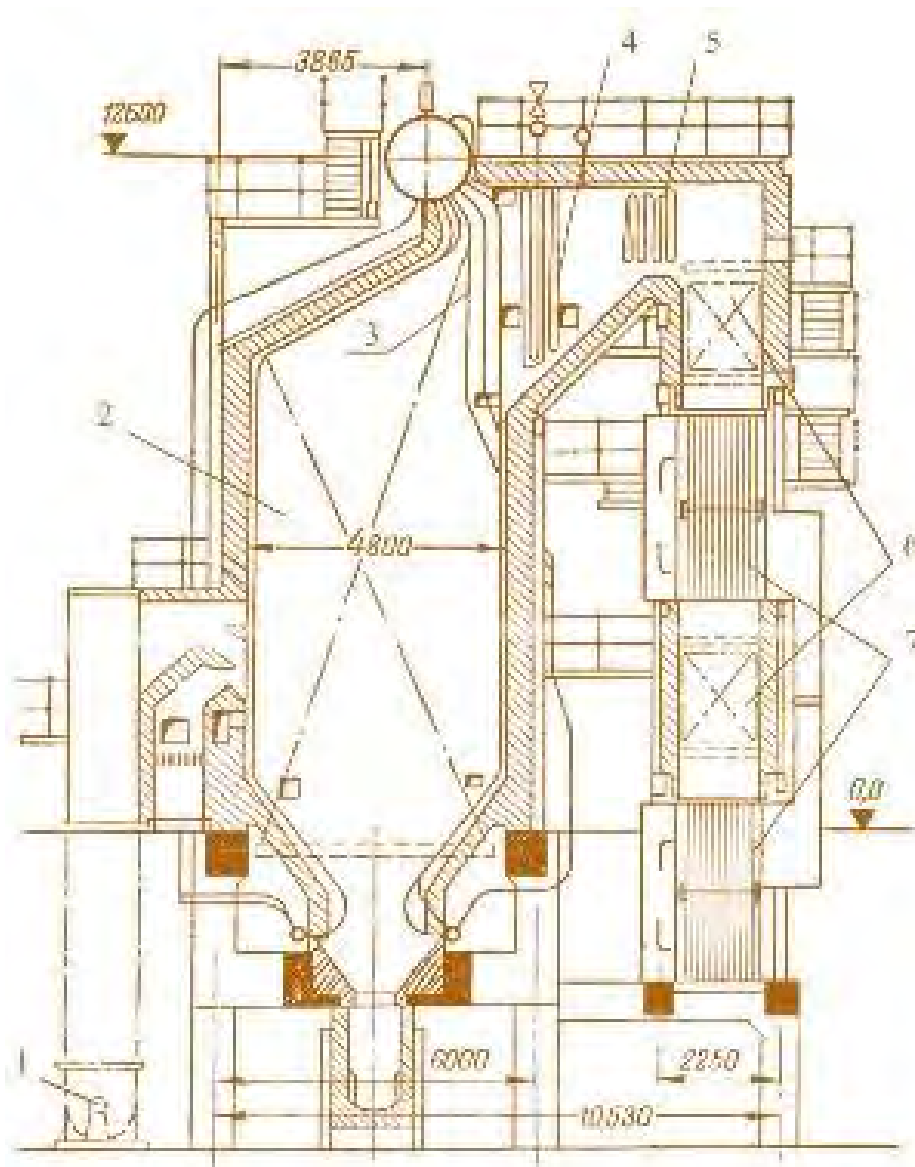


Рис 3.5. Єдиний к-отёл ТП-35-У із шахтною печі: 1 - це шахтні млини; 2-камерна піч; 3 - це трисерійні фестони; 4 - це перший ступінь перегріву; 5 - це другого ступеня перегріву; 6 - це водяний економайзер; 7 - це повітряний нагрівач

першого ступеня нагріву залишаються незмінними при згорянні палива різного сорту, а друга ступінь газопроводу може змінюватися. У нижній частині котла являється конвективні нагрівальні поверхні - це водоекомайзер і повітряний нагрівач.

3.4. Котли парові

Середні енергетичні парові котли об'єднують у одній родині велику кількість різних типів водотрубних котлів із паром потужністю від 100 до 640 тон на годину. Енергетичні котли з середньою потужністю виробляють на середньому та високому тиску перегрітої пари, тоді як вони конструктивно виконані як барабан, із натуральною і примусовою циркуляцією, а також прямим тягою. У парових котлах із середньою продуктивністю найчастіше використовуються камерні пилові та газові пальники. Останнім часом ці котли також використовують вогнегасники для спалювання низькокалорійного палива у циркулюючому киплячому шарі, а також вихрові печі різних конструкцій.

Паросилові котли середньої потужності працюють як на збалансованому навантаженні, так і при наддувом. Вони можуть спалювати тверде паливо, природний газ та мазут.

Виробництво котлів середньої потужності почало швидко розвиватися у СРСР наприкінці 40-х років минулого століття, коли для відновлення економіки після війни та її подальшого зростання необхідне інтенсивне нарощування потужності. Для підвищення теплової ефективності парогенератора необхідно було перейти на більш високі параметри пару (тиску та температури перегріву).

У 1947 р. було створено перший зразок двобарабаних котлів з високим тиском із продуктивністю пари 230 та 170 т / год, які були серійно виготовлені до 1958 р. різноманітних модифікацій: пиловугільного вугілля, із газу, згоряння вугілля, звільнені відходи, із камерними пальниками і горизонтальними прекурсорами циклонів. Особливістю цих котлів являється наявність двох барабанів, які з'єднані великою кількістю переливних труб. Наявність двох барабанів обумовлена бажанням максимально сушити пару до його надходження у пароперегрівач. Таке ускладнення конструкції було пов'язано із тим, що під час проектування цих котлів не було досі відомих пристроїв розділення високого тиску.

Поява нових структур парових пристроїв дозволило відмовитися від конструкції двох барабанів котлів високого тиску і перейти на однобарабанну конструкцію котла високого тиску (10 МПа) - це ТП-13 із виходом пари 220 т / год, але із підвищеним тиском та температурою перегріву 540 ° С.

До 1962 року котли з цієї серії, які призначені для спалювання вугільного пилу, були оснащені кутовими щілинними пальниками, встановленими на двох по кожній бічній стіні. При спалюванні вугільного пилу і доменного газу на бокових стінках навколо один одного встановлювалися турбулентні пильовироби, а газові пальники - це на передній стінці.

За аналогічними параметрами паропроductивності та пари газомасляний котел ТГМ-151 практично відмовився від горизонтального перехідного газового димоходу між камерою згоряння та конвекцією, а трубчастий повітряний нагрівач був заміщений регенеративним обертовим валом.

Подальше збільшення параметрів пари призвело до розвитку котлів із тиском пари 14 МПа та температурою перегріву 570 °С. У всіх котлах в цій групі, які працюють на різних паливах, камера згоряння ділиться на дві частини двома - це екран із захистом, що дозволило зберегти збільшення розміру котла приблизно вдвічі більше пари (від 220 до 420 т / рік).

На рис. 3.6 представлено розділ такого котла для згоряння низькорекційного палива - це антрациту та небеленого каменю. Камера згоряння котла ТП-80 призначена для видалення рідкого шлаку та обладнана високим запальним поясом. При цьому пальники розташовані один до одного на фронтальній і задній стінках печі.

Для ефективного спалювання низько реакційного палива використовувалась висока температура повітря (до 400 °С), що спричинило двостадійне розташування повітряного нагрівача, тобто розташування його початкової частини у зоні підвищеної температури газового потоку.

З метою подальшого підвищення ефективності парового турбінного циклу в котлах продуктивністю 420 т / год було введено вторинне перегрівання пари. Із цієї групи котлів котель марки ТП-92 представляє інтерес із продуктивністю пари 420 т / год, 14 МПа, 570/580 °С (рис 3.7). Цей котел використовує вугілля із низькою вологістю при помірній температурі гарячого повітря. Видалення шлаку являється твердим. Камера згоряння, як і у інших котлах із виходом пари 420 т / год, поділяється на дві частини двотональним екраном. Одноступеневий повітряний нагрівач не знаходиться під економайзером, але у окремому, незалежному шахті.

У газових котлах цієї серії частка випромінювання пароперегрівача трохи підвищується.

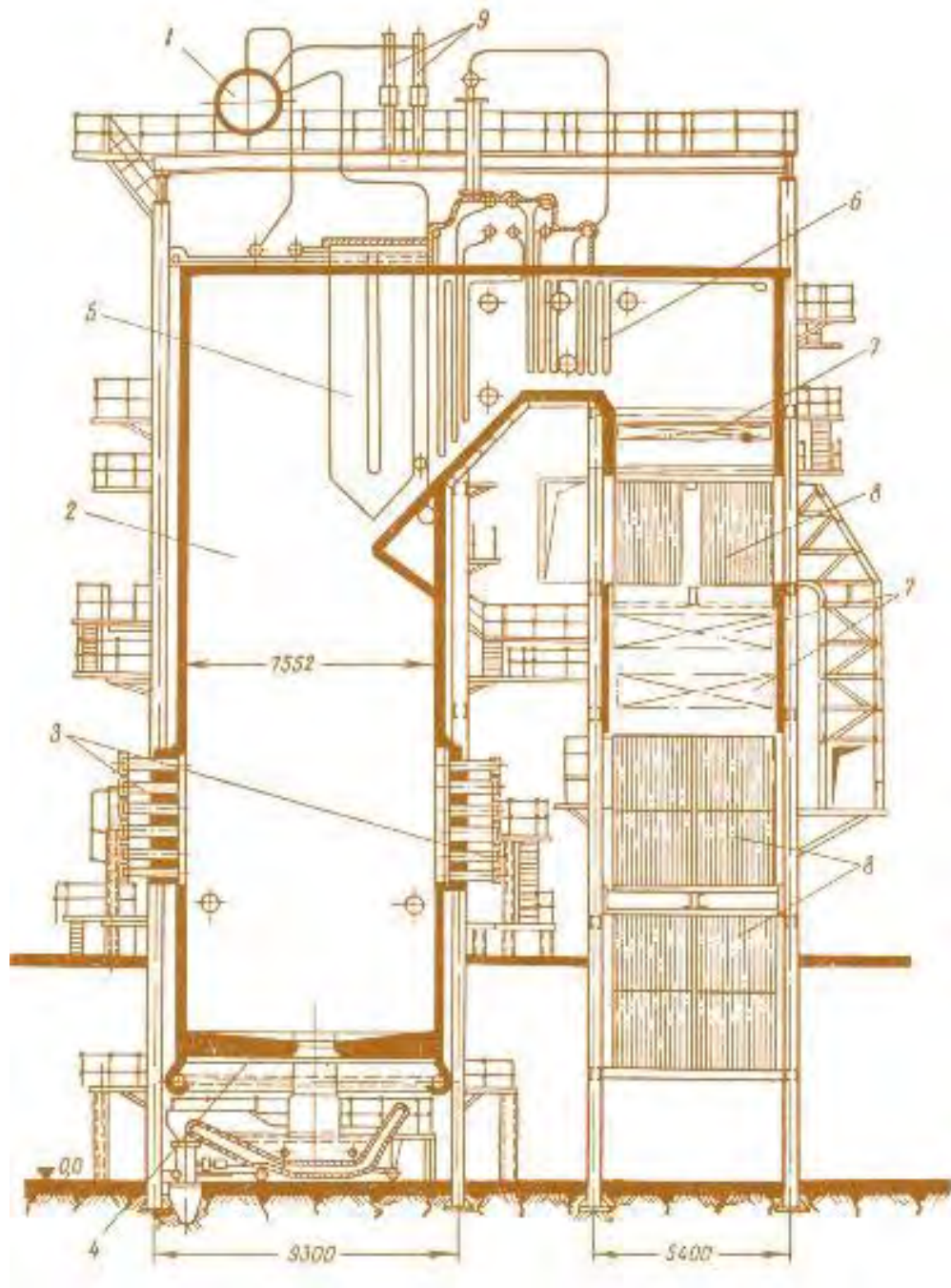


Рис 3.6. Поздовжній розріз котла ТП-80 із продуктивністю пари 420 т / рік для згорання антрациту та небеленого каменю: 1 - це барабан; 2 - це камера згорання; 3 - це порошкові пальники; 4 - це під очима; 5 - це екран; 6 - це конвективна частина пароперегрівача; 7 - це економайзер; 8 - це трубчастий нагрівач; 9 - це дистанційний сепараційний циклон

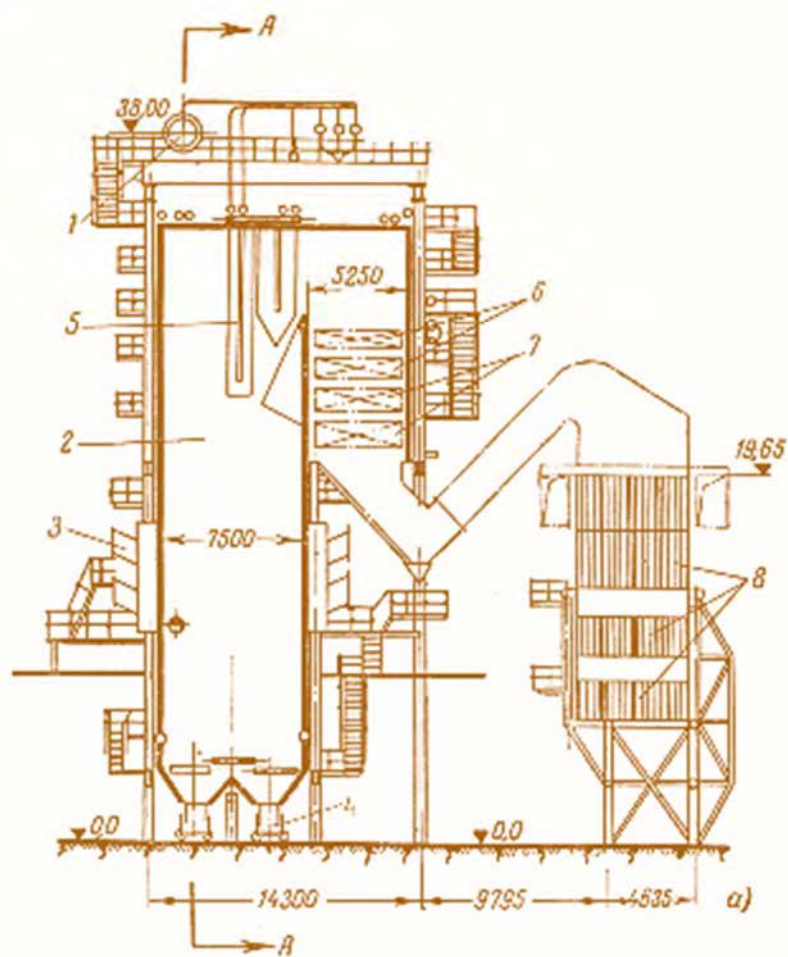


Рис 3.7. Котел ТП-92 із парою потужністю 420 т / рік для спалювання ковкого вугілля: 1 - це барабан котла; 2 - це камера згоряння; 3 - це пальники; 4 - це пристрій для механічного видалення шлаку; 5-екран; 6 - це конвективний пароперегрівач; 7 - це водяний економайзер; 8 - це трубчастий повітряний нагрівач

Замість трубчастих регенеративних повітряних нагрівачів використовуються, які обертаються і встановлюються не під економайзер, а за ним. У звільненій частині газового каналу, що знаходиться вниз, являється конвекційна частина пароперегрівача. Через це мінімальна довжина горизонтального газового каналу, тобто

конвеєрний вал, що знаходиться нижче по потоку, розташований практично без змін до камери згоряння.

В даний час у Таганрозі та Подільському виробляються барабанні парові котли із природною циркуляцією у діапазоні продуктивності від 100 до 500 тонн на рік. ВАТ "Червоний котел" (м. Таганрог) виробляє парові котли потужністю 160 т / год (при середньому тиску) до 630 т / год (надкритичний тиск). у Україні виробництво енергетичних котлів відсутнє.

Типовим представником сімейства барабанних котлів середньої продуктивності являється котел ТРЕ-430 (рис 3.8). Він має місткість 500 т / год при тиску перегрілої пари 13,8 МПа та температури перегріву 560 ° С і призначена для спалювання вугілля марки БС. ККД котла становить 90,5%.

Одно барабанний паровий котел, що має природну циркуляцію, має Р-подібне розташування поверхонь нагріву. Котел зроблений газонепроникним і призначений для роботи із збалансованою тягою.

Стіни камери згоряння, горизонтальні і поперечні конвекційні протоки утворені газопровідними панелями труб, між якими розташовується піднята смужка. Паровий пароперегрівач котла складається із випромінювальних і захисних пароперегрівачів, розташованих у верхній частині печі, та двох конвекційних етапів у горизонтальній газовій струмі. Мембранний економайзер складається із двох етапів і розташований у вихідному газі. Котел обладнаний 8 горелками із горілочкою.

Для нагрівання повітря котел ТРЕ-430 оснащений трубчастим і регенераційним повітряним нагрівачем.

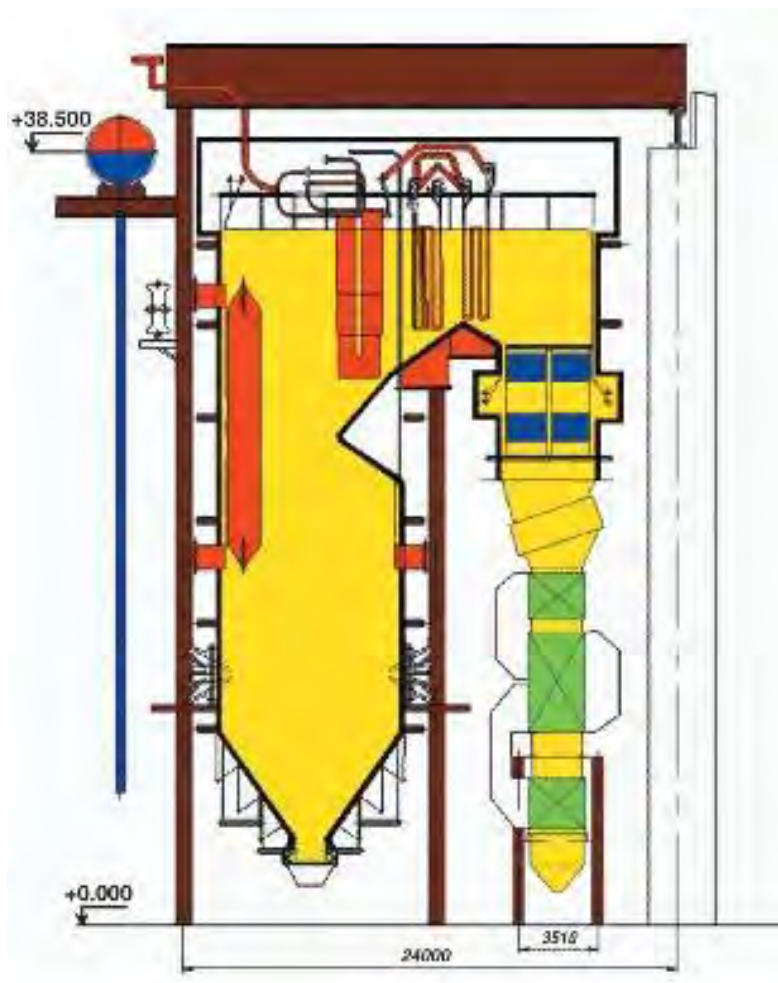


Рис 3.8. Паровий котел ТРЕ-430 у розділі

Регулювання температури перегріву пари здійснюється за рахунок введення власного конденсату. До котла подається тверде видалення шлаку.

Повністю автоматизовані процеси поповнення води, спалювання та регулювання температури перегріву пари.

Паралельно із барабанними котлами, до теперішнього часу розроблені проекти котлів постійного струму середньої продуктивності. На початку 50-х років ХХ століття постійно діючі котли високого тиску стали виготовляти Подільський машинобудівний

завод. Був створений один із перших котлів марки СП-67 продуктивністю 230 т / год, тиском 9,8 МПа і температурою 510 ° С.

Згодом виробництво прямоточних парових котлів середньої потужності, що виробляє пару високого тиску, орієнтоване на програмне забезпечення «Червоний котел».

Паровий котел РС-38-Р (РР-270-13,8545 / 545GM) призначений для одержання перегрітої пари із робочим тиском 13,8 МПа та температурою 545 ° С із продуктивністю пари 270 т / год а ефективність - це 92,8%. Він може працювати як парогенератор низького тиску під схемою згоряння у парогазовій установці, а також на традиційній парогенеральній установці. Це прямого потоку, газовий котёл, виконаний для Р-подібного макета і встановлений на власній рамі (рис.3..9).

Камера згоряння являється відкритим, призматичним, прямокутним перерізом. При реконструкції котла на газоносіїв зберігається холодний холодний кратер. Над "холодним" соплом на бокових стінках встановлено 6 газових пальників із трикутником (3 горелки на стіні). Для зменшення утворення оксидів азоту котлоагрегат обладнаний схемою сгорання, для чого встановлені насадки критичного удару над пальниками.

Перший у СРСР індустріальний електричний котел (потужність пари 200 т / год, тиск 13,8 МПа, температура перегрітої пари 500 ° С) був розроблений професором Л.К. Рамзиним та встановлений у 1933-1934 рр. На одній із московських ТЕЦ (ТЕЦ ВТІ).

Печі та роторні газові димоходи захищені трубами нижньої, середньої і верхньої частин випромінювання та мають хвилі Рамзін. Бойлер покритий металом на рамі.

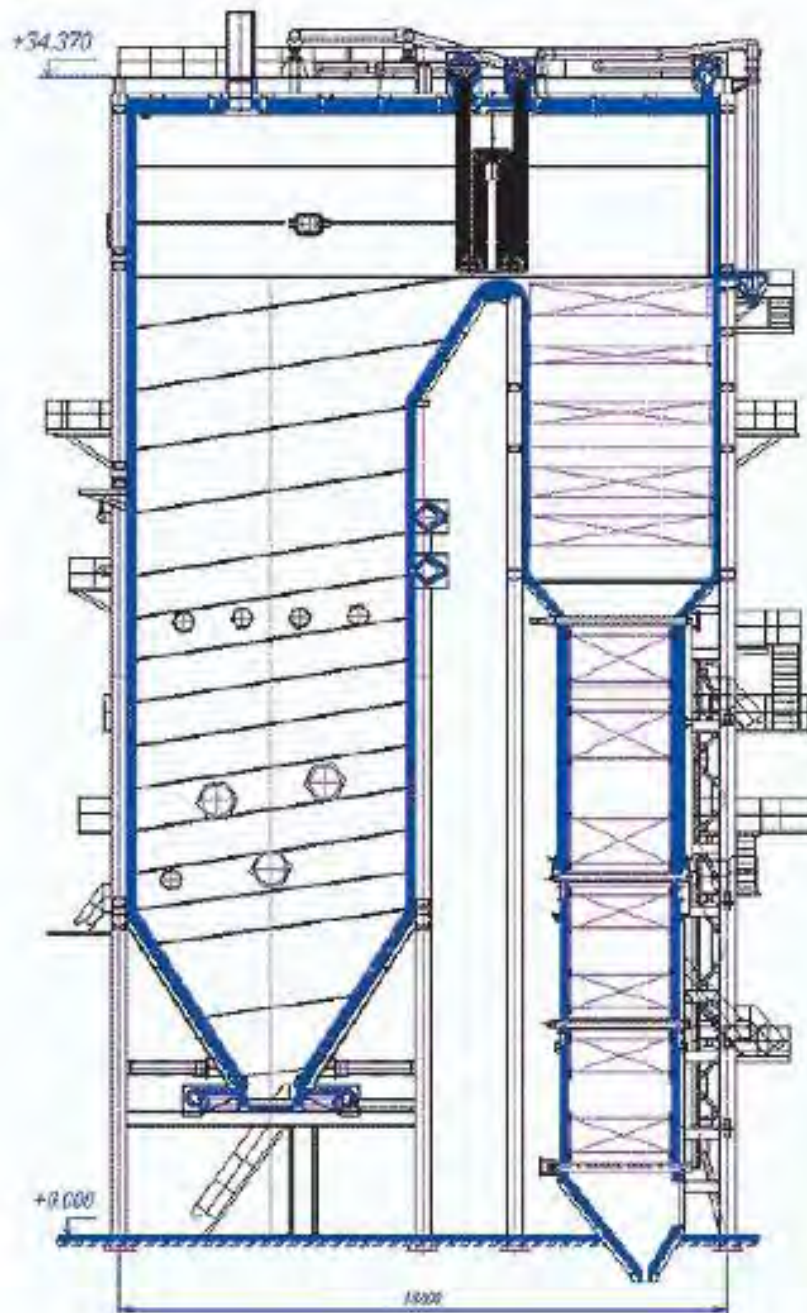


Рис 3.9. Загальний вигляд прямого потокового парового котла РС-38-Р у розділі

При витоку із печі на виході із роторного газу знаходиться пароперегрівач затвора, у осушувач - це конвективний пароперегрівач

високого тиску, два ступені конвективного перегрівача низького тиску, водяний економайзер, газовий водонагрівач високого та низького тиск

Регулювання температури пари низького тиску здійснюється шляхом обходу першої стадії конвективного пароперегрівача низького тиску, а крім того - це рециркуляції димових газів, які вибираються після водоекомайзера.

Котел оснащений необхідними арматурами, контрольно-вимірювальних приладами, засобами захисту, а також автоматичною системою управління технологічним процесом.

3.5. Парові котли енергоблоків ТЕС

У середині двадцятого століття розвиток теплових електростанцій йшло шляхом збільшення одиничної потужності та енергоефективності обладнання. У той же час у 50-х роках ХХ століття у СРСР почали будуватися ТЕЦ із енергоблоками 100, 150 і 200 МВт, а у 60-ті роки - це на замовлення електростанцій на електростанціях 300, 500 і 800 МВт. Також введено у експлуатацію один енергоблок потужністю 1200 МВт. У цих блоках встановлені котли над критичними параметрами пари.

Перехід котлів на надкритичні параметри пари було продиктовано економічною доцільністю, що визначалося оптимальним балансом економії палива завдяки збільшенню теплової ефективності циклу та підвищенню вартості обладнання та експлуатації. Відмова від використання у потужних блоках барабанних котлів на підкритичних параметрах пари визначалася значним збільшенням вартості котла внаслідок збільшення ваги барабана, що для бойлера блоку 500 МВт досягав 200 тонн. Установка та експлуатація такого котла значно

ускладнюються, тому оптимальна потужність силових агрегатів із барабанними котлами несуть базову навантаження, не перевищує 400 МВт. У зв'язку із цим при створенні потужних агрегатів було вирішено перейти на котли постійного струму вище критичного тиску.

Перші котли постійного струму для енергоблоків моделі 300 МВт ССІ-110 та РС-39 та котли на 800 МВт моделі ТЕЦ-200, ТЕС-200-1 були зроблені на початку 60-х років ХХ століття. Вони виконували двоконтурні. Парові котли ТРР-110 та РС-39 були виконані із асиметричним розташуванням поверхонь нагріву у кожному випадку (моноблок).

У котлі ССІ-110 у одному корпусі розташована основна частина первинного перегрівача, у другому - це розташована інша частина цього перегрітого нагрівача та вся поверхня нагрівання проміжного перегрівача. При такому розташуванні пароперегрівачів температура пари у кожній із них регулюється зміною співвідношення "подача води - це паливо". Крім того, температура проміжних парів регулюється у газопаровому теплообміннику.

Перерозподіл теплового навантаження між корпусами, що виникає при регулюванні температури пари, являється небажаним, оскільки під час спалення антрацитового валу та інших типів низькорекційного палива спостерігається зниження температури гарячого повітря, що призводить до збільшення втрат тепла від віджиманого палива.

У двокаточному паровому котлі моделі РС-39, виготовленій за Т-схемою, первинні та проміжні пароперегрівачі розташовані у чотирьох конвекційних валах тіл, несиметрично до вертикальної осі котла. При зміні кількості продуктів згоряння у правій та лівій конвективних валах кожного корпусу теплопередача перерозподіляється первинною і

проміжною теплою парою, що призводить до зміни температури пари. У паровому котлі із двома корпусами із симетричними шафами моделей ТЕС-200 конвекційні міни кожного корпусу ТПП-200-1 поділяються на три частини вертикальними перегородками. У середині конвекційного валу розміщені пакети водоекомайзера, у двох крайностях - це пакети конвективного перегрівача високого тиску та проміжного.

Досвід експлуатації котлів ТЕС-110 підтвердив можливість регулювання температури первинної та проміжної пари шляхом зміни співвідношення «подача води-паливо» у кожному із випадків. У той же час під час експлуатації цих котлів спостерігалось збільшення кількості їх аварійних зупинок. Робота котлів була значно ускладнена. Подібна схема спостерігалася під час експериментальної роботи котла ПК-39.

Надалі замість цих котлів виготовлялись двоколісні агрегати, але із симетричним розташуванням нагрівальних поверхонь у корпусах - це двоблоки (ТПП-210, ТПП-210А, ТГМП-114, ПК-41, ПК- 49, Р-50).

Використання двох корпусних котлів із симетричним розташуванням поверхонь нагріву збільшує надійність блоку живлення. При аварійній зупинці одного із корпусів блок живлення може працювати із зменшеним навантаженням на іншому корпусі. Проте робота із одним корпусом являється менш дорогою. Недоліками котлів із двома корпусами являється складність схеми трубопроводів, велика кількість клапанів та збільшені витрати.

Досвід експлуатації енергоблоків із надлишковим тиском котлів показав, що швидкість використання агрегатів із одним корпусом не нижче двох. Крім того, завдяки зменшенню кількості пара-водяних арматури та пристроїв автоматичного управління, утилізація енергоблоків із одноканальними котлами спрощена. Ці обставини

призвели до переходу до виробництва надмірного тиску одноколісних котлів.

Паровий котел ТРР-312А із виходом пари 1000 т / год (рис. 3.10)

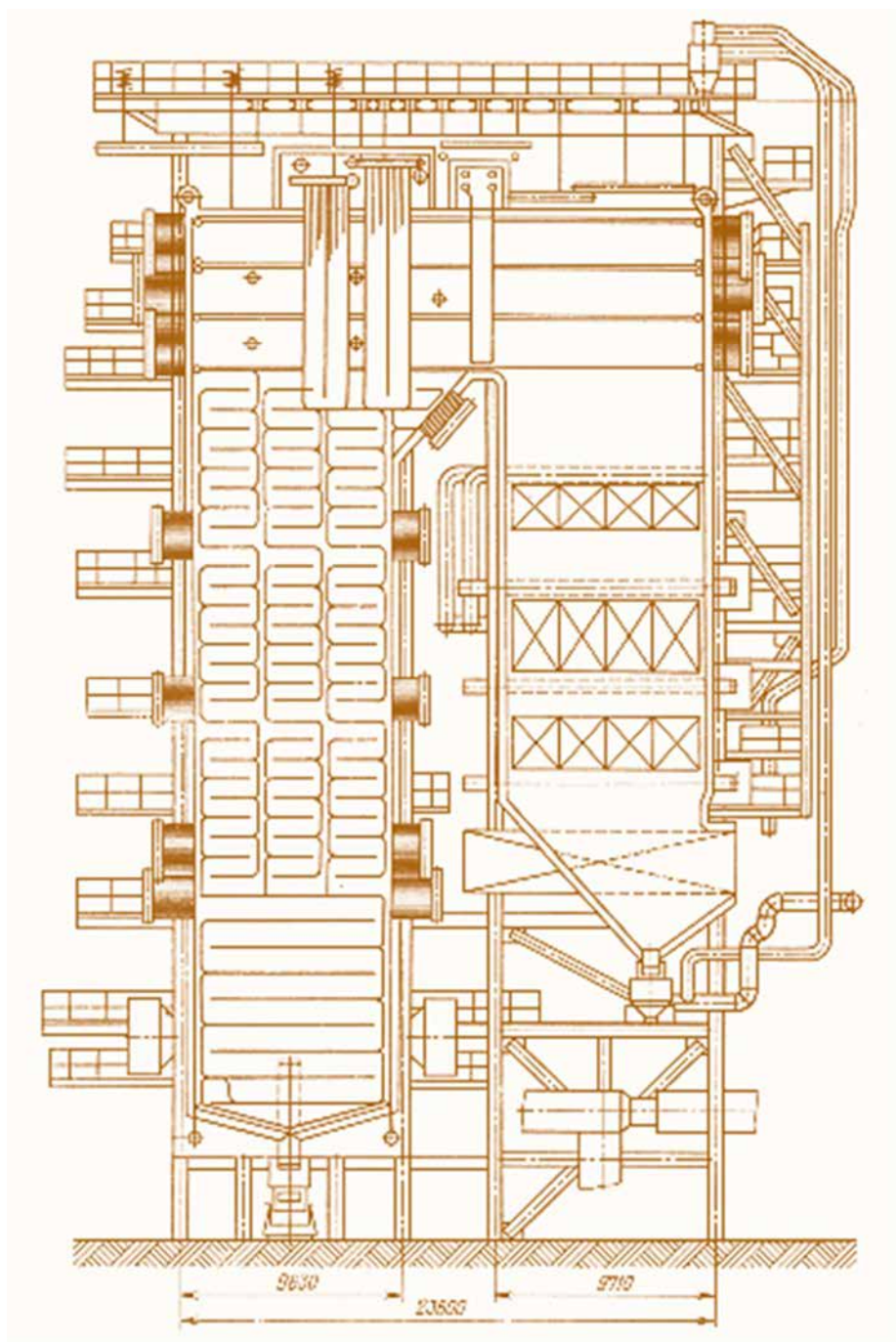


Рис 3.10. Конструктивна схема парового котла ТРР-312А

призначений для роботи на вугіллі із турбіною 300 МВт. Він виробляє перегріті пари із тиском 25 МПа і температурою 545 ° С і має ККД 92%. Котел являється одноконтурним, із перегріванням, Р-образним розташуванням із відкритою призматичною камерою. Екран на висоті камери згоряння ділиться на чотири частини: нижня частина випромінювання, середня частина, що складається із двох частин, а верхня частина випромінювання. Нижня частина камери згоряння захищена шипами, карборундами, трубами. Суспензія рідка. На виході із камери згоряння являється парафіновий пароперегрівач, у конвективному валу - це конвективні пароперегрівачі високого та низького тиску. Температура пари високого тиску регулюється введенням живильної води, а пар із низьким тиском - це теплообмінником парової частки. Повітряне опалення здійснюється у регенеративних повітряних нагрівачах.

Наступні критичні тиски розроблені та введені у експлуатацію наступні котли із одним корпусом: ПУ-312, П-57, П-67, ТГМП-314, ТГМП-324, ТГМП-344, ТГМП-204, ТГМП-1204 . У 2007 році на ТКЗ «Красний Котельщик» виготовлялись котли ТЕС-660 із продуктивністю пари 2225 т / год, а тиск пари 25 МПа для ТЕС «Бар» (Індія). Життя котлів становить 50 років.

На останньому підрозділі ТЕМ "Nemweg" у Нідерландах паровий двошаровий котель на базі технології Бенсона (рис. 3.11) встановлюється при повному завантаженні 1980 т / год, розроблений Mitsui Babcock Energy і призначений для використання на вугіллі (як основне паливо) і газ у блоці із турбіною потужністю 680 МВт.

Це випромінювання прямого котла надкритичного тиску створює пар із тиском 26 МПа і температурою 540/568 ° С.

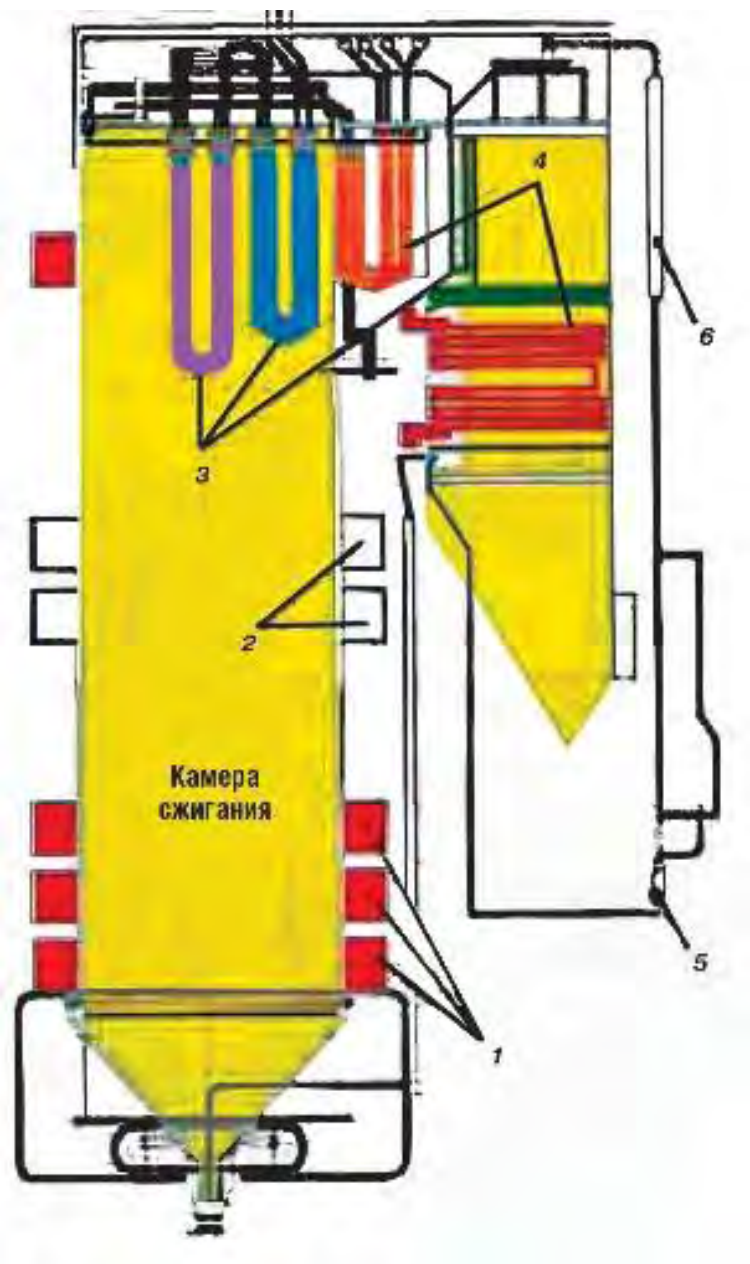


Рисунок 3.11. Котли над критичним тиском TES "Nemweg" (Нідерланди) у розділі: 1 - це пальники із низьким вмістом NO_x; 2 - це отвори гострого вибуху; 3 - це пароперегрівачі високого тиску; 4 - це промпроперегрівач; 5 - це насос; 6 - це тіло сепаратора

Він працює у режимі модифікованого змінного тиску, у якому тиск турбіни на вході регулюється до рівня, який змінюється із навантаженням силового агрегату.

Котел обладнаний трьома пароперегрівачами із проміжними охолодженими між охолоджувачами парою та двома проміжними пароперегрівачами (хоча це цикл із одноразовим проміжним перегріванням). Економайзер являється горизонтальною котушкою ребристих труб поверхня Первинний перегрітовець розташовується у вигляді одного горизонтального та одного вертикального блоку. Другий щитовий суперкулер - це шарнірна одноконтурна одиниця, а останній ступінь пароперегрівача також виготовляється як одноконтурний підвісний вузол. Температура гарячої води на виході котла становить 540°C . Система проміжного котла нагрівача має два етапи - це первинну та кінцеву. Первинний етап включає дві горизонтальні одиниці, остаточний ступінь перегріву представлений вертикальним блоком у вигляді складової схеми, розташованої у котлі. На виході котла температура перегрітої пари становить 568°C .

Система повітродувки котла складається із 107 вентиляторів, які живляться програмованим логічним контролером. Видалення залишку золи виконується скребковим конвеєром під печі та гідравлічним транспортуванням у балон для фільтра для золи.

Температура димових газів на виході становить близько 350°C . Потім вони охолоджуються до 130°C у поворотних регенеративних повітряних нагрівачах.

Конструкція котла передбачає мінімізацію викидів NO_x шляхом використання низькокислих палив та різких вибухових робіт. Досягнення хороших екологічних показників полегшується

десульфуризацією димових газів, що дозволяє видалити SO₂ із вихлопних газів.

Сучасний газовий паровий котел TGMP-805SZ (рис. 3.12) із продуктивністю пари 2650 т / год призначений для одержання перегрітої пари із робочим тиском 25,5 МПа та температурою 545 ° С для парової турбіни із потужність 800 МВт. Котли постійного струму, газові, однокамерні, підвішені на балках хребта, засновані на колонах будівлі котельні, і можуть

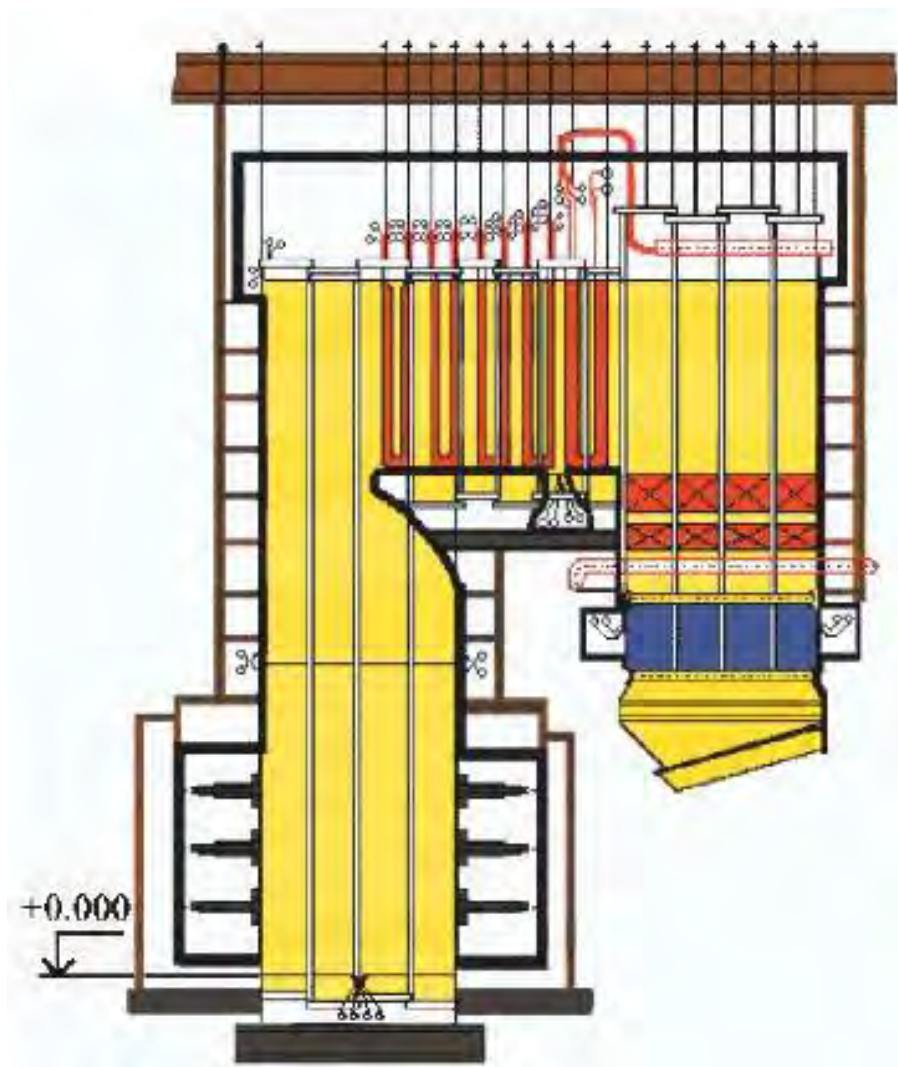


Рис. 3.12. Загальна схема сучасного газового парогенератора ТГМП-805СЗ (у розділі)

встановлено у районах із сейсмічністю 8 балів. Вона має відкриту коробку із призматичною формою. Він утворений зварюваними трубчастими панелями, у нижній частині якого являється повністю зварний горизонтальний підсекран, а у верхній частині - це горизонтальний газовий флеш, закритий зверху із одношаровим трубчастим екраном. Печі камери розділені по висоті на нижні і верхні ділянки випромінювання.

