

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы  
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

кафедрасы Нылуээнергетикалық қондырғылар

«Қорғауға жіберілді»  
Кафедра меңгерушісі  
Қыбарин А.А. Т.ғ.к. доцент  
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)  
«    »    2016 ж.  
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Ақтабе обл. Бу газды МАЭС жобасы

Орындаған Қуантаев Әділет Ерланұлы мамандығы бойынша  
(аты - жөні) ТЭУК-13-1  
(тобы)

Жетекші Туманов М.Е. доцент  
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша :

Аға оқытушы Түлегенова С.К.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
ЖК « 30 » 05 2016 ж.  
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:

Аға оқытушы Бекмұратова Н.С.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
Ш.Бекмұратова « 24 » 05 2016 ж.  
(қолы)

Есептеу техникасын қолдану бойынша :

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
«    »    20    ж.  
(қолы)

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
«    »    20    ж.  
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:

Т.ғ.к. доцент Туманов М.Е.  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
(қолы) «    »    20    ж.

Пікір жазушы :

(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
«    »    20    ж.  
(қолы)

Алматы    2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы  
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТИ

Жылуэнергетика факультеті  
БВ071700 - Жылуэнергетика мамандығы  
Жылуэнергетикалық қондырғылар кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Куантаев Әділет Еранұлы  
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Ақтөбе обл. Бу газды МАЭС жобасы

ректордың «19» 10.2015 ж. № 148 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «  » 20 ж.

Жобаға бастапқы деректер (талап етілетін жоба нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)

Жоба Ақтөбе облысында қуаты 450 МВт буландыру МАЭС Станцияның негізгі қондырғысына - П-90 пайдаға асырғыш қуаты К-150-2.2 бу турбин жасап және ПТЭ-160 293 шотландия шығарып БГК қондырғысын орнату

Диплом жобасындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жобасының қысқаша мазмұны:

Ақтөбе облысында қуаты 450 МВт буландыру МАЭС жобасын орындауға талап етілетін негізгі және қосымша мақсаттарға тақсират және П-90 пайдаға асырғыш қуатына қатынасты қуаты К-300-240 бу шотландияның қуатын сүйемсіткісі есебі туралы

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. Бас жоспар

2. Қарағандық қазыған құрылыс

3. Қарағандық бөлімше құрылыс

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

Рожкова Л.Д., Козыкин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебное пособие для техникумов. - 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.: ил.

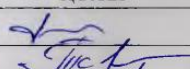

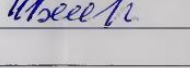
Ривкин С.А., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара - М.: Энергия, 1975.

Рожкин В.Я. Тепловые электрические станции - М.: Энергия, 1987. - 328 с.: ил.

Результаты курсового и дипломного проектирования. Дипломное проектирование по специальности «Энергетика» - Алматы, 1998 г.

В.М. Тереховский. Насосы, вентиляторы, компрессоры - М.: Энергия, 1977 г. - 444 с.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Негізгі бөлім	Туманов М.Е.	01.12.15 - 10.05.16	
Экономикалық бөлім	Тулегенова С.К.	19.05 - 30.05.16	
ӨТКН бөлімі	Бекмуратова Н.С.	13.05 - 24.05.16	



ДИПЛОМ ЖОБАСЫН ДАЙЫНДАУ

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Жалғыз бөлім Инженер қауымы бұл бұ тауды қандай жұмысқа қабілеті есептеу	26.01.2016	
2.	П-90 ұлттық инженер қауымының құрамына есептеу	12.02.2016	
3.	К-300-240 бұл шарттылық жұмысқа қабілеті есептеу	22.02.2016	
4.	МАЖК өтемі шартына	29.02.2016	
5.	Техникалық сұрақтарға жауап	4.03.2016	
6.	Станцияның бас жобасы және бас құрылымды ұйымдастыру	14.03.2016	
7.	Өзін тәртібіне қарағанда бөлімнің қандай жұмысқа қабілеті есептеу	18.03.2016	
8.	Өндірістің еңбек шарттарын талдау	29.03.2016	
9.	Ауданы жұмысқа қарағанда жұмысқа есептеу	7.04.2016	
10.	Атмосфераға қарағанда есептеу және ағарту мәселелерін талдау	18.04.2016	
11.	Центр жасағанды қарағанда жауап және өмір қарағанда	25.04.2016	
12.	Экономикалық бөлім Ж-20 салуға және жұмысқа қарағанда жұмысқа есептеу	12.05.2016	

Тапсырманың берілген уақыты « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ ж.