На передній і задній стінках котельні являється 36 газових пальників. У горизонтальному газопроводі п'ять вертикальних конвективних поверхонь нагріву - це пара, що генерує поверхню нагріву, що входить у пар та водовід шляху котла до вбудованої засувки, трьох частин суперперегрівача високого тиску, початковий етап Нагрівачі низького тиску розташовані послідовно.

Регулювання температури вторинної пари здійснюється шляхом рециркуляції газів. У газовому середовищі, що просушується, із екраном твердих зварювальних трубчастих панелей, послідовно у ході газопроводів послідовно відбувається вхідна стадія надсучасника низького тиску та водяного економайзера.

Одним із найважливіших досягнень теплової енергетики у кінці ХХ століття у світі було введення надкритичних котлів, які у даний час здатні працювати при тиску пари 30 МПа та температурі 600/650 ° С. Це стало можливим завдяки події у області технологічних матеріалів, які можуть витримувати умови високих температур і тисків. У "великих енергетичних" котлах (їх частіше називають "парогенераторами") працюють понад 4000 т / рік. Такі котли забезпечують пару енергоблоків потужністю 1000-1,300 МВт на електростанціях у США, Росії, Японії та деяких європейських країнах.

В даний час розробка нових моделей парових котлів для ТЕС триває. У цьому випадку котли будуються як надприродні, надкритичні та субкритичні параметри пари. Наприклад, на двох енергоблоках Neveley TPP (Індія) потужністю 210 МВт кожний встановлений паровий котел EP-690-15,4-540 LT, призначений для роботи із низькокалорійними індійськими лігнітами. Це барабанні котли із природною циркуляцією, надкритичний тиск із перегрітим теплом, одношаровий, твердий шлак, баштовий тип. Вихід пари цього котла становить 690 т / год, параметри пари - це 15,4 МПа на виході котла і 3,5 МПа на виході промислового перегрівача із температурою пари 540 ° С.

Камера згоряння котла відкрита та обладнана двенадцяти двома однорядними прямокутними багатоканальними пальниками, встановленими на всіх стінах котла на двох рівнях. Для очищення поверхонь нагріву встановлені водяні та парові котли.

Слід зазначити, що енергія у пострадянських країнах базується на використанні двох типів парових котлів - це постійного струму та котлів із природною циркуляцією. У зарубіжній практиці широко використовуються котли із примусовою циркуляцією разом із котлами постійного струму.

На додаток до основних - це парові котли високого та надкритичного тиску - це у даний час на ТЕС використовуються інші типи котлів: гарячі водогрійні котли, котли для спалювання вугілля у киплячому шарі, котли із циркулюючим киплячим шаром і відпрацьоване тепло котли Деякі із них стануть прототипом котлів для майбутнього розвитку теплоенергетики.

3.6. Котли-утилізатори та енергетичні котли

Раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів, охорона навколишнього середовища являється одними із найважливіших проблем людства. Високотемпературні процеси проводяться у технологічних печах (металургійна, хімічна, нафтохімічна та інші галузі) із надзвичайно низьким коефіцієнтом використання органічного палива (20-40%). Як наслідок, це виробництво виділяє газів, температура яких іноді перевищує 1000 ° С, токсичні речовини, дрібна дисперсія використаної сировини та інші технологічні відходи, які забруднюють навколишнє середовище. Тому обробка та експлуатація відходів із цих технологічних процесів являється важливою задачею, реалізація якої можлива на основі їх використання у котлах для відновлення тепла або у спільній організації технологічних та енергетичних процесів у енерготехнологічних підрозділах .

Котельний котел (КУ) - це котёл із парою або гарячою водою, який не має власного вогневого пальника для спалювання палива та використовує тепло відхідних газів технологічних промислових установок для різних цілей. Винятком являється випадки роботи котлів-утилізаторів на газах, що містять, крім фізичного та хімічного тепла, у вигляді горючих компонентів, які доцільно спалити. Тепло, вироблене котлом у вигляді водяної пари, гарячої води або нагрітого потоку повітря, використовується у інших технологічних процесах або у когенераційних установках для виробництва електроенергії або холоду.

Важливою особливістю відходів високотемпературних промислових газів у металургійній та деяких інших галузях являється вміст у них полімерного видалення малих частинок, що знаходяться у

твердому, рідкому або газоподібному стані. Цей процес утворюється у результаті видалення газового потоку невеликих частинок заряду, маси, розплавленого металу або шлаку, а також під час випаровування та сублімації металу у плавильних печах. Зняття рідких частинок технологічного розплаву зазвичай спостерігається під час кипіння або продування розплавленого металу. Часткове випаровування технологічного матеріалу можливе у тих же печах через високий температурний рівень.

Енергетична реалізація теплоти відпрацьованих газів у котлах-відпрацьованих водах призводить до значного збільшення коефіцієнта використання наявного тепла, зниження температури вилучення технологічної сировини у вигляді пилу та можливості її захоплення, що усуває або зменшує викиди у навколишнє середовище.

Перші котли із відновлення тепла у СРСР були введені у експлуатацію у 1939 році у вигляді газових котлів (КГ) із дренажними трубами. До 1959 року вони виготовлялися на Таганрозькій котельні, а із 1966 року на Белгородській котельні (Білергомаш) виготовлялися газові котли.

У 1947 році для мартенівської печі було встановлено перший котел-охолоджувач газів із примусовою циркуляцією води. Таке встановлення дозволило збільшити коефіцієнт використання тепла, підвищити ефективність печей (на 5,8-18%) та скоротити тривалість плавлення (на 6 - це 14,5%) внаслідок зростання теплопередачі печей, що можливо завдяки ресурсам, що створюються у тумані котла.

Ефективність використання тепла відпрацьованих газів у котлах для відновлення тепла залежить від температури вихлопних газів, теплової потужності та способу подачі газів у установку для використання тепла. Видобуток відпрацьованих газів залежить від

кількості палива, що спалюється у технологічній установці, і відпрацювання заряджених газів, утворених під час термічної обробки вихідних технологічних матеріалів. Велика кількість заряджених газів утворюється, наприклад, при плавленні руд кольорових металів, кисневому продуванні сталеплавильних перетворювачів для перетворення чавуну на сталь та ін.

Не менш важливим фактором ефективної реалізації їх тепла являється режим прийому газів у котли-відходи. У деяких випадках циклічність технологічної установки створює значні труднощі із використанням газів, як це відбувається при виробництві сталевих конвертерів, і іноді цей цикл стає серйозною перешкодою для ефективного використання потоку газу.

Утилізаційні котли, вироблені заводами котельних, поділяються на групи на декількох підставах:

- При температурі продуктів згоряння при вході у котел. На цій основі теплові котли поділяються на низькотемпературні (при температурі > 900 °С) і високотемпературні (при температурі > 1000 °С). Таке поділ пояснюється тим, що при температурах < 900 °С теплопередача із продуктів згоряння відбувається головним чином за рахунок конвекції та при температурах > 1000 °С у більшій мірі за рахунок випромінювання. Крім того, відбувається зміна сумарного стану технологічного та видалення палива, яке при температурах > 1100 °С міститься у продуктах згоряння переважно у рідкому стані.

- Відповідно до параметрів пари виробляються котли із низькими ($P = 1,5$ МПа, $t \approx 300$ °С), підвищеними (4,5 МПа і 450 °С) та високими (10-14 МПа та 550 °С) параметрами.

- шляхом організації взаємного руху води та пари та виробів згоряння: газопроводів та водопровідних труб.

- шляхом організації потоку води у контурі випаровування водопровідних котлів: котлів із природною циркуляцією та із багатократною примусовою циркуляцією (ВРС).

- За дизайном дизайну верстатів та поверхонь нагріву. На цій основі тепловимірні котли являється П-подібними, башточками та горизонтальними тунельними типами із поверхнями теплої конвекції змії у низькотемпературних котлах та радіаційно-конвективною у умовах високих температур.

Газові труби і водопровідні котли.

Котли на відходах газопроводу видаються як горизонтальними, так і вертикальними, і встановлюються на опалення, мартенівські печі, пальники та інші печі малої потужності. Відмінною особливістю цього типу котлів являється відсутність топки для спалювання палива. у якості прикладу розглянемо котел для промислових відходів для використання тепла газів після печі (рис 3.13).

Гази після печі мають температуру 1260°C і потрапляють у нижній частині котлоагрегату. Він має настінну поверхню, W-подібні трубні стрічки та конвективний пакет із пароперегрівача. Через тепла потоку газу частина води випаровується і пара перегрівається. На екрані та поверхнях стрічки являється природна циркуляція води та паро-водяної суміші. Для виробництва електроенергії із котла, пар приходить до потоку до 80 т / год, тиску 4,5 МПа і температури 440°C , забезпечуючи електричну потужність близько 8 МВт. Для підтримки постійного теплового потенціалу вхідних газів, передні газові пальники встановлюються перед КУ.

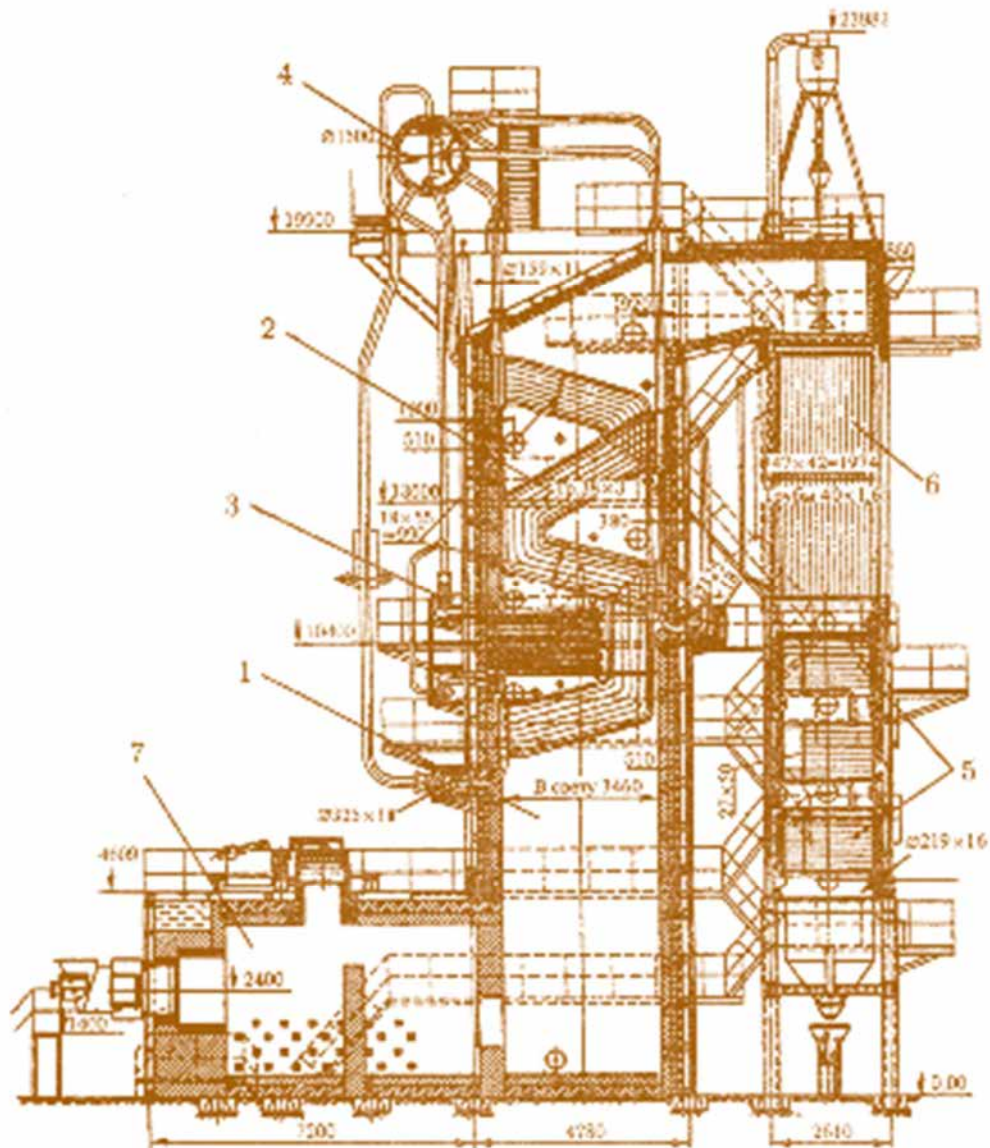


Рис 3.13. Схема відпрацьованого котла для використання тепла газів після печі: 1 - це вертикальний газовіддача; 2 - це трубчаста трубка теплообмінника; 3 - це конвективний пароперегрівач; 4 - це барабан; 5 - це економайзер; 6 - це повітряний нагрівач; 7 - це попередниці із газовою пальником

Обігрівачі відпрацьованих газових труб, незалежно від промисловості, у якій вони використовуються, мають дизайн

конструкції випаровуючої частини із природною циркуляцією води. Однак слід мати на увазі, що вони використовують їх для охолодження газів, що залишаються для малих потужностей технологічні установки.

Водотрубні вихлопні труби із примусовим багаторазовим використанням кровообіг (ВРС) води у випарних елементах були найбільш поширені у різних галузях промисловості. Наявність кількох примусових циркуляцій дозволяє елементам випаровування котла забезпечувати будь-яку конфігурацію та орієнтацію у просторі. Це створило передумови для виробництва уніфікованих котлів по газах, нагрівальні поверхні яких можуть бути представлені як змійові пакети. Основна схема такого уніфікованого котла представлена на рис. 3.14.

Котел КУ-80 має П-подібний макет. Його випарна частина складається із трьох розділів, що включаються послідовно вздовж потоку продуктів згоряння та паралельно із котлом, поданою циркуляційним насосом.

Розподіл системи випаровування на два або три секції, які паралельно входять у воду котла, дозволяє більш ніж у шість разів зменшувати опір випаровувальної частини і відповідно потужність циркуляційних насосів.

Живильна вода потрапляє у котел через водоохолоджувач, після чого його подають у барабан котла. із барабана котлова вода циркулює через дозатор мулу у трьох упаковках випаровування, включених паралельно. Парівно-водяна суміш із випарювальних поверхонь нагрівання надходить у барабан, у якій відбувається відділення парів від води (розділення). Відокремлений пар відправляється до перегрівача, а потім до споживача.

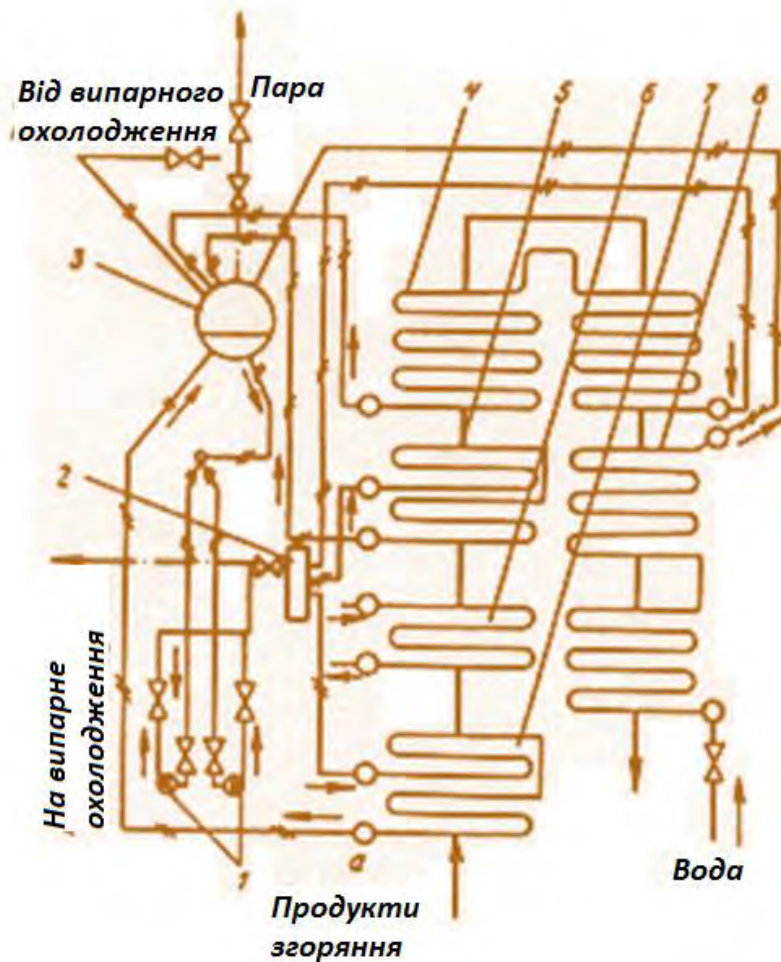


Рис 3.14. Основна схема котла КУ-80-3: 1 - це циркуляційний насос; 2 - це шламований сепаратор; 3 - це барабан; 4 - це третя секція випаровування; 5 - секундний випарний відділ; 6 - це пароперегрівач; 7 - це перша секція випаровування; 8 - це економайзер

Залежно від температури продуктів згоряння при вході у котел це змінює його продуктивність парів та інші параметри.

Якщо необхідно встановити котлоагрегат на нагрівальні печі, Р-подібне розташування замінюється турбіною або горизонтальною із тією ж послідовністю розташування поверхонь нагріву у процесі

газоподібних. У цьому випадку немає необхідності у громіздких і дорогих газопроводах із печі до котла-відпрацьованого тепла, у незалежній котельній, і, крім того, присоски у газопроводі холодного повітря та втрату тепла як у навколишньому середовищі і із газами, що виходять із котла, зменшуються.

Для споживання продуктів згоряння від $40 \cdot 10^3$ до $150 \cdot 10^3$ м³ / год із температурою 650-850 ° випускається серія котлів-відпрацьованих газів із параметрами тиску пари 4,5 та 1,8 МПа та температурою 375-400 ° С. Котли можуть працювати у комплексі із випарним охолодженням печей або тільки для використання фізичної теплоти відходів згоряння, що надходять із печей.

Котли, що відновлюють тепло, використовуються у парогазових установках.

Широке поширення комбінованих теплових електростанцій (КГТГ) у останні десятиліття теплових електростанцій, а також когенераційних установок, що мають високий коефіцієнт ефективності внаслідок спільного розвитку електричної та теплової енергії, зумовили необхідність створення спеціальних відходів теплової котли для них.

Котли згоряння, що використовуються у парогазових установках (рис 3.15), призначені для виробництва пари середнього та високого тиску, який згодом використовується у паровій турбіні. Джерелом енергії, який використовується таким котлом для відходів, являється газ, що надходять із газової турбіни. Конструкція котла-утилізатора парогазової установки визначається температурою відпрацьованих газів (450-550 ° С), а також потужністю парової турбіни.

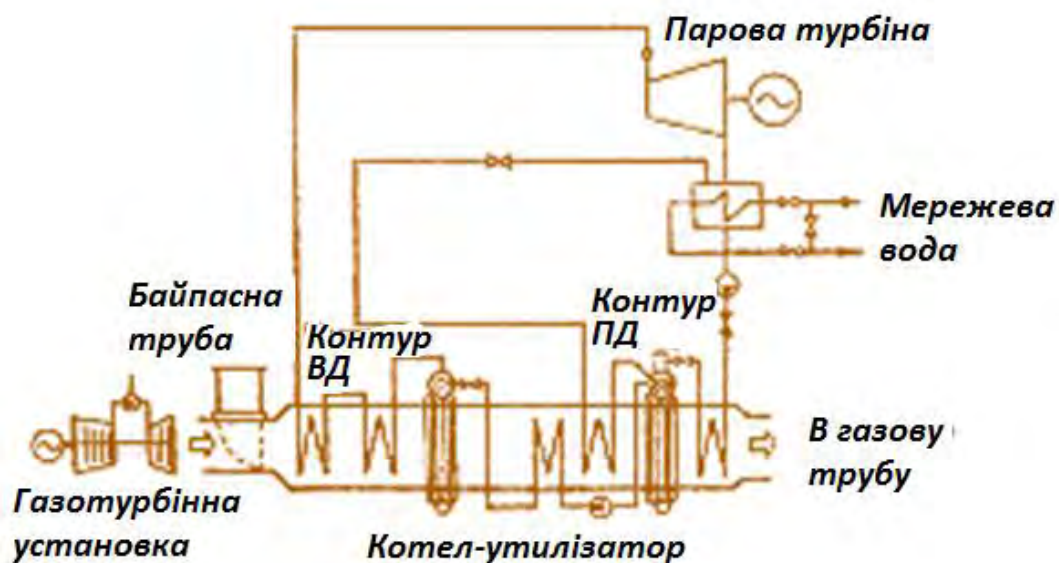


Рис 3.15. Основна схема котла-утилізатора у системі ПГУ-ТЕС

Котельня-переробна установка парогазової установки - це барабанний блок із водопровідною трубкою із конвективними нагрівальними поверхнями та безліч примусової циркуляції. Залежно від потужності парової турбіни, вони можуть бути як одноконтурні, так і мати дві незалежні схеми із різним тиском пари.

Барабанні відходи котлів призначені для виробництва пари високого (8 МПа), низького (0,65 МПа) тиску та гарячої води за рахунок використання теплоти відпрацьованих газів, що надходять після газотурбінного агрегату (ГТУ). Такі ГВСГ із газовою турбіною типу В-94.2 потужністю 150 МВт працюють у Росії (наприклад, на Північно-Західній ТЕЦ у Санкт-Петербурзі).

Котел використовує однокорпусне вертикальне розташування із примусовою циркуляцією середовища у контурах випаровування високого та низького тиску із підвіскою поверхонь нагріву до власної рами через проміжні металеві конструкції (рис 3.16).

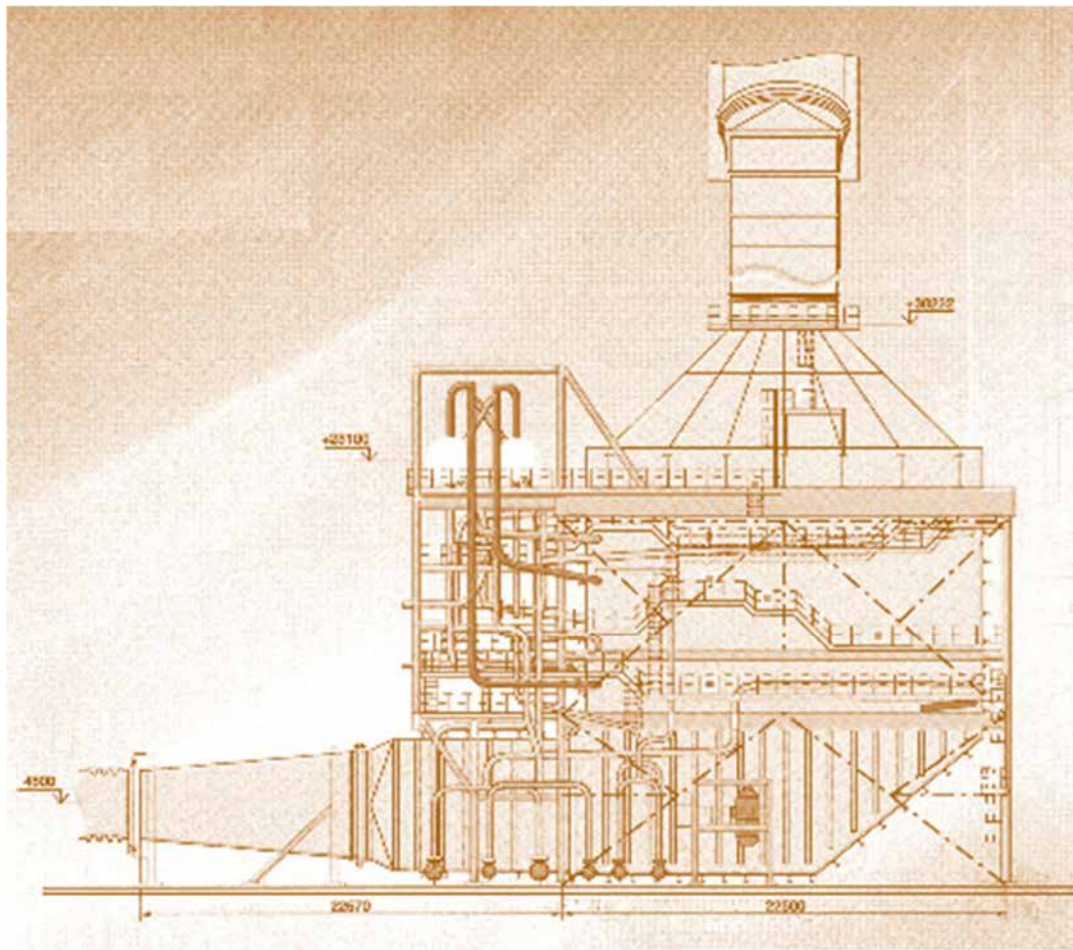


Рис 3.16. Загальна схема котла, що використовує Р-90 для ПГУ потужністю 450 МВт у розділі

Через металеву оболонку утилізатор котла газонепроникний. Паровий тракт складається із окремих контурів високого та низького тиску. Контур високого тиску включає у себе економайзер, випарник та поверхню перегріву пари, схему низького тиску - це випарник та перегрівання пари. Нагрівальні поверхні котла виконані із труб із зовнішнім спіральним плавцем. Вихід пари контура високого тиску становить 242 т / год, а низький - це 56 т / год.

Робочий діапазон регулювання навантаження котла становить 100-50% номіналу.

Регулювання тиску і температури пари у котлі не передбачено, оскільки воно повинно працювати із змінні параметрів пари, які визначаються потоком і температурою газів, що надходять у відходи котла від ГТУ, та парової турбіни.

В результаті, використовуючи теплоти відпрацьованих газів, GTU виробляється до 30% від загальної потужності CCG, а ефективність роботи установки піднімається до 52-54%, а у деяких випадках до 60%.

Котли котлів когенераційних установок використовують тепло вихлопних газів газових турбін або поршневих двигунів і призначені для виробництва пари, що використовується для технологічних потреб або нагрівання мережевої води систем тепlopостачання. Вони виконуються схемами односхем із примусовою циркуляцією.

Енерготехнологічні підрозділи (ЕТА) - це це не просто злиття теплотехнічної установки із подальшим використанням тепла, як і у котлах із відновлення тепла, але збільшення технологічної та енергоефективності заводу при виробництві принаймні двох товарних продукти - це технологічні та енергетичні. При створенні енерготехнологічних підрозділів, як правило, оптимізується вся система споживання тепла, починаючи із технологічної частини. У таких установках неможливо розділити технологічні та енергетичні елементи блоку. У заводах, що базуються на типових котлах за рахунок спільного виробництва двох або більше продуктів на одній установці, новий якісний результат досягається як у технологічному, так і у економічному аспектах. ЕТА дуже широко використовується у хімічній, целюлозно-паперовій та металургійній галузях. Наприклад, виробництво заплутаних фосфатів здійснюється у енерготехнологічних циклонних агрегатах (ЕТА-CF-7N) на базі однотрубного котла із

природною циркуляцією. При продуктивності установки для безводного фосфату 150 т / добу продуктивність пари складає 20-30 т / год при тиску 4 МПа та температурі перегріву до 450 ° С. Тепловефективність енерготехнологічної установки 80-85%. Енерготехнологічний підрозділ ЕТА-СF-7N виробляє три товарних продукти: безводний фосфат, що являється вискоефективним кормовим і фосфорним добривом; фторид натрію (NaF) і енергетичний або технологічний пар.

У 2006 році Росія ввела у експлуатацію блок енерготехнологій, який являється модернізованим паровим котлом КВСД-20 для перетворення бурого вугілля у кокс. Очікувана продуктивність установки становить 15 тонн на годину для вугілля, 3,5 тонни на рік для коксу, при збереженні номінальної теплової потужності 20 Гкал / год у гарячій воді.

3.7. Створення та вдосконалення водогрійних котлів.

Розробка та вдосконалення пристроїв для нагріву води нерозривно пов'язані із досягненнями людства у галузі науки і техніки: від найпростіших керамічних і металевих посудин до складних пристроїв із композиційних матеріалів, оснащених комп'ютеризованими системами управління та управління.

Загальне, спрощене поняття "водонагрівальний котел", тобто судно, пристосоване для водяного опалення, досягає далекого минулого людства.

Визначення водогрійного котла як пристрою для підігріву води під тиском виникла із виникненням необхідності розділити місце підготовки гарячої води та місця його використання для внутрішніх,

економічних та інших потреб. Це відноситься до початку двадцятого століття.

Потім теплопостачання будівель та громадських будівель у великих містах здійснювалося парами із парових котлів. Проте висока температура пари, значний гідравлічний опір системи опалення при досить високій швидкості пари у трубах, низька ефективність процесу примусувала пару замінюватися гарячою водою, яка має набагато більшу теплоємність, що може прохолодно, не змінюючи фазовий стан нижче точки кипіння.

Спочатку це завдання було реалізовано шляхом створення парових котлів, що спалюють у своїх печах кам'яні вугілля або дрова. Ці котли знаходяться у об'ємі води обігрівача, що охолоджував барабан, пропускаючи по якому воду нагрівають, а потім йдуть у опалювальну систему. Однак, по-перше, барабан містив лише невелику котушку, а по-друге, тут, крім внутрішньої поверхні катушкових труб, зовнішня оболонка була накрита шкалою і промита котлом із його поверхнею. Це призвело до зниження температури гарячої води, спрямованої до системи опалення, та палива перегрівання, а кількість гарячої води для споживача була обмежена об'ємом води у барабані, поверхня обігрівача, поміщена у об'єм води барабана, а також теплопровідність металевої котушки. Вирішення проблеми парових котлів виникла при розробці та використанні водогрійних котлів, які виробляють виключно гарячу воду із необхідним тиском і температурою. Постійна потреба людського суспільства у забезпеченні теплопостачання та вибору води як основного теплоносія обумовила швидке зростання котельних у цьому напрямку.

Водогрійний котел - це пристрій, що має топку та нагрівається згоранням, що спалюється у ньому, і призначений для отримання

гарячої води із тиском вище атмосферного для використання поза котлом. Котли можна класифікувати відповідно до теплової потужності, взаємного розташування опалювальних та нагрівальних середовищ, типу циркуляції теплоносія, типу тяги у газовій магістралі та типу горючого органічного палива.

Для теплової енергії водогрійні котли розділені на котли:

- низька потужність (до 400 кВт при температурі води до 115 °С);
- середня потужність (до 10 МВт при тиску води до 2,2 МПа та температурі води до 150 °С);
- висока потужність (10-210 МВт при тиску води 2,5 МПа та температурі води до 150 °С).

Створення та удосконалення водогрійних котлів розроблено відповідно до вимог, пов'язаних із ними, із точки зору ефективності, надійності, екологічної безпеки, комфорту та доступності у управлінні, а також типів використаного палива. Це призвело до різноманітних науково-технічних рішень, викладених у їхньому проекті.

Простий циліндричний котел перетворюється на котли та котли акумулятора, а потім у котел із гарячими димохідними трубами та далі у водопровідну трубу. Циліндричний котел був заклепленим сталевим барабаном, який піддавався нагріванню газів практично на всіх зовнішніх поверхнях. Розвиток циліндричного котла йшов уздовж лінії збільшення поверхні нагрівання при зменшенні об'єму води. Збільшення поверхні нагріву було обумовлено розвитком як внутрішньої, так і зовнішньої поверхонь теплообміну. У першому випадку вони прийшли на розробку котлів із гарячими та димохідними трубами, а у другому - це батареям і водопровідним котлам. У котлах

із полум'ями та димарами вода промиває труби назвні, а у котлах батарей та водопровідних труб - це зсередини.

На початку двадцятого століття В. Г. Шухов створив оригінальний водотрубний котельний: секційний із приєднанням труб до окремих елементів, які далі поєднуються у необхідних комбінаціях один із одним і із барабаном котла. У його проекті була передбачена можливість розміщення котлів різної потужності із обмеженої кількості типів окремих деталей, що, таким чином, створює можливість організації виробництва стандартних деталей. Шуховські горизонтальні та вертикальні водонагрівальні котли були тоді широко поширені та сприяли глобальній теплотехніці.

Низьковольтні водогрійні котли призначені для забезпечення індивідуального опалення та гарячої води для квартир та котеджів, котли середньої потужності використовуються переважно для опалення комунальних об'єктів та великої потужності - це для централізованого теплопостачання міст та великих житлових районів. у основному вони встановлюються у великих котельнях та теплових електростанціях. Покращення водогрійних котлів малої потужності йде на шляху розвитку як водопровідних, так і газоповітряних котлів. У той же час, поліпшення конструкцій досягається завдяки використанню більш ефективних і досконалих теплообмінних поверхонь, пальників, майже повна автоматизація процесів регулювання та управління.

За взаємним розташуванням опалювальних та нагрівальних середовищ водогрійні котли розділені на газопровідні труби, водопровідні труби та контактний тип.

У котлі газової труби продукти згорання проходять всередині труб поверхонь нагріву, а вода - це за межами труб. Розрізняють вогнетривку, полум'я та комбіновані газотрубні котли, тобто котли із

димохідною трубою і димохідними трубами. У димовій трубі паливо спалюється, основний теплообмін - це через випромінювання, а у димохідних трубах здійснюється теплопередача за рахунок конвективного теплообміну.

У водопровідних котлах вода рухається всередині труб нагрівальних поверхонь, а продукти згоряння палива - це за межами труб. Відповідно до розташування труб розрізняють горизонтально-водотрубні та вертикально-водотрубні котли, як своєрідне зустрічаються і похилі розташування труб.

У контактному котлі являється прямий контакт між продуктами згоряння палива та води.

За видами теплообміну водонагрівачі котли розділені на котли із природним, примусовим і комбінованим тиском.

У котлах із природною циркуляцією вода циркулює через різницю у її щільності, для забезпечення примусового циркуляції циркуляційні насоси використовуються, а котли із комбінованим циркуляцією мають контури із природною і примусовою циркуляцією води.

За видами тяги у газопроводі водогрійні котли розділені на котли із природною, примусовою тягою і наддувом.

З природним зчепленням, опір газу шляху подоланий через різницю у атмосферній щільності повітря та газу у димовій трубі. У котлах із збалансованим приводом рух продуктів згоряння через газовий шлях насильно здійснюється за рахунок спільного функціонування системи димовидалення та вентилятора вентилятора. У котлах із надлишковим тиском опір газопроводу подоланий роботою лише вентилятора вентилятора.

Відповідно до типу пального органічного палива, водогрійні котли діляться на котли спалювання твердого, рідкого, газоподібного палива, а також побутові відходи, дерево, біомаса.

Також використовуються водогрійні котли та електричні водонагрівальні котли. У водогрійному котлі відпрацьоване тепло використовується для нагрівання відпрацьованих газів технологічного процесу або двигунів, у котлі електричного водонагрівача - це електрична енергія.

Газотрубні котли структурно розділені на вогнетривку, котли із димохідними трубами та комбіновані.

До появи водотрубних котлів найбільш поширеними котельнями були котли протипожежної оборони. у даний час вони пов'язані із громіздким дизайном, значне питоме споживання металу та низький рівень технічного обслуговування використовуються тільки у невеликих котельнях.

Основні недоліки котлів із димоходами є: частий ремонт, викликана витокком у місцях кріплення труб через теплове розширення у жорстко з'єднаних між собою трубах і підставах, значні труднощі із очищенням близько розташованих димових труб від накипу і, нарешті, дрейф труб золи (при спалюванні висотного палива). Через ці недоліки стаціонарні котли цього типу не розподілялися у енергетичних котельнях. у той же час вони використовувались частіше у якості котлів-відпрацьованих тепла для використання тепла від вихлопних газів із фабричних печей.

Комбіновані котли, які свого часу значного розподілу, що представляють собою комбінацію або топці котла і котла із димарями (нижня котла - це топки, зверху - це із димовими трубами), або котел

із димарями із двома котлами. Через величезність, високу вартість та низьку питому продуктивність виробництво цих котлів припиняється.

В даний час автоматизовані котли із димових газів та газових котлів використовуються із газопровідних котлів. Вони зазвичай включають:

- горизонтальний тривимірний котел для тепло-трубо-газових труб;
- газопровідний пристрій із резервним рідким паливом;
- вентилятор вентилятора;
- водопровідна арматура;
- система автоматичного управління, сигналізація та безпека котла.

На рис. 3.17 представлений котли типу пожежогасіння типу АВ-2, що являється типовим представником водогрійних котлів даного типу. Котел призначений для нагрівання 280 т / ч води від 70 до 95 ° С при робочому тиску 0,07 МПа, що відповідає номінальною тепловою потужністю 8,15 МВт (7 Гкал / год). Основним паливом являється природний газ. Використання солієвого масла та паливного палива передбачається як резервне паливо.

Котел АВ-2 - це тресторонній газовий потік, що складається із горизонтального циліндричного барабана із плоским, сплюснутим дном. Нижче одночасно являється трубчасті дошки для димоходу, розташованих уздовж осі барабана, труби другого каналу, розташовані у нижній частині барабана, і труби третього каналу, ділиться на два пучка, розташованих по обидві сторони від димоходу. Фронтальні та зворотні дни підкріплені косими, встановленими на верхній частині

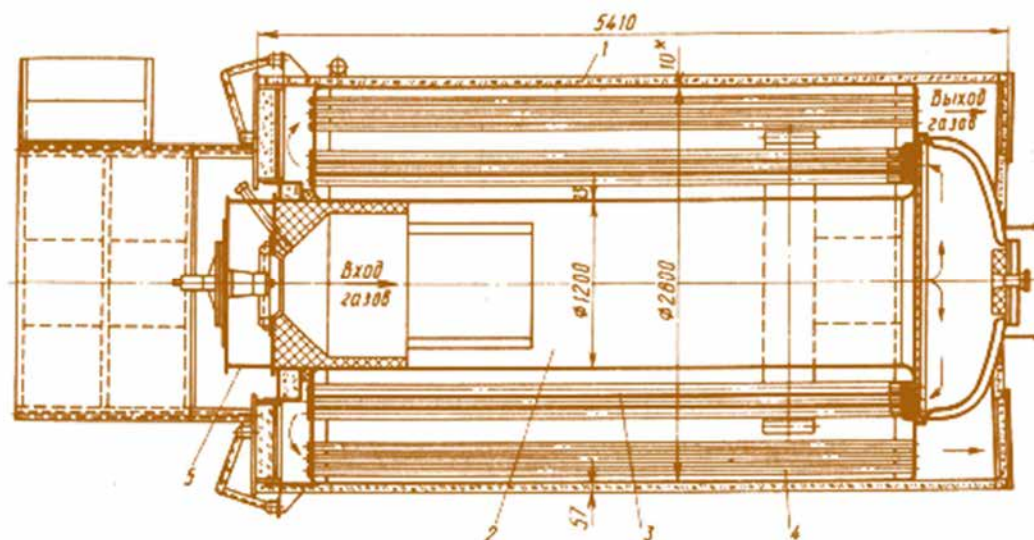


Рис 3.17. Водогрійний котел АВ-2: 1 - це барабан; 2 - це гаряча трубка (перша газова промивка); 3 - це димохідні труби другого газопромивача (124 шт.); 4 - це димохідні труби третього газового димоходу (115 шт.); 5 - це пристрій пальника

барабану, який зв'язує дно із корпусом барабану.

У передній частині димоходу встановлено пальник. Щоб запобігти перегріванню металевої труби у зоні пальника, його внутрішня поверхня довжиною, приблизно рівна діаметру, захищена шамотною кладкою.

Котел встановлений на рамі, яка сприймає навантаження через дві опори. Спинка підтримується нерухомо. Звільнення від температури при нагріванні та охолодженні барабана котла забезпечується дизайном передньої опори. У задній частині котла являється охолоджена ротаційна камера, у якій гази повертаються із димоходу до труб другого протоки. Ротарна камера конструктивно побудована із двох еліптичних днищ, один із іншого із зазорами, з'єднаними між собою шляхом зварювання на периферії та у

центральної ший. Камера підключена до задньої частини кільця через кільце. Розрив між нижньою та камерою заповнений теплоізоляційною масою. Обертання газів від другого протока до третього здійснюється у передній газовій камері, розташованій на передній панелі котла. Агрегат пального зварюється на підшипне кільце у центральній частині газової камери.

На задньому дні барабана з'єднана вихідна газова камера, у якій гази, що проходять від двох променів труб димоходу третього газового промивання, об'єднуються і направляються на випускну трубу, розташовану у верхній частині задньої стінки газове відділення

Водопровідні гарячі водогрійні котли із постійною водою, що протікають через їх поверхні нагріву, включені у опалювальні мережі, як водяні обігрівачі. у якості палива у таких котлах використовується газ, мазут або тверде паливо.

У водонагрівальних котлах, на відміну від пари, немає барабанів (найдорожчих і складних елементів котла), пароочисні пристрої, водопровідні та парові труби. Крім того, теплопередача від продуктів спалювання палива до теплоносія у водогрійних котлах вище, ніж у пари, отже, більш висока ефективність використання нагрівальних поверхонь котла. Для водогрійних котельних не потрібно включати парогенератори у тепловий контур. Ці переваги дають можливість спростити схему котельні, зменшити його розмір та металеву ємність.

Залежно від теплового навантаження у окремих котельнях використовуються котли різної теплової енергії потужністю до 58 МВт (50 Гкал / рік).

У пікових котельнях, як правило, встановлюються водогрійні котли потужністю до 209 МВт (180 Гкал / год).

В даний час основним напрямом еволюції та розвитку конструкцій водогрійних котлів середньої та високої потужності було вдосконалення конструкцій водопровідних котлів, спрямованих насамперед на підвищення ефективності використання горючого палива, зменшення викидів шкідливих речовин у світлі постійно зростаючих вимог щодо охорони навколишнього середовища, забезпечення високого ступеня маневреності у поєднанні із збільшенням діапазону регулювання, підвищення рівня автоматизації, здатність спалювати широкий спектр палі.

Це досягається завдяки використанню високоефективних нагрівальних поверхонь і пальників, сучасних пожежних печей і способів спалювання палива, новітні досягнення у області мікропроцесорної технології.

Прикладом збільшення ефективності приладів нагріву води шляхом посилення теплопередачі та масової передачі між нагрітою рідиною та продуктами згоряння (газами) являється опалювальні котли контактного типу. Ці котли характеризуються прямим контактом між рідиною і газом, тобто відсутністю роздільної стінки. Такі котли все частіше використовуються у муніципальних енергетичних об'єктах.

Основними детермінантами інтенсифікації процесів тепло- та мас-переносу у цих пристроях являється висока відносна швидкість потоку газу та рідини; розвинена поверхня прямого контакту; висока дисперсія та маса середовища у об'ємі тепла та масопереносу; рівномірність розподілу швидкостей, дисперсії та масу газу та рідини у об'ємі реактивного простору; досить тривалий час контакту середовища; протилежний характер взаємного руху контактуючих середовищ.

Основна схема водогрійного котла контактного типу конструкції

НТУУ "Київський політехнічний інститут" та порядок руху матеріальних потоків всередині котла представлені на рисунку 3.18.

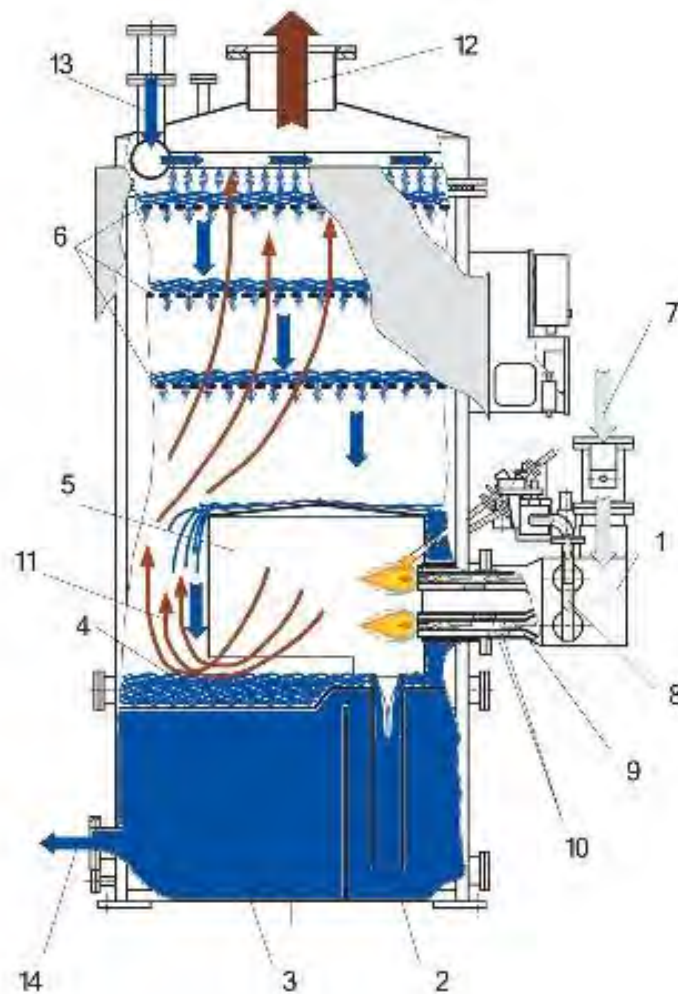


Рис 3.18. Основна схема водогрійного котла контактного типу конструкції НТУУ "КПІ": 1 - це пальник; 2 - це вхід води; 3 - це ємність зберігання; 4 - це контактна ємність; 5 - це камера згоряння; 6 - це блок сіток; 7 - це видувне повітря із вентилятора; 8 - це природний газ; 9 - це газо-повітряна суміш; 10 - це вторинний повітря; 11 - це продукт згоряння; 12 - це паро-газовий суміш; 13 - це постачання холодної води; 14 - це доставка гарячої води у мережу

Контактний водонагрівач, як правило, являється попередньо звареною баштовою структурою, всередині якої являється камера згоряння, міхуровий теплообмінник-конденсатор і контакт

Ємність У нижній частині котла являється ємність для зберігання, розділена на об'єми води гідротехнічних споруд. На боці котла являється газовий модульний пальник із частковим попереднім змішуванням, який являється комбінованою установкою водогрійного котла.

Нижня частина контактного водонагрівального котла забезпечена виходами прямої циркуляційної води, а кришка котла забезпечена випускними отворами парогазової суміші, поверненням зворотної циркуляційної води, подачі та вибухонебезпечної мембрани .

Гумористичне повітря структурно розділено на два потоки - це первинні та вторинні. Первинний повітря надходить у елементи змішування палива, де відбувається змішування повітря із паливом. Додаткове повітря надходить у зону згоряння паралельно суміші палива у елементах змішування палива.

Високотемпературні продукти згоряння на трубці полум'я камери згоряння (зверху вниз) надходять у контактний резервуар, наповнений проточною водою, нагрітою. У процесі теплообміну насичені та охолоджені продукти згоряння (парогазові суміші) надсилаються у конденсатор-теплообмінник, а потім частково конденсуються, скидаються у атмосферу через димар. Нагрівання води у водогрійному котлі організовано у два етапи: парогазової суміші у конденсатор-теплообміннику та високотемпературних продуктів згоряння природного газу у контактній потужності. Мережева вода із системи теплопостачання подають через трубу відводу у верхній частині котла

до конденсаторно-теплообмінника, із якого він надходить у контактну ємність і через впускний отвір води у нижню частину котла, який служить як ємність для зберігання нагрітих вод.

Завдяки високій ефективності процесів контактного теплообміну, можна забезпечити якісне охолодження димових газів у апараті невеликих розмірів та їх низької температури на виході апарату. У той же час досягається високий рівень споживання палива.

3.8. Водоканальні малопотужні котли.

Сучасні водогрійні котли малої потужності для індивідуального теплопостачання квартир і котеджів у основному виконуються водопровідними трубами, що працюють за принципом потоку або ємності водонагрівачів. Такі котли виконані як із природними, так і із примусовою циркуляцією і закритою камерою згоряння. Часто вони оснащені вбудованими насосами для забезпечення примусової циркуляції теплоносія, а також вбудованих теплообмінників для покриття необхідності гарячого водопостачання.

Переважна більшість із них повністю автоматизована, використовуючи мікропроцесорну технологію. Як паливо у цих котлах найчастіше використовується природний газ.

За способом установки у приміщеннях гарячого водопостачання котлів малої потужності для індивідуального теплопостачання виконуються навісними та підлогами. На рис. 3.19 представлена конструкція водогрійного котла на підлогу потужністю 88 кВт, призначене для опалення будівель загальною площею до 1000 м². Це чавунний котел, призначений для роботи на природному газі, оснащений двоступеневою пальником із попереднім змішуванням

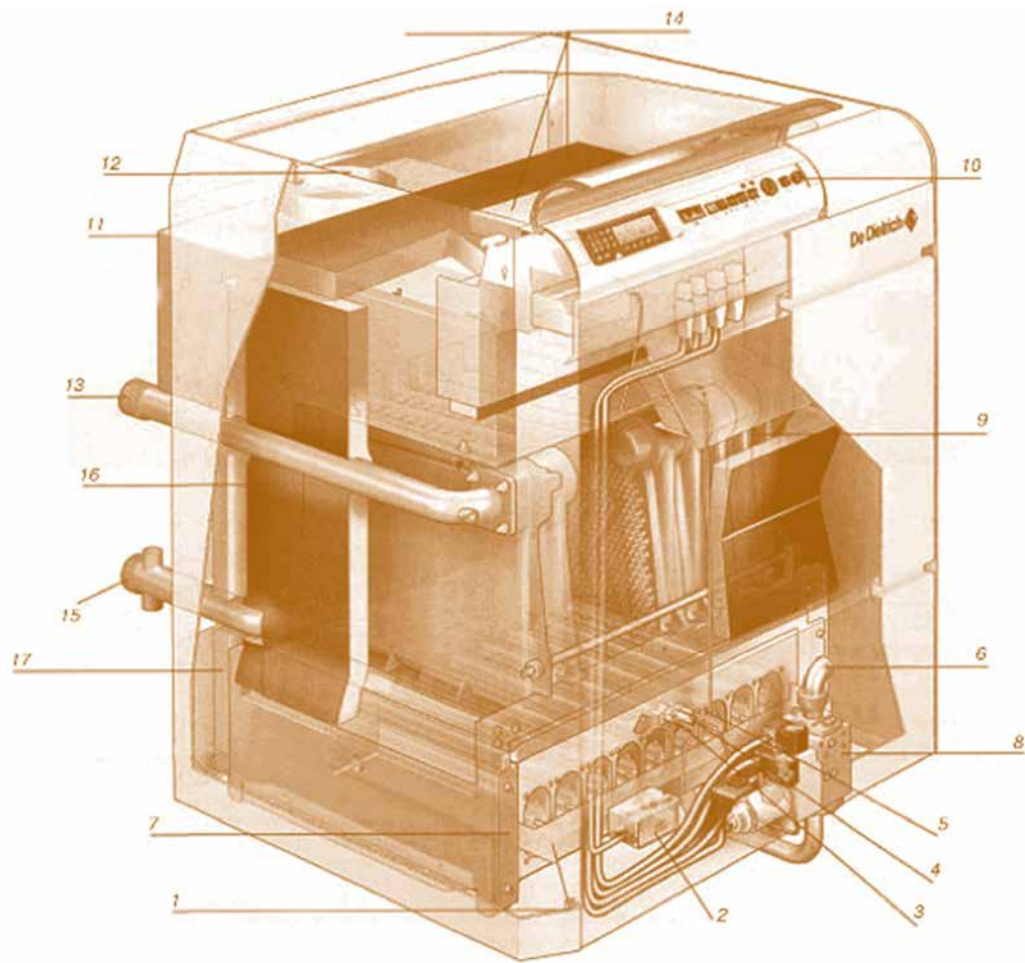


Рис 3.19. Водонагрівач водонагрівач 88 кВт:

1 - це двоступенева пальник із попереднім змішуванням горючої суміші; 2 - це трансформатор високої напруги; 3 - це запальний електрод; 4 - це запалювання; 5 - це датчик іонізації; 6 - це газопровідна труба; 7 - це висувний газовий блок; 8 - це двоступінковий контролер із мінімальним реле напруги; 9 - це теплообмінник; 10 - це панель управління; 11 - це розривний бар'єр; 12 - це труба димових газів; 13 - це подача труби системи опалення; 14 - це верхня теплоізоляція димових газів; 15 - це зворотна труба системи опалення із отвором для зливу; 16 - це теплоізоляція теплообмінника, печей і радіаційного бар'єру; 17 - це зворотна ізоляція

горючої суміші, що забезпечує зменшення утворення оксидів азоту. ККД котла становить 93,5%.

Теплообмінник котла виконаний із евтектичного чавуну, його поверхня оптимально працює у лінії зворотної води до 40 ° С із можливістю повного охолодження. Пекти виконані з охолоджувани бічні та задні стіни.

Котел оснащений електронною панеллю управління із системою контролю діалогу, що забезпечує численні оперативні можливості опалення та гарячого водопостачання.

Водогрійні котли малої потужності, призначені для опалення окремих будинків, конструктивно виконані як водопровідні та газопроводи. Ці котли обладнані насосами для примусового циркуляції і, як правило, працюють під наддувом. Основними видами палива, що спалюються у таких котлах, являється природний газ та рідке (плита) паливо. У той же час у печах цих котлів можна спалити нетрадиційні види палива (сільськогосподарські відходи, дрова та ін.). До останніх десятиліть двадцятого століття серед водогрійних котлів цього діапазону продуктивності переважали чавунні секційні котли, які нагрівали воду до 115 ° С із тиском у системі опалення, яка не перевищувала 0,6 МПа.

Основним елементом цих котлів являється поверхня нагріву, яка, із одного боку, нагрівається продуктами згоряння палива, а із іншого - це охолоджується водою.

Котли чавунні, незалежно від їх знаків, збираються із окремих секцій, які взаємопов'язані колекторами: через нижню частину зворотна вода подає до котла для нагріву, а через передню верхню гарячу воду потрапляє у систему опалення або гарячої води постачання

Стіни котлів покриті теплоізоляційними мастиками (70% білої глини та 30% асбестової крихти) і облицьовані вогнезахисними, а потім червоною цеглою.

Газові пальники встановлюються у печі котла. Продукти згоряння газу піднімаються вгору, секція нагріву, яка наповнена водою, і, повертаючись на 180 градусів, опускається у бокові газові димоходи, а через колекторний газовий димохід йдуть до димоходу.

Широке застосування у котельнях було надано чавунні секційні котли типу котла із нижньою піччю.

В останні роки все більше і більше додатків отримують сталеві водогрійні котли. Їх перевага полягає у тому, що вони більш надійні у роботі, у ремонті, а недоліком являється тенденція до корозії.

Для газо- та гарячого водопостачання житлових та промислових будівель та приміщень сьогодні використовуються монтуєчі газові котли, які виробляються як у Україні, так і за її межами. Ці котли особливо широко застосовуються у повністю автоматизованих так званих "дахових котельнях" і виготовляються у вигляді окремих модулів потужністю від 9 до 120 кВт, а необхідна теплова потужність забезпечується встановленням необхідної кількості модулів. Портативні газові котли повністю автоматизовані, мають високу ефективність і оснащені всім необхідним захистом.

3.9. Водогрійні котли для комунальної енергетики.

Водогрійні котли, що використовуються у комунальному господарстві для опалення та гарячого водопостачання житлових комплексів, мають потужність від 0,4-0,5 до 10 МВт. Вони можуть працювати за різними тепловими схемами локальних теплових мереж і

забезпечувати температуру мережі води на виході із котла із 90 до 150 ° С при тиску на виході із котла до 2,2 МПа.

Водогрійні котли для комунальної енергетики будуються як водопровідні та газові труби. Ці котли оснащені насосами для організації примусового циркуляції та працюють як під наддувом, так і із добре збалансованим тягою.

Камера згоряння таких котлів може бути спроектована для роботи на будь-якому виді палива із природного газу до побутових відходів.

Основним і найбільш масовим типом котлів, що використовуються у муніципальній енергетиці, являється котел NIISTU-5 (рис. 3.20), який був виготовлений до 1988 року. Існує значна їх кількість (понад 15 тисяч одиниць тільки у Україні).

Ці котли складаються із верхніх та середніх секцій. Усі середні секції мають однакову структуру і складаються із одного верхнього колектора діаметром 100 мм, двох нижніх колекторів одного діаметра та трьох правих та лівих G-образних екранів із діаметром 76 x 3 мм.

Передні секції складаються із двох частин, верхні колектори яких зварюються у верхній колектор котла, а два нижніх для поліпшення циркуляції з'єднані байпасними трубами відповідно до правих і лівих днищ колекторів котел. Верхні та нижні колектори правої та лівої секцій передньої секції взаємозалежні між собою передніми трубками діаметром 76 x 3 мм.

Задній розділ складається із верхнього та нижнього колекторів, з'єднаних між собою задніми екранами, діаметром 76 x С мм. Верхній колектор цього розділу приварюється до верхнього колектора котла, а нижній - це до правого та лівого нижніх колекторів котла.

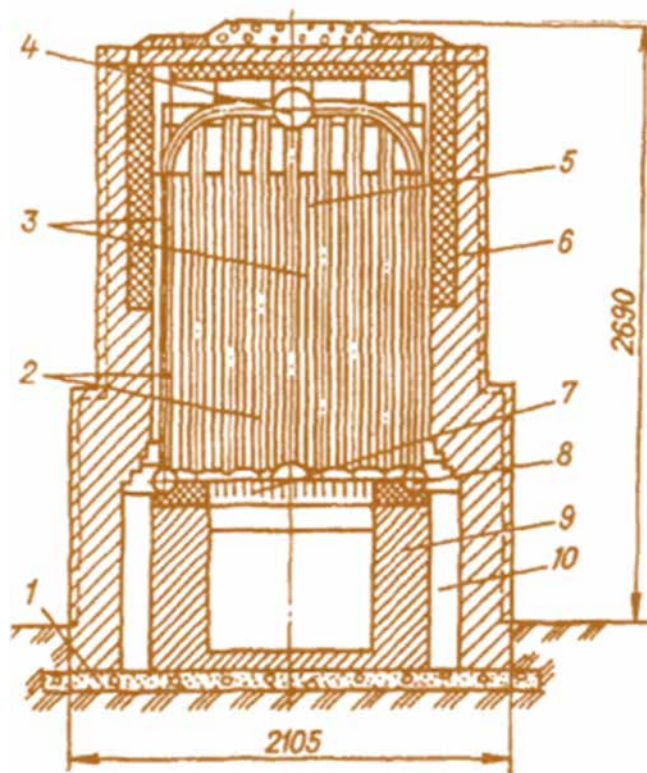


Рис 3.20. Водогрійний котел НІСТУ-5: 1 - це фундамент; 2 - це труби; 3 - це газорозподільні перегородки; 4 - це верхній колектор; 5 - це задній розділ; 6 - це план; 7 - це решітка; 8 - це нижні колектори; 9 - це внутрішні стінки кронштейна; 10 - це димові канали

До вертикальних ділянок труб бічних екранів - це зварних сталевих смужок, що утворюють газорозподільні перегородки. Ті самі смуги приєднуються до задніх труб задньої секції.

Печі розміщуються під котлом і можуть використовуватися для спалювання різних видів палива. Димові гази із печі мають тягові диски, які проходять через кабелі перед котлом. із димоходів котла, димові гази відправляються у димар.

Вода у котлі проникає через сопло на нижньому (верхньому) колекторі заднього екрана, проходить через котёл, нагрівається і через передню гілку на верхньому колекторі йде у систему опалення.

До 1960 року у колишньому СРСР виробництво водогрійних котлів потужністю більше 1 Гкал / год не було. із початку 60-х років серія виробництва водогрійних котлів ТВГ-4 (ТВГ-4Р), ТВГ-8 (ТВГ-10), ТВГ-8М, проекти яких були розроблені Інститутом газу Національної академії наук України. Ці котли були розроблені для параметрів води із температурою 150 ° С, тиском 0,8 МПа і призначені замінити широко використовувані у той час для прийому гарячої води (а не для пари) парових котлів ДКВР із котлами для опалення міських блоків та підприємств.

Особливістю котлів типу ТВГ являється застосування у печі пристрою для згорання природних газів двошвитних екранів, кожен із яких розташований між двома передніми пальниками. У цьому випадку довжина пальника дорівнює довжині екрану вогню. Завдяки цьому вперше у камерній печі було нанесено однакове навантаження на всі екрани труб.

Монастирський машинобудівний завод передбачив випуск до 400 штук котлів TGG на рік, який використовувався для теплопостачання ряду міст України, Московської області, Уралу, Сибіру, Середньої Азії та інших регіонів.

У 1970-х роках ЦКТИ ім. І.І. Ползунова (Ленінград) спільно із Монастирищенським машинобудівним заводом за участю Інституту газу Національної академії наук України видані котли KVG-4.65 та KVG-7.56, що представляють модернізовану версію котлів ТВГ на легкому обсипанні .

В даний час завод випускає як котли TGG, так і котли KVG, понад 80% із яких постачаються у Росію, Казахстан та інші країни. Котли серії KVG (котли водогрійні) виробляються потужністю до 11 МВт. Це прямолінійні секційні котли, що працюють на газоподібному паливі. Вони представляють трубну систему, розташовану у одному транспортабельному блоці. Система труб котла KVG-7,56-150 (теплова потужність 7,56 МВт, температура води на виході із котла 150 ° C) представлена на рис 3.21 і складається із випромінювання та конвективного лічильника. Поверхня радіації включає чотири екрана вогню та стелі. Труби екстремальні однопролітні знімаються екрани та стеля на всій висоті (довжина), з'єднані між собою металевими пластинами. Кожне вогневе вікно - це окремих розділ, що складається із прямих труб, які зварюються у верхній і нижній колектори. Для даного напрямку руху води на екранах печі верхні колектори мають охолоджувач, зміщені із центру глухих стін (15 і 23 труби). Верхні екрани - це взаємозалежні обвідні труби.

Поверхня нагріву конвекції складається із двох розділів - це справа і лівого. У бічних трубах зварюють чотири пакети із трьохтрубних котушок. Для напрямку руху води у них у бокові труби виготовлені глухі перегородки. Радіаційна поверхня із конвекції відділяє перегородку від горизонтально розміщених труб, з'єднаних між собою металевими пластинами. Цей розділ у верхній частині знаходиться на рівні верхньої котушки. Таким чином, через простір, що залишився вище, продукти згоряння палива із випромінюючої частини котла переходять у конвекцію, опалювальні котушки, а потім через газові димоходи та димохід видаляються у атмосферу. Котли обладнані трьома подіумовими пальниками, встановленими між вертикальними вогняними вікнами.

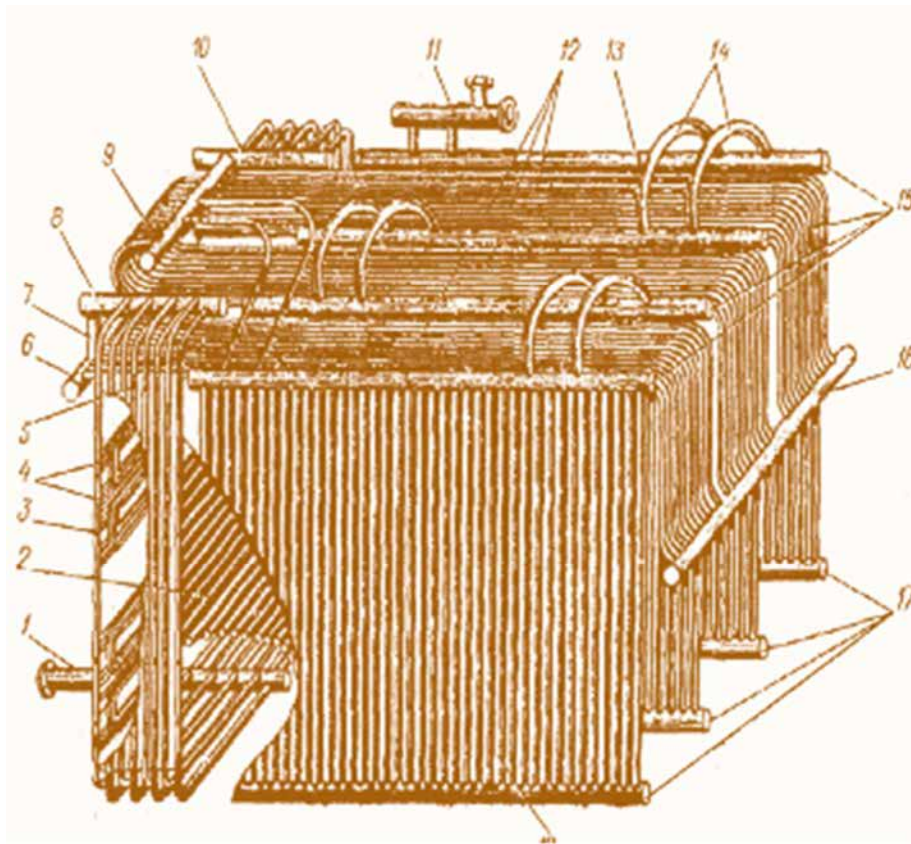


Рис 3.21. Трубопровідна частина котла КВГ-7,56-150: 1 - це колектори зворотної подачі води; 2 - це перегородки із труб; 3 - це вогнетривкі екрани у трубах із конвекцією; 4 - це пакети котушок; 5 - це конвекційні екрани; 6 і 9 - це задні колектори; 7 і 14 - це обвідні труби; 8 і 10 - це верхні бокові колектори конвекційної частини; 11 - це колектори на виході із гарячої води; 12 - це стельовий екран, рух у фронт; 13 - це вогненні екрани у верхньому екрані стелі колектора; 15 - це верхні стельові екрани; 16 - це передні екрани; 17 - це нижній вогненний екран

Разом із водопровідними котлами у міській енергетиці широко використовуються сучасні конструкції котлів пожежної та газопровідної котлів. Вони відрізняються від раніше використовуваних

конструкцій із вищою ефективністю, використання сучасних ідеальних пальників і повної автоматизації.

Конструкція гарячого водогрійного котла потужністю 3 МВт представлена на рисунку 3.22. Котел обладнаний блочними повітровими пальниками, має двосторонній теплообмінник, а камера згоряння розташована всередині бака котла, яка

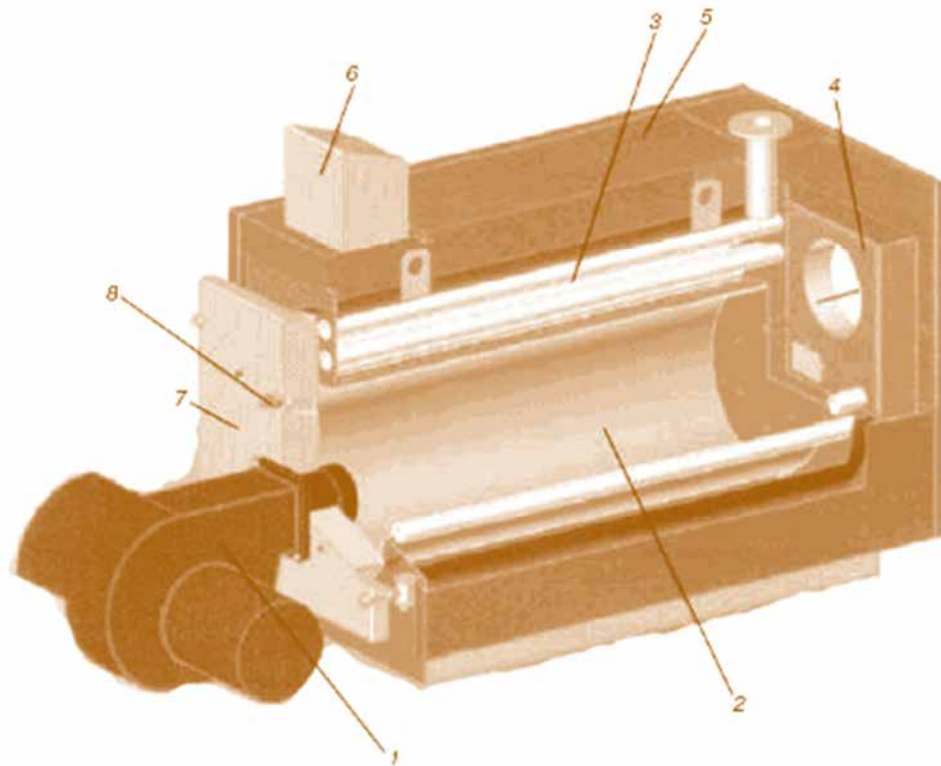


Рис 3.22. Водонагрівуючий котел потужністю 3 МВт: 1 - це факел; 2 - це камера згоряння; 3 - це трубні труби; 4 - це димар; 5 - це обшивка; 6 - це панель управління; 7 - це вогнетривкі двері; 8 - це вікно перегляду

забезпечує високий рівень ефективності. Котел оснащений фронтальною пластиною, виконаною із використанням надтвердих

бетонів. Блок керування котла забезпечує автоматичне обслуговування режиму роботи котла та його повну безпеку.

3.10. Водогрійні котли для централізованого теплопостачання.

Водогрійні котли для централізованого теплопостачання виробляються у діапазоні потужностей від 35 до 209 МВт. Вони забезпечують температуру мережевої води на виході котла, що відповідає температурному розкладу теплових мереж за попередньою

Вони забезпечують температуру мережевої води на виході котла, що відповідає графіку температур теплових мереж при тиску до 3 МПа.

Водогрійні котли для централізованого теплопостачання також конструктивно виконуються як водопровідними, так і газовими трубами. Ці котли обладнані мережевими насосами для організації примусового циркуляції і працюють як на примусовому тязі, так і при наддувом. у якості палива у цих водогрійних котлах може бути використаний природний газ, мазут, тверде паливо.

Водонагрівачі, які використовуються у системах централізованого теплопостачання, встановлюються або у окремі промислові опалювальні котельні, або на пікових нагрівальних котлах на ТЕЦ. у окремих котельнях залежно від теплового навантаження котли із тепловими потужністю менше 58 МВт. Для покриття пікових теплових навантажень використовуються потужні водогрійні котли типу ПТВМ (рис 3.23).

За схемою циркуляції води котёл являється постійним струмом. Чиста вода потрапляє до дна колекторів опалювальних екранів і бокових екранів конвекційних каналів і піднімається вгору уздовж них. Далі на конвективних пакетах вода опускається і виходить із котла.

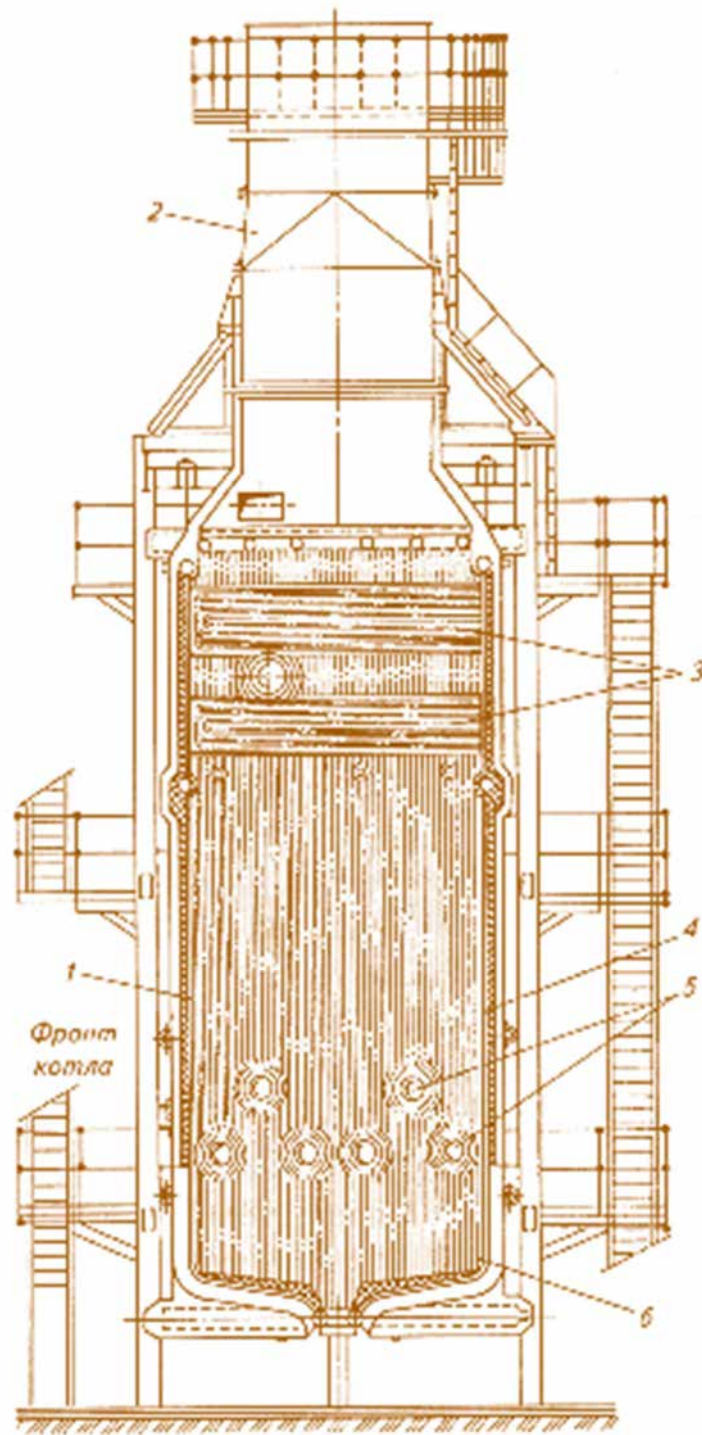


Рис 3.23. Схема котла сталевго водогрійного опалення РТVM-50-1 із виробленою теплової потужністю 58 МВт: 1,4,6 - це екрани; 2 - це димар; 3 - це конвективні поверхні нагріву; 5 - це пальники

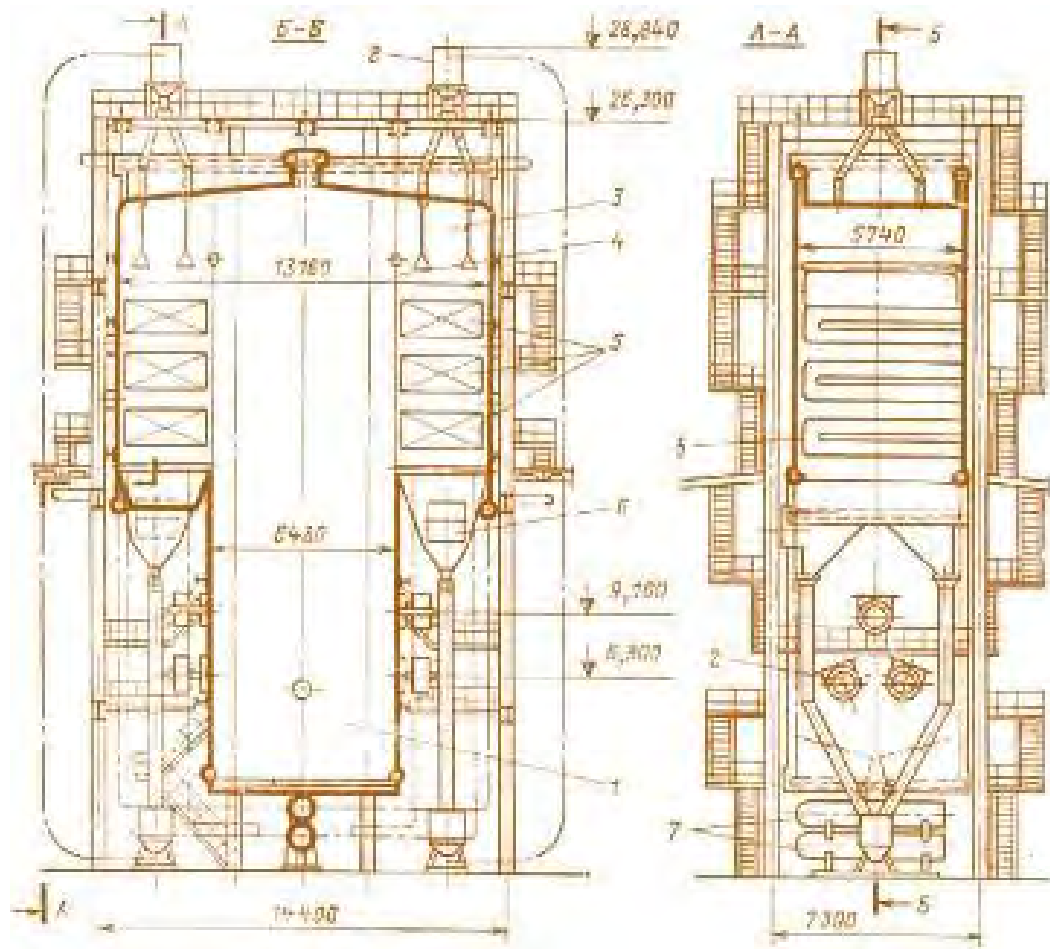


Рис 3.24. Водогрійний котел KV-GM-180-150: 1 - це піч; 2 - це пальники; 3 - це обертальний газ; 4 - це спліт-екран закритих радіаційних та конвективних мін; 5 - це конвективні опалювальні пакети; 6 - це випуск продукції згоряння; 7 - це мережеві водяні камери; 8 - це дробеструйні роботи

Котел обладнаний шістьма пальниками із пормеханічними соплами, розташованими на бокових екранах стінки печі. Екрани печі та конвекційні газові димоходи виконані із труб. Очищення поверхонь конвективного нагрівання від зовнішніх відкладень здійснюється за

допомогою дробової установки. Агрегати виготовлені для роботи як під тиском, так і зі збалансованою тягою.

Водогрійні котли типу КВ-ТС, КВ-ЦТВ, КВ-ГМ являється теплими. потужність 209 МВт (180 Гкал / год), тиск води - це до 2,4 МПа, витрата води 123 кг / с (442,8 т / рік), температура води на вході - це 70 ° С, вихід - це до 150 ° С, температура вихлопних газів становить 195 ° С на мазуті та 170 ° С на природний газ.

продуктивністю до 34,9 МВт (30 Гкал / рік), працюють під тиском води до 2,5 МПа, що нагрівається до 200 ° С, і призначений для покриття опалювального навантаження (опалення, вентиляція та гаряче водопостачання) промислових і внутрішні споживачі, а також задоволення потреб технологічних процесів. КВТ та КВ-ТСВ випускаються для різних теплових електростанцій та являють собою єдину серію горизонтальних водотрубних котлів постійного струму із примусовою циркуляцією. Вони відрізняються по глибині камери згоряння та конвекційної валу. Котли типу КВ-ТСВ відрізняються від котлів типу КВ-ТЗ також із наявністю повітряного нагрівача.

Паливом для котлів типу КВ-Т являється вугілля із теплотворною здатністю 22500 кДж / кг (5380 ккал / кг), для котлів типу КВ-ЦТВ - це бурого вугілля із теплотою згоряння 15 900 кДж / кг (3800 ккал / кг). Тип та характеристики використовуваного палива вимагають використання опалювального повітря котлів типу КВ-ТСВ, що являється обов'язковим для роботи котла на бурі вугілля із вологістю 25-40%.

Єдина серія горизонтальних, водопровідних, котлів постійного струму КВ-ГМ із примусовою циркуляцією призначена для роботи на мазуті та природному газі.

Котли, призначені для роботи на твердому паливі, оснащені пневматичним металевим та бензопилою зворотним фланцем (ТСНЗ-2,7 / 6,5; ТСНЗ-2,7 / 8,0) та стрічкою (ТЛЗ2,7 / 4,0) типів для котлів КВ-ТС-20, КВ-ЦВ20, КВ-ТС-30, КВ-ЦВ-30 та КВ-ТС-10, КВ-ТСВ-10, відповідно.

Приладомірні печі забезпечують спалювання горіння пального палива, яке горить безпосередньо на сітці (в шарі) і у зависному стані у об'ємі камери згорання. Процеси кидання палива на решітку решітки, змішування шару і видалення золи механізовані. Коли використовується котли, більша частина палива викидається на задній частині гриля, ніж на передній панелі. Завдяки отриманому напрям руху решітки полотна (на передній панелі котла), більш повне згорання палива забезпечується мінімальною механічною судомою.

3.11. Електричні котли

Електропостачання являється однією із форм централізованого опалення споживачів. Простота конструктивного виконання електричних нагрівальних пристроїв, можливість точного забезпечення температурного режиму у зоні опалення та збереження у зв'язку із цим споживачів первинних енергоресурсів, більш широкі можливості автоматизації процесу дозволяють використовувати електричне теплопостачання схеми реалізації та певні переваги, характерні для схем індивідуального теплопостачання, передусім їх мобільності.

На відміну від котлів, що працюють на різних видах органічного палива (природний газ, нафтопродукти, вугілля або деревні відходи), електричні

На відміну від котлів, які працюють на різних видах органічного палива (природний газ, нафтопродукти, вугілля або відходи деревини), електричні котли мають ряд особливостей, які за певних умов компенсують високу вартість електроенергії як основного джерела енергії. Отже, електричні котли характеризуються порівнянною простотою пристрою; Вони компактні і не вимагають спеціально обладнаного місця для монтажу, не ставлять проблеми доставки та зберігання палива (як рідко, так і твердопаливних котлів, а також котлів на зрідженому газі), видалення золи та шлаку (як твердопаливні котли) із точки зору простоти експлуатації, конкуренція із електричними котлами - це лише опалювальна техніка на основному природному газі, що вимагає часу та капітальних вкладень, що далеко не завжди можливо. На відміну від котлів інших видів, електрика не потребує встановлення димоходу і подачі повітря у камеру згорання (як зовні, так і із приміщення); їх робота не супроводжується шкідливими викидами у атмосферу (на місці експлуатації котла) і не пов'язана із небезпекою отруєння і вибуху при відтоку газу, запаленні інших видів палива.

З точки зору принципового пристрою, у даний час існують два основних типи електричних котлів: електрод та ТЕН.

В електродних котлах нагрівання води відбувається внаслідок проходження через нього змінного струму. Конструктивно котёл являє собою контейнер із розташованими у ньому електродів і виступає у якості потокового водонагрівача. Головною особливістю всіх електродних котлів являється дуже високий коефіцієнт ефективності (~

96-98%). Вода у електродних котлах являється як теплоносія, так і елементом електричної мережі, тому вона повинна мати як певну провідність (для проходження електричного струму), так і певний опір (щоб уникнути коротких замикань). Інша особливість цих пристроїв - це їх здатність самостійно регулюватися у залежності від заданої користувачем температури теплоносія та її кількості у системі опалення, переходячи до режиму рівноваги із деякою затримкою. Це пов'язано із тим, що по мірі охолодження теплоносія його опір зменшується. Електродні котли самі відключаються від мережі із коротким замиканням, витоком теплоносія і перевищення встановленої температури.

Трифазні електродні водяні котли використовуються для опалення та гарячого водопостачання великих будинків та невеликих населених пунктів. Котли на напругу 0,4 кВ виконуються пластинчастим електродом, який найбільш підходить для води із низькою питомою провідністю. Електродні водогрійні котли напругою 6-10 кВ виконані із циліндричними та кільцевими електродами. Котли із циліндричними електродами застосовуються при високому питому опору води. Використовуються котли із кільцевими електродами (рис 3.25).

Циліндричне тіло електродного водогрійного котла має вхідні і вихідні водопровідні труби. Всередині котла між дном та діафрагмою встановлено три фторопластичні камери із отворами у нижній частині для проходження води у міжколектродний простір. Фазові електроди, розташовані у камерах, виготовлені із концентричних сталевих кілець, з'єднаних зварюванням. Нульові електроди, розташовані над фазою, виконуються аналогічно фазі. Нульові електроди жорстко зафіксовані на підвісці, підключеній до електроприводу. Регулювання потужності

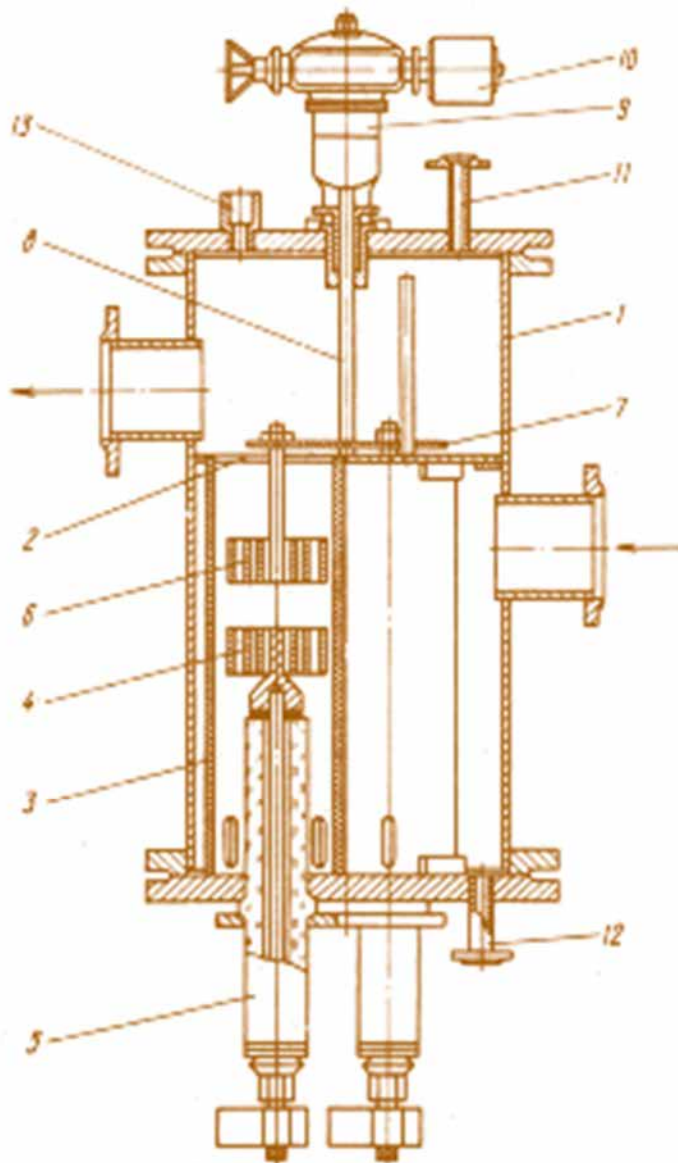


Рис 3.25. Прилад електродних водогрійних котлів напругою 6-10 кВ із кільцевими електродами: 1 - це корпус; 2 - це апертура; 3 - це фторопластична камера; 4-фазний електрод; 5-провідний ізолятор; 6 - це нульовий електрод; 7 - це підвіска; 8 - це біговий гвинт; 9-камерна муфта; 10 - це електропривід; 11 - це дирижабль; 12 - це дренажна труба; 13 - це з'єднання для датчика температури

здійснюється електроприводом, змінюючи відстань між фазами та нульовими електродами.

На відміну від електроду, котли SHE відносяться до пристроїв побічного ефекту. Для того, щоб нагріти теплоносії, вони використовують трубчасті електронагрівачі (TENs). Конструктивно TEN - це тверда металева оболонка, виготовлена зі сталі, алюмінію або титану, поміщена всередину круглої і контактної стержнів Ніхрому. із оболонки спіраль відділяється стиснутим діелектричним заповнювачем: периклазом (оксид магнію MgO) або кварцовим піском, що має гарну теплопровідність. Щоб уникнути надходження вологи у амортизатори, їх кінці заклеюються. За конфігурацією, TEN поділяються на два кінцеві, коли контактні клемники розташовані із обох боків, а один кінець - це із контактними контактами, розташованими на одній стороні нагрівача. У електричних котлах, як правило, використовуються односекційні TEN або, як їх називають, картриджі. Те, що TEN являється вибухозахищеними, являється однією із привабливих експлуатаційних характеристик електричних котлів. Але, із іншого боку, TEN може зазнати невдачі через нестабільність при експлуатації електромереж або перегрів через наявність агресивних і накипних осаджень для нагріву води із низькою питомою опором.