Кафедра меңгерушісі \_\_\_\_\_ КИВАРИН А.А. ТЕК. ДОЦЕНТ  
(КОЛЫ) (АТЫ-ЖӨНІ, ҒЫЛЫМИ ДӘРЕЖЕСІ, АТАҒЫ)

Жоба жетекшісі \_\_\_\_\_ ТУМАНОВ М.Е. ТЕК. ДОЦЕНТ  
(КОЛЫ) (АТЫ-ЖӨНІ, ҒЫЛЫМИ ДӘРЕЖЕСІ, АТАҒЫ)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент \_\_\_\_\_ КУАНТАЕВ Ә.Е.  
(КОЛЫ) (АТЫ -ЖӨНІ)

### Аннотация

Выполнен проект ГРЭС мощностью 450 МВт в Актюбинской области в соответствии с программой развития электроэнергетической отрасли до 2030г и для обеспечения жителей региона собственной электроэнергией. Произведен расчет тепловой схемы паротурбинной установки К-300-240. И тепловой конструктивный расчет котла-утилизатора П-90. Выбрано основное и вспомогательное оборудование станции. Рассмотрены разделы экономики и безопасность жизнедеятельности.

### Annotation

According to the development of program electro energy industry to 2030 and for ensuring regional people with own power in Aktobe region SRPS project with 450 MB was made. The calculation of the thermal circuit steam turbine K-300-240 was produced. And the heat constructive settlement HRSG P-90. The main and auxiliary equipment station was selected. Section of the economy and security of vital functions was considered.

### Аңдатпа

Электр энергетика саласының 2030 жылға дейінгі даму бағдарламасына сәйкесті Ақтөбе облысында қуаты 450 МВт бугазды МАЭС жобасы орындалған және мақсаты облыс тұрғындарын өзіндік электр энергиясымен қамтамасыз ету. П-90 пайдаға асырғыш қазанының жылулық құрамалық және К-300-240 бу шығырының жылулық сұлбесінің есептері жүргізілген. Негізгі және көмекші жабдықтар таңдалған. Экономикалық және өміртіршілік қауіпсіздік бөлімдері қарастырылған.

## Мазмұны

Кіріспе.....	
1. Жылулық бөлім.....	
1.1.Пайдаға асырғыш қазаны бар бугазды қондырғының жылулық сұлбесін есептеу.....	
1.2. П-90 пайдаға асырғыш қазанының жылулық құрамалық есептеу.....	
1.3. К-300-240 бу шығырының жылулық сұлбесін есептеу.....	
1.4. Негізгі және көмекші жабдықтар.....	
1.5. Техникалық сумен қамдау жүйесі.....	
1.6. МАЭС отын шаруашылығы.....	
1.7. Станцияның бас жобасы және бас тұрқының үйлестірілуі.....	
2. Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бөлімі.....	
3. Экономикалық бөлім.....	
Қорытынды.....	
Әдебиеттер тізімі.....	

					ДЖ-5В071700-2016		
Өзг.	Бет	Құжат	Қолы	Күні			
Орынд.		Куантаев А.					
Жетекші		Туманов М.					
М.бақыл.		Туманов М.					
Қағ.жетек		Кибарин А.А.					
					Мазмұны		
					АЭЖБУ ЖЭФ ЖЭҚК ТЭук-1Б-1		

## **Кіріспе**

Жақындағы он жылда қазіргі энергетикадағы техникалық прогресс бугазды технологиялармен байналысты болады. Қазіргі уақыттың өзінде олардың дүниежүзілік энергетикаға қосқан салыстырмалы үлесі жоғары, ал болашақта ол тек өседі.

Осы заманғы және озық бугазды қондырғыларды іске асыру үшін үнемділігі, сенімділігі және экологиялық сипаттамалары жағынан қазіргі жоғарғы талаптарға сәйкес келетін газ шығырлы қондырғылар қажет.

Аз көлемде енгізілгеніне қарамастан БГҚ игеру тәжірибесі сәтті болды және үнемділігін жоғарылату, меншікті капиталды және материалдық шығындарды төмендету бойынша теориялық және жобалық мәліметтерге сәйкес келеді. Сонымен қоса тезділігі жағынан БГҚ-да қондырылған бу шығырлары тура сондай бу шығырымен жабдықталған букүштік қондырғыдан жоғары болады.

Бұл жұмыста Ақтөбе облысында қуаты 450 МВт бугазды МАЭС жобаланады. Станцияның негізгі қондырғылары – П-90 пайдаға асырғыш қазаны, К-150-7,7 бу турбиасы және ГТЭ-160 газ турбиасы. Негізгі отын – Жаңажол орнындағы табиғи газ.