Принцип роботи котлоагрегату із валом являється наступним. Всередині ємності - це на теплообміннику розміщується один або декілька TEN.

Принцип роботи котлоагрегатного пристрою являється таким: Всередині ємності - це на теплообміннику розміщується один або декілька TEN. Як правило, у якості матеріалу для контейнера виробники використовують традиційну вуглецеву сталь, мідь, нержавіючу сталь або оцинковану сталь, які мають високу корозійну

стійкість і дозволяють використовувати як антигерметизацію для побутових водних носіїв. Назовні контейнер покритий ізоляційними матеріалами. Побутові ТЕЦ-електричні котли виробляються від 4 до 50 кВт. Пристрої потужністю до 10 кВт частіше виготовляються у однофазних або трифазних конструкціях. У діапазоні більше 10 кВт, більшість виробників пропонують трифазні моделі. Електричні котли, представлені на українському ринку, як правило, являється одноланцюговими, але являється два контурні моделі.

3.12. Сучасний стан та напрямки розвитку котельних.

Котельне обладнання у світі постійно вдосконалюється та оновлюється. Її розвиток відбувається за такими основними напрямками:

- застосування нових, високоефективних та екологічно безпечних технологій спалювання палива;
- збільшення одиничної ємності агрегатів та збільшення параметрів пари;
- застосування більш якісних та нових матеріалів у виробництві котлів, удосконалення та модульної уніфікації елементів котлів та допоміжного обладнання;
- застосування раціональних конструкцій печі та процесів спалювання палива, систем розпилювання та зчеплення;
- використання найсучасніших систем попелу і пасток для очищення продуктів згоряння;

- підвищення теплової ефективності котельних установок за рахунок використання прихованої теплоутворення пари при зниженні температури відпрацьованих газів;

- подальший розвиток використання систем із комп'ютерами для комплексної автоматизації котлів.

В даний час у котельному будівництві використовуються сучасні методи та технології проектування котлів різних потужностей та цілей. Котли кращих світових виробників промислової та комунальної енергії мають дуже добре розроблені регуляторні системи, включаючи управління програмами. Наприклад, термотехнічні системи Bosch дозволяють контролювати котли у залежності від погодних умов і запрограмувати температуру у приміщенні протягом декількох місяців наперед. Тільки це дозволяє заощадити до 20% газу протягом опалювального сезону.

Котельні у світі.

Серед виробників котлів для ТЕС являється як багатонаціональні корпорації, продукція яких поширюється по всьому світу, так і чисто національних виробників.

Слід зазначити, що у останнє десятиліття котельне будівництво характеризується приходом потужних азіатських фірм. із 2003 року розподіл ринку котлів у світі показано на рисунку 3.26.

Характерною особливістю сучасної теплоенергетики являється побудова великих пилувугільних ТЕС із високою ефективністю (до 45% і більше), із котлами із великою одиничною потужністю (800-1000 МВт) на вершині критичної (25,5 МПа, 560 ° C), а також надкритичні параметри (30 МПа та більше 700 ° C) пара та екологічні показники, що відповідають найвищим світовим стандартам, які забезпечуються як за

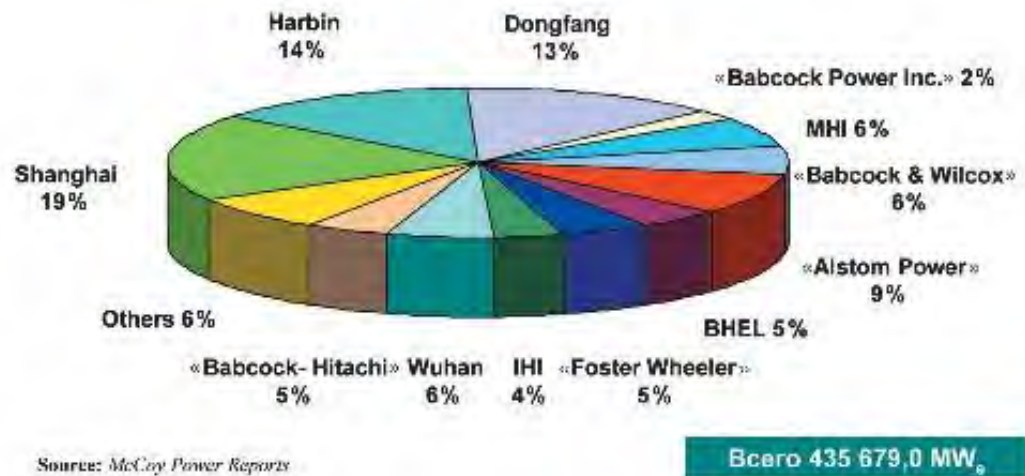


Рис 3.26. Всесвітня продукція котлів (1994-2003)

рахунок технологічних технологій всередині котельні, так і запровадження систем очищення газів від забруднюючих речовин оксидами сірки, частинками азоту та пилу.

Важливою особливістю сучасних котельних являється створення та широке впровадження котлів із киплячим шаром при атмосферному та підвищеному тиску та циркуляційним киплячим шаром (CSCS), основною перевагою якого являється широкий спектр використовуваних типів твердого палива різного вмісту золи (до 65%), здатність регулювати навантаження у діапазоні 40-100% від номіналу без зміни ефективності процесу та високого ступеня очищення продуктів згоряння від оксидів азоту та сірки внаслідок відносно низькі температури горіння у шарі і додавання нью на вапняк. Провідною позицією у виробництві таких котлів являється транснаціональна компанія Foster Wheeler, яка виробляла та встановила більше 150 котлів із циркулюючим кип'ятінням протягом періоду 1994-2003 рр., Що становить близько 42% його світового виробництва (рис 3.27). І у сумі, що базується на 40-річному досвіді, фірма Foster

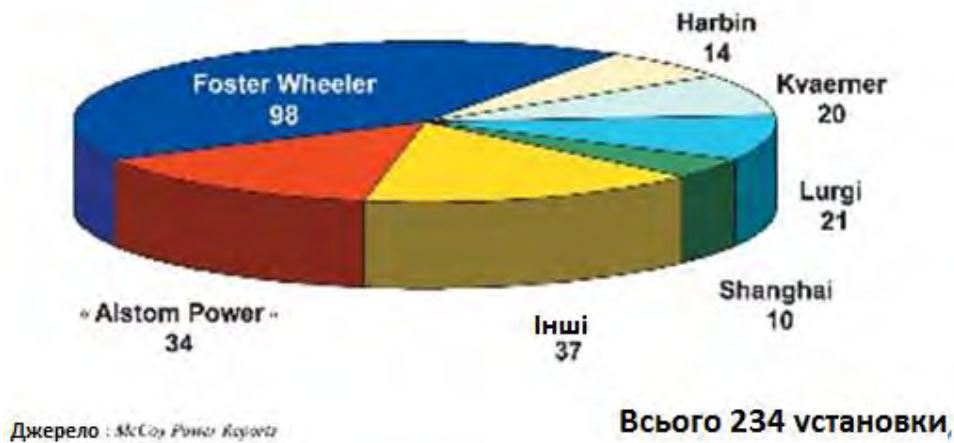


Рис 3.27. Установки від СКШН, постачання за останні 10 років

Уілер "побудував 140 котлів із киплячим шаром і більше двохсот котлів CSCS. Найбільші котли цієї компанії потужністю 260-285 МВт встановлені на Туров Туров (Польща), а також створюють нову пряму -line CSCS котла для TES "Lagish" (Польща) для енергоблоку потужністю 460 МВт.

В Росії на даний час машинобудівний завод ВАТ "ЗІО-Подольськ" виробляє котлоагрегати для енергоблоків потужністю від 50 до 800 МВт для різних видів палива на теплових електростанціях; котли для відновлення тепла для газових турбін для парогазових установок потужністю від 6 до 500 МВт; котли опалення "Стасан" потужністю від 6 до 500 МВт; парогенератори; пароперегрівачі; теплообмінне обладнання; технологічні конденсатори; різні елементи модернізації котлоагрегатів та іншого обладнання.

ВАТ «ТКЗ» Червоний котел »виробляє парові котли потужністю до 920 т / рік пари (барабан) та 3950 т / рік пари (постійного струму), пари та водонагрівачі, теплообмінники, випарники, деаератори технічної атмосферної тиск та інше обладнання.

Ще одна котельня у Росії, Бійськ, протягом багатьох років була основним постачальником українських котлів малої потужності (котли марки БКЗ). Він традиційно відомий як виробник котлів потужністю до 25 т / год пари для всіх видів палива та котельного допоміжного обладнання. у даний час завод активно проектує і виробляє парові котли природного газу та мазуту із продуктивністю від 25 до 50 т / год із параметрами пари (на виході): тиск 0,4 МПа із температурою перегрітої пари 440 ° С. у останні роки були розроблені та впроваджені котли, які передбачають спалювання нетрадиційних видів палива (лушпиння соняшника та гречки, деревні відходи). Існують також уніфіковані лінії водогрійних котлів із єдиною тепловою потужністю від 0,4 до 3,5 МВт (серія Hefest - це на твердих видах палива, серія "Прометей" - це на газоподібні та рідкі) та від 4,65 до 35 МВт для всіх типів паливо

Котельні у Україні.

Після розпаду СРСР всі котельні, які виробляють енергетичні котли та котли середньої потужності, залишаються у Росії. Котли, встановлені на українських електростанціях, виробляються на Таганрозькому або Подільському котельних. Серед найбільших українських виробників можна назвати лише ВАТ "ТЕКОМ" (Монастирище Черкаської області), що виробляє малопотужні котли. У 1960 році на заводі виготовлено 195 парових котлів серії ММЗ, а із 1969 року він повністю перейшов на виробництво котлів серії Е. із 1975 р. Він став головним підприємством у СРСР із виробництва малопотужних котлів. із 1983 року компанія почала експортувати у Середню Азію, Далекий і Середній Схід, Кубу, Африку.

В даний час ВАТ «ТЕКОМ» виробляє парові котли серії Е, МЕ, ІЗК, водогрійних котлів КВ, КВГ, ТВГ, пересувних котельних

установок (пари + гаряча вода), МКУ, ТКВУ, водоочисних споруд ВПУ, СВП, водогрійних котлів СО. ВАТ «ТЕКОМ» також виробляє водогрійні котли серії КРТМ Testing (VC), КСВ «Генерація», КВ, ТВГ (ТВГ-4Р, ТВГ-8М, ТВГ-10). Багато котлів цієї серії також виробляють Монастирищенську котельню "Енергетик".

Нижче наведені характеристики головних котлів, вироблених заводом.

Котли серії Е - це парові вертикальні, двухтрубні котли водонагрівальні із природною циркуляцією, призначені для одержання насичених парів при температурі 175 ° С, робочого тиску 0,8 МПа та випуску пари 0,4-2,5 т / рік. На базі котлів серії Е парова потужність від 1 до 7,5 т / рік Монастирища котельня виробляє блочно-модульні котельні серії УКМ для нафтової промисловості та інших галузей народного господарства, де для технологічного та опалювального потребує наявності насиченої пари для робочого тиску 0,8 МПа.

Котли серії DE - це газові котли із природною циркуляцією, що використовуються для виробництва насиченого пару у промисловості, у системах опалення та гарячого водопостачання. Вони мають ефективність 93%. Вони працюють як у пари, так і у режимі гарячої води. Їхні технічні характеристики - це 1,4 МВт пари, температура 194 ° С і паропродуктивність 4-25 т / год.

Котли серії ME (ME-4,0-1,4 ГМ, ME-6,5-1,4 ГМ, ME-10-1,4 ГМ) - це парові вертикально-водотрубні герметичні котли із природною циркуляцією та Продуктивність пари 4-10 т / г. Розроблено на базі котлів серії DE, але при цьому на 20% вищий рівень нагріву та більша ефективність (до 93,6%). Вони призначені для одержання насичених парів при температурі 194 ° С та абсолютного тиску 1,4 МПа, що використовуються для технологічних та опалювальних цілей.

Котли серії DKVR - це газові мастила, двобарабанні, вертикально-водотрубні котли, призначені для виробництва насиченої або перегрітої пари. Продуктивність їх пари складає 3,7-27,5 т / год, тиск пари 1,3 МПа, температура 194 ° С. Ефективність досягає 92%. Має широкий діапазон регулювання продуктивності від 40 до 120% номіналу. Використовується для технологічних потреб промислових підприємств, систем опалення та гарячого водопостачання.

Парові котли серії ІЗК (МЗК-7АЖ-2, МЗК-7АГС-2) призначені для одержання насичених парів із температурою 175 ° С та абсолютним тиском 0,9 МПа для технологічних та опалювальних цілей. Вихід пари котла - це 2 т / год. Котел МЗК-7АЖ-2 використовує дизельне паливо, а МЗК-7АГК-2 - це природний газ.

3.12. Стан котельних у Україні і напрями його модернізації.

Стан котельних у Україні.

В даний час всі котельні України можна розділити на три категорії: котли малих, середніх потужностей, котли промислових підприємств та енергетичні котли.

Низьковольтні чавунні і сталеві секційні котли встановлюються у основному у котельнях для автономного обслуговування одного або декількох невеликих будинків, а також шкіл, лікарень, військових гарнізонів і т. Д. у табл. 3.3

Котли середньої потужності у основному котли типу ТВГ, КВГ, ДКВР та їх модифікації. Вони використовуються як для виробничих потреб, так і для комунальних послуг, у харчовій та будівельній

промисловості, на залізничному транспорті, у видобутку нафти та газу, сільському господарстві тощо.

У тепловому секторі України наразі працює 104 енергоблоків із потужністю понад 100 МВт, із яких 91 - це тверде паливо. Кількість і тип котельних на електростанціях України наведені у таблиці. 3.5. Як видно із таблиці. 3.5, основні потужності ТЕС України були впроваджені у 60-80-ті роки ХХ століття, використовуючи технічні рішення того часу. Більшість енергетичних котлів ТЕС вже давно морально і фізично застаріли. Тому проблема реконструкції актуальна, ресурси котлоагрегатів вичерпані із використанням сучасних високоефективних та екологічно чистих технологій згорання, зокрема низькоактивної антрацитної форми, яка переважають серед вугілля

з України. Вибираючи проект реконструкції, важливо враховувати можливість розміщення нового обладнання у межах існуючих осередків котлоагрегатів, мінімізація витрат на реконструкцію із досягненням максимального ефекту, можливість виконання робіт із реконструкції, подальше технічне обслуговування та ремонт українських підприємств.

Котлоагрегати із параметрами пари <math><10 \text{ МПа}</math>,

Враховуючи паливний баланс України, у процесі реконструкції та модернізації котлоагрегатів із параметрами пари

окремих вузлів, нагрівання поверхонь, встановлення ефективних пальників тощо), спрямованих на збільшення терміну служби та підвищення екологічних показників.

У той же час, протягом останніх півстоліт у тепловій та енергетичній галузі були розроблені нові високотехнологічні технології, у результаті чого були створені потужні парогенератори на вершині критичних параметрів пари із системами сірого й азотного очищення, котли із низькотемпературним киплячим шаром, циркулюючою псевдозрідженим шаром і псевдозрідженим шаром під тиском для парогазових установок на твердому паливі тощо. Ці нові технології дозволяють значно підвищити ефективність блоків ТЕЦ, а також зменшувати шкідливі викиди навколишнє середовище, включити залишки вугільних смол у паливний баланс.

На рис. 3.28 показана конструкція парового котла із продуктивністю 75 т / год при тиску 3,9 МПа із низькотемпературним киплячим шаром на дні печі. У щільній зоні киплячого шару відбувається випаровування і пароперегрівання поверхні теплообміну. Рух водної та пари середовища у екрані труб - це примусовий тиском циркуляційного насоса. Повітря після вентилятора вентилятора високого тиску подається під решітку і має швидкість 2-4 м / с. Такі котли використовуються для згоряння вугілля (з підвищеним вмістом золи), а також із високим вмістом золи і із високим вмістом сірки бурого вугілля.

В Україні являється приклади впровадження нових технологій при заміні котлів старого покоління. Так, на Старобешевській ТЕС введено у експлуатацію бойлер циркулюючого у атмосферу псевдозрідженого шару із використанням технології "Лурга" потужністю 210 МВт. Він буде працювати на суміші антрациту та

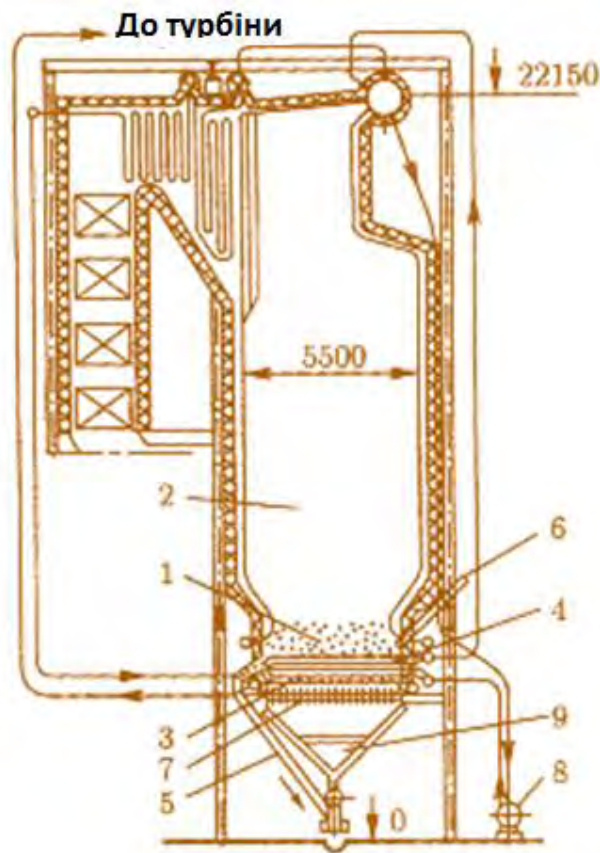


Рис 3.28. Схема парового котла із низькотемпературним киплячим шаром: 1 - це розріджений паливний шар; 2 - це об'єм камерної печі; 3, 4 - це поверхня теплопередачі; 5 - це видалення золи із щільного шару; 6 - це подача палива; 7 - це сітка киплячого шару; 8 - це витіснений циркуляційний насос; 9 - це коробка нагрітого повітря

шламу (рис 3.29). Технологія циркулюючого псевдозрідженого шару дозволяє спалювати ці види палива без використання природного газу та мазуту із високими екологічними параметрами для освітлення (стабілізація процесу згоряння) в діапазон зміни навантаження силового агрегату від 50 до 100% від номінальної. Котел видає пар із параметрами 14 МПа та 545 ° С із продуктивністю пари 670 тон на годину

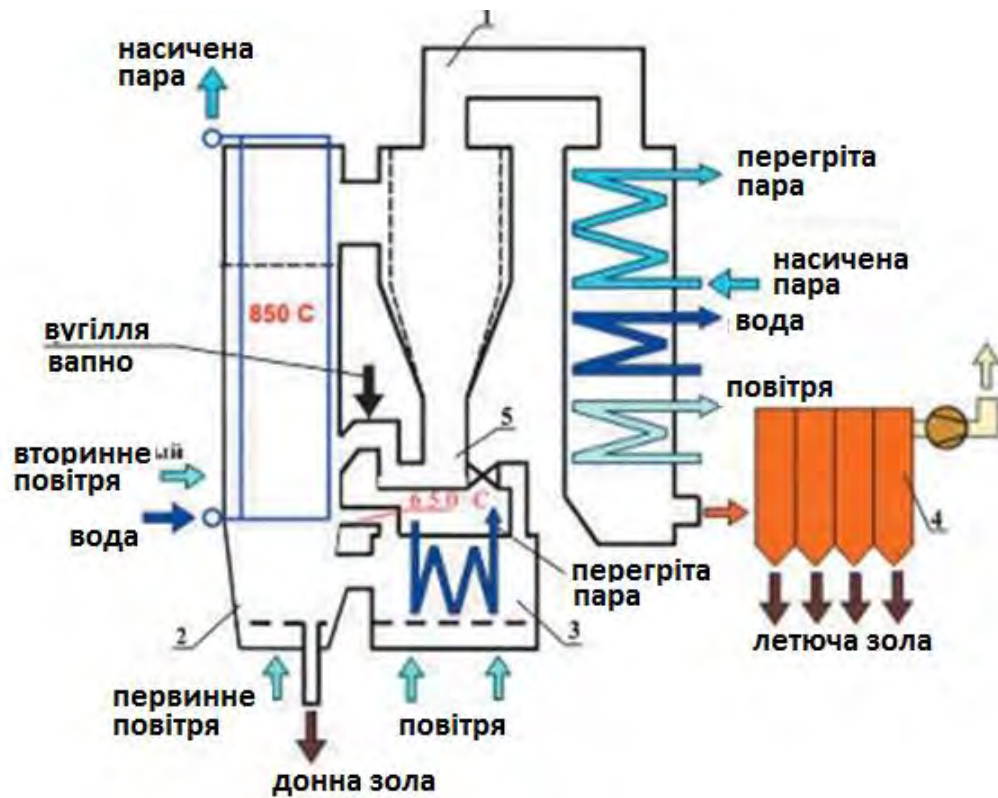


Рис 3.29. Котел циркуляційного циркулюючого у атмосферу псевдозрідженого шару за технологією "Лурга": 1 - це циклон; 2 - це камера згоряння; 3 - це киплячий теплообмінник; 4 - це електрофільтр; 5 - це L-клапан

Основою технології аروحного спалювання низькорекційних видів палива (антрациту та низькозбагаченого вугілля із вмістом золи до 30% та низьким вмістом солі у нафтовому коксі) являється наступні принципи, які забезпечують його ефективність: дрібне шліфування палива вертикально пальники із концентраторами циклонного пилу на вході, інвертована структура полум'я, зменшення втрат теплової теплоти із зони горіння тощо. Основною відмінністю технології аروحного спалювання палива від інших технологій являється підвищення температури у серцевині горіння через його часткову

екранування за допомогою облицьованого арочного склепіння та повернення значної частини тепла шлаку зі сферичним повітрям, що охолоджує падіння від спалаху агломератів шлаків до затверділого стану. Це дозволяє сухий випаровування.

При реконструкції енергоблоку №8 на Зміївській ТЕС спочатку встановлювався котел потужністю 950 т / год. із "арочною" топкою для згоряння антрацитового та небеленого високозольного вугілля (рис 3.30). Він виробляє пару із параметрами 24,5 МПа та 545 ° С.

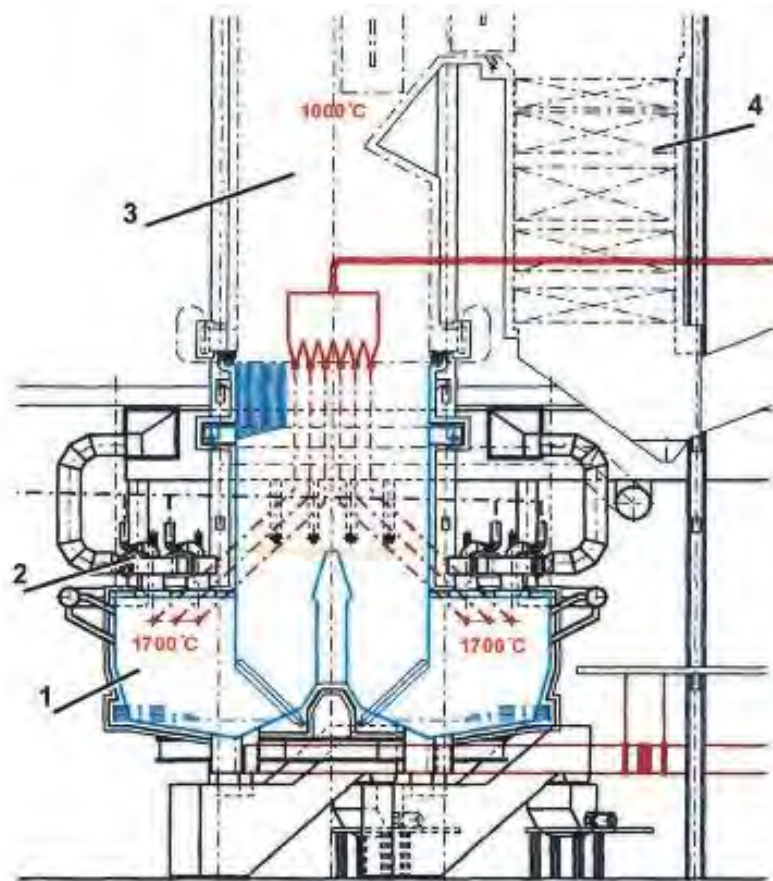


Рис 3.30. Схема котла із арочною пічкою Змевської ТЕС: 1 - це префікси плеча; 2 - це пальники; 3 - це верхня частина топки; 4 - це конвективний вал

В даний час у експлуатації працює агрегат потужністю 325 МВт та горить антрацитовий суглинок із вмістом золи 20-25% у діапазоні зміни навантаження котла від 50 до 100% при застосуванні для стабілізації горіння не більше 5% на теплоту природного газу.

3.13 Компресори і вентилятори

Машини, які використовуються для стискання і переміщення рідини і газів називаються насосами. Насоси, в яких робочим тілом являється газ, поділяються на компресори, повітродувки, димососи і вентилятори. Одна основних характеристик цих пристроїв – ступінь підвищення тиску ϵ . В компресорах $\epsilon \geq 3,5$. Компресори являється поршневі; ротаційні. Вентилятори поділяються на центробіжні і осьові.

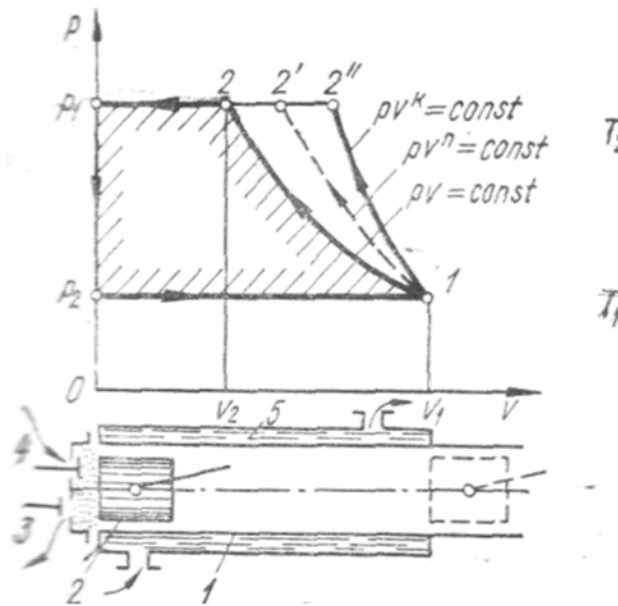


Рис. 3.31 Схема одноступеневого компресора і теоретичні процеси на p - v діаграмі.

Загальна схема поршневого компресора і теоретична індикаторна діаграма процесів, що в ньому відбуваються, представлені на рис. 3.31. Індикаторна діаграма показує залежність тиску газу в циліндрі від його об'єму. Процес стиску повітря може бути ізотермічним ($1-2$), адіабатним ($1-2'$) і політропним ($1-2''$). Відвід теплоти від стисненого газу здійснюється водою в охолоджувальній сорочці 5, яка створюється порожнистими стінками циліндра.

Поршневі компресори бувають одноступеневими і багатоступеневими. В компресорі поршень 1 здійснює зворотно-поступальний рух в циліндрі 2 та займає дві крайні точки – передню мертву точку ($ПМТ$) і задню мертву точку ($ЗМТ$). Всмоктування та стискання повітря відбувається через впускний 4 і нагнітальний 5 клапани (див. рис. 3.32). Простір між кришкою циліндра і днищем поршня називається шкідливим простором, а об'єм, що займає поршень між $ПМТ$ і $ЗМТ$, називається робочим об'ємом. Відношення об'єму шкідливого простору V_e до робочого об'єму V_p являється характеристикою поршня і називається коефіцієнтом негативного простору

$$\sigma = \frac{V_e}{V_p}.$$

Цей коефіцієнт для сучасних компресорів лежить в інтервалі $0,025 \div 0,06$.

Наявність шкідливого простору суттєво змінює теоретичну діаграму, яка має вигляд показаний на рис. 3.33.

Важливою характеристикою компресора являється максимальний коефіцієнт стискання

$$\varepsilon = \left(\frac{1}{6} + 1\right)^{n_p},$$

де n_p – показник політропного (адіабатного) процесу при стисканні повітря в циліндрі.

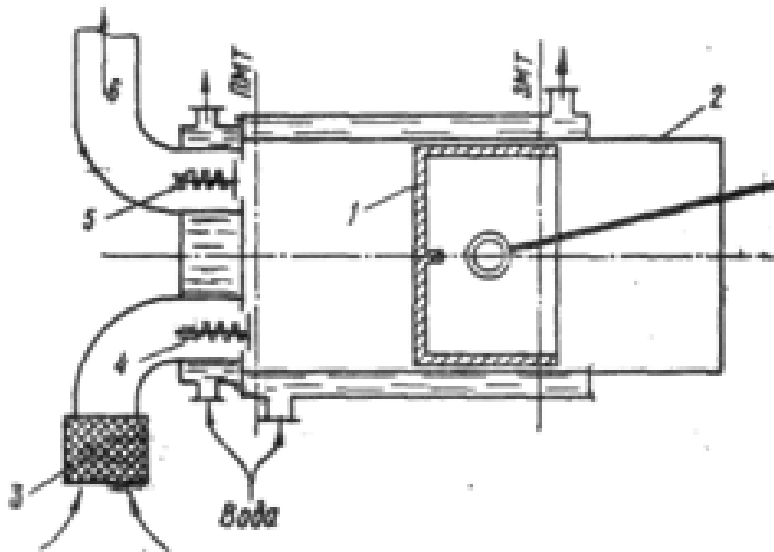


Рис. 3.32 Схема поршневого компресора.

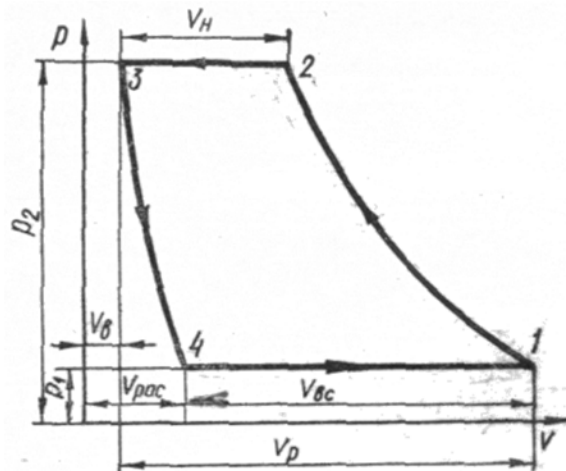


Рис.3.33 Теоретична діаграма дійсного циклу компресора.

де коефіцієнт λ можна розглядати як відношення реальної продуктивності компресора до теоретично можливої продуктивності.

При розробці реальних компресорів використовують не одноступеневий процес стисання, а багатоступеневий, який являється більш ефективний в енергетичному відношенні. При цьому процес стисання наближається до ізотермічного процесу, який являється більш ефективний ніж політропний чи адіабатний процес (див. T - s діаграму на рис. 3.35).

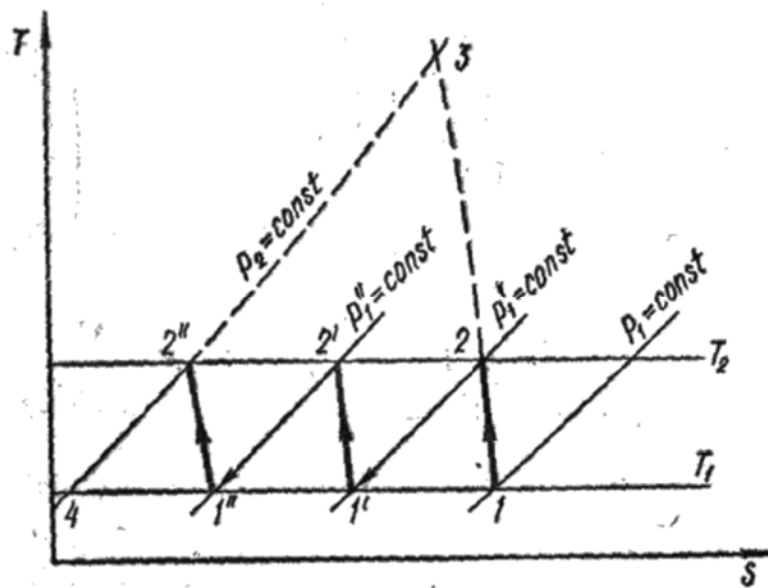


Рис. 3.35 Триступінчасте стисання в компресорі.

Відцентрові і осьові компресори. За конструктивними ознаками розрізняють відцентрові та осьові компресори. Відцентрові компресори – це компресори, у яких стиск газу відбувається за рахунок відцентрових сил лопаток робочого колеса. Їх також називають турбокомпресорами, оскільки ротор робочого колеса також називається турбіною. Однорядне робоче колесо ще називають ступенем відцентрового компресора. Ступінь підвищення тиску в одній

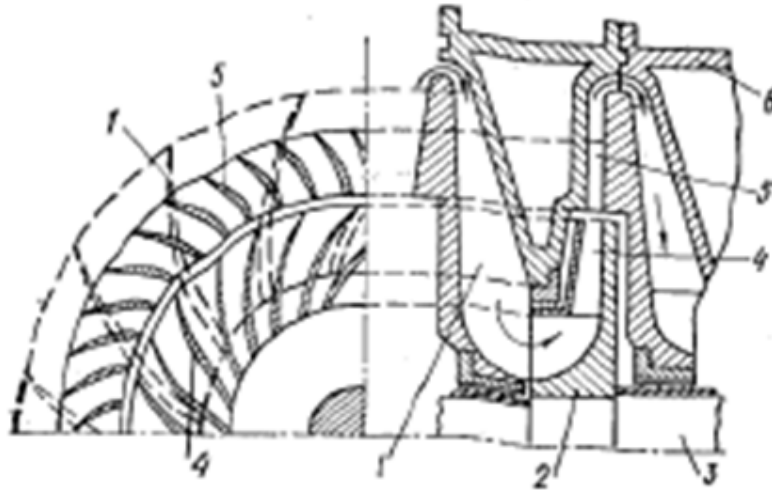


Рис. 3.36 Ступінь відцентрового компресора

ступені являється невеликим і складає $\epsilon=1,2-1,8$. Конструкція одного ступеня відцентрового компресора показана на рис. 3.36. Робоче колесо 2 жорстко закріплене на валу 3, що обертається в корпусі 6.

Робоче колесо виконане у вигляді двох дисків, на яких закріплені рухомі лопатки 1, що оточені нерухомими лопатками 5. В корпусі машини також розташовані направляючі лопатки 4, які складають направляючий апарат компресора. Лопатки турбіни мають вигнутий краплеподібний профіль, який забезпечує максимальну продуктивність та оптимальні характеристики турбокомпресора.

В осьовому компресорі газ рухається вздовж осі і траєкторія його руху суттєво простіша в порівнянні з рухом у відцентрових компресорах. Це забезпечує більшу компактність та більш високий ККД компресора. Схема осьового компресора показана на рис. 3.37.

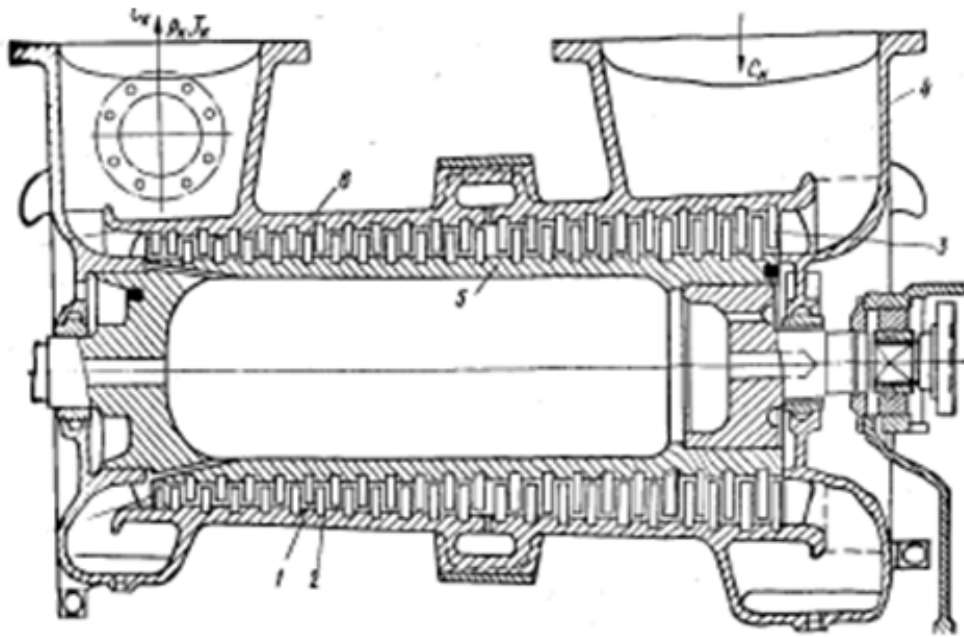


Рис. 3.37 Схема осевого компресора

В осевому компресорі в корпусі 6 обертається порожнистий барабан 5, на поверхні якого закріплені робочі лопатки 1. Між рядами робочих лопаток закріплені ряд направляючих лопаток 2, а на виході з проточної частини знаходяться ряд спрямляючі лопаток 10. Частина розгортки одного ступеня компресора показана на рис. 3.38, де наведено зміну таких параметрів як швидкість потоку, тиску, температури та ентальпії рухомого газу в системі лопаток.

Ступінь підвищення тиску в одному робочому ступені осевого компресора невелика і не перевищує 1,15-1,35. Тому осеві компресори виконуються багатоступеневими.

Відцентрові та осеві вентилятори. По конструктивному виконанню вентилятори поділяються на відцентрові та осеві. Відцентровий вентилятор складається з ступиці 2, на якій закріплений основний диск 3 з лопатками 4 (рис. 3.39). З протилежної сторони

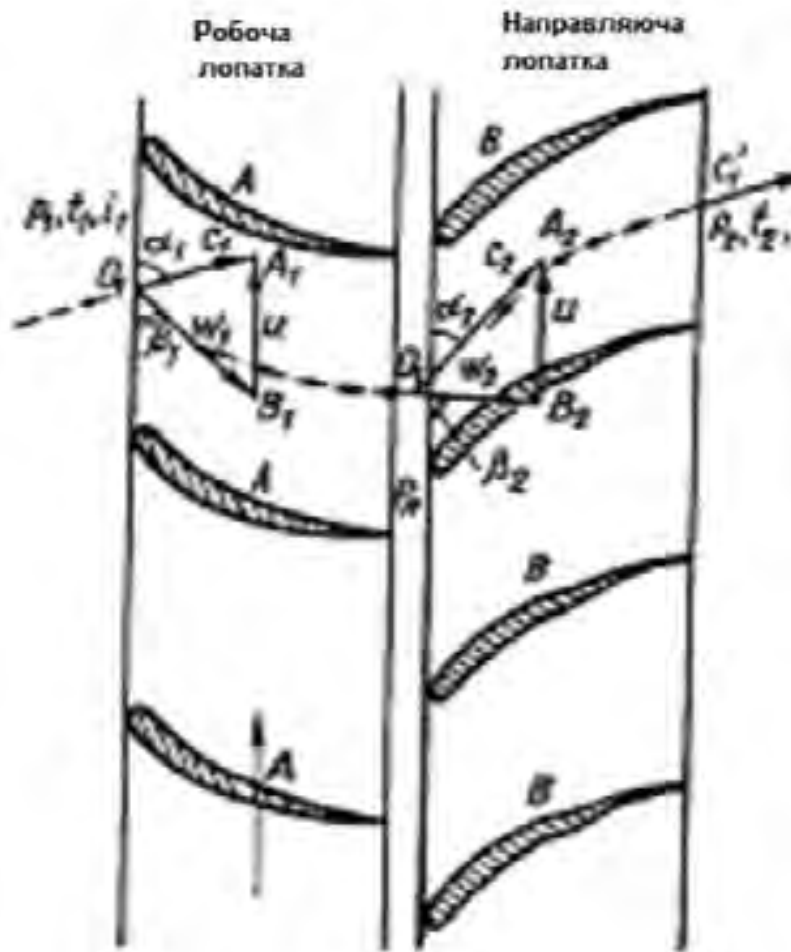


Рис. 3.38 Частина розгортки ступеня осьового компресора

лопатки закриті диском, тому така конструкція колеса називається закритою. являється інша конструкція вентилятора, де лопатки з однієї сторони повністю відкриті і називається відкритою. Такі вентилятори призначені для транспортування газів при наявності в них дисперсних частинок іншого матеріалу (пилу та інш.). Відцентрові вентилятори мають форму спіралі.

В осьовому вентиляторі потік газу, як і в осьовому компресорі, направлений вздовж осі обертання робочого колеса (рис. 3.40). Такий вентилятор складається з двох основних частин – осьового лопаточного

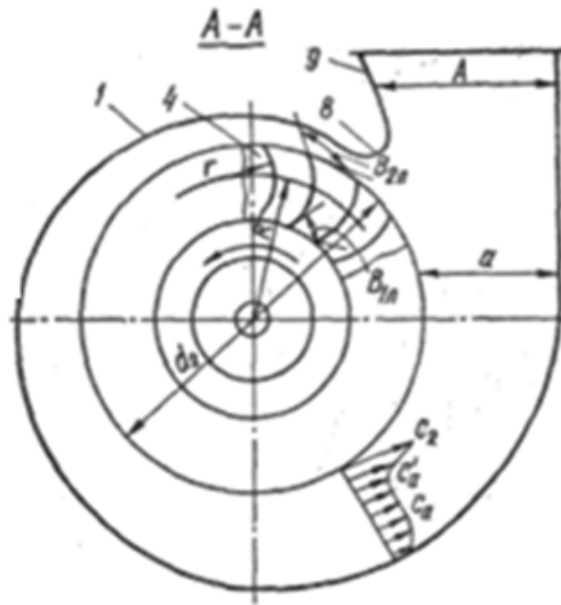


Рис. 3.39 Схема відцентрового вентилятора

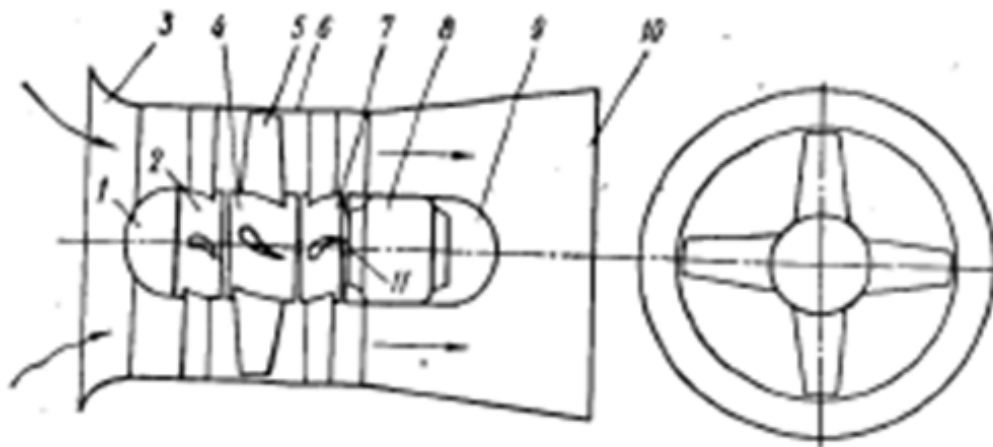


Рис. 3.40 Схема осевого вентилятора: 1 – обтічник; 2 – направляючий лопаточний апарат; 3 – вхідний колектор; 4 – втулка; 5 – робочі лопатки; 6 умови руху – кожух вентилятора; 7 – спрямляючий апарат; 8 – електродвигун; 9 – задній обтічник ; 10 – вихідний колектор; 11 – вал

колеса і циліндричного кожуха. В осьових вентиляторах аеродинамічні характеристики газового потоку більш кращі ніж у відцентрових, тому і ККД таких вентиляторів більший.

Коефіцієнт продуктивності вентилятора визначається формулою

$$\bar{Q} = \frac{4Q}{\pi D_2^2 U_2},$$

де Q – продуктивність вентилятора, $м^3/сек$; D_2 – діаметр робочого колеса, $м$; U_2 – швидкість повітря у вентиляторі, $м/сек$.

Коефіцієнт тиску для вентилятора знаходиться з виразу

$$\hat{p} = \frac{P}{\rho U_2^2},$$

де P – тиск у вентиляторі, $Па$; ρ – густина повітря, $кг/м^3$.

Коефіцієнт потужності вентилятора розраховують по формулі

$$\hat{N} = \frac{4 N}{\pi D_2^2},$$

де N – потужність вентилятора, $Вт$.

Швидкість повітря в вентиляторі визначається виразом

$$U_2 = \frac{\Omega D_2}{2},$$

де Ω кутова швидкість обертання, $рад/сек$.

Продуктивність вентилятора може бути визначена по формулі

$$Q = F \cdot U_2, \text{ м}^3/\text{сек};$$

де F – площа перерізу на виході з колеса.

Коефіцієнт швидкохідності являється параметром, що служить для порівняння різних вентиляторів і зв'язує такі параметри як продуктивність вентилятора Q , тиск p , кутова швидкість обертання Ω , рад/сек

$$N_y = 53 \frac{Q^{1/2} \Omega}{p^{3/4}}.$$

В залежності від величини коефіцієнта швидкохідності відцентрові вентилятори поділяють: 1) при $N_y < 25$ - це малої швидкохідності; при $N_y = 25 \div 60$ - це середньої швидкохідності. Вентилятори різних конструкцій мають такі значення коефіцієнта швидкохідності: $N_y < 100$ - це відцентрові вентилятори; $N_y > 100$ - це осьові вентилятори.

3.14 Сушильні установки

Конструкції сушарок.

Промислові сушильні установки класифікують за наступними ознаками:

- по засобу підводу теплоти до матеріалу – конвективні, кондуктивні, радіаційні, електромагнітні, комбіновані (конвективно-радіаційні, конвективно-радіаційно-високочастотні та інші);
- по функціонуванню в часі – неперервної дії, періодичної дії, напівперіодичної дії;
- по конструкції – камерні, шахтні, тунельні, барабанні, трубчаті, стрічкові, киплячого шару, розпилювальні, сублимаційні та інші.

Серед сушарок найбільшого розповсюдження набули конвективні сушильні установки, які поділяються на декілька груп:

- по застосовуваному сушильному агенту – повітряні, на димових газах, на газах, які не конденсуються в процесі сушіння (азоті, гелії, перегрітій водяній парі, тощо);

- по схемі руху сушильного агента – однозонні (з однократним використанням сушильного агента), рециркуляційні, багатозонні (з проміжним підігрівом сушильного агента, рециркуляцією в його зонах, рециркуляцією між зонами, тощо);

- по тиску в сушильній камері – атмосферні, вакуумні;

- по напрямку руху сушильного агента відносно матеріалу – прямоточні, противоточні, перехресно-точні, реверсивні.

Повітря як сушильний агент використовують в тих випадках, коли температура сушильного агента не перевищує 500 °С, а наявність кисню в ньому не впливає на властивості сушильного матеріалу. Топкові (димові) гази використовують для сушіння матеріалів при початковій температурі сушильного агента 200-1200 °С, якщо газові і тверді компоненти топкових газів не впливають на якісні показники продукту. Для отримання топкових газів споруджують спеціальні топкові пристрої, в яких спалюють газоподібне або рідке паливо, відходи технологічного виробництва (деревну стружку, солому, лузгу соняшника, тощо) або використовують димові гази з топків виробничих котелень, котлів ТЕЦ та інших енергетичних установок.

Для сушіння багатьох матеріалів в якості сушильного агента доцільно використовувати перегріту водяну пару при атмосферному тиску. Використання водяної пари має ряд переваг – інтенсифікує тепло- і масоперенос всередині сушильного матеріалу, дає можливість працювати в області високих початкових температур, зменшує витрати теплоти при сушінні, знижує пожежну небезпеку, тощо.

Для отримання сухих матеріалів з рідинних розчинів або суспензій використовують такі сушарки: вальцові, вакуум-вальцові, розпилювальні, вакуум-розпилювальні, з шаром інертного твердого теплоносія, вихрові та інші.

Розпилювальні сушарки. При продуктивності 10-20000 кг/год по випаруваній волозі найбільшого розповсюдження набули розпилювальні сушарки, що пов'язано з їх конструктивною простотою, невеликим термічним впливом на сушительний матеріал, можливістю регулювати кінцеві значення вологовмісту сушительного матеріалу, високою економічністю та іншими перевагами. Розпилювальні сушарки використовують для сушіння молока, яєць, кормових дріжджів, желатину і деяких рідких відходів харчових підприємств.

При сушінні розчинів розпилюванням доцільно використовувати механічні форсунки, пневмофорсунки або дискові розпилювачі. Для сушарок з великою продуктивністю (до 20-40 т/год) перспективним являється використання центробіжно-дискового засобу розпилювання. Схема розпилювальної сушарки представлена на рис. 3.41. Сушительна камера виготовлена у вигляді башти III, причому рідкий продукт подається в розпилювальний пристрій IV, у якому за допомогою дискового розпилювача 4 відбувається розпилення з утворенням крапель діаметром 50-90 мкм, які рухаються зверху вниз.

При цьому сушительний агент може рухатись в режимі проточечії, притивотечії з сушительним матеріалом із швидкістю 0,2-0,4 м/с. Може бути використана також схема рециркуляції відпрацьованого повітря. Відпрацьований сушительний агент перед видаленням в атмосферу проходить через систему очистки готового продукту V, в якому від агента відділяються частки домішок.

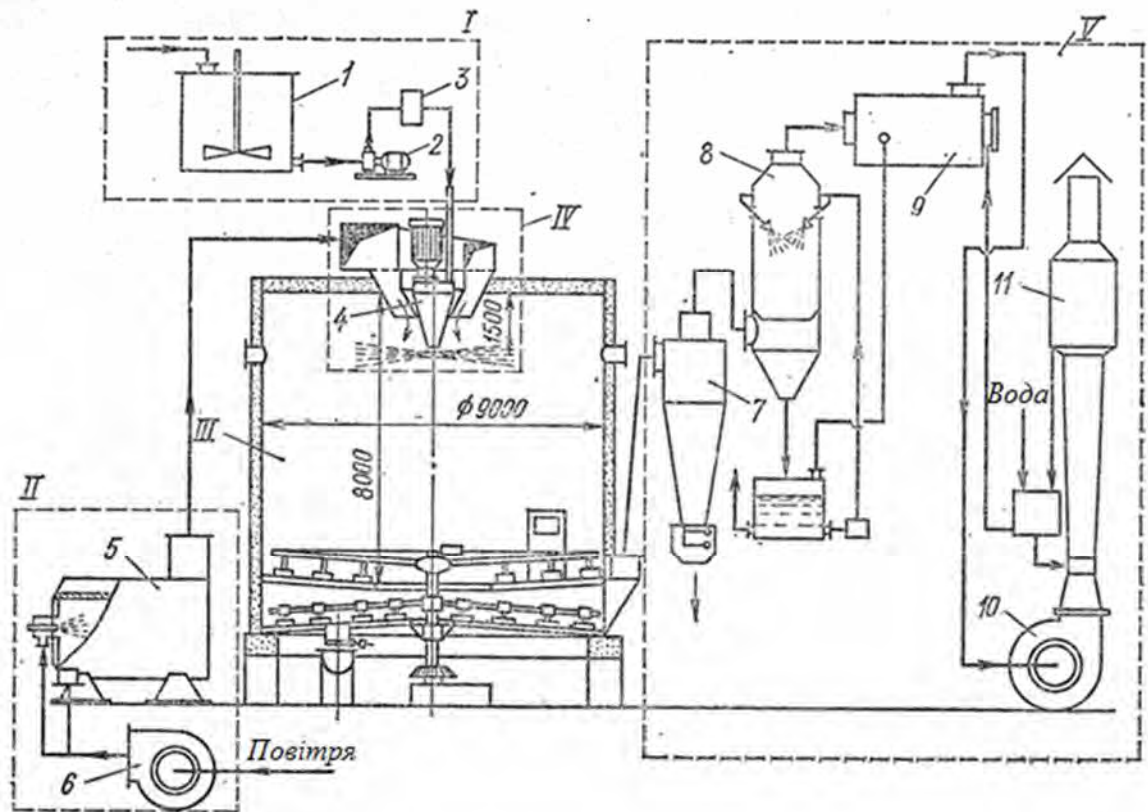


Рис. 3.41. Схема сушіння подвійного суперфосфату в розпилювальній сушарці: 1 – ємність для розчину; 2 – насос-дозатор; 3 – фільтр; 4 – диск з приводом; 5 – топка; 6 – вентилятор; 7 – циклон; 8 – порожнистий скрубєр; 9 – абсорбційна камера; 10 – димосос; 11 – труба Вентурі

Технологія сушіння розпилюванням включає в себе наступні стадії: I – систему приготування і подачі сушильного матеріалу до розпилюючого пристрою; II – систему підготовки і подачі матеріалу в сушильну камеру; III – сушильну камеру (башту); IV – це розпилювальний пристрій; V – це систему відділення висушеного матеріалу від сушильного агента, захопленого сушильного матеріалу.

Вальцьові сушарки використовують для сушіння рідких та пастоподібних матеріалів. Такі сушарки (див. рис. 3.42) являється пристроями неперервної дії і складаються з порожнистих вальців *1*, що

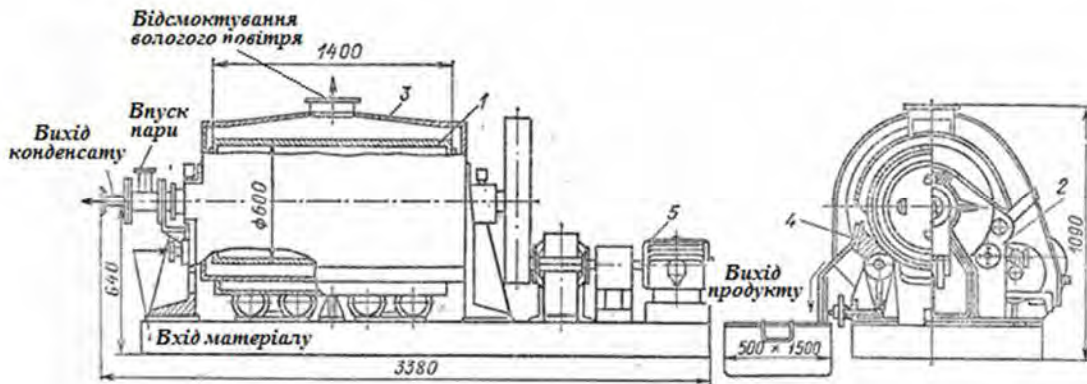


Рис. 3.42. Одновальцева атмосферна сушарка SOA 600/1400:

1 – сушильний валець; *2* – ванна живильного пристрою; *3* – кожух; *4* – ножі скребкового пристрою; *5* – електродвигун з варіатором обертів

обертаються та нагріваються водяною парою, водою або іншим теплоносієм, який поступає через цапфи. Висушуваний матеріал подається через живильний пристрій *2*, а потім після висушування знімається ножами *4* і шнеками видаляється з сушарки. Відпрацьоване повітря через витяжний пристрій *3* видаляється в атмосферу. При цьому може використовуватись як одновальцева, так двовальцева конструкція сушарки. Відстань між циліндрами регулюється калібрувальним пристроєм в залежності від товщини сушильного матеріалу.

До основних вузлів сушарки відносяться також скребковий пристрій та витяжний зонт. Крім вальцових сушарок, як їх модифікацію, використовують вальцестрічкові сушарки, у яких крім вальців додатково являється стрічковий пристрій, де відбувається досушування матеріалу до необхідної кінцевої вологості.

Сублімаційна сушарка. Перспективним методом обезводнення матеріалу, особливо для матеріалів біологічного походження, являється сушіння в замороженому стані при остатньому тиску в робочій камері 10-150 Па. Сушіння сублімацією включає наступні процеси: *I* – самозаморожування або попереднє заморожування; *II* - це власне сублімаційне сушіння; *III* – видалення залишкової незамороженої вологи випаровуванням. Принципова схема сублімаційної сушарки біологічних матеріалів показана на рис. 3.43. Вологий матеріал піддається заморожуванню і висушується в об'ємі субліматора. Водяна пара, яка утворюється при сублімації, конденсується у твердий стан в конденсаторі-виморожувачі, а неконденсовані гази видаляються в атмосферу вакуумними насосами або ежекторами. На рис. 25.7 показана принципова схема комірки субліматора для сушіння пастоподібних матеріалів. Вологий матеріал у вигляді тонких ниток (1-2 мм) через екструзійну насадку поступає в субліматорі в простір між тепловиділяючими елементами. Висушений матеріал періодично видаляють.

Процес сублімаційного обезводнення має ряд переваг в порівнянні з іншими методами сублімаційного сушіння: неперервність дії, високу питому продуктивність (до 150-200 кг/год з 1 м³ об'єму субліматора); високий ККД, малий час перебування матеріалу в зоні

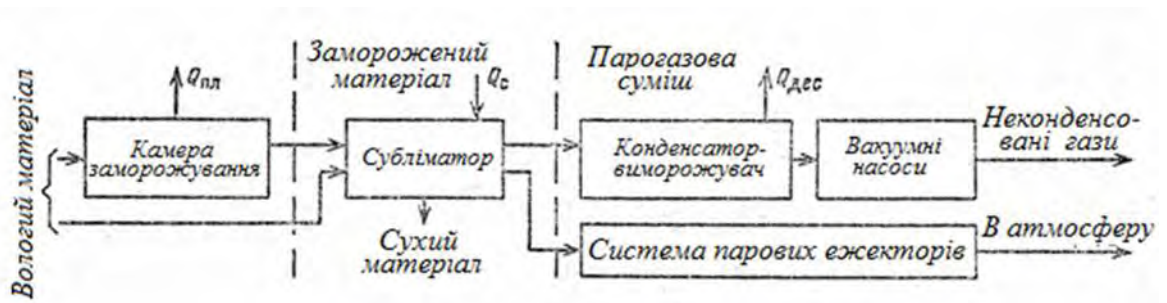


Рис. 3.43. Принципова схема сублімаційної сушарки

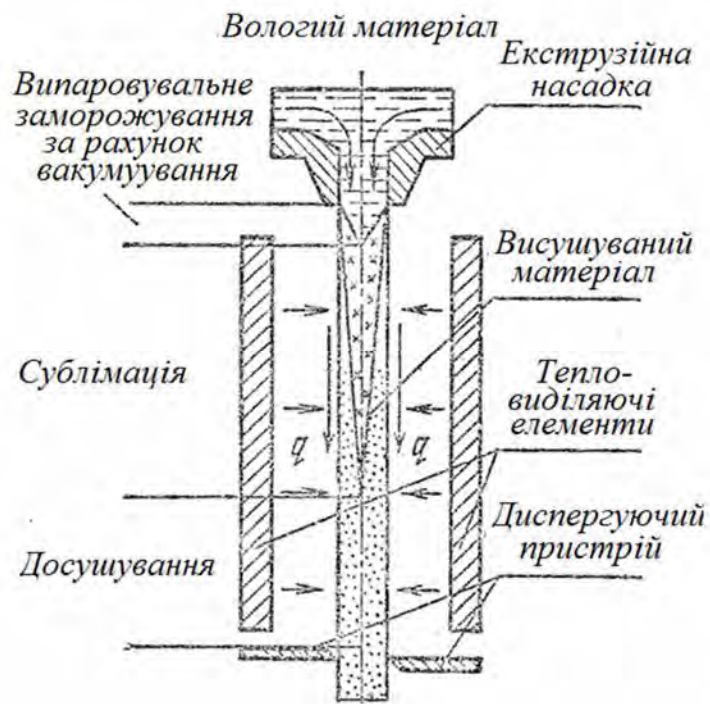


Рис. 25.7. Схема комірки екструзійної сублімаційної сушарки

сушіння (2-3 хв.) та інші переваги.

Сушарки для сушіння твердих дисперсних матеріалів. Сушіння твердих дисперсних матеріалів відбувається в сушарках щільного шару (шахтних, стрічкових, валкових, турбінних), в сушарках з напівзваженим станом сушильного матеріалу (барабанных, трубчастих,

киплячого і віброкиплячого шару, аерофонтанних) і сушарках зваженого шару (трубах-сушилках, циклонних та інших).

Стрічкові сушарки (рис. 3.44) представляють собою апарат неперервної дії, на робочому полотні стрічкового транспортера якого розташований шар сушильного матеріалу. Цей матеріал може бути у вигляді зернистої маси, шматків, волокон та інших подібних матеріалів. Для нагріву і циркуляції сушильного агента в сушарці

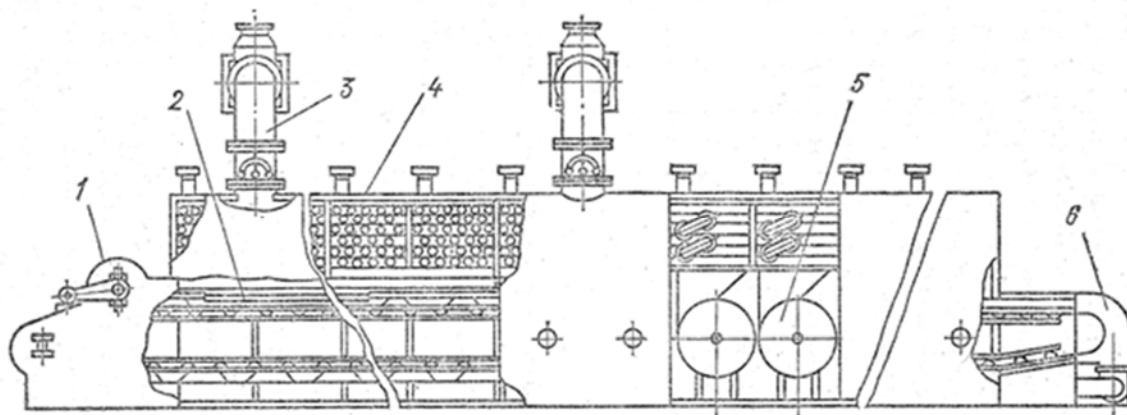


Рис. 3.44. Схема стрічкової сушарки: 1 – завантажувальний шнек; 2 – стрічка; 3 – витяжка; 4 – калорифер; 5 – вентилятор; 6 – шнек розвантажувальний

розташовані калорифери і вентилятори. В якості сушильного матеріалу може бути використане повітря і топочні гази з температурою не більше 400 °С.

Циркуляція сушильного агента відбувається в поперечному перерізі камери через шар матеріалу зверху вниз. Можливі також інші варіанти руху сушильного агента – вздовж транспортера з прямою током

і противотоком, знизу вверху, різні типи руху в різних зонах транспортера. Швидкість руху сушильного агента, як правило, не перевищує 1,5 м/с. Перевагою стрічкових і конвеєрних сушарок являється їх універсальність. Сушарки стрічкового і конвеєрного типу застосовуються для сушіння зерна, трави, соломи та інших сільськогосподарських продуктів.

Барабанні сушарки. Для сушіння дисперсних матеріалів в напівзваженому стані найбільш широке поширення набули барабанні сушарки, завдяки великій продуктивності, надійності в експлуатації, теплової економічності. Барабанні сушарки використовуються для сушіння цукру-піску, зерна, відходів харчових виробництв (бурякового жому, зерно-картопляної бурди, кукурудзяної мезги, тощо). Основним елементом сушарки являється барабан розміром 1200-2800 мм, що обертається з швидкістю 1-8 об/хв. Барабан встановлюється горизонтально або з невеликим нахилом в бік руху матеріалу. В барабанних сушарках (рис. 25.9) для інтенсифікації тепломасообміну всередині барабана по ходу матеріалу встановлюють насадки – приймально-гвинтову та основну, причому в останній використовують лопатеву або секторну насадку та їх комбінацію.

Розроблена також конструкція барабанної контактної сушарки для сушіння матеріалу, який не має безпосереднього контакту з сушильним матеріалом (рис.3.45). В такій сушарці продукт подається в міжтрубний простір, а гарячий теплоносій (пара, гарячі гази) подається всередину труб та нагріває їх. При обертанні барабану продукт пересипається, стикаючись з нагрітою поверхнею труб та висушується. Сушарка має три камери – для загрузки продукту, для розгрузки продукту і для відводу теплоносія. Крім вищерозглянутих існують також інші конструкції барабанних сушарок.

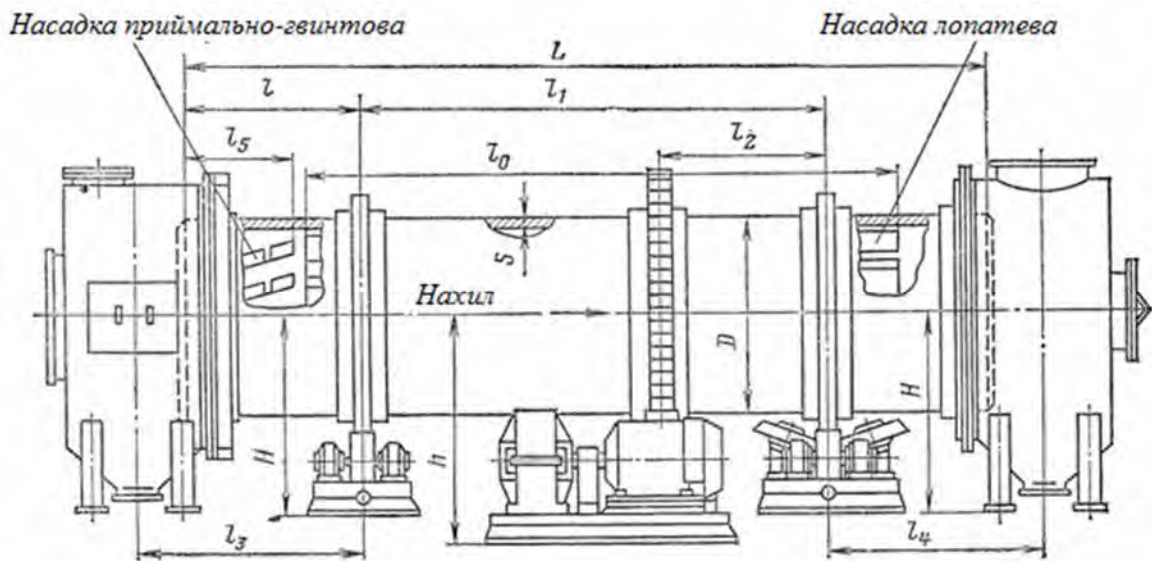


Рис. 3.44. Барабанна атмосферна сушарка

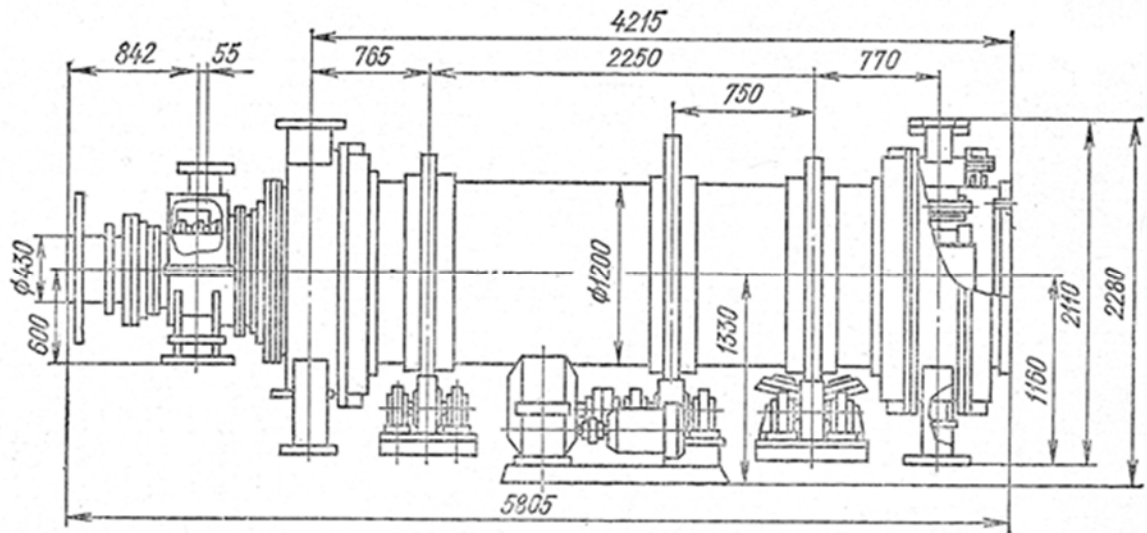


Рис. 3.45. Барабанна контактна сушарка СКБ-1,4-4

Сушарки з киплячим шаром. Серед сушарок для сушіння дисперсних матеріалів широке розповсюдження набули сушарки з киплячим (псевдозрідженим) шаром. Фізичні основи сушарок з киплячим шаром полягають у тому, що створюються такі

гідродинамічні умови руху газового сушильного агента через дисперсний шар матеріалу (напря́м руху знизу – вверху), при яких частинки дисперсного матеріалу знаходяться в квазірівноважному «підвішеному» стані в потоці газу. Тобто такі умови подібні до умов в киплячій рідині і при цьому має місце ефективне обтікання і ефективний теплообмін на поверхні окремих частинок сушильного матеріалу. Для таких умов температура вирівнюється по всьому об'ємі, що особливо важливо при сушінні харчових продуктів. В сушарках з киплячим (псевдозрідженим) шаром сушать зерно, овочі, цукор-пісок, вітаміни, ферменти, сіль та інші продукти.

Схема сушарки з киплячим шаром представлена на рис. 3.46. Вологий

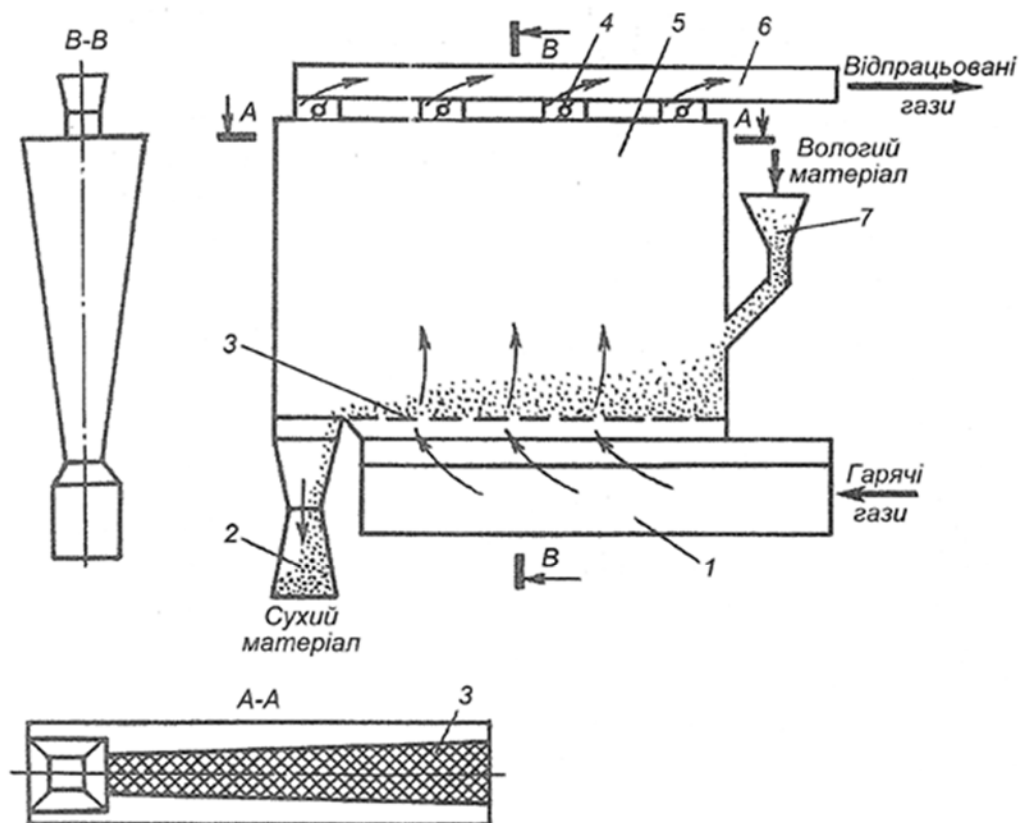


Рис. 3.46. Схема сушарки з киплячим шаром

сипкий матеріал з бункера 7 поступає в сушильну камеру 5 і розподіляється по сітці 3. Гарячий газовий теплоносій поступає через підвідну коробку 1 до сітки, яка може знаходитись у вібруючому стані, і проходить через шар сипучого матеріалу, створюючи умови киплячого шару. Відпрацьоване повітря виходить через відвідний канал 6. Висушений матеріал потрапляє в бункер 2 звідки подається на розфасовку. Перевагами сушарок киплячого типу являється їх невеликі габарити, можливість автоматизувати процес сушіння. Недоліком таких сушарок являється значна витрата теплоти на одиницю виробленої продукції.

Тунельні або коридорні сушарки. Сушарки такого типу належать до сушарок, у яких тиск теплоносія близький до атмосферного. В якості теплоносіїв в таких сушарках використовують нагріте повітря або топкові гази. В сушарках тунельного типу сушать овочі, фрукти, сухарі, макарони, керамічні вироби, деревину. Схема тунельної сушарки представлена на рис. 25.12. Гарячий теплоносій вентилятором 3 подають через калорифер 2 в камеру, в якій на рейках знаходяться вагонетки 1, на сітчасті стелажі яких кладуть висушуваний матеріал. Після висушування вагонетки викочують з тунелю. Тривалість сушіння в залежності від властивостей матеріалу складає 5-10 год. Конструкції сушарок тунельного типу являється зручними і широко застосовуваними на практиці.

Шахтні сушарки. Шахтні сушарки використовуються для висушування цукрових буряків, зерна, бурякового жому, тощо. Схема сушарки шахтного типу наведена на рис. 3.47. Елеватором 1 матеріал подається в живильний пристрій 2, через який надходить у сушильну камеру, яка складається з кількох ярусів сітчастих полиць 6 з отворами

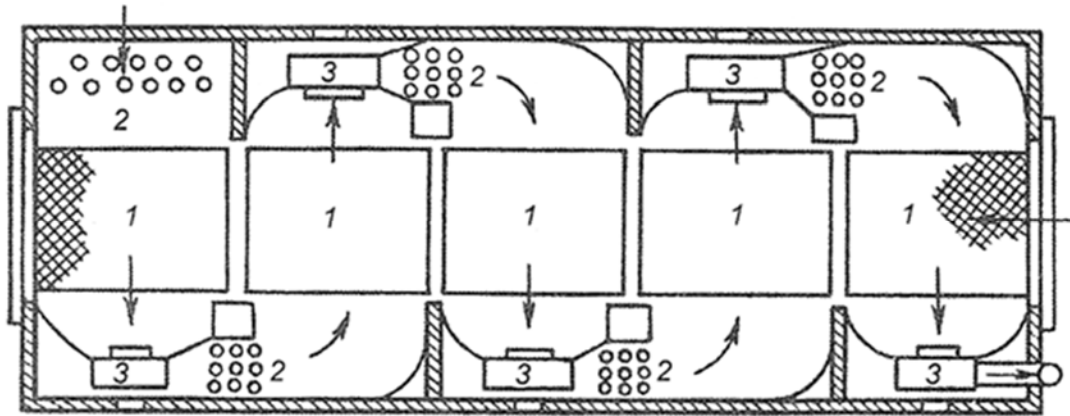


Рис. 3.46. Схема тунельної (коридорної) сушарки

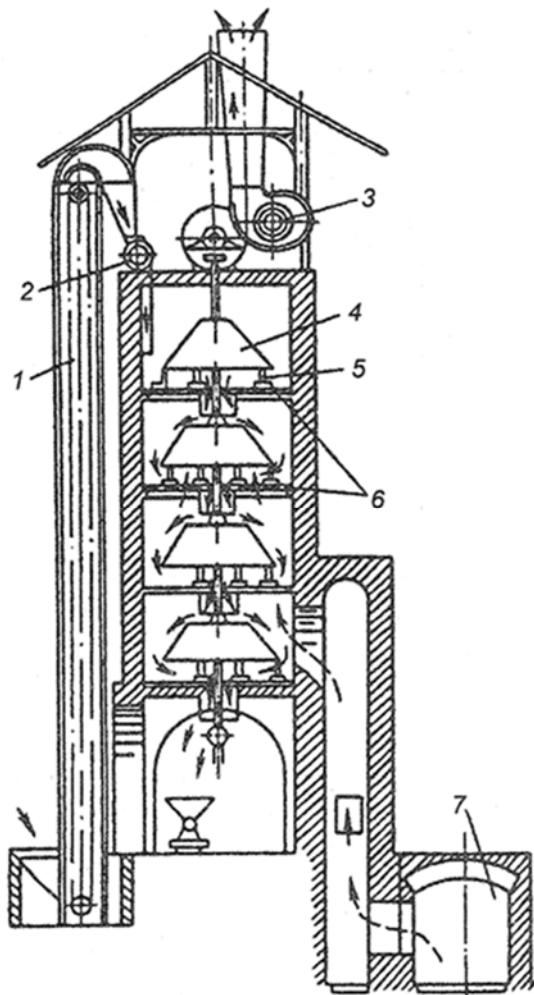


Рис. 3.47. Схема шахтної сушарки

в центрі. На вертикальному валу над полицями встановлено конуси 4 із скребками 5, якими висушений матеріал підгрібається до центрального отвору. Гарячий теплоносій надходить знизу з газоходу 7 і після проходження вверх по шахті видаляється назовні вентилятором 3.

Таким чином, для сушіння продукції сільського господарства використовуються різні види сушильних установок в залежності від типу продукції та оптимальних умов, при яких відбувається її сушіння.

Розділ 4. ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Традиційні електростанції базуються на використанні ресурсів викопного палива, природного та сланцевого газу, вугілля, продуктів переробки нафти, торфу та інших видів палива. У той же час природні запаси таких видів палива поступово виснажуються, а їх спалювання супроводжується забрудненням навколишнього середовища шкідливими сполуками, які утворюються при спалюванні такого палива. Тому основним перспективним напрямком розвитку енергетики являється використання так званих альтернативних або поновлюваних джерел енергії. Як такі джерела, можна використовувати енергію сонця, ґрунтів, водних об'єктів, повітря та біомаси, яка практично невичерпна. Електростанції, що використовують цю енергію, являється теплові насоси, сонячні колектори, біогазові установки, сонячні панелі, вітрогенератори, геотермальні установки тощо. Експлуатація поновлюваних джерел енергії не супроводжується шкідливими викидами у навколишнє середовище і не призводить до деградації навколишнього середовища.

4.1. Сонячна енергія

Сонячна радіація являється практично невичерпним джерелом енергії.

Радіація енергії сонцем.

Щільність сонячного потоку у просторі на межі земної атмосфери складає $1,36 \text{ кВт} / \text{м}^2$, максимальна інтенсивність його на поверхні Землі становить $1 \text{ кВт} / \text{м}^2$ (з тривалістю до 2 годин у літні дні), а її

середня інтенсивність у більшості країн становить 0,20-0,25 кВт / м². Низький ступінь концентрації являється недоліком при використанні сонячної енергії. із загальної кількості сонячної радіації, яка потрапила у земну поверхню, 46% розсіюються сонячною радіацією, 54% - це пряма сонячна радіація.

У швидко розвивається секторі сонячної енергії можна виділити дві основні області: сонячна тепла енергія, що використовує сонячну енергію для виробництва тепла та сонячної енергії, яка використовує сонячну енергію для вироблення електроенергії.

При взаємодії сонячної радіації із природними процесами утворюються вторинні джерела енергії (рис 4.1).

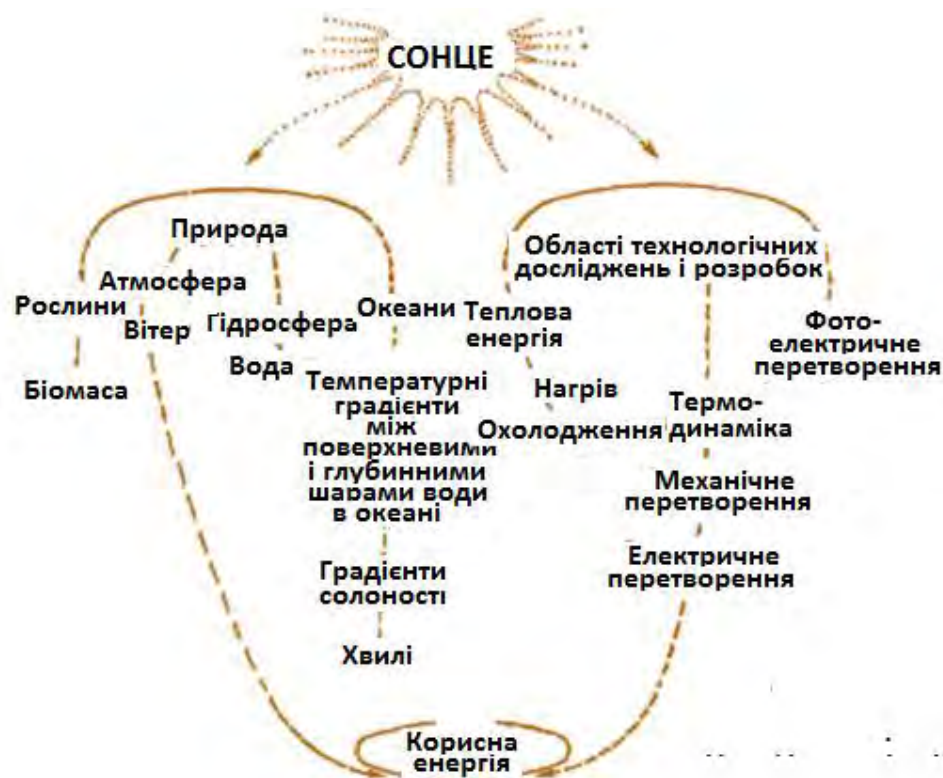


Рис 4.1. Генерація вторинних джерел енергії

4.1.1. Сонячна теплова потужність.

У сучасному світі сонячна енергія широко використовується для теплопостачання, у тому числі гарячого водопостачання та опалення, а також для холодного постачання, кондиціонування, сушіння та інших технологічних процесів.

Сонячні системи теплопостачання класифікуються таким чином:

- системи "активного" сонячного теплопостачання із використанням "активних" установок на основі сонячних колекторів із циркуляційним теплоносієм, у яких можуть бути використані рідкі (вода, сольові розчини) та газ (повітря);
- системи "пасивного" сонячного опалення, у якому різні структурні елементи структури служать теплоприймачами сонячної енергії;
- Комбіновані системи опалення, які використовують елементи "пасивного" і "активного" сонячного теплопостачання.

У сучасних системах низького та середнього температурного теплопостачання (до 100 ° C), що використовуються для перетворення сонячної енергії у низькопотенційний теплоти для гарячого водопостачання, опалення та інших теплових процесів, головним елементом являється плоский колектор, який являється геліо - абсорбентний поглинач, у якому циркулює теплоносій, конструкція плоского сонячного колектора теплоізольована ззаду і закрита із передньої сторони. Його схема показана на рисунку 4.2.

Особливістю плоского колектора являється те, що він ловить як пряму,

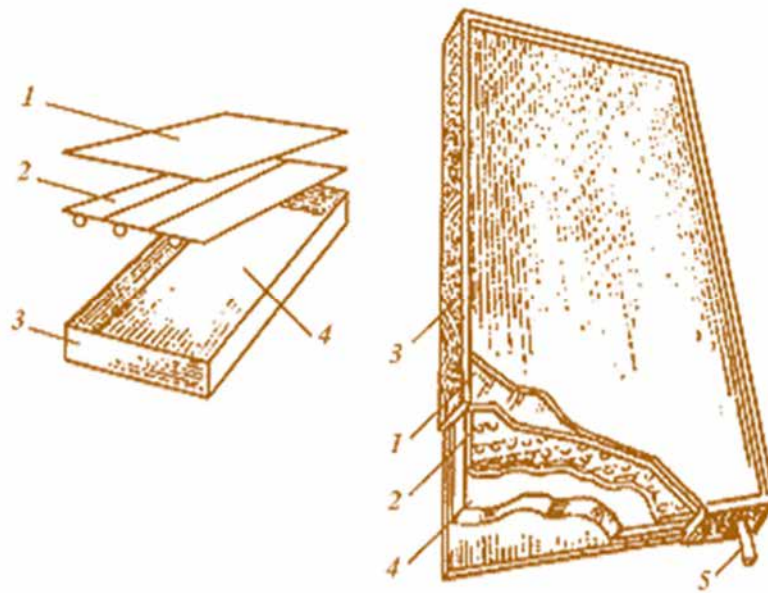


Рис 4.2. Схема проектування плоского сонячного колектора: 1 - це скління; 2 - це поглинаюча поверхня променистої енергії із трубками для нагрітої рідини (поглинача); 3 - це тіло; 4 - це теплоізоляція; 5 - це труба подачі охолоджуючої рідини

і розсіюється сонячне випромінювання. Обсяги таких систем розраховуються у квадратних метрах сонячних колекторів.

Плоскі колектори використовуються у комунально-побутовій сфері, а саме, для гарячого водопостачання і опалення житлових та суспільних будинків, у сільськогосподарському виробництві у процесах переробки та зберіганні продукції, у промисловості (текстильній, шкіряній, харчовій та інш.), у технологічних процесах, що вимагають невисоких (не вище 100 °С) температур.

В останні роки були розроблені сонячні колектори із вакуумними трубками або, як їх називають, вакуумні сонячні колектори (рис 4.3). Вакуумні колектори більш ефективні у холодний період року, коли знижується інтенсивність сонячної радіації.

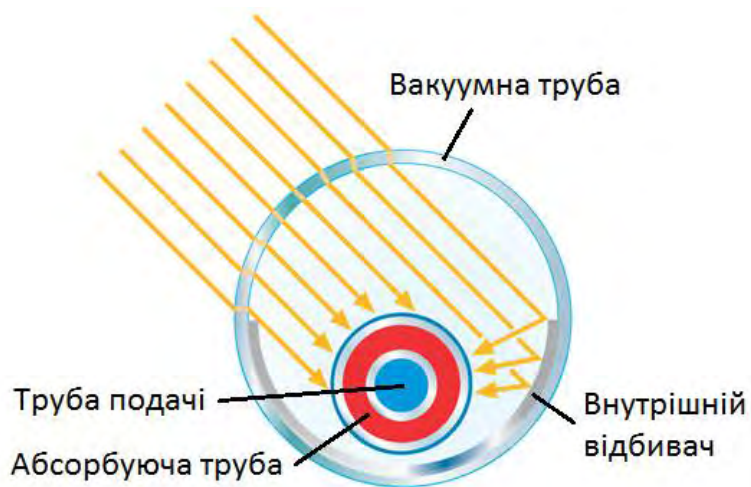
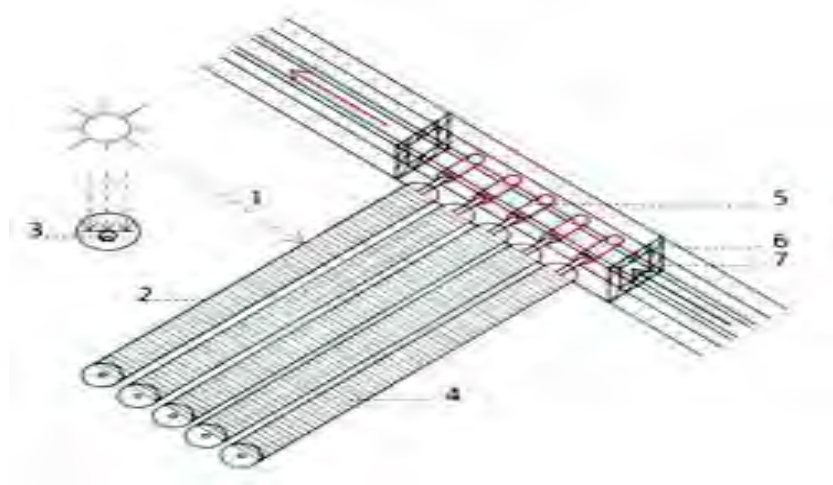


Рис. 4.3 Принципи роботи вакуумних трубчастих колекторів:

1- теплові випромінювання; 2 – скляна труба 3 – провідна труба із наповненням; 4 – поглинач або селективне покриття; 5 – конденсатор;
6 – теплова ізоляція; 7 – труба теплообмінника.