Жоба электр энергетикасының 2030 жылға дейін даму бағдарламасына негізделген және мақсаты – Ақтөбе облысының экономикасын және тұрғындарын өзіндік электр энергиясымен қамтамасыз ету. Нәтижесінде энергетикалық тәуелсіздікке қол жеткізеді. Ақтөбе облысының энергетика шаруашылығы оқшауланып істейтіндігі белгілі және қажетті электр энергиясының бір бөлігі Ресейден импорт жасау арқылы қамтамасыз етіледі.

Өзіміздің көмірсутек отындардың қоры болған кезде Оңтүстік аймақтың бір бөлігінің электр станцияларының және батыс аймағының электр станцияларының тиімділігі газ тәрізді және сұйық отынмен жұмыс істегенде және олардың жұмысын бугазды айналымға ауыстыру, яғни бинарлық БГҚ қондыру арқылы жүзеге асады.

## 1. Жылулық бөлім

Газтурбиналы қондырғылар жайлы қысқаша мәлімет.

Қазіргі уақытта шығарылатын қуатты газтурбиналы қондырғылар қалаларды, аудандарды, өндірістік кәсіпорындарды және т.с.с. жылулық және электр энергиясымен қамтамасыз ету үшін арналған. Электр станцияның жабдықтарының құрылымы және құрамы басқа да электр көздерімен параллельді және автономды жұмысын қамтамасыз етеді, сондай-ақ базалық, жартылай шындық және шындық режимдерде энергожүйемен параллельді жұмысын қамтамасыз ете алады.

Жоғары зауыттық дайындықты жеке модульдер түрінде жасалған ГТҚ-лардың монтажын тұтынушы немесе газ көзіне өте жақын шектелген аумақта жасауға болады.

Газтурбиналы қондырғылардың келесіндей артықшылықтары бар:

- жоғары сенімділік, капиталды және өндеуге дейінгі жұмыс көрсеткіші 25-35 мың сағатты құрайды, негізгі түйін ресурсы – 100 -150 мың сағатқа дейін;
- п.э.к. 88% шамасы тек қондырғының жоғарғы п. э. к. (36,4% дейін) есебінен ғана емес, кетуші газдар жылуының жаңғыртылуының да есебінен болады, отынның эффективті пайдалануына, әлдеқайда арзан электр және жылулық энергияны өндіруге мүмкіндік береді;
- қондырғының экономдығы, аз мерзімді құрылыс жағдайында өтеудің қысқа мерзімі (1-3,5 жыл);
- техникалық дайындық коэффициенті 0,99 құрайды;
- автоматты басқару жүйесі және техникалық жағдайының кең диагностикасы, басқару қарапайымдылығы, қызмет көрсетуші персонал санының минималдылығы;
- жоғары экологиялық көрсеткіштер: NO<sub>x</sub>-тің меншікті қалдығы 50-150 мг/м<sup>3</sup>; шу деңгейі 80 дБ аспайды.



Сонымен қатар негізгі кемшіліктері: аз бірлік қуат, жоғары қуатты барлық қондырғылармен салыстырғандағы төмен п.э.к.; қатты отын пайдалану мүмкін еместігі (бірақ сондай қондырғылар қазір жасалуда) .

Қуат бойынша шектеу, біріншіден, материалдардың жылуға төзімділігінің жеткіліксіз болуынан пайда болады.

ГТҚ-ның пайдалы қуаты компрессордың үнемділігіне тікелей тәуелді, себебі энергияның көп бөлігі оның жұмысына жұмсалады.

### **1.1. Пайдаға асырғыш қазаны бар бугазды қондырғының жылулық сұлбесін есептеу**

ГТЭ-160 газ шығыры, К-150-7,7 бу шығыры, П-90 утилизатор қазаны бар қуаты 450 МВт бугазды қондырғы қарастырылады.

Бастапқы мәліметтер:

Газ сатысы:

- 1) сыртқы ауа температурасы –  $t_1=+15$  °С;
- 2) нысанның биіктігі теңіз деңгейімен бірдей;
- 3) ауаның салыстырмалы ылғалдығы –  $\varphi=0,95$ ;
- 4) сығымдағыштағы қысым көтеру дәрежесі –  $\pi_k=11,3$ ;
- 5) сығымдағыштан өтетін ауа шығысы –  $G_B=509$  кг/с;
- 6) сығымдағыштың адиабаталық