Трубчастий вакуумний колектор ефективний для застосування у цілорічному режимі у будь-якому регіоні України. ККД колектора досягає 95%. Як і плоскі сонячні колектори, вакуумні трубчасті

колектори перетворюють падаючу сонячну енергію у теплоту. Сонячне випромінювання проникає у вакуумовану скляну трубку, де потрапляє на її внутрішню поглинаючу поверхню, на якій і відбувається перетворення енергії сонячного випромінювання у теплову енергію. Теплова енергія, що утворюється на поглинаючій поверхні, передається у трубку теплообмінника, яка знаходиться у нижній частині поглинача. У результаті рідина у цій трубці нагрівається і частина її випаровується. Пара, що утворилася, потрапляє у конденсатор, де перетворюється у воду. Теплота, що виділяється у процесі конденсації, передається потоку води, а конденсат повертається у циркуляційний контур колектора.

Значення коефіцієнта корисної дії деяких типів колекторів вказані на рис. 4.4. із графіка видно, що вакуумні трубчасті колектори являється більш ефективними порівняно із плоскими колекторами.

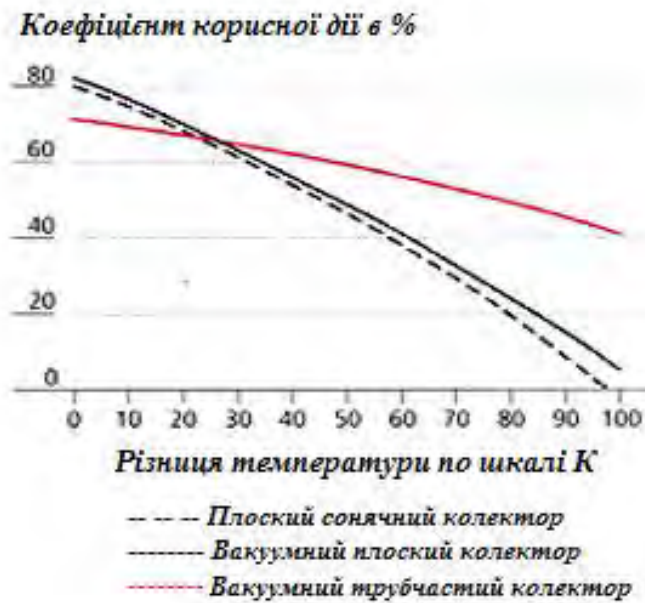


Рис 4.4 Коефіцієнт корисної дії плоского сонячного колектора, вакуумного плоского колектора і вакуумного трубчастого колектора.

Для підтримки опалення у системі із використанням вакуумного колектора застосовується буферний бак, який являє собою автоматизовану систему перетворення, підтримки та збереження теплоти, отриманої від енергії сонця, а також і від інших джерел енергії (наприклад, традиційний котел, що працює на електриці, газі або дизпаливі), які підтримують систему при недостатній кількості сонячного випромінювання. Загальна одноконтурна і двоконтурна схема геліоустановки показана на рис. 4.5.

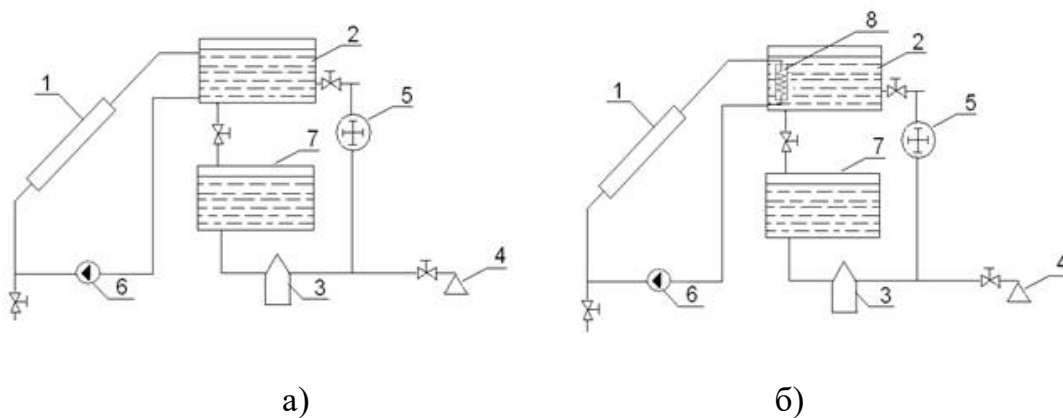


Рис. 4.5. Схеми геліоустановок із вимушеною циркуляцією теплоносія: а) одноконтурна; б) двоконтурна; 1 – геліоколектор; 2 – тепловий акумулятор; 3 – догрівач; 4 – споживач; 5 – змішувач; 6 – циркуляційний насос; 7 – видатковий бак; 8 – теплообмінник

У системах високотемпературного теплопостачання (вище 100 °С) застосовують високотемпературні сонячні колектори. На даний час найкращим із них вважається концентруючий сонячний колектор, що представляє собою параболічний жолоб із чорної трубкою у центрі, на якій фокусується сонячне випромінювання. Такі колектори дуже

ефективні у промисловості або для виробництва пари у електроенергетиці. Їх недоліком являється неможливість використання розсіяної сонячної радіації.

У звичайних плоских колекторах практично неможливо отримати температуру теплоносія вище 100 °С. Збільшення робочої температури теплоносія до 250-300 °С можна досягти за допомогою вакуумних скляних сонячних колекторів. Як теплоносій у колекторах може використовуватися вода, розчин етиленгліколю та пропіленгліколю, силіконове масло, а також повітря.

Принципові схеми водяного і повітряного опалення приміщень за допомогою колекторів наведені відповідно на рис. 4.6 і рис. 4.7.

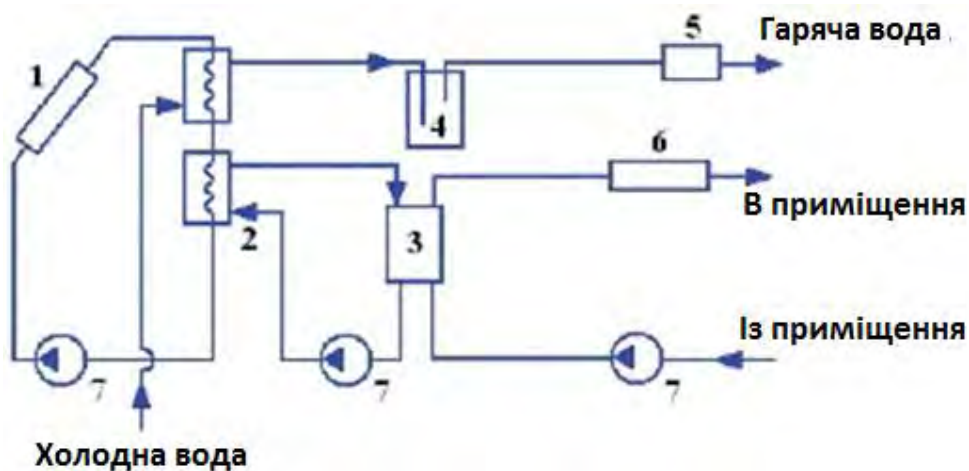


Рис. 4.6. Принципова схема комбінованої водяної системи сонячного теплопостачання: 1 – сонячний водяний колектор; 2 – швидкісний водо-водяний теплообмінник; 3 – бак-акумулятор; 4 – бак гарячої води; 5 – додаткове джерело теплоти системи гарячого водопостачання; 6 – додаткове джерело теплоти для системи опалення; 7 – циркуляційні насоси

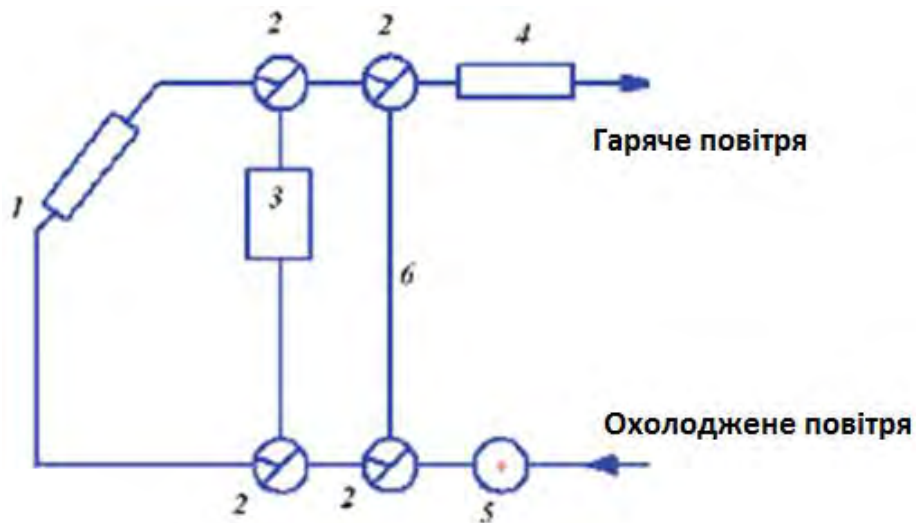


Рис. 4.7. Принципова схема активної повітряної системи сонячного опалення: 1 – сонячний повітряний колектор; 2 – триходова заслінка; 3 – гальковий акумулятор теплоти; 4 – додаткове джерело енергії; 5 – вентилятор; 6 – байпасна лінія акумулятора

Пасивні сонячні системи являється більш простими і дешевими у порівнянні із активними, так як не вимагають додаткових пристроїв поглинання, перетворення і розподілу сонячної енергії. Пасивне використання енергії Сонця для опалення будівель здійснюється за рахунок планувальних, архітектурно-конструктивних рішень, Активне використання сонячної енергії може бути здійснено за допомогою сонячного соляного ставка. Такі ставки являється хорошими акумуляторами сонячної енергії. Завдяки тому, що щільність соляового розчину у нижніх шарах у порівнянні із верхніми значно вища, у таких ставках практично відсутній конвективний тепломасообмін, у результаті чого у приграничному шарі ставка створюється шар води із високою температурою. Така властивість соляних ставків може бути використана для отримання електричної енергії, як це показано на рис. 4.8.

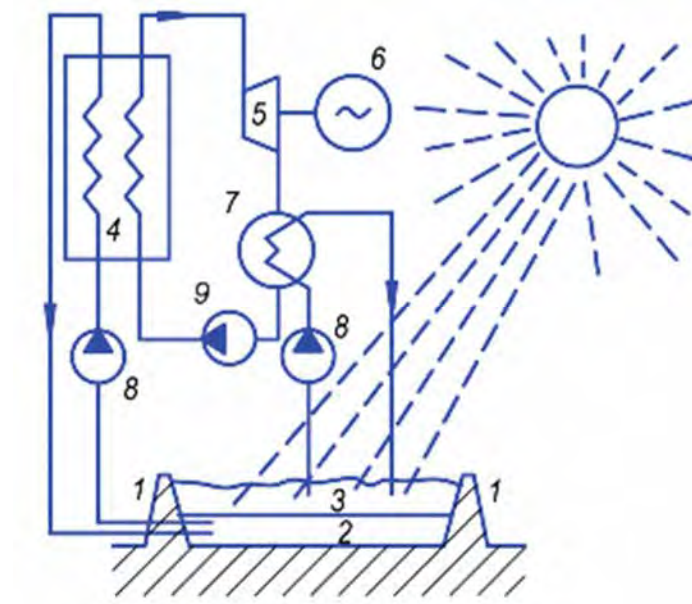


Рис. 4.8. Схема використання сонячного соляного ставка для отримання електричної енергії: 1 – дамби; 2 – гаряча вода із високою концентрацією солі; 3 – охолоджуюча вода із низькою концентрацією солі; 4 – теплообмінний апарат; 5 – турбіна; 6 – генератор; 7 – конденсатор; 8 – циркуляційні насоси; 9 – живильний насос

На активному використанні теплової дії сонячних променів базуються сонячні енергетичні печі, обігрів басейнів, опріснення морської і засоленої води, отримання дистильованої води, сонячні побутові печі, сушіння сільськогосподарських продуктів і ін.

4.1.2. Сонячна енергія

Сонячна енергія може бути перетворена у електрику двома основними способами: термодинамічними та фотоелектричними. У термодинамічному способі електрична енергія від використання сонячної енергії може бути отримана із використанням традиційних схем теплових електричних установок, у яких тепло від спалювання

палива замінюється потоком концентрованої сонячної радіації. Основна схема отримання електричної енергії на сонячній теплової електростанції представлена на рисунку 4.9.



Рис 4.9. Основна блок-схема сонячної теплової електростанції

Є сонячні теплові електростанції трьох типів:

- тип башти із центральним приймачем-парогенератором, на поверхні якого зосереджене сонячне випромінювання від плоских дзеркально-геліостатів;
- Параболічний (лоток) типу, де вакуумні трубки із теплоносієм поміщаються у фокусі параболічних циліндричних концентраторів;

- Тип пластини, коли у фокусі параболічної пластини дзеркало розміщується приймач сонячної енергії із робочою рідиною.

Станції баштового типу складаються із п'яти головних елементів: оптичної системи, системи автоматичного управління дзеркалами та станції взагалі, парогенератора, башти, яка тримає приймач гелію та системи перетворення енергії, включаючи теплообмінники, акумулятори та турбогенератори.

Основна схема типу сонячної енергетики представлена на рисунку 4.10

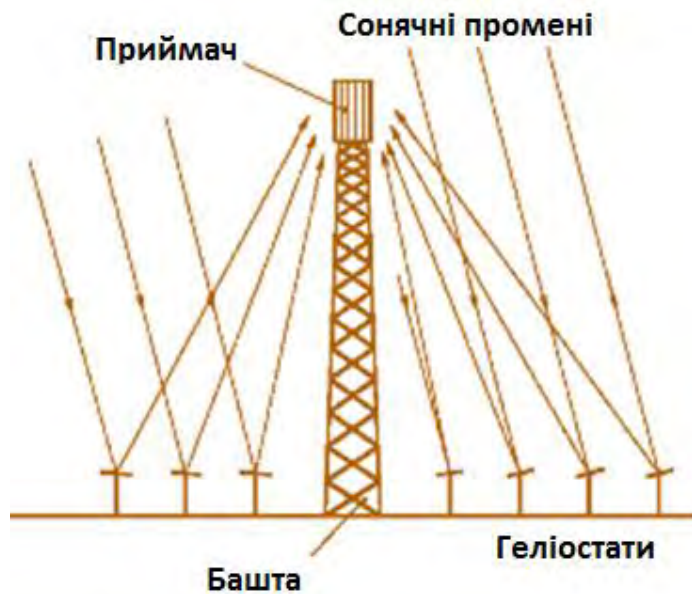


Рис 4.10 Схема типу сонячної енергії

Оскільки на такому електростанції використовується пряме сонячне світло, концентровані сонячні системи повинні мати систему

спостерігаючи за Сонцем, причому кожен із геліостатів керується у просторі індивідуально.

Температура, яку можна отримати у верхній частині башти за допомогою дзеркальних концентраторів, становить 300-1500 ° С. у одному модулі можна отримати потужність не більше 200 МВт, що пов'язано із зниженням ефективності передачі енергії від найбільш віддалені концентратори до верху башти.

Світова практика роботи станцій баштового типу підтвердила їх технічну доцільність та ефективність. Основними недоліками таких установок являється їх висока вартість та велика площа, яку вони займають. Отже, для розміщення баштової електростанції потужністю 100 МВт потрібна площа 200 га.

Демонстраційна сонячна термодинамічна електростанція "Сонячна два" (рис. 4.11) працювала і розвивалася із 1981 по 1999 рік у пустелі Мохаве (Каліфорнія, США). Його потужність перевищила 10 МВт. Сонячна башта цієї станції була оточена 1926 геліостатами загальною площею 83 000 м². Цікаво, що сонячне світло не прогріває



Рис 4.11. Сонячна термо динамічна електрична станція «Solar Two»

воду, а проміжну теплоносію - це розплавлена суміш нітратів натрію та калію. із нього вже випала вода, яка дає пар для турбін. У 1999 році науковці перетворили цю станцію у гігантського детектора Черенковського випромінювання для вивчення впливу космічних променів на атмосферу.

Світло від сотень великих дзеркал настільки яскраве, що це змушує пил і вологість світити у повітрі, так що можна побачити промені, що оточують прекрасну білу башту. На передньому плані видно, що біля дзеркал стоять фотоелектричні панелі із концентраторами поруч із дзеркалами. Ті самі дзеркала, спрямовані на сонячну башту, не помітні із цього кута.

Запуск сучасної сонячної електростанції типу башти відбувся 30 березня 2007 року у районі Санлукар Ла Майор поблизу Севільї (Іспанія). Красива бетонна вежа із висотою 115 метрів і шестигранними дзеркалами 624 120-мегапікселів забезпечує парову турбінну установку потужністю 11 МВт, достатню для забезпечення 6000 будинків електроенергією, що дозволяє заощаджувати 18 000 тонн викидів вуглецю на рік.

Поруч із цією станцією вже будується інша подібна станція (PS2), але більш потужна. Буде встановлено близько 1 255 дзеркал. Орієнтовна потужність електростанції становить 20 МВт. Запуск другої станції скоротить викиди CO₂ у атмосферу на 54 000 тонн на рік і забезпечить електроенергією приблизно 18 000 будинків. До 2013 року сонячні установки, які будуть встановлені на сайті у м. Санлукар-ла-Майор, матимуть загальну електричну потужність 300 МВт, що достатньо для задоволення потреб електроенергії у місті, як Севілья.

Параболічні сонячні енергетичні установки (рис. 4.12) використовують параболічні дзеркала (лотки), які концентрують сонячну енергію на приймаючих трубках, розташованих у фокусі



Рис 4.12. Схема сонячної енергетичної установки параболічного типу

конструкції та містять рідкий теплоносій. Ця рідина нагрівається до близько 400°C і прокачується через декілька теплообмінників, при цьому виробляють перегріту пару, що дозволяє керувати нормальними турбогенераторами, щоб генерувати електричну енергію.

Станції параболічного типу все частіше використовуються завдяки простій системі відстеження Сонця та меншій щільності матеріалу. Конкретна вартість станцій параболічного типу близька до конкретних витрат АЕС.

Плити типу пристрою (рис 4.13) використовують параболічні дзеркала посуду (аналогічні за формою до супутникової тарілки), які захоплюють сонячну енергію у приймачі, розташованому у фокусі кожної страви.

Рідина у приймачі нагрівається до 1000°C , а її енергія використовується для отримання електроенергії як у двигуні Стірлінга, так і у блоці циклів Брайтона. Налаштування



Рис 4.13. Сонячна установка типу пластини: а - це схема сонячної установки типорозміру; б - це 10 кВт сонячної електростанції у Альмерії (Іспанія)

мати систему сонячного нагляду. із огляду на ефект аберації через відхилення від ідеальної форми та інших конструктивних факторів, максимальний діаметр пластин не перевищує 20 м при потужності 60-75 кВт. Конкретна вартість сонячної електростанції може бути меншою, ніж турбінних та параболічних електростанцій.

Солюкарська сонячна електростанція у Санлукар-Ла-Мейорі випробовує на практиці різноманітні технології. Наприклад, параболічні концентратори із двигунами Стірлінга і довгі параболічні

(у поперечному перерізі) дзеркала із трубками для нагрівання теплоносія (фото Solucar).

Сонячні електростанції найбільш ефективні у районах із високими

рівень сонячної радіації та невелика хмарність. Їх ефективність може досягати 20%, а потужність - це 100 МВт.

Сонячна фотоелектрична енергія являється прямим перетворенням сонячного випромінювання у електричну енергію. Принцип роботи фотоелектричного перетворювача ґрунтується на використанні внутрішнього фотоефекту у напівпровідниках і на ефекті відділення фотогенізованих носіїв заряду (електронів і дірок) електронно-дірковим переходом або потенційним бар'єром, таким як метал- діелектрик-напівпровідник. Фотоефект виникає, коли фотон (світловий промінь) падає на елемент із двох матеріалів із різним типом електропровідності (отвір або електрон). Як тільки у такому матеріалі фотон вибиває електрон із навколишнього середовища, утворюючи вільний заряд і "дірку". У результаті порушується рівновага так званого р-п-переходу, і у ланцюзі являється електричний струм. Структура кремнієвого фотоелемента показана на рисунку 4.14.

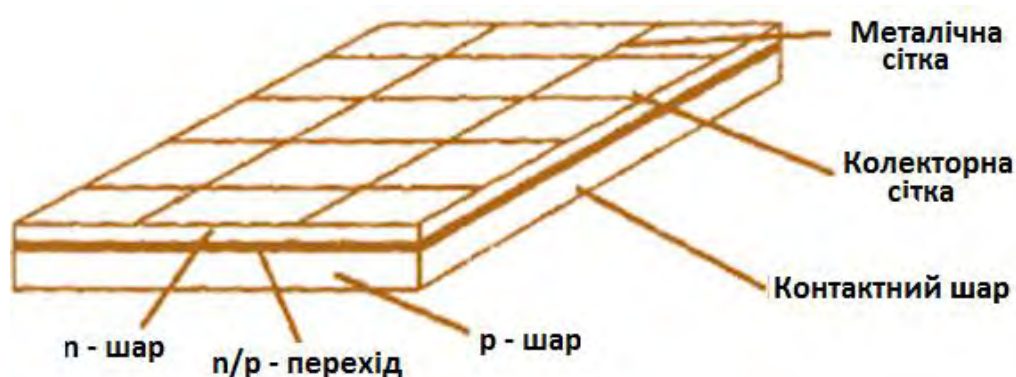


Рис 4.14. Схема фотоелемента кремнієвого

Чутливість фотоелемента залежить від довжини хвилі падаючого світла та прозорості верхнього шару елемента. У ясну погоду кремнієві клітини виробляють електричний струм приблизно 25 мА при напрузі 0,5 у на см² площі елемента, тобто 12-13 мВт / см². Теоретична ефективність елементів кремнію приблизно

28%, практично - це від 14 до 20%.

У серійно-паралельних з'єднаннях сонячні елементи утворюють сонячну (фотоелектричну) батарею. Потужність сонячних батарей, які являється комерційно доступними у промисловості, становить 50-200 Вт. На рис. 4.15 показує фотоелектричні батареї для маяка. Змія (Україна).



Рис 4.15. Фотоелектрична система живлення комплексу на. Змія потужністю 10кВт

На сонячних фотогальванічних станціях для створення фотоелектричних генераторів використовуються сонячні батареї. На рис. 4.16 зображено композицію та блок-схему сонячної

фотоелектричної станції. Термін служби такого заводу становить 20-30 років, а експлуатаційні витрати мінімальні.

Недоліками плоских фотоелектричних елементів для отримання електричної енергії являється їх висока вартість (до \$ 5 / Вт) та великі площі, необхідні для розміщення фотоелектричної електростанції.

Один із способів покращення фотоелектричної енергії - це створити концентровані фотоелементи. Система концентрації сонячної енергії

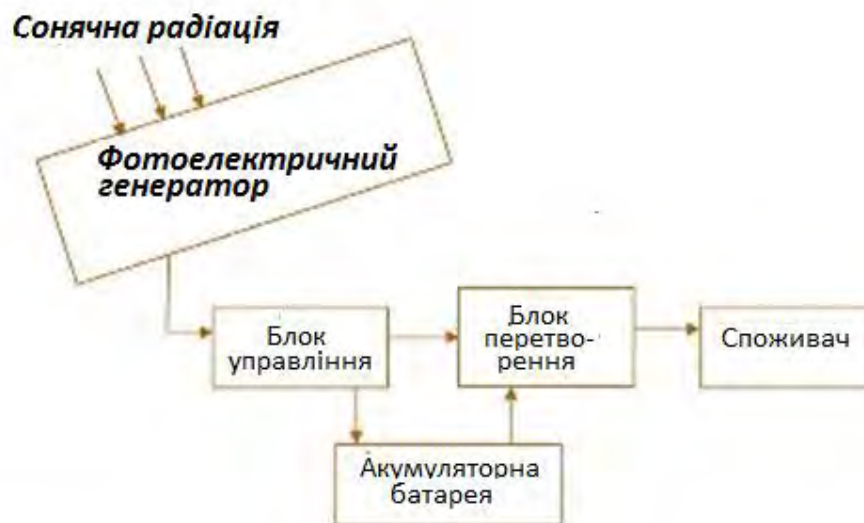


Рис 4.16. Структурна схема сонячної фотоелектричної станції

Вона складається безпосередньо із концентраторів і системи відстеження положення Сонця, оскільки концентровані фотоелементи лише сприймають пряму сонячну радіацію.

Сьогодні основою для створення концентрованих сонячних елементів являється кремній. Отже, на основі кремнію у Австралії були створені елементи зі ступенем концентрації $k = 11$ і ККД на 21,6%,

елементи кремнію із $k = 40$ та продуктивністю 20% були вироблені у США.

Для підвищення ефективності фотоелектричної трансформації сонячної енергії арсенід галію використовується як вихідний матеріал, фотоелектричні втрати при значно вищих температурах значно нижчі, ніж у кремнію.

На основі арсеніду галію створюються два та трикаскадні елементи із високою ефективністю при концентрації 1000 і більше. Лабораторні зразки сонячних елементів $0,5 \text{ см}^2$ із $k = 500$ і ефективністю 40% вже створені.

Прогнози експертів у галузі фотоелектричних перетворень сонячної радіації показують, що найбільш перспективними являється концентратори із $k = 1000$, що працюють із багатоступневими сонячними елементами арсенідгалію нового покоління.

Модульний тип фотоелектричних перетворювачів дозволяє створювати установки будь-якої потужності і робить їх дуже перспективними.

Одним із найбільш ефективних способів використання фотоелементів являється фотоелектричний транспорт. Багато компаній створюють автомобілі на сонячних фотогальванічних елементах. У 1980 році було зроблено перший сонячний літак "Solar Challenger", здатний літати 160 км.

Важливим недоліком існуючих сонячних енергетичних установок являється нерівномірність їх роботи, що пов'язано зі зміною потоку сонячної радіації, що досягає поверхні Землі внаслідок погодних умов, зміни пори року та часу доби.

Сонячні повітряні електростанції можуть стати одним із можливих нових напрямків, які дозволяють більш ефективно використовувати сонячну енергію. На сонячних енергетичних аеростатах головний елемент - це повітряна куля - це може бути перенесений на кілька кілометрів над поверхнею Землі, над хмарами, забезпечуючи безперервне використання сонячної енергії протягом дня (рис. 4.17, 4.18). Основна схема роботи сонячної енергетики (SAPS) із паровою турбіною полягає у тому, щоб поглинати поверхні повітряної поверхні та нагрівання сонячного випромінювання завдяки тому, що водяна пара знаходиться всередині (див. Рисунок 4.17). У цьому випадку балонна оболонка являється двошаровою.

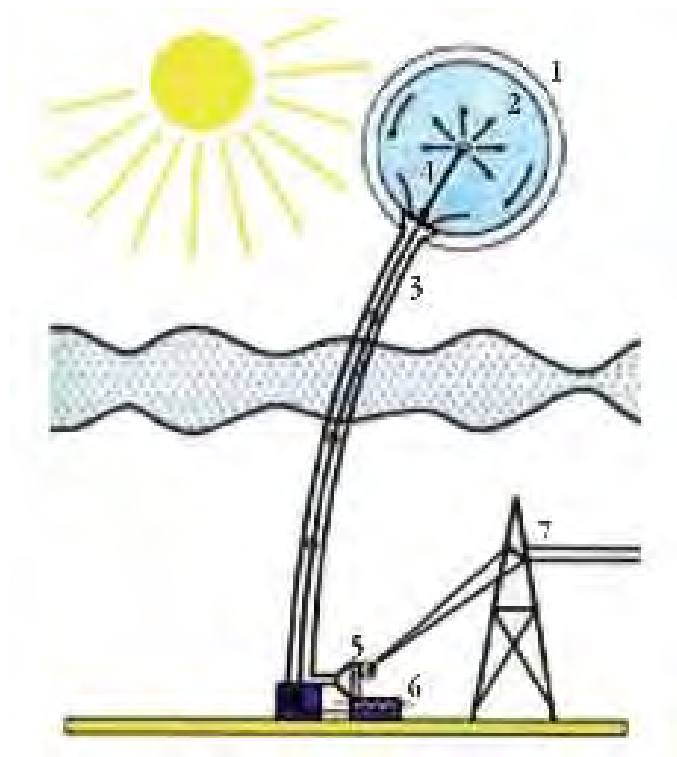


Рис 4.17. Схема сонячної енергетики: 1 - це прозора оболонка; 2 - це абсорбуюча оболонка; 3 - це трубопровід; 4 - це трубопровід із водяними насосами; 5 - це парова турбіна із генератором; 6 - це конденсатор; 7 - це передача

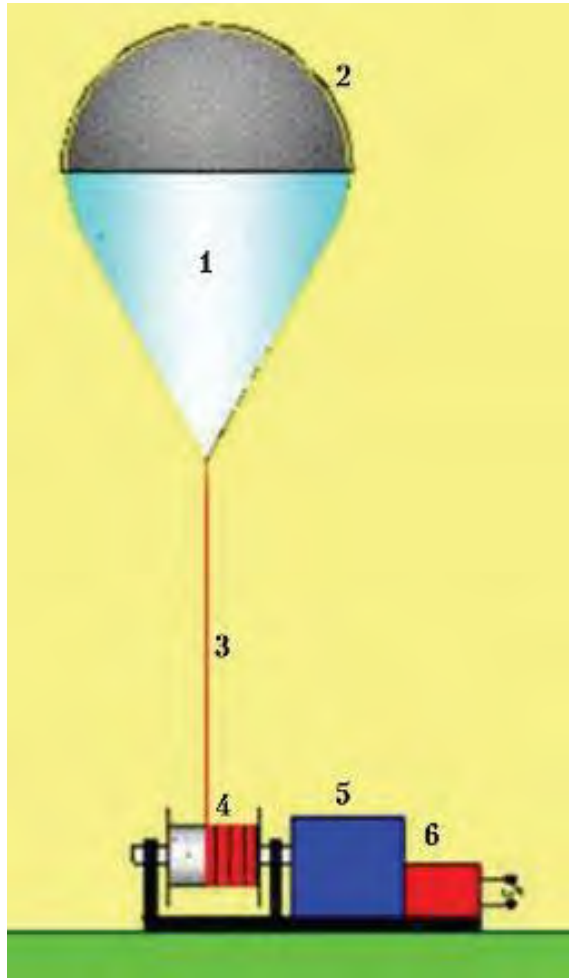


Рис 4.18. Сонячна сонячна енергетична станція: 1 - це балонна аеростатова оболонка; 2 - це тонкоплівкові сонячні батареї; 3 - це мотузка із електричним кабелем; 4 - це барабан; 5 - це Електрична коробка передач; 6 - це інвертор

Сонячні промені, проходячи через зовнішній прозорий шар, нагрівають внутрішній шар покриття покриттям, яке поглинає сонячне випромінювання. Водяна пара всередині оболонки нагрівається через оболонку тепловим потоком 100-150 ° С. Шаром газу (повітря) між шарами, виконуючи роль теплоізоляції, зменшується втрата тепла у

атмосфері. Тиск пари практично дорівнює тиску зовнішнього повітря. Водяний пар подається на парову турбіну через гнучку лінію подачі, потім конденсується у конденсаторі, воду із конденсатора знову подають насосами до внутрішньої порожнини оболонки, де вона випаровується при контакті із перегрітим водяним паром. Ефективність такої установки може щоб скласти 25%, і завдяки резерву водяної пари у внутрішній порожнині повітряної кулі, установка може працювати вночі. Діаметр повітряного куля 150 м і розміщення на висоті 5 км, установка може мати потужність 2 МВт.

Такі ДСП можуть розташовуватися на сотні метрів над поверхнею землі за допомогою силового парового турбінного заводу на землі або над морем із електростанцією на закріплених майданчиках, до яких також приєднується повітряна куля. Розташування кулі на висоті 5-7 км забезпечує роботу СЕС, яка не залежить від погодних умов. У цьому випадку установка силових парових турбін може розташовуватися на землі або у колісці кулі із передачею електричної енергії через кабель до землі. у даний час існує досвід використання таких СЕС на Тайвані.

Перша пілот-промислова АКП "Чорна перлина", введена у експлуатацію у 2003 році, складається із приймача сонячної енергії у вигляді декількох шарів гнучких сферичних снарядів. Важливою перевагою дизайну являється те, що пари, що стискаються компресором, у розділеному просторі між прозорою та поглинаючою оболонкою через автоматизовану систему клапанів циркулює лише на освітленій стороні. Такі 5-мегаваттні САПР займають площу 0,3 км². у іншому SUNP «Чорний місяць», введеному у експлуатацію у 2005 році, центр оболонки діаметром 300 м знаходиться на висоті 450 м, що дозволило різко зменшити площу, що використовується. Базуючись на

позитивному досвіді експлуатації цих САПР, Тайвань передбачає їх широке будівництво.

Інший можливий напрям використання у двадцять першому столітті. Сонячна енергія - це створення сонячних орбітальних сонячних енергетичних установок, які накопичують сонячну енергію і перетворюють її у мікрохвильові або лазерні випромінювання, спрямовані на Землю, де це сприймається спеціальними антенами, а потім перетворюється у електричну енергію.

В якості перетворювачів сонячної енергії у електричному, як правило, утворюються сонячні елементи, що об'єднуються разом сонячні панелі.

У просторі, де немає атмосфери, хмари, зміни вдень та вночі, одиниця площі квадрата отримує 24 години сонячної енергії у десять разів більше, ніж на Землі

У космосі, де немає атмосфери, хмари, зміни вдень і ніч, одиниця площі квадрата отримує сонячну енергію у десять разів більше, ніж на поверхні Землі. Дослідження на сонячних орбітальних електростанціях почалися у 70-х роках ХХ століття у США, СРСР та інших країнах. у даний час робота по створенню таких станцій ведеться у США, Росії, Японії та інших країнах, використовуючи новітні науково-технічні досягнення у фотоелектричній енергетиці, електроніці та робототехніці. У той же час, подальші технічні проблеми, такі як зменшення маси орбітальних електростанцій, витрати на вилучення обладнання у космос тощо, потребують подальшого вирішення.

Японія приймає на рівні 2030 року, що сонячна електростанція, яка передає електричну енергію на Землю у вигляді мікрохвильового променя на орбіті на висоті 36 тисяч кілометрів, отримає її за

допомогою антени землі. Важливим досягненням являється недавнє придбання вченими японського космічного агентства елементів, які перетворюють сонячну енергію у лазерний промінь із ефективністю 42%.

Для реалізації таких складних і дорогих проектів, як створення сонячних орбітальних електростанцій, найважливішим чинником являється міжнародне співробітництво.

4.1.3. Стан та перспективи розвитку сонячної енергетики

Найпоширеніше використання сонячної енергії було знайдено у системах тепlopостачання. Вони служать для гарячого водопостачання, опалення та інших потреб, що дозволяє істотно

зменшити використання традиційних паливних ресурсів.

Сучасна тенденція - це швидке розширення використання сонячної енергії як для централізованого виробництва електроенергії на сонячних електростанціях, так і для окремих систем електропостачання для громадських та приватних будівель.

У країнах, де високий рівень розвитку сонячної енергії, існують відповідні державні програми, які забезпечують сприятливі умови, у тому числі економічні, для його використання та розвитку.

У Німеччині, яка веде ЄС до повної сонячної енергії, використання систем сонячного опалення, таких як опалення, супроводжується збільшенням теплозахисту будівель, використанням теплових викидів та, загалом, зменшенням витрат на енергію. Таким чином, застосування системи сонячно-теплового насоса

теплопостачання окремих житлових будинків із пирососом сонячних колекторів забезпечує до 70% споживання енергії.

Загальна площа сонячних колекторів у 2008 році становила, наприклад, 3,5 млн. М2 у Ізраїлі (більше 80% води нагрівається сонячною енергією), у США більше 10 млн. М2, у Японії - це 8 млн. м2. Більше половини сонячних колекторів у світі - це у Китаї. Основними споживачами сонячної енергії являється Швеція, Данія, Німеччина, Іспанія, Індія та інші країни.

В даний час близько 7 мільйонів будинків у світі оснащені сонячними панелями. Сонячна енергія широко використовується для виробництва електроенергії, що передається у мережу, а також для децентралізованого постачання електроенергії у віддалені населені пункти, ферми, острови, морські та космічні станції.

У 2004 році встановлена потужність сонячних теплових електростанцій у світі склала 0,4 млн. КВт, фотогальванічні установки - це 4 млн. КВт, а сонячні колектори для теплопостачання - це 77 млн. КВт (теплові).

У 2007 році у США було введено у експлуатацію сонячну електростанцію потужністю 64 МВт, у Іспанії - це 11 МВт, із полем 612 міліметрів із 624 дзеркалами, кожна із площею по 120 м2 кожна, а також 115 м висока башта. У Сполучених Штатах планується побудувати сонячну електростанцію потужністю 280 МВт, а у Австралії - це така електростанція потужністю 250 МВт буде.

Це передбачається у ХХІ столітті. буде стрімке збільшення використання сонячної енергії, а сонячна енергія може стати одним із основних джерел відновлюваної енергії.

Щороку у Україні виробництво фотоелектричних елементів становить близько 150 МВт, більшість із яких експортується. Існує також досвід створення сонячних енергетичних генераторів на основі термодинамічного методу перетворення сонячної радіації у електричну енергію, але результати експлуатації сонячної енергії 5 МВт (СЕС-5) у Криму не дали основи для масштабної реалізації цього обладнання у Україні.

Загальна площа сонячних колекторів у Україні у 2008 році становила близько 45 тис. М². У кліматичних умовах України ефективно використання сонячних колекторів для децентралізованого теплопостачання, нагрівання повітря, сушіння зерна тощо.

Україна має досить сприятливі умови для використання сонячної енергії. Щорічний технічно досяжний енергетичний потенціал сонячної енергетики у Україні еквівалентний 6 мільйонам тонн. т. його використання замінить близько 5 млрд. м³ природного газу. Середньорічна сума загального сонячного випромінювання, що надходить на територію України на 1 м², знаходиться у межах 1070 кВт / год у північній частині, до 1400 кВт / м² і вище на півдні України.

4.2. Використання енергії навколишнього середовища. Теплові насоси.

У теплових насосних системах використовується система відводу низькопотенціальної енергії у вигляді тепла від об'єктів із відносно низькою температурою, із подальшою передачею цієї енергії до об'єктів при більш високій температурі. Тепловий насос перетворює низькопотенціальну теплову енергію на енергію із високим

потенціалом, яка використовується для опалення і гарячого водопостачання. Таке перетворення енергії стає можливим лише при умові постачання енергії від навколишнього середовища. Першу лабораторну модель такого теплового насоса було створено англійським фізиком Вільямом Томсоном, лордом Кельвіном у 1852 році.

Теплові насоси можна розділити:

- за принципом їх дії – на парокомпресійні, абсорбційні, термоелектричні;

- за схемою їх застосування – на моновалентні (при наявності тільки теплового насоса) та бівалентний (тепловий насос у поєднанні із додатковим джерелом тепла);

- за типом низькопотенційних джерел тепла - це зовнішнє повітря, поверхневі води (річки, озера, моря), підземні води; ґрунти, сонячна енергія, тепловідвід від джерел штучного походження (стічних вод, повітря витяжних вентиляційних систем, тощо);

- за типом низькопотенціального джерела тепла і теплоносія у тепловому насосі для системи опалення: повітря-повітря, повітря-вода, ґрунт- вода, ґрунт –повітря, вода-повітря, вода-вода;

- по джерелу енергії, яка витрачається, розрізняються теплові насоси у залежності від енергії, яку вони споживають: електроенергія, паливо одного виду або іншого, вторинні енергоресурси;

- по області їх застосування - це для опалення, вентиляції, гарячого водопостачання, для кондиціонування повітря, для підвищення ефективності роботи енергетичних установок.

У переважній більшості використовують абсорбційні та парокомпресійні теплові насоси.

На сьогоднішній день теплові насоси парокомпресійного типу являється найбільш поширеними (рис 4.19). у основі принципу своєї роботи теплового насосу лежать два термодинамічних явища: по-перше, поглинання та виділення тепла холодоагентом при зміні його агрегатного стану - це відповідно випаровування та конденсації; по-друге, за рахунок зміни температури випаровування та конденсації при зміні тиску.

Паровий компресійний тепловий насос містить три контури, у яких теплоносії перекачуються. Кожний парокомпресійний тепловий насос має наступні компоненти.

Основний або зовнішній контур (колектор або контур 1) для ґрунтового теплового насоса - це поліетиленовий трубопровід, який

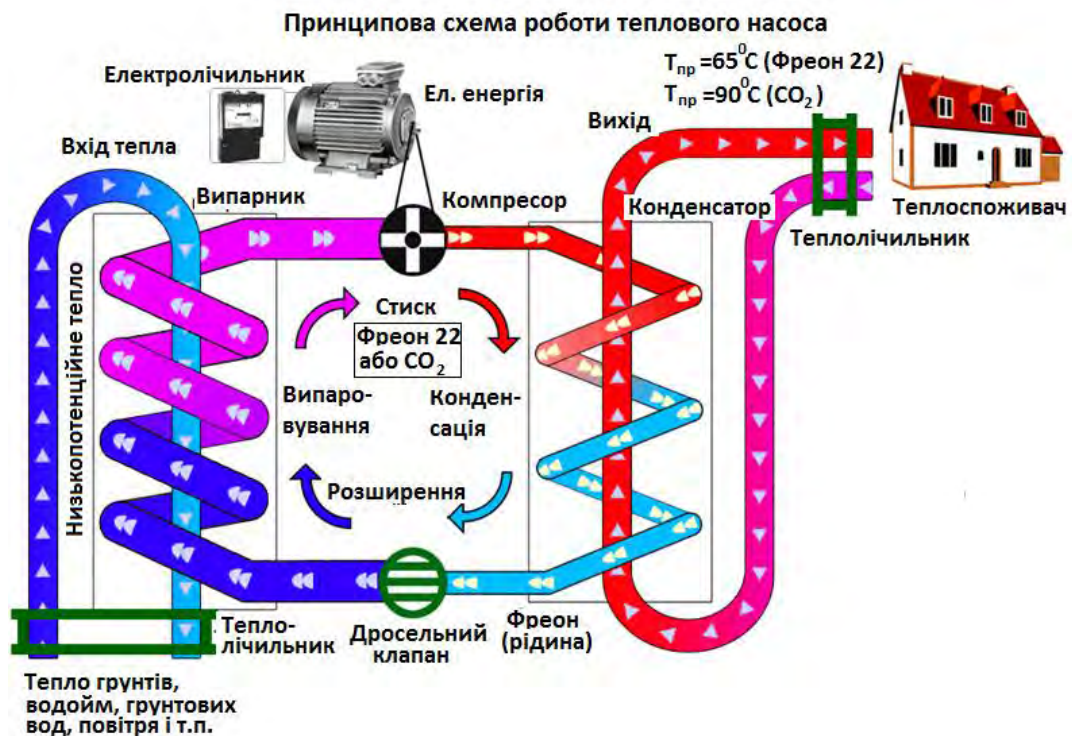


Рис. 4.19. Принципова схема парокомпресійного теплового насоса

укладений у ґрунт або воду, у якому циркуляційним насосом прокачується незамерзаюча рідина (розсіл). У цьому випадку, тепло із ґрунту або води передається через конденсатор до контуру холодоагента.

- контур холодоагента (або контур 2) - це замкнута система, що складається із випарника, компресора, конденсатора, дроселя, трубопроводів та призначена для передачі тепла від ґрунту до теплоносія (або води), що циркулює у контурі системи опалення.

- вторинний або внутрішній контур (або контур 3) - це система, що включає у себе конденсатор, циркуляційний насос, трубопроводи та служить для передачі тепла через конденсатор від нагрітого холодоагента до води, яка циркулює у системі опалення або гарячого водопостачання у будівлі або іншому об'єкті.

До складу теплового насосу парокомпресійного типу входять наступні елементи (рис. 4.20): випарник, конденсатор, компресор, дросель і тепловий акумулятор.

- випарник - це теплообмінник, який служить для передачі тепла від розсолу, що циркулює у контурі 1, до холодоагента, який циркулює у контурі 2. У випарнику холодоагент переходить у газоподібний стан або випаровується рідкий холодоагент.

- конденсатор - це теплообмінник, який служить для відведення тепла від холодоагенту, який знаходиться у газоподібному стані, та має температуру, що перевищує температуру навколишнього середовища, до води, яка циркулює у системі опалення. У цьому випадку у конденсаторі відбувається конденсація холодоагента. Надалі



Рис. 4.20 Схема теплового насосу парокompресійного типу

відбувається передача тепла елементам системи опалення приміщень: низькотемпературним радіаторам, фінкойлам, теплій підлозі та ін.

Випарники та конденсатори - це це теплообмінники різних конструкцій. Розрізняють такі конструкції теплообмінних апаратів: кожухотрубні, із змійовиками, регісторні, пластинчастого типу. Найпоширенішими являються кожухотрубні теплообмінники.

Тепловий насос включає у себе наступні пристрої.

- Компресор - це пристрій, що підвищує тиск і температуру пари охолоджуючої рідини. Компресори поділяються на ротаційні, поршневі, гвинтові і відцентрові. Найпоширенішими тепловими насосами являється поршневі компресори.

- Дросель або розширювальний вентиль - це пристрій, який використовується для зменшення тиску і температури холодильного агента після конденсатора та являється останньою ланкою у термодинамічному циклі теплового насоса.

- Бак акумулятора - це теплоізоляційний контейнер, призначений для накопичення нагрітої води, із метою вирівнювання теплового навантаження та безперервного гарячого водопостачання, що подовжує термін служби теплового насоса.

Робота теплового насоса парокомпресійного типу проходить наступним чином (рис. 4.21). У першому контурі (схема 1) теплового

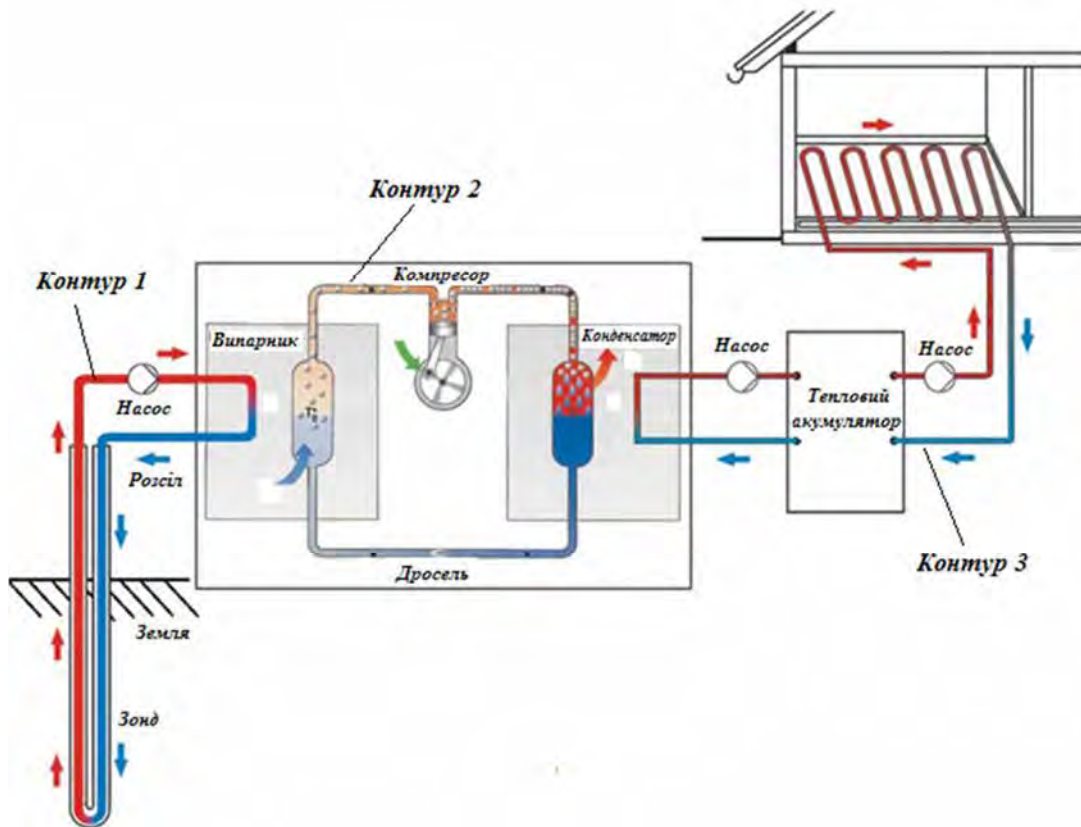


Рис. 4.21 Система опалення приміщень із використанням теплового насоса та додаткового джерела енергії

насосу теплоносії (або розсіл) відбирає тепло від навколишнього середовища (грунту). У другому контурі (схема 2) через теплообмінник (випарник) циркулює робоче тіло або холодоагент при низькому тиску, який закипає при низькій температурі, відбираючи тепло від джерела із низькопотенціальною енергією. Після цього робоче тіло або холодоагент у газоподібному стані стискається у компресорі, який приводиться у дію від електричного двигуна або двигуна іншого типу, який подається до наступного теплообмінника - це конденсатора, у якому при підвищеному тиску починає конденсуватися. Холодоагент, маючи підвищену температуру, передає тепло, що виділяється під час конденсації, до теплоприймача, тобто води, яка циркулює у третьому контурі опалювальної установки. Після конденсатора робоча тіло або холодоагент проходить через дросель, який знижує його тиск та температуру, і знову надходить у випарник.

Таким чином, термодинамічний цикл замикається, а процес кипіння холодоагента відбувається знову. У зовнішньому контурі (схема 3) вода із опалювальної системи відбирає тепло від робочого тіла або холодоагента, що надходить у систему опалення або гарячого водопостачання, розташовану у будівлях.

В процесі експлуатації холодоагент у контурі 2 проходить послідовно наступні етапи:

- охолоджений холодоагент, що перебуває у рідкому стані, проходить у контурі через отвір розширювального вентиля (дроселя) далі у випарник. Під дією швидкого зниження тиску холодоагент випаровується та переходить у газоподібний стан. При переміщенні уздовж криволінійних трубок випарника та контактуючи у процесі руху із газоподібним або рідким теплоносієм, холодоагент у результаті

отримує низькотемпературну теплову енергію від цього теплоносія, а потім надходить у компресор;

- у камері компресора холодоагент стискається, у результаті його тиск різко зростає, що призводить до підвищення температури холодоагента;

- із компресора, гарячий холодоагент проходить по контуру до зміювика конденсатора, який працює як теплообмінник – у ньому холодоагент віддає тепло (при температурі 80-130 °С) до теплоносія, що циркулює у опалювальному контурі будинку. При цьому він втрачає більшу частину теплової енергії, внаслідок чого холодоагент повертається до рідкого стану;

- при проходженні холодоагента через розширювальний клапан (дросель), що знаходиться у внутрішньому контурі теплового насоса, залишковий тиск у холодоагента зменшується і він надходить у випарник. із даного моменту робочий цикл знову повторюється.

Рівняння теплового балансу для теплового насосу парокомпресійного типу має вигляд

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{н}} + W,$$

де $Q_{\text{в}}$ - це енергія, що передається від конденсатора до високопотенційного робочого середовища; $Q_{\text{н}}$ – це низькопотенціальна енергія навколишнього середовища, яка передається на випарник; W - це механічна енергія, споживана компресором для стискування холодоагенту.

Відношення корисного тепла, відведеного у процесі до високотемпературного теплоносія $Q_{\text{а}}$, до витраченої роботи W , називається коефіцієнтом перетворення $k_{\text{р}}$ теплового насоса

$$k_p = Q_A / W.$$

З практичної точки зору енергопостачання можна виразити через коефіцієнт споживання палива $k_{ВП}$, що виражає відношення корисної енергії на виході із установки Q_B до тієї кількості енергії $Q_{ПАЛ}$, що міститься у первинному паливі і у подальшому використовується при роботі теплового насоса :

$$Q_{ВП} = Q_B / Q_{ПАЛ}.$$

Чим вищим являється коефіцієнт використання палива, тим ефективніше працює тепловий насос. Іншими словами, загальна ефективність теплового насосу буде тим вищою, чим нижчою являється вартість використовуваної механічної або електричної енергії для приводу компресора.

Як низькоенергетичне джерело енергії можна використовувати повітря, ґрунт, воду океану, моря, річки чи водойми, а також вихлопні гази турбін, котлів і різних технологічних процесів, стічні води промислових підприємств, систем муніципального водопостачання та інших джерел низькопотенціальної енергії.

Наприклад, розглянемо тепловий насос "повітря-повітря", який використовує тепле навколишнього повітря. У такому насосі зовнішнє повітря проходить у оребрених трубках випарника, всередині яких відбувається циркуляція робочого тіла. Тепло відводиться із конденсатора до повітря, що знаходиться у опалювальних приміщеннях. Повітряні теплові насоси у більшості випадків використовуються у країнах із теплим кліматом, у яких тепловий потенціал навколишнього повітря високий протягом усього року.

Більш раціонально використовувати ґрунт, оскільки він може накопичувати сонячну енергію протягом тривалого періоду часу, що

забезпечується порівняно рівномірною температурою теплових джерел протягом року, а отже, і високою ефективністю теплового насоса. Температура у верхніх шарах ґрунту залежить від сезону. На глибині ґрунту нижче межі замерзання температурні коливання практично зникають.

Використання як джерела теплоти ґрунту може відбуватися двома способами: за допомогою "земляних колекторів" або "земляних зондів". У цьому випадку тепло із навколишнього середовища передається сумішшю води і антифризу (розсолу), температура замерзання якої становить близько $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Через це розсол не замерзає у процесі роботи у зимовий період року.

У випадку використання «земляних колекторів» полімерні (або поліетиленові) труби закладаються у ґрунті на глибині 1,2-1,5 м при довжині не більше 100 м, що пов'язано із значними втратами тиску для колектора більшої довжини. Розсіл прокачується за допомогою циркуляційного насосу через полімерну трубку, а тепло, накопичене у ґрунті, при цьому відбирається. У густонаселених районах із дуже малими земельними ділянками частіше використовують вертикальні «земляні зонди», які досягають глибини у 50-150 м. У цьому випадку більш доцільно використовувати систему відбору для низькотемпературної теплоти, таку як «земляний зонд», що забезпечує практично незмінну температуру первинного контурного у тепловому насосі протягом майже всього опалювального сезону. Це пов'язано із тим, що зонди розташовані у свердловинах глибиною 50-100 м, а у шарах землі нижче 18 м, температура у ґрунті залишається постійною, яка близька до $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Одночасно тепло ґрунту можна використовувати більш ефективно, оскільки тепловий насос з'єднаний із U-подібним теплообмінником, який встановлюється у спеціально пробуреній

свердловині, у якому циркулює рідина, що охолоджується у тепловому насосі, або відбувається кипіння холодильного агента. Зазвичай свердловина для вертикальних ґрунтових теплообмінників пробурена на глибині 100 метрів. Тому навіть для невеликих будинків для їх опалення необхідно пробурити кілька свердловин, а для будинків із великим об'ємом таких свердловин потрібно набагато більше. Щоб температурні поля навколо сусідніх свердловин не взаємодіяли один із одним, відстань між ними повинна бути вибрана принаймні 6 метрів.

На рис. 4.22 зображено схему використання "ґрунтового зонда" із

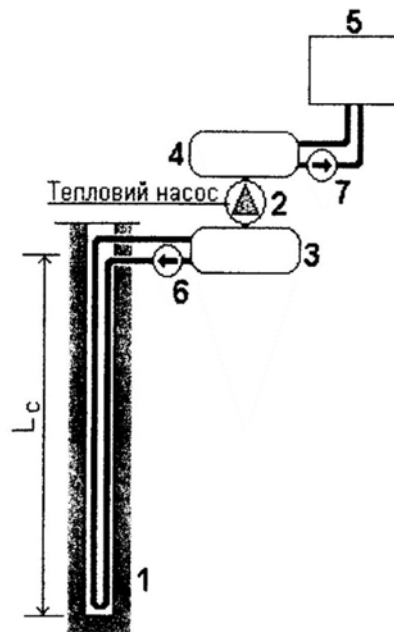


Рис. 4.22. Схема використання вертикального земляного теплообмінника у системі тепlopостачання із використанням теплового насоса:

1 - це вертикальний земляний теплообмінник; 2 - це компресор теплового насоса; 3 - це випарник; 4 - це конденсатор; 5 - це система опалення; 6 - це циркуляційний насос; 7 - це нагрівальний насос

вертикальним теплообмінником заповненим рідким теплоносієм. Теплообмінник 1 має змонтований свердловину U-подібний трубопровід, що виготовлений із поліетилену, у якому відбувається циркуляція водного розчину етиленгліколю, що перекачується циркуляційним насосом 6. Холодагент, який кипить у випарнику, стискається компресором 2. Тепло конденсації передається у конденсаторі 4, до теплоносія у системі опалення 5, що подається насосом 7 через випарник 3 теплового насоса.

Артезіанська вода може бути використана як джерело низькопотенціальної енергії. Артезіанська вода має практично однакову температуру на протязі усього року, близьку до 10°C у північних областях і до 15°C біля екватора. Підземні води, температура яких протягом року становить $8-10^{\circ}\text{C}$, можуть використовуватися у теплових насосах без спеціальних підготовчих процесів. Вода у відкритих водоймах, таких, наприклад, як озера, моря і річки, також може служити джерелом тепла.

Якщо при використанні теплового насосу немає додаткових джерел тепла (теплового акумулятора, котла тощо), то такого типу системи називаються моновалентними. За наявності інших джерел енергії, що використовуються для опалення як додаток до теплового насосу, то ці системи називаються бівалентними.

У будинку із великими тепловими втратами встановити тепловий насос, що має велику потужність не вигідно. Такий насос буде працювати на повну потужність терміном, який не більше місяця, тому що кількість холодних днів не буде перевищувати 10-15% від загальної тривалості опалювального періоду. У цьому випадку капітальні витрати при роботі системи із тепловим насосом, особливо для типу ґрунт - це вода, будуть досить значними, навіть у тому випадку, коли

теплова потужність системи збільшиться на кілька кВт. Тому у переважній більшості потужність теплового насосу вибирається рівною 70-80% від величини розрахункового опалювального навантаження. У той же час вказана потужність буде забезпечувати всі потреби будинку для теплого періоду часу, до тих пір поки температура зовнішнього повітря не знизиться до певного розрахункового рівня (т.з. температура бівалентності), наприклад, до мінус 10-15 °С. Від цього моменту у роботі вступає другий теплогенератор, який компенсує додаткове тепло, яке являється необхідним для опалення (див. рис. 4.23).

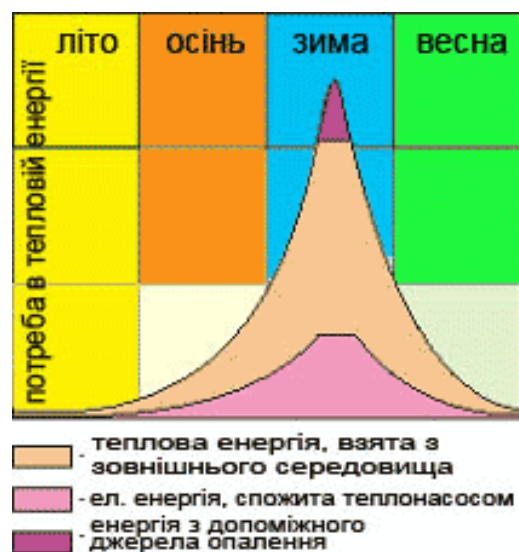


Рис 4.23. Сезонний розподіл для теплової енергії, яка необхідна для опалення

Є багато варіантів використання теплового насоса із додатковим джерелом теплоти. Часто таке джерело - це невеликий електричний обігрівач, розташований у бакові - це акумуляторі тепла, у якому додатковим джерелом енергії може використовуватись електричний,

газовий, твердопаливний котел, або котел на рідкому паливі. Найпоширенішим пристроєм для накопичення тепла та його використання у холодний період являється бак-акумулятор. Бак-акумулятор являється теплоізованим резервуаром, призначеним для зберігання нагрітої води, щоб вирівняти теплові навантаження та забезпечити безперервне гаряче водопостачання, що подовжує термін служби теплового насосу.

Для визначення потужності теплового насоса, необхідного для опалення і гарячого водопостачання будинків, необхідно провести відповідний розрахунок теплових втрат у будівлі і визначити необхідну кількість гарячої води у системі водопостачання.

Робота абсорбційних теплових насосів базується на використанні процесу абсорбції - це фізико-хімічного процесу, при якому газ або рідина збільшується у об'ємі за рахунок іншої рідини чи газу у процесі їх поглинання під впливом температури та тиску.

Абсорбційні теплові насоси обладнані спеціальним термічним компресором, який працює на природному газі. у контурі насоса знаходиться холодоагент (переважно це аміак), що випаровується при низькій температурі та тиску, таким чином поглинаючи теплову енергію від навколишнього середовища через контур циркуляції. У пароподібному стані холодоагент входить у теплообмінник-абсорбер, де у присутності розчинника (звичайно води) поглинається і передається тепло до розчинника. Доставка розчинника здійснюється за допомогою термосифона або насоса, що має низьке енергоспоживання для установок із великою потужністю, Використання таких систем забезпечує його циркуляцію через різницю тисків між холодоагентом та розчинником.

В результаті взаємодії холодоагента та розчинника, температура кипіння яких відрізняється, тепло, що подається хладагентом, викликає випаровування обох із них. Холодоагент у пароподібному стані, який має високу температуру та тиск, входить у контур конденсатора, переходить у рідкий стан і подає тепло у теплообмінник теплової мережі. Пройшовши через розширювальний клапан, холодоагент також переходить у вихідний термодинамічний стан, аналогічним чином, розчинник повертається у початковий стан.

Перевагами абсорбційних теплових насосів являється можливість працювати від будь-якого джерела теплової енергії, а також при повній відсутності рухомих елементів, тобто вони являється безшумними. Недоліком абсорбційних насосів являється менша потужність, ніж у компресійних агрегатів, більш висока вартість, що пов'язано зі складністю конструкції та потребою у корозійно-стійких матеріалах, які важко обробляти.

У адсорбційних теплових насосах застосовують тверді речовини, такі як силікагель, активований вуглець або цеоліт. Під час першого робочого етапу, що називається фаза десорбції, тепла енергія із газового пальника подається до теплообмінника, покритого всередині сорбентом. Нагрівання викликає утворення пари холодоагенту (води), а отримана пара подається до другого теплообмінника, який на першій фазі віддає теплоту при конденсації до системи опалення. Повне осушення сорбенту та закінчення конденсації води у другому теплообміннику завершує перший етап його роботи - це припиняється подача теплової енергії у камеру першого теплообмінника. у другому етапі теплообмінник із конденсованою водою стає випарником, доставляючи теплову енергію із навколишнього середовища. Внаслідок співвідношення тисків, що досягають 0,6 МПа, коли

холодоагент знаходиться у контакті із зовнішнім джерелом, він випаровується - це водяна пара повертається до першого теплообмінника, де сорбент адсорбується. Тепло, що віддає пара у процесі адсорбції, переноситься у воду із системи опалення, після чого цикл знову повторюється. Слід вказати, що адсорбційні теплові насоси для домашнього використання не підходять - це вони призначені тільки для будинків із великою площею (від 400 м²). Менші за потужністю моделі адсорбційних теплових насосів знаходяться у стані розробки.

Приклад розрахунку потужності теплового насоса

Вихідні дані: двоповерхова ізольована житлова споруда загальною площею 100 м², у якій проживає сім'я із 4 чоловік. Будинок обладнаний приточно-витяжною вентиляцією із продуктивністю $L = 200 \text{ м}^3 / \text{год}$.

Розрахунок теплового навантаження. Окрім споживання тепла для опалення будівлі, тепловий насос повинен генерувати тепло для гарячого водопостачання. У житловому будівництві при проектуванні керуються максимальним споживанням гарячої води у кількості приблизно 50 літрів на добу на одну особу при температурі 45 °С (див. табл. 4.1). Це відповідає додатковому споживанню теплової енергії приблизно 0,25 кВт на одну людину із періодом нагріву 8 годин.

При необхідній витраті тепла на квадратний метр житлової площі $q_{on} = 60 \text{ Вт/м}^2$ загальна кількість тепла, споживаного для опалення будинку, становить

$$Q_{оп} = F q_{on} = 100 \times 60 = 6000 \text{ Вт}, \quad (4.1)$$

де F – це площа житлового будинку, м².

Додаткові теплові навантаження теплового насоса для приготування гарячої води

Споживання	Витрата гарячої води із температурою води 45°C л/добу на людину	Надбавка, яка рекомендується, до теплоспоживання для приготування гарячої води кВт·год/люд
Низьке споживання	15-30	0,08-0,15
Нормальне споживання	30-60	0,15-0,30

Додаткове навантаження, яке необхідне для гарячого водопостачання буде

$$Q_{ГВП} = N q = 4 \times 0,25 = 2,0 \text{ кВт}, \quad (4.2)$$

де N - це кількість мешканців будинку, люд.; q - це питоме додаткове теплове навантаження, кВт / люд.

Витрата тепла на вентиляцію $Q_{ВЕН}$ буде визначатися формулою

$$Q_{ВЕН} = \frac{L}{3600} \rho c_p (t_{np} - t_{зов}) = \frac{200}{3600} 1,2 1000 (20 + (-21)) = 2730 \text{ Вт}, \quad (4.3)$$

де L – це об'ємна продуктивність системи вентиляції, м³ / год; ρ – це густина повітря, кг / м³; c_p – це ізобарна теплоємність повітря, Вт / кг °С.

Загальна потужність для споживаного тепла складає:

$$Q_{оп} + Q_{ГВП} + Q_{ВЕН} = 6 + 2 + 2,7 = 10,7 \text{ кВт}.$$

Таким чином, потужність теплового насоса, яка необхідна для опалення і гарячого водопостачання будинку становить близько 11 кВт.

Інший принцип - це термоелектричні теплові насоси, які базуються на ефекті Пельтьє. Якщо взяти напівпровідниковий пристрій, конструкція якого показано на рисунку 4.33, то при проходженні через постійний струм через прилад у переході n - це р тепла відпускається, а у переході р - це n - це поглинається. Таким чином, змінюючи напрямок електричного струму та його величину, можна регулювати значення отриманої теплоти або відповідне охолодження.

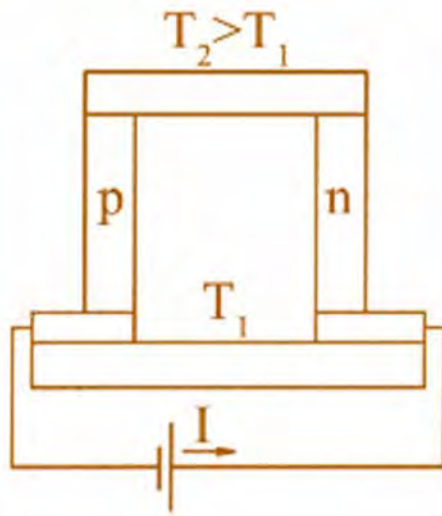


Рис 4.33. Принципи роботи термо електричного теплового насоса

Теплові насоси цього типу широко використовуються як кондиціонери у приміщенні, для нагріву води на фермах та у багатьох інших випадках.

Є також теплові насоси, вплив яких базується на використанні Rank Effect, подвійного циклу Rankin, який працює у стирлінг, брайтон та інші типи циклів. Ці теплові насоси мають обмежене застосування та особливі умови використання.

Загалом, теплові насоси можуть одночасно вирішувати такі проблеми, як енергозбереження, зменшення ендогенного впливу на навколишнє середовище, економію енергоресурсів та поліпшення умов роботи теплових електростанцій.

Джерелами низькопотенційного тепла, які забезпечують енергоефективну та економічно доцільну роботу теплових насосів, можуть бути:

- Підземні води, які протягом року зберігають постійну температуру на рівні плюс 8-12 ° C;
- підземна ґрунт на глибині від 2 до 50 м при температурі плюс 10-14 ° C;
- морська вода із мінімальною температурою взимку плюс 5-8 ° C;
- технічна вода систем охолодження теплових електростанцій, атомних електростанцій, промислових та інших установок;
- очисні споруди населених пунктів та ін

Використання теплових насосів являється перспективним у комбінованих системах у поєднанні із іншими технологіями відновлюваної енергетики (сонячними, вітровими, біоенергетичними) та місцевими системами. Таким чином, для нагрівання та кондиціонування приміщень використовуються наземні теплові насоси потужністю до 16 кВт (ефективність до 6%).

У багатьох розвинених країнах використання теплових насосів являється одним із ефективних напрямків політики енергозбереження. Значне розповсюдження теплових насосів у місцевих системах

опалення у США (600 тис.), Канаді (136 тис.), Швеції (200 тис.), Німеччини (40 тис.),

Японії та інших країн, їх потужність буде швидко зростати для теплопостачання (комунальних та промислових) у розвинених країнах.

За даними Всесвітнього комітету із енергетики, до 2020 року використання теплових насосів для опалення та гарячого водопостачання становитиме 75%.

4.3. Акумулятори теплової енергії

Акумулятори теплової енергії необхідні для запасання теплоти в періоди з надлишковою кількістю теплової або іншого виду енергії (електричної, хімічної, тощо) та використання її в періоди, для яких необхідне максимальне споживання теплової енергії. Наприклад, можливе акумулювання електричної енергії, при перетворенні її в теплову енергію, в нічний період часу по зниженому тарифу та використання цієї енергії в денний час, особливо в ранішні та вечірні періоди часу.

Функціонування теплових акумуляторів в процесі акумуляції теплоти може здійснюватись за рахунок двох основних механізмів: перший відбувається внаслідок зміни фізичних параметрів теплоакумулюючого матеріалу: другий за рахунок використання енергії зв'язку атомів і молекул речовин.

Нижче наведені деякі джерела енергії, які можна акумулювати.

1) Акумулявання та використання теплової енергії вторинних енергоресурсів: продуктів згорання котлів, газових турбін і двигунів внутрішнього згорання когенераційних установок;

2) Використання та акумулявання теплової енергії шляхом застосування електричних нагрівачів в нічний період часу (використовуючи дешеву електричну енергію в нічний час з оплатою по багатотарифному лічильнику);

3) Використання та акумулявання низкопотенційної теплової енергії зовнішнього середовища використовуючи альтернативні джерела енергії (сонячні колектори, теплові насоси, тощо)

Акумулятори теплоти можна класифікувати за різними ознаками. Існують акумулятори довгострокової та короткострокової дії. До перших відносяться сезонні акумулятори, які запасують теплову енергію в теплий період року і використовують її в холодний період року. До таких акумуляторів можна віднести, наприклад, ґрунтові акумулятори, де теплота накопичується в масиві ґрунту. До другого типу акумуляторів відносяться акумулятори, які накопичують і віддають теплоту протягом однієї або кількох діб.

Теплові акумулятори також можуть класифікуватись по признакам, одним із яких являється вид теплоакумулюючого матеріалу. Класифікація по виду теплоакумулюючих матеріалів вказує на наявність таких типів: твердотільні, рідинні, теплоакумулюючі матеріали з фазовими або хімічними перетвореннями.

Акумулятори також класифікують за характером фізико-хімічних процесів, що протікають в теплоакумулюючому матеріалі:

→ ємнісні акумулятори, в яких використовується теплоємність речовини, яка нагрівається або охолоджується без зміни агрегатного стану (галька, вода, водні розчини солей та ін.);

→ акумулятори, що працюють на фазовому переході теплоакumuлюючого матеріалу, у яких використовується прихована теплота, що виділяється при плавленні або затвердінні речовини;

→ акумулятори хімічного і фотохімічного типу засновані на виділенні або поглинанні теплоти при оборотних хімічних і фотохімічних реакціях;

→ водневі акумулятори.

Найбільш розповсюдженими і простими являються теплові акумулятори ємнісного типу, в яких використовується теплоємність речовини, що нагрівається без зміни її агрегатного стану. В якості теплоакumuлюючого матеріалу можуть використовуватись тверді речовини (грунт, цегла, галька, спеціальні матеріали) та рідкі речовини (переважно вода).

На рис. 4.34 наведено тепловий акумулятор ємнісного типу, у якого теплоакumuлюючим матеріалом являється вода. Акумулятори ємнісного типу, як правило мають великі габарити, оскільки величина акумульованої енергії на одиницю об'єму являється невеликою, та мають короткий період стабільного розряду. Разом з тим, вони характеризуються великою конструкційною надійністю та невеликою вартістю.

Акумулятори, що використовують теплові ефекти зворотних фазових переходів, характеризуються більш високою щільністю енергії при невеликому обсязі теплоакumuлюючого матеріалу і мають практично постійну температуру розряду. Вони поділяються на

низькотемпературні (до 100 ° С), середньотемпературні (100-400 ° С) і високотемпературні (400-1000 ° С).



Рис. 4.34. Ємнісні акумулятори теплової енергії

На рис. 4.35 наведені основні конструкції теплових акумуляторів, які працюють на принципі фазового перетворення. В табл. 4.1 наведені теплофізичні властивості деяких матеріалів, які використовуються в теплових акумуляторах з фазовими перетвореннями. Аналіз різних способів акумулювання енергії та проведені порівняльні характеристики акумуляторів теплоти, з використанням різних акумулюючих матеріалів (див. табл. 4.1), дозволяє виділити ці акумулятори, як одні з найбільш перспективних систем, що накопичують енергію за рахунок теплоти фазових переходів.

Акумуляційні матеріали з фазовим перетворенням широко застосовуються в акумуляційних пристроях для систем опалення, які

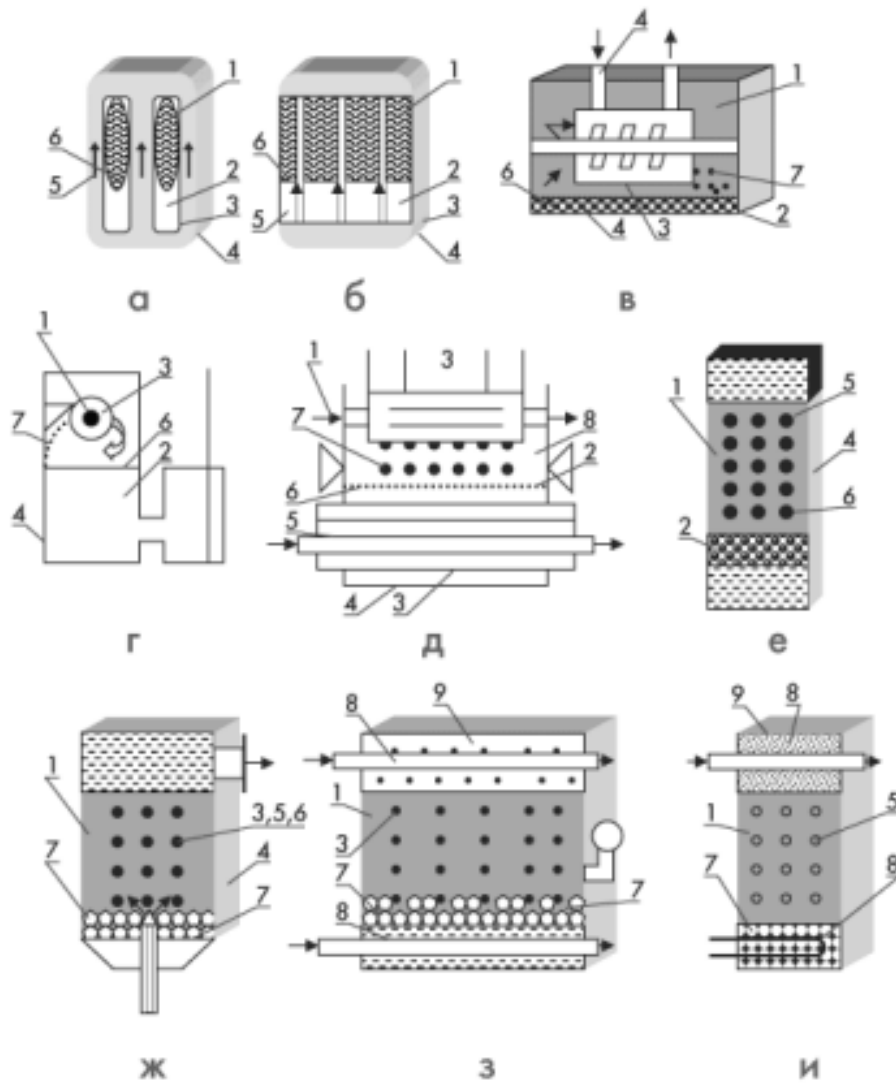


Рис. 4.35. Основні типи теплових акумуляторів з фазовим переходом:

а — капсульний; *б* — кожухотрубний; *в, г* — з скребковим видаленням теплоакумулюючого матеріалу; *д* — з ультразвуковим видаленням теплоакумулюючого матеріалу; *е, ж* — з прямим контактом та прокачуванням теплоакумулюючого матеріалу; *з, и* — з випарно-конвективним переносом теплоти;

1 — рідкий теплоакумулюючий матеріал; 2 — твердий теплоакумулюючий матеріал; 3 — поверхня теплообміну;

4 — корпус теплового акумулятора; 5 — теплоносіє; 6 — межа поділу фаз; 7 — частини твердого теплоакумулюючого матеріалу;

8 — проміжний теплообмінник; 9 — паровий і рідинний простір для теплоносія.

Таблиця 4.1

Основні властивості твердих теплоакумулюючих матеріалів з фазовим переходом

Теплоакумулюючі матеріали	Діапазон температури плавлення, °С	Об'ємна густина акумульованої енергії, МДж/м ³
Гідрати солей і їх сумішей	30-50	200-400
Органічні сполуки	30-60	150-200
Солі	140-1000	300-1900
Метали і їх сплави	270-1000	540-3000
Луги	300-500	1280

накопичують теплоту вночі – в періоди зниженого тарифу на електроенергію. Використовуються також різноманітні системи сонячного теплопостачання або теплонасосні системи з акумуляторами теплоти фазового переходу.

Існують різні конструкції теплових акумуляторів фазового перетворення, в яких використовуються теплообмінні поверхні у вигляді пучків труб, пластин, капсул та інші поверхні (див. рис. 4.36).

теплоносій проходить між капсулами з теплоакумулюючим матеріалом, розташованими в корпусі акумулятора теплоти. В іншому випадку, теплоносій протікає по вертикально або горизонтально розміщеним теплообмінним трубкам, через стінки яких відбувається теплообмін між теплоносієм і акумулюючим матеріалом.

На рис. 4.37 наведена схема теплового акумулятора, у ємності якого встановлений ряд паралельних плоских теплообмінних елементів типу панельних опалювальних приладів, простір між якими заповнено речовиною фазового переходу. Наведений на рис. 4.37 тепловий акумулятор працює наступним чином. В режимі «заряду» гаряча вода подається з нагрівального джерела (котла, сонячного колектора,

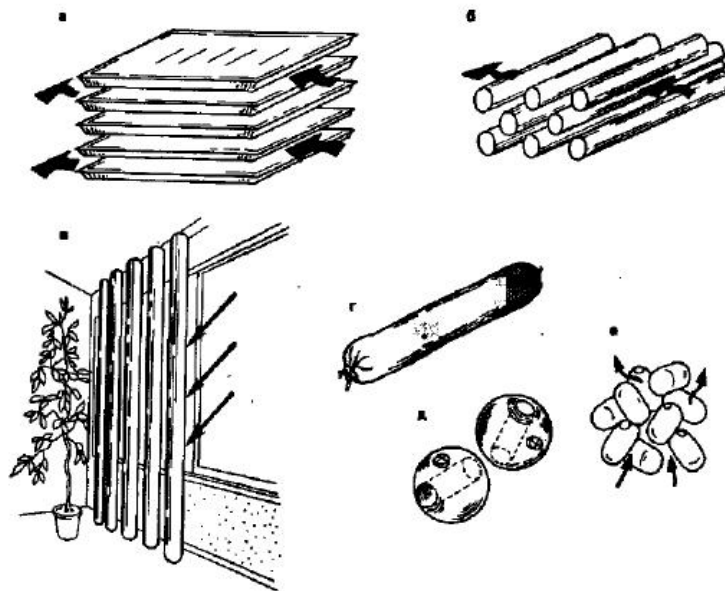


Рис. 4.36. Теплообмінні поверхні в тепловому акумуляторі, які розміщені в теплоакумулюючому матеріалі:

а — форма панелей; б — циліндри; в — поліетиленові труби, що застосовуються в пасивних системах використання сонячного тепла; г - це труби; д - це кулі з наскрізними каналами для повітря; е – капсули.

теплого насосу, тощо) через верхній колектор 7 в змійовики, які утворені трубами 4. В них вода віддає теплоту речовині за рахунок фазового перетворення, який контактує з стінками труб 4 і пластинчатими елементами 2. При цьому речовина при фазовому перетворенні плавиться, тим самим акумулюючи підведену теплоту.

Охолоджена в результаті цього вода через нижній колектор 7 повертається до джерела нагріву.

В режимі розряду холодна вода прокачується через пакет теплообмінних елементів 2. При цьому при контакті з поверхнею речовина, в якій відбувається фазовий перехід, віддає приховану теплоту фазового перетворення воді. Вказаний тепловий акумулятор використовує твердий теплоакумулюючий матеріал, а система теплообміну являє собою рідинний теплообмінник.

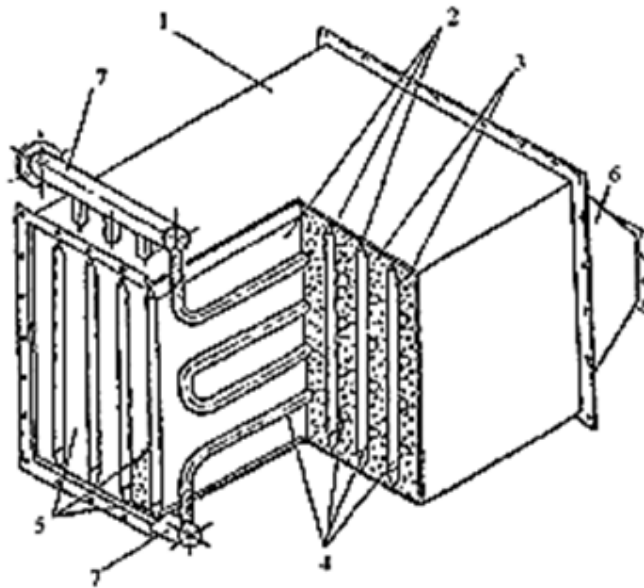


Рис. 4.37. Схема теплового акумулятора фазового перетворення з пластинчатими теплообмінними елементами

Акумулятори хімічного і фотохімічного типу засновані на виділенні або поглинанні теплоти при зворотних хімічних і фотохімічних реакціях. Такі акумулятори мають високу щільність акумуляованої енергії, стабільний розряд, але потребують підвищеної безпеки при експлуатації, Акумулятори такого типу мають високу вартість.

На рис. 4.38 представлена схема енергозберігаючого будинку з використання теплових акумуляторів. Наявність в системах тепло- та водопостачання акумуляторів теплової енергії дає змогу суттєво заощадити енергетичні та матеріальні ресурси при теплозабезпеченні будівель різного призначення.

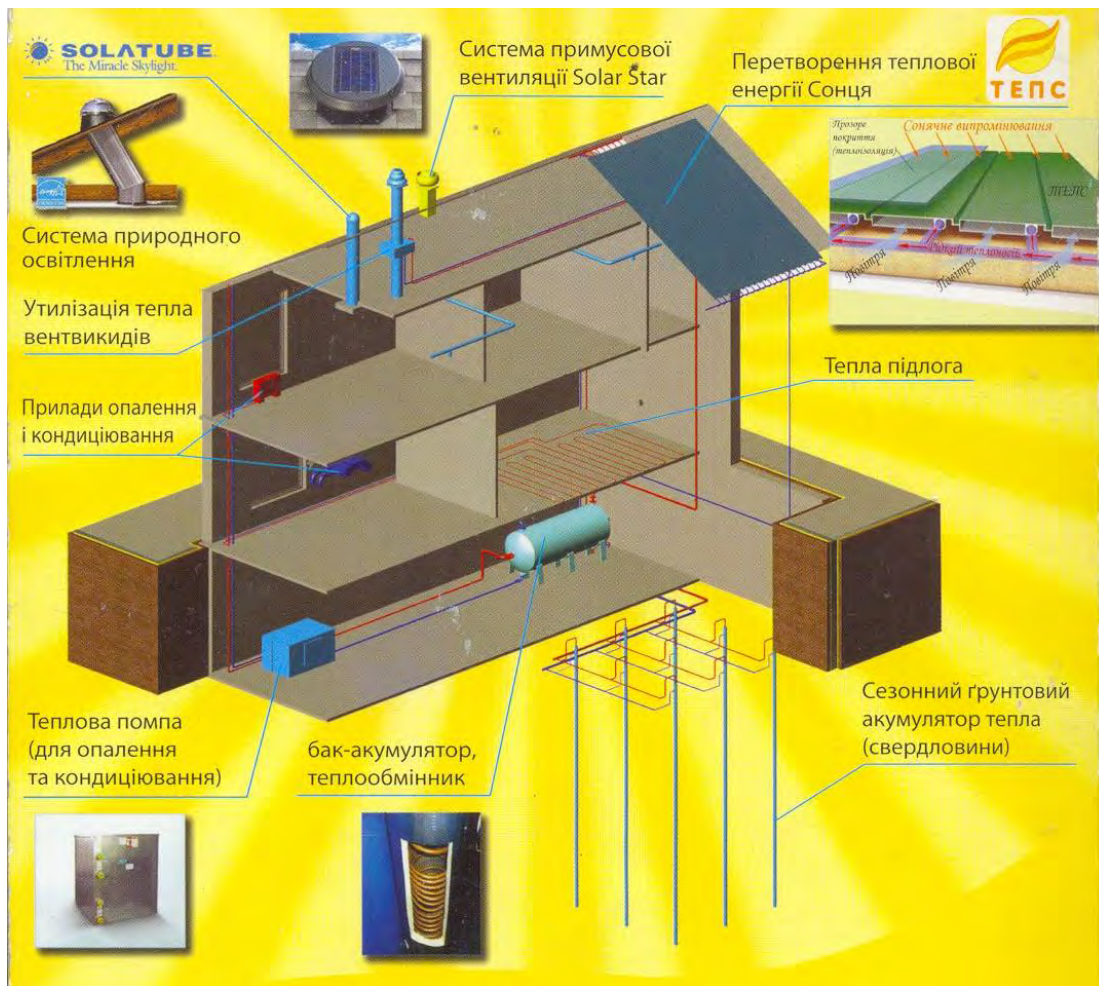


Рис. 4.38. Схема енергозберігаючого будинку з тепловими акумуляторами

4.4. Вітроенергетичні установки.

Вітрові електростанції стають все більш поширеною у енергетичній галузі Європи, Америки та Азії. У ряді країн кількість електроенергії, виробленої вітровими електростанціями, складає 20-30% від загальної виробленої енергії (Німеччина, Велика Британія тощо).

4.4.1. Основний дизайн вітрових електростанцій

Існує два принципово різних конструкції вітрових електростанцій (ВЕУ): із горизонтальною та вертикальною осями обертання.

Структурна схема вітрової турбіни із горизонтальною віссю показана на рисунку 4.39. Основними елементами установки являється

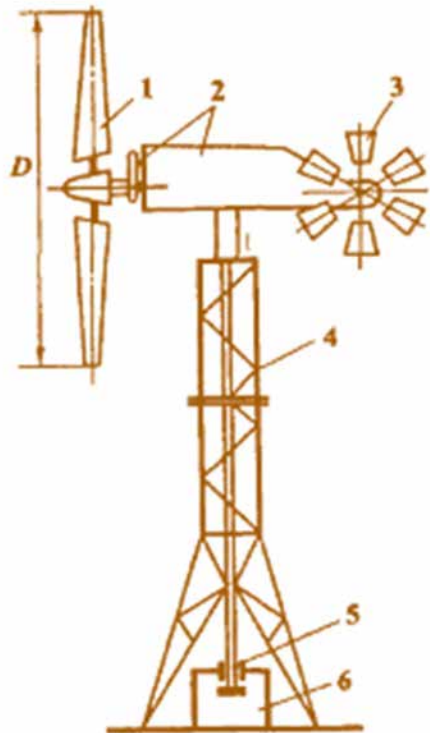


Рис 4.39. Конструктивна схема вітрової турбіни із горизонтальною осі обертання: 1 - це робочий диск; 2 - це передача; 3 - це Ведроза; 4 - це вежа; 5 - це вал відбору потужності; 6 - це електричний генератор

приймний пристрій (лопати), крутний момент передачі коробки передач для електрогенератора, електрогенератора та башти. Вітрозабірник разом із коробкою передач утворює вітрову турбіну.

Завдяки спеціальній конфігурації лопатей у потоці повітря існують асиметричні сили, що створюють крутний момент.

Оскільки вітер може змінювати свою силу і напрямок, вітроустановки обладнані спеціальними пристроями контролю та безпеки. Ці пристрої складаються із механізмів обертання осі обертання у вітрі (вітром), нахилу лопатей на землю при критичній швидкості вітру, автоматичному регулюванню потужності та аварійному вимкненню великих електростанцій.

Триколісний вітрове колесо із горизонтальним розташуванням осі ротора. Поліпшення йдуть шляхом збільшення розміру лопатей, поліпшення техніко-економічних показників енергетичного обладнання та електронного контролю, використання композиційних матеріалів та використання вищих веж. Деякі VEU працюють зі змінною швидкістю або не використовують коробку передач і працюють за методом прямого приводу. Отже, при потужності вітрової турбіни 2,5 МВт діаметр лопатей намотувача досягає 80 м, а висота башти - це більше 80 м.

Вітрова турбіна із вертикальною осі обертання має переваги над установками із горизонтальною вісью, що полягає у тому, що необхідність обмотки приладів зникає, конструкція спрощується і гіроскопічні навантаження зменшуються, що викликає додаткові напруги у лопатах, трансмісійна система та інші елементи установки, із можливістю встановлення коробки передач із генератором на базі вежі. Структурна схема вітрової турбіни із вертикальною осі обертання показана на рисунку 4.40.

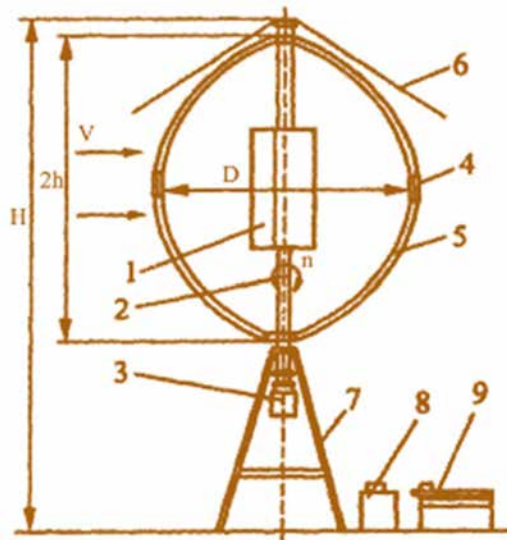


Рис 4.40. Конструктивна схема вітрової турбіни із вертикальною осі обертання: 1 - це стартер (ротор Савоніус); 2 - це вал; 3 - це електричний генератор; 4 - це гальмівне пристрій; 5 - це робочий диск; 6 - це розтяжки; 7 - це кадр; 8 - це перетворювач напруги; 9 - це акумулятор; V - це швидкість вітру; H - це висота вітрової турбіни; h - це половина висоти робочого полотна; n - це швидкість обертання робочого полотна; D - це діаметр розмивання леза

В даний час велика кількість схем перетворення вітроенергії розробляються та використовуються для постійної або змінної електричної енергії струму або для виконання механічної роботи.

Основними недоліками енергії вітру є:

- Нестандартне та нерівномірне виробництво електроенергії, як із точки зору часу доби та сезону, через наявність вітру та його швидкості.

- Використання значних площ земельних ресурсів. Таким чином, для електростанції потужністю 1000 МВт загальна площа становитиме 70-200 км², хоча більша частина цих земель може бути використана у сільському господарстві тощо. (Сам ВЕУ займає 1% від загальної

площі). Використовуючи офшорний вітродвигун, цей недолік усувається.

Обмеження шумового впливу вітрових турбін досягається шляхом їх видалення із поселень (для вітрових турбін до 300 м).

4.4.2. Стан та перспективи розвитку вітроенергетики

У більшості розвинених країн, у умовах державних стимулів для виробництва електроенергії на основі відновлюваних джерел енергії, у будівництві та використанні вітрових електростанцій (ВЕУ) протягом останніх років досягнуто значного прогресу.

Вітроенергетика активно розвивається у країнах, що розвиваються - це Індія, Китай, Бразилія, Єгипет та інші.

Завдяки впровадженню науково-технічних досягнень, збільшення потужності вітроелектростанцій, що поєднують ряд вітрових турбін, на початок XXI століття. вартість електричної енергії, виробленої вітровою електростанцією, знизилася до 6 - це 7 центів за кВт-год і практично дорівнює собівартості електроенергії із ТЕС та із урахуванням додаткових витрат, пов'язаних із факторами навколишнього середовища. Конкретні інвестиції, на які припадає 1 кВт встановленої потужності, для великих вітрових турбін (близько 1000 доларів / кВт) менше, ніж для вугільних електростанцій.

Подальше зниження вартості та підвищення ефективності ЗЕС досягається за рахунок збільшення потужності вітрових турбін та вітрових електростанцій, зростання техніко-економічних показників вітрової турбіни при впровадженні нових науково-технічних рішень.

Тому розвиток ЗЕУ проходить шлях як збільшення одиничної потужності вітрової турбіни, так і їх кількість у складі вітрової електростанції та, відповідно, загальної потужності вітрової електростанції. Модульна схема вітрової електростанції із збільшенням одиничної потужності вітрової турбіни у останні роки до 5 МВт і більше створює сприятливі умови для їх роботи у об'єднаних енергосистемах, що підвищує їх надійність та ефективність.

Найважливіший показник - це рівень використання встановленої потужності (CPVP) - це виріс до 25%, і за прогнозами до 2030 р. Може досягти 30%.

Широке поширення було досягнуто шляхом будівництва офшорних вітрових електростанцій у прибережних, у основному, дрібних водних районах Данії, Голландії, Швеції, Англії та інших країн.

Канада розглядає можливість створення вітрової електростанції потужністю 0,7 млн. КВт на озері Онтаріо. Згідно із прогнозами, до 2010 року виробництво електроенергії на морських вітрових електростанціях складе 8% від загального обсягу виробництва електроенергії на вітрових заводах.

У 2007 році загальна потужність вітру у світі склала 94 мільйони кВт, виробництво близько 200 мільярдів кВтг (1,2% світової продукції електроенергії), у країнах ЄС - це 57 мільйонів кВт, виробляючи більше 3,3 відсотка від загальної кількості електроенергії, у тому числі 22,2 млн. кВт у Німеччині (близько 6% від загального виробництва електроенергії), Іспанії 15,1 млн. кВт, Данії - це 3,1 млн. кВт, Італії - це 2,7 та Франції - це 2,5 млн. кВт, а у США - це 16,8 млн. кВт 2008 р. До 25,1 млн. КВт), у Китаї - це 6,0 млн. КВт (з збільшенням у 2008 р.

До 12,2 млн. кВт), у Індії - це 8 млн. кВт. У світі у середньому щорічний ріст вітроенергетики наближався до 30%.

За прогнозами, до 2010 року потужність вітрової електростанції складе 170 мільйонів кВт. У країнах, які керують використанням енергії вітру, до 2030 року частка електроенергії, виробленої вітровими електростанціями, може досягти: у Данії - це до 50% від загального обсягу виробництва, у Німеччині - це до 30%, у США - це до 20%.

Завдяки своїй наявності енергія вітру також широко використовується при виробництві малої вітрової енергії, у системах місцевого електропостачання для споживачів.

В Україні існує потреба і являється умови для швидкого розвитку енергії вітру. Проте Україна посідає 14 місце серед європейських країн із точки зору використання енергії вітру.

Найбільша Тарханкутська ВЕЗ у Україні розташована на мисі Тарханкут у Криму та введене у дію у 2001 році. Наприкінці будівництва проектна потужність буде 70 МВт, а число вітрових електростанцій буде збільшено до 700. У 2008 році, станція включала 127 вітрових турбін типу USW56-100 із загальною встановленою потужністю 13,5 МВт та чотиривимірним Т600-48 потужністю 1,8 МВт.

Існує інвестиційний проект компанії EuroUkrVind для будівництва Західно-Кримської вітрової електростанції потужністю 200 МВт на основі використання інфраструктури, персоналу та земельної ділянки Тарханкутської вітрової електростанції.

Загальна потужність всіх вітчизняних вітрових електростанцій у 2007 році склала 87 МВт. У 2008 році виробництво вітроенергетики Криму було лише 27 млн. кВт-год. Національна академія наук України

спільно із Національним космічним агентством України (НКАУ) "Доповнення до Енергетичної стратегії України на період до 2030 року у сфері розвитку вітроенергетики" передбачають будівництво вітроенергетики завод у Україні загальною потужністю 16 000 МВт до 2030 року. Будівництво системи WPP планується на територіях п'яти регіонів: Криму, Миколаївської, Херсонської, Донецької та Запорізької областей.

Крим, у природно-географічних умовах, аеродинаміка повітряних потоків, вітрів та курортно-рекреаційних цілей являється прекрасним тренувальним майданчиком для пріоритетного розвитку вітрової енергетики. Тут планувалося побудувати вітрову електростанцію загальною потужністю 3700 МВт, потужністю 2-3 МВт.

4.5. Біоенергетика

Одним із найпоширеніших джерел енергії являється біомаса, що використовується у біоенергетиці, і, відповідно до даних Всесвітньої енергетичної ради 21-го століття, стане однією із найважливіших поновлюваних джерел енергії.

4.5.1. Енергетичні ресурси біомаси

Біомаса являється одним із найстаріших джерел енергії, але його використання до недавнього часу було зведено до безпосереднього спалювання із відкритим полум'ям або у печах та печах із відносно низькою ефективністю.

Біомаса відноситься до органічної речовини, яка виробляється у рослинах у результаті фотосинтезу і може бути використана для генерації енергії, включаючи всі види рослинності, рослинні відходи із сільського господарства, деревообробки та інших галузей промисловості. У більш широкому сенсі, біомаса також включає побутові та промислові відходи, які не завжди мають рослинного походження, але які характеризуються однаковими принципами їх використання.

Використання біомаси для виробництва енергії на основі сучасних технологій набагато безпечніше для навколишнього середовища у порівнянні із використанням енергії традиційних органічних ресурсів, таких як вугілля.

Потенційні ресурси рослинної біомаси, які можуть бути використані як джерело енергії, досягають 100 млрд. Т. тощо. у даний час у світовому енергетичному балансі рослинна біомаса (переважно дрова) не перевищує 1 млрд. тонн. тощо (близько 12%).

Завдяки застосуванню сучасних технологій, частка біомаси у світовому енергетичному балансі може значно зрости.

Біомаса відіграє важливу роль у енергетичному балансі промислово розвинених країн: у Сполучених Штатах його частка становить 4%, у Данії - це 6%, у Канаді - це 7%, у Австрії - це 14%, у Швеції - це 16% від загальної кількості споживання первинної енергії цих країн.

У світі у 2004 році встановлена потужність електростанцій із біомаси становила 39 млн. КВт.

Що стосується використання біомаси, його можна розділити на дві основні групи: первинну біомасу та вторинну. Джерелом первинної

біомаси являється земна та водна рослинність; вторинна - це біомаса відходів, сформована після збору та переробки первинної біомаси у товарну продукцію та відходи, викликану життям тварин і людей.

Відповідно, біоенергетика забезпечує енергію завдяки використанню біомаси, включаючи:

- лісові продукти у вигляді відходів деревини та обробки деревини;
- сільськогосподарські відходи, які підрозділяються на відходи рослин сільськогосподарських культур (солома злаків, кукурудзяних стеблів, соняшника та ін.) Та відходи тваринництва (гниль та лужна вода тощо);
- біомаса водних рослин (водорості, макрофіти тощо);

Вугільна станція "Kumijarvi" (Фінляндія), яка збирає сміття із вугіллям при окремому постачанні промислових та комунальних відходів (твердих побутових відходів, міських і промислових стоків та ін.), Використання яких дозволяє вирішувати важливі екологічні та соціальні проблеми

4.5.2. Біоенергетичні технології

Найбільш ефективними технологіями використання біомаси у біоенергетиці являється безпосереднє спалювання; піроліз; газифікація; анаеробне бродіння із утворенням метану; виробництво спиртів та масел для виробництва моторного палива.

Технології біомаси постійно вдосконалюються, забезпечуючи енергію у дружній формі та із максимальною ефективністю.

У загальному випадку енергія органічних відходів отримується або фізичними, або хімічними, або мікробіологічними методами.

Фізичним шляхом енергія отримується шляхом спалювання органічних відходів.

Основою хімічного способу являється використання процесів піролізу та газифікації.

Найбільш поширеним у світі являється мікробіологічний метод безвідходного виробництва - це виробництво біогазу шляхом анаеробного бродіння. Дуже цінним продуктом виробництва біогазу являється виробництво високоякісних органічних добрив.

Класифікація технологій із поетапним перетворенням біомаси на енергетичні продукти представлена на рисунку 4.41.



Рисунок 4.41. Класифікація технологій перетворення енергії біомаси

Пряме спалювання біомаси у атмосфері повітря чи кисню - це одне із найстаріших методів отримання теплової енергії. Однак існує ряд проблем із його практичним використанням, головним із яких являється досягнення найбільш повного спалювання палива, у результаті чого утворюється двоокис вуглецю та вода, які не шкодять навколишньому середовищу. Технічні пристрої, що використовуються для прямого спалювання біомаси, включають печі, камери згоряння. Біомаса може бути використана за допомогою безпосереднє спалювання на електростанціях у факельній, киплячій або ущільненому шарі із подальшим надходженням теплової та електричної енергії. Основною промисловою технологією у цьому напрямку являється безпосереднє спалювання у котлі та виробництво електроенергії на паровому турбінному заводі.

Піроліз біомаси - це хімічне перетворення деяких органічних сполук у інші під впливом тепла або так званої сухої дистиляції без доступу окислювачів (кисню, повітря). Розроблено низку технологічних процесів піролізу біомаси, умови експлуатації кожного із них визначаються характером сировини, методами обробки та даними виробничими продуктами. Характеристика продуктів піролізу залежить від виду сировини та умов виробництва. Основними продуктами піролізу можуть бути вуглецеві речовини, паливна рідина, паливні гази, і часто технологічний процес орієнтований на переважне одержання однієї із продуктів піролізу.

Газифікація біомаси - це перетворення твердих залишків біомаси у горючі гази шляхом неповного окиснення повітрям (киснем, водяною парою) при високих температурах. Газифікація може бути практично будь-яким паливом, що приводить до генерування газів із великим діапазоном використання - це як палива для отримання теплової енергії

у повсякденному житті та у різних процесах промисловості, у двигунах внутрішнього згорання, як сировини для виробництва водню, аміак, метиловий спирт та синтетичне рідке паливо. Незважаючи на велику різноманітність методів газифікації, всі вони характеризуються тими ж реакціями (рис 4.42).

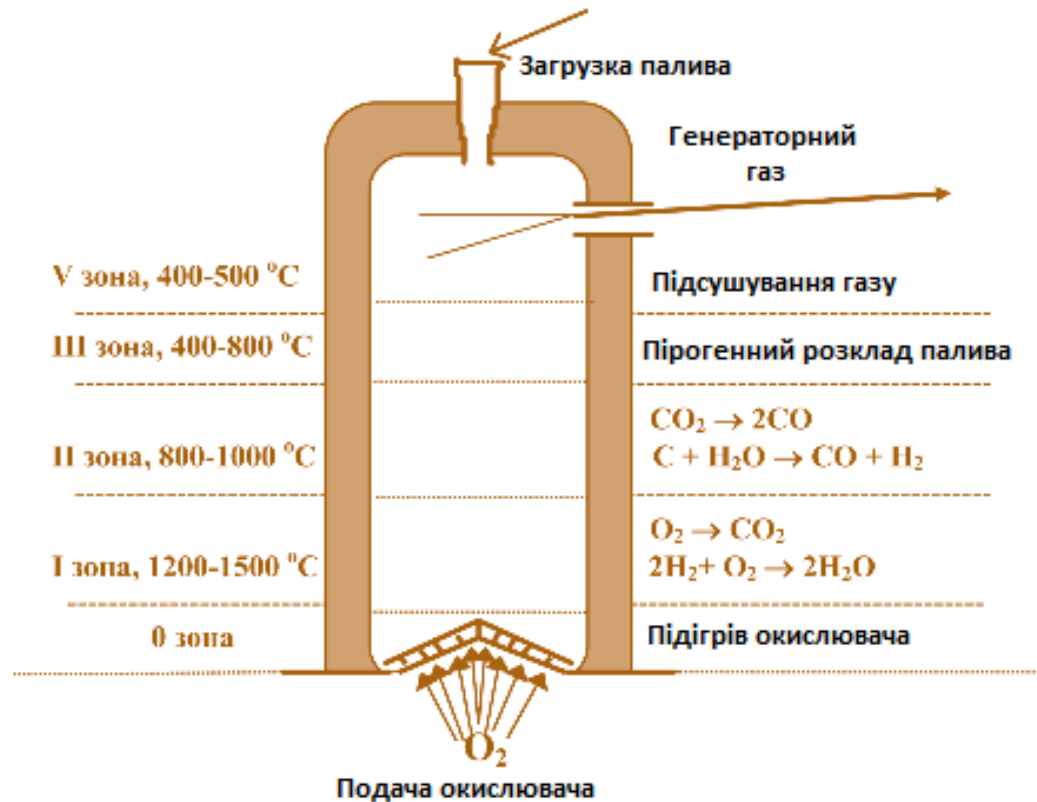


Рис 4.42. Газифікація біомаси

Газифікатори мають різну продуктивність із різним виходом енергії у паливному газі. Низький теплотворний газ може бути отриманий шляхом газифікації різних видів біомаси - це органічних твердих компонентів міські відходи, лісові відходи, сільськогосподарські відходи. Ефективно використовувати біогазову газифікацію на газотурбінних та газових електростанціях.

Анаеробна ферментація біомаси. У процесі анаеробного бродіння складні органічні речовини розкладаються на CO₂ та CH₄ для утворення біогазу у вигляді суміші для відкачування шламу від метану, двоокису вуглецю та метану, частка метану може становити 70%. Технологічний процес анаеробного перетравлення біомаси здійснюється без доступу кисню у спеціальних реакторах, метанових резервуарах, конструкція яких забезпечує максимальний розподіл метану. Особливо важливим у процесі анаеробного розщеплення являється створення оптимальних технологічних умов у реакторі із метановим резервуаром: температура, наявність кисню, достатня концентрація поживних речовин, допустимий рН, відсутність або низька концентрація токсичних речовин.

Найбільш ефективними являється біореактори, які працюють у термофільному режимі 43-62 ° С. На таких заводах із триденною ферментацією гною біогазовий вихід становить 4,5 літра на літр корисного об'єму реактора.

Сучасні біогазові анаеробні установки у основному складаються із таких основних систем:

- системи для підготовки та подачі сировини у біореактор;
- біореактора (або метантенка) із системою підтримки постійної температури та іншими комплектуючими пристроями;
- системи для збереження та використання біогазу;
- системи для розвантаження і транспортування мулу.

Схема найпростішого біогазового анаеробного заводу для окремої ферми зображена на рис. 4.43. Застосування

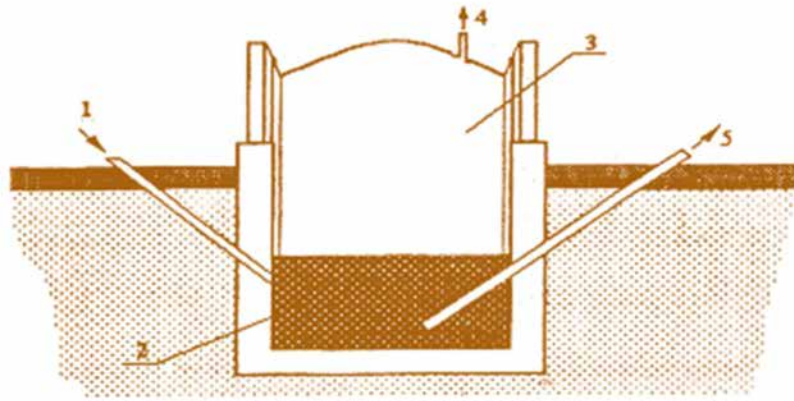


Рис 4.43. Основна схема біогазової анаеробної установки: 1 - це прийомний пристрій; 2 - це біореактор (метан тинку); 3 - це місце для збору біогазу; 4 - це труба, що з'єднує метан із резервуаром; 5 - це пристрій для відбору продуктів ферментації

Біогаз дає можливість отримати теплову та електричну енергію, що особливо приваблива для господарств. із масовим розповсюдженням біогазових технологій у сільській місцевості органічне паливо може бути значно заощаджено (рис 4.44). Цікаво – вирощувати та використовувати метанові резервуари із біомаси для виробництва біогазу. Одним із найпродуктивніших водоростей являється макроцит коричневих водоростей, який поширюється у прибережній зоні морів та океанів, а його вихід становить від 450 до 1200 тонн сирої маси на 1 га. із кожної тонни відомої хлорели ви можете отримати 22 мільйони КДж енергії Високі врожаї характеризуються водоростями дуналіель, водний гіацинт, червоні водорості та інші.



Рис 4.44. Схема установки біогазу

Існує гібридна енергетична система "Biosolar" - це ТЕЦ, яка закрита для всіх біогенних елементів, за винятком спалювання вуглецю (рис 4.45). Біоосилярна система являє собою комплекс для вирощування мікродоростей, із якого ізольовані харчові та кормові добавки, а решта являється одним із елементів наповнення метанових резервуарів. Для вирощування мікродоростей необхідний CO_2 , який подається їм після очищення внаслідок спалювання біогазу у котлах ТЕЦ. Для отримання біогазу також використовуються відходи тваринництва та рослинництва. Схема забезпечує додаткове джерело енергії у вигляді природного газу, який використовується при необхідності зимовий період за відсутності біомаси рослин.

У більшості країн виробництво біогазу відбувається на промисловій основі. У Західній Європі функціонує близько 1000 середніх біогазових установок. Кілька мільйонів садиб знаходяться у .

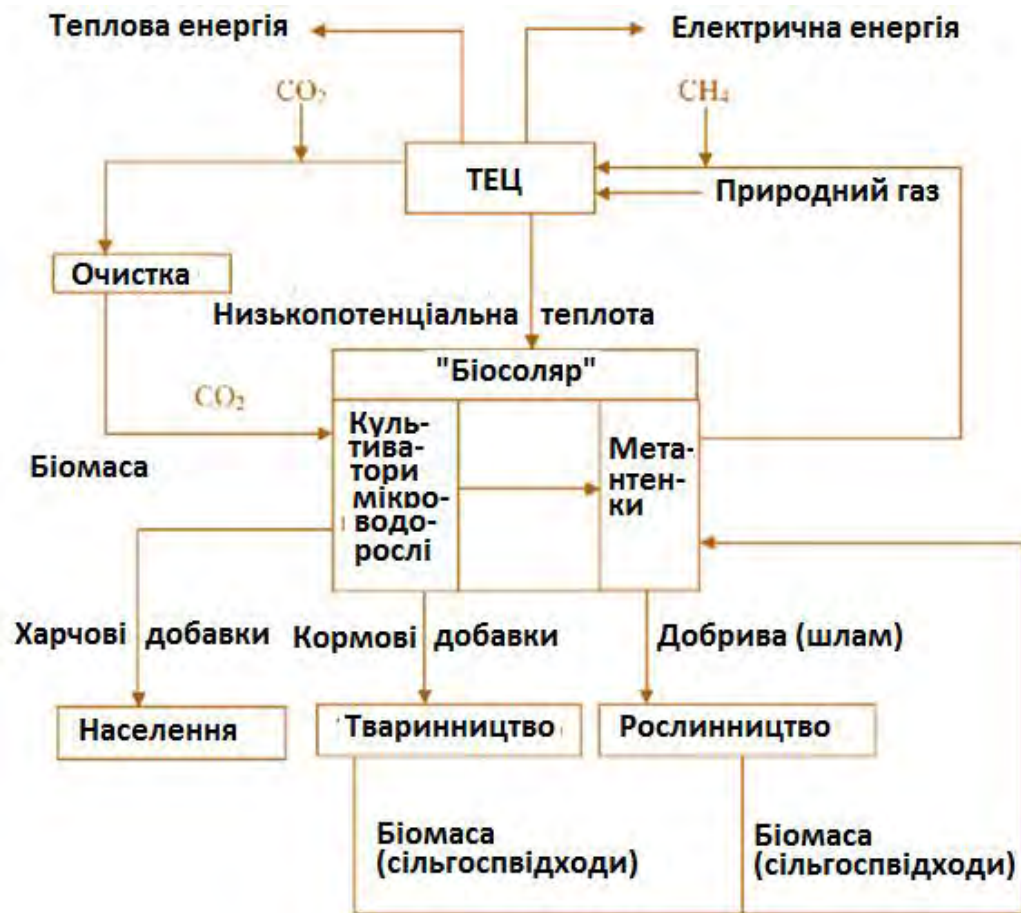


Рис 4.45. Структурна схема гібридної енергосистеми "Biosolar" - це ТЕЦ

Індії. У Китаї лише великі та середні об'єми біогазу перевищують 10 мільйонів

У біоенергетичному секторі України можна використовувати великий енергетичний потенціал біомаси, у тому числі сільськогосподарський надлишок соломи та стебел сільськогосподарських культур, що становить близько 20 млн. Т, для опалювальних котлів, розташованих у сільській місцевості (споживає близько 2,9 млн. Тонн) . тонн на рік на рік), а також для промислових

електростанцій. Ефективним способом являється виробництво та використання біогазу під час переробки біомаси рослин та тварин.

Іншим джерелом біогазу являється сміття. Потенційні можливості для біогазу із полігонів можуть скласти 2,3 млрд. Куб. М на рік, що дорівнює 1,6 млн. Тонн. тощо. Сировиною, із якої може бути отриманий біогаз, можуть бути практично всі відходи, що містять органічні компоненти.

4.6 Геотермальна енергія

Вираз "геотермальна енергія" буквально означає, що це енергія земної спеки ("гео" - це земля, "теплова" - це тепло). Основним джерелом цієї енергії являється постійний потік тепла від нагрітого підземелля, спрямований на поверхню Землі. Земна кора отримує тепло через тертя ядра, радіоактивного розпаду елементів (наприклад, торію та уран), хімічних реакцій. Постійний час цих процесів настільки великий щодо часу існування Землі, який неможливо оцінити, збільшує або зменшує його температуру.

Запаси геотермальної енергії величезні. Геотермальна енергія у ряді країн (Угорщина, Ісландія, Італія, Мексика, Нова Зеландія, Росія, США, Японія) широко використовується для теплопостачання, виробництва електроенергії. У Ісландії 26,5% виробленої електроенергії забезпечується за рахунок геотермальної енергії.

У 2004 році загальна потужність геотермальних електростанцій у світі склала близько 9 млн. КВт, а геотермальні системи теплопостачання - це близько 20 млн. КВт (термічна). За прогнозами, потенціал геотехнічних електростанцій може досягати близько 20 млн. КВт, а виробництво електроенергії - це 120 млрд. КВт-год.

Є п'ять основних типів геотермальної енергії:

- нормальне поверхнєве тепло Землі на глибині від декількох десятків до сотень метрів;
- гідротермічні системи, тобто резервуари гарячої або теплої води, у більшості випадків самохідні;
- парові гідротермічні системи - це парові та самохідні парові та водні суміші;
- Петрогермальна зона або спека сухих порід;
- магма (нагрівається до 1300°C розплавлених порід).

Геотермальна енергія забезпечує тепло Ісландії столиці Рейк'явіку. Вже у 1943 році було пробурено 32 свердловини на глибині від 440 до 2400 м, що призводить до поверхні води із температурою від 60 до 130°C . Деякі із цих свердловин працюють і до цього дня.

Серед родовищ глибоководного тепла являється термоаномальна зона теплових опадів, які мають підвищений геотермальний градієнт у водонасичених проникаючих порід. Таким чином, проявом геотермального тепла практичного значення являється постачання гарячої води та пари у підземних резервуарах на відносно невеликих глибинах і гейзерах, які виходять на поверхню.

Геотермальні води класифікуються за температурою, кислотністю, рівнем мінералізації, жорсткістю.

Основним показником придатності геотермальних джерел до використання являється їх природна температура, за якою вони діляться на низькотемпературні води із температурою $40-70^{\circ}\text{C}$; Середньострокові води із температурою $70-100^{\circ}\text{C}$;

високотемпературна вода і пара із температурою 100-150 ° С;
парогідротермічні та рідини із температурою вище 150 ° С.

У США, у долині гейзерів, існує 19 геотехнічних станцій
загальною потужністю 1300 МВт. Найвищий у світі геотехнічний завод
(50 МВт) також побудований у США - це геотехнічний ТЕС Хебер.

Як приклад на рис. 4.46 наведено одну із схем використання

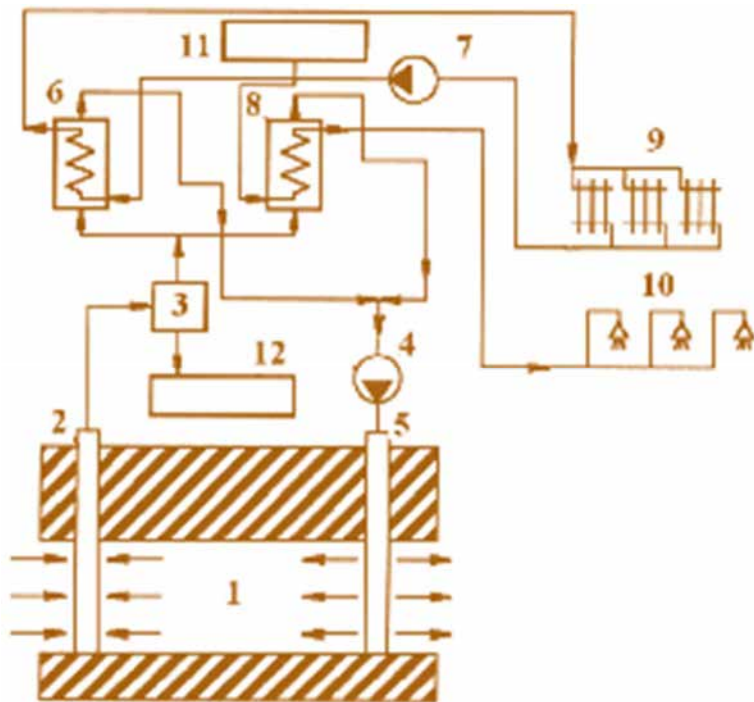


Рис 4.46. Діаграма геотермального теплопостачання із
використанням агресивних геотермальних вод: 1 - це підземний
колектор; 2 - це прийом колодязя; 3 - це сепаратор газової шламу; 4 -
це насос тиску; 5 - це інжекційна свердловина; 6 - це теплообмінник
системи опалення; 7 - це нагрівальний насос; 8 - це теплообмінник
системи гарячого водопостачання; 9 - це система опалення; 10 - це
система гарячого водопостачання; 11 - це джерело гарячого
водопостачання; 12 - це система утилізації газів і шламу

геотермальної води для опалення та гарячого водопостачання, у той час як вода особливої агресивності розглядається, яку безпосередньо не можна використовувати.

Геотермальні електростанції (геотехнічні) мають ряд особливостей:

- постійний надлишок енергоресурсів, який забезпечує використання повної встановленої потужності геотехнічного обладнання;
- досить простий рівень автоматизації;
- наслідки можливих аварій обмежуються територією станції;
- Питома інвестиція та вартість електроенергії у основному можуть бути меншими, ніж електростанції, що використовують інші відновлювальні джерела енергії

GeoTEC можна розділити на три основних типи:

- станції, що працюють у сухих парових полях;
- станції із парогенератором, що працюють у гарячих водах під тиском;
- Станції із бінарним циклом, у яких геотермальне тепло передається на вторинну рідину (наприклад, фреон або ізобутан), і відбувається класичний цикл Ренкіна.

На рис. 4.47 демонструє принципову схему станції третього типу з бінарним циклом роботи.

Найбільший ефект спостерігається у поєднаних схемах використання геотермальних джерел як теплоносія для нагрівання води та вироблення електроенергії на теплових електростанціях, що.

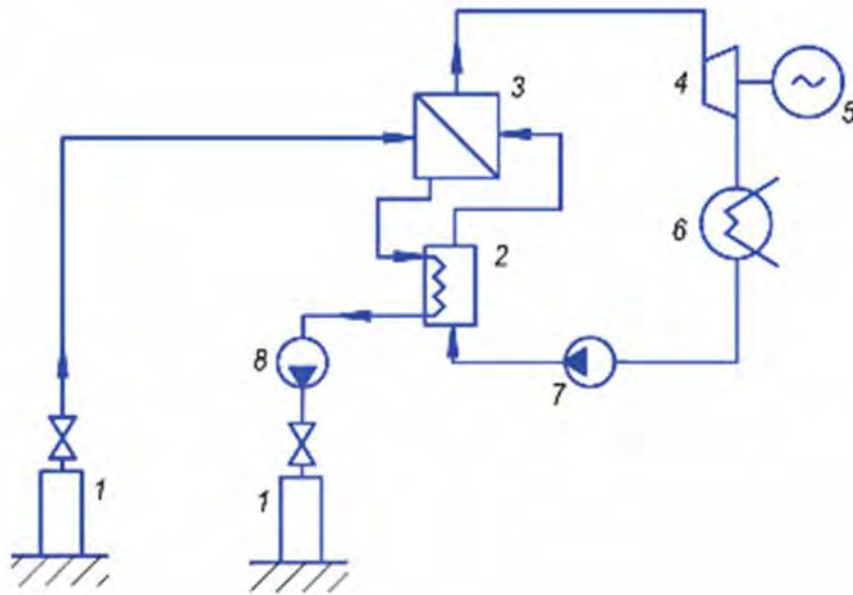


Рис 4.47. Основна схема двоканальної геотехнічної ТЕС: 1 - це колодязь; 2 - це теплообмінник; 3 - це парогенератор; 4 - це турбіна; 5 - це електричний генератор; 6 - це конденсатор із повітряним охолодженням; 7 - це насос для подачі конденсату; 8 - це інжекторний насос

забезпечує значну економію органічного палива та підвищує ефективність перетворення низькоенергетичної енергії. Такі комбіновані схеми дозволяють використовувати теплоносій із вихідною температурою більше $70-80^{\circ}\text{C}$ для отримання електроенергії

Сьогодні 58 країн використовують тепло своїх геотермальних ресурсів не тільки для виробництва електроенергії, але безпосередньо у вигляді тепла: 42% для опалення ванн та басейнів; для опалення - це 23%; для теплових насосів - це 12%; для опалення теплиць - це 9%; для обігріву води у рибних господарствах - це 6%; у промисловості - це 5%; для інших цілей - це 2%; для сушіння сільськогосподарської продукції, танення снігу та кондиціонування - це 1%.

Geo-ТЕС, побудовані у США, Італії, Росії та інших країнах, можуть бути конкурентоспроможними із сучасних ТЕС та АЕС із точки зору конкретних інвестицій та витрат на електроенергію.

В 2008 році встановлена потужність енергогенеруючих геотермальних установок у світі склала близько 11 млн. КВт, а продукція - це близько 55 млрд. КВт-год.

За різними прогнозами, потужність геотермальних станцій у 2030 році зросте до 40-70 млн. КВт.

Україна має значні ресурси у геотермальній енергії. Родовища геотермальних вод, придатних для промислового розвитку у Україні, знаходяться у Закарпатській, Миколаївській, Одеській, Херсонській областях та Автономній Республіці Крим. Найбільш перспективним для використання геотермальних ресурсів являється Карпатський регіон і Крим. Менш значний потенціал геотермальних вод у Полтавській, Харківській, Сумській та Чернігівській областях. Річний технічний потенціал геотермальної енергії оцінюється у еквіваленті 12 млн. Тонн. тощо, що забезпечує перспективи розвитку геотермальної енергетики у країні.

4.7. Перспективи розвитку відновлюваної нетрадиційної енергетики

Активні науково-технічні розробки із використання нетрадиційних поновлюваних джерел енергії (РЕЗ) почалися у 70-х роках ХХ століття. у період глобальної енергетичної кризи.

РЕЗ використовується як у розвинених країнах, так і у країнах, що розвиваються. Великі успіхи у розвитку РЕЗу досягли країни, де відновлювана енергетика отримала всебічну державну економічну та

законодавчу підтримку, і у розвитку РЕЗ вкладено великі кошти, у тому числі у розробку нових технологій.

На початку ХХІ століття. частка всіх поновлюваних джерел енергії (включаючи традиційну гідроенергію, дрова) у світовому споживанні енергії склала близько 14%, а споживання електроенергії - це на 19%.

Інтенсивне зростання використання енергії нетрадиційних РЕЗ, особливо із початку ХХІ століття, характерне для більшості розвинених країн та багатьох країн, що розвиваються. Так, частка електроенергії, виробленої нетрадиційними РЕЗ у 2006 році у країнах ЄС (у загальному обсязі виробництва): Данія 12,1%, Фінляндія 13,1%, Угорщина 4%, Греція 2,8%, Італія - це 2,8% , Іспанія - це 2,8%, Німеччина - це 2007 р. - це 14,2%, що становить 87,6 млрд. КВт.г., у тому числі: дрібні гідроелектростанції - це 20,7 млрд. КВт.г., ЗЕС - це 39,5, біомаси та біогазові установки - це 23,8, сонячні батареї - це 3,5, геотермальні - це 0,1 .

Позитивний досвід країн ЄС показав, що серед різних чинників, що впливають на рівень та перспективи розвитку ВДЕ, функціонування державної системи стимулювання економіки, що діє у цих країнах, відіграє вирішальну роль. Одним із головних напрямків виконання зобов'язань Кіотського протоколу перед країнами ЄС щодо скорочення викидів парникових газів було широкомасштабне розвиток ВДЕ.

Загальна потужність електростанцій на нетрадиційних РЕЗ у світі становить близько 4% потужностей усіх електростанцій, що складає близько 2% від загальної кількості виробленої електроенергії. Частка РЕЗ (у тому числі традиційних ГЕС) у виробництві електроенергії у 2010 році у країнах ЄС повинна збільшитися до 22%, у першу чергу через нетрадиційні джерела енергії, а до 2020 року у країнах ЄС

планується збільшити до 20% споживання енергії на території ЄС рахунок нетрадиційних РЕАД

Якщо проект вдасться його реалізувати, воно стане найбільшим у світі. Електрика у Європі буде передаватися по кабелю, який пройде через Середземне море.

У Японії загальний внесок у виробництво електроенергії із нетрадиційних РЕЗ, який складав 1,2% у 2000 році, планується збільшити до 3% до 2010 року та до 10% до 2030 року.

До 2020 року Росія планує збільшити частку нетрадиційних джерел енергії у паливно-енергетичному балансі країни до 4,5%, а у Китаї - це до 16%.

Майже всі розвинуті країни та багато країн мають національні програми, спрямовані на стимулювання прискореного розвитку РЕЗ.

Забезпечення енергетичної безпеки являється серйозним мотивом для розвитку РЕЗ для багатьох країн, особливо тих, які залежать від імпорту традиційних енергетичних ресурсів.

Вартість багатьох технологій для використання РЕЗ та енергії неухильно зменшується через їх поліпшення та зростання виробництва.

Нетрадиційні РЕЗ стають все більш і більш конкурентоспроможними у наступних енергетичних секторах: виробництво електроенергії; тепlopостачання; інтегрований блок живлення автономних споживачів.

До середини ХХІ століття. нетрадиційні відновлювані джерела енергії можуть стати одним із найважливіших енергетичних ресурсів. Їхній внесок у енергетичний баланс багатьох країн може досягти 40-50%.

Враховуючи той факт, що багато нетрадиційних РЕЗ характеризуються нестабільністю енергетичного потенціалу (змінної швидкості вітру, інтенсивності сонячної радіації, річкових потоків тощо), вони використовуються у комбінованих енергетичних системах у поєднанні один із одним і із традиційною енергією джерела Крім того, ВЕЗ у місцевих системах використовує тепло та електроенергію у поєднанні із різними типами акумуляторів теплової та електричної енергії, а також із системами зберігання водню, що підвищує ефективність РЕЗ та забезпечує безперебійне постачання електроенергії споживачам. У цьому випадку РЕЗ може стати одним із основних джерел виробництва водню із води у майбутньому.

В Україні поновлювані джерела енергії практично знаходяться на всій території країни. Основними компонентами відновлюваної енергетики у Україні являється вітроенергетика, сонячна енергія, мала гідроенергія, біоенергія, геотермальна енергія та екологічна енергія. Рівень технічного річного загального енергетичного потенціалу основних типів відновлюваних нетрадиційних джерел енергії у Україні оцінюється рівним 80 млн. Тонн. тощо. у той же час економічно ефективний енергетичний потенціал набагато нижчий.

Інтенсифікація науково-дослідних робіт у галузі відновлюваної енергетики, створення нормативно-правової бази та системи державної економічної стимуляції дозволить ефективно та широко використовувати нетрадиційні джерела енергії.

В Україні частка ВДЕ у загальному обсязі постачання енергії становить близько 3%, а у постачанні електроенергії, у основному за рахунок гідроенергетики, близько 7%.

ЛІТЕРАТУРА

1. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоиздат, 1982. — 264 с.
2. Морозов Г.Н., Гиршфельд В.Я. Тепловые электрические станции (ТЭС). Учебник для техникумов и вузов, 2-е издание перераб., "Энергоатомиздат" 1986, 226 с.
3. Бойко Е.А. Тепловые электрические станции (расчет и проектирование рекуперативных теплообменных аппаратов ТЭС). Учебное пособие / Е. А. Бойко. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. 92 с.
4. Ильченко О.Т. Тепло и массообменные аппараты ТЭС и АЭС. Учеб. пособие. Киев: Вища школа, 1992. - це 207 с.
5. Амерханов, Р.А. Теплоэнергетические установки и системы сельского хозяйства / Р.А. Амерханов и др. – М. : Колос-Пресс, 2002.
6. Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электростанции: Учебник для вузов. – 2-е изд. – М.:Изд-во МЭИ, 2004. – 424 с.
7. Зыков А.К. Паровые и водогрейные котлы. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 128 с.
8. Резников М.И., Липов Ю.М. Паровые котлы тепловых электростанций: Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 240 с.
9. Резников М.И., Липов Ю.М. Котельные установки электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 288 с.
10. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1987. – 448 с.
11. Рей Д., Макмайл Д. Тепловые насосы. – М.: Энергоиздат, 1982. – 219 с.
12. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Энергия, 1975. – 376 с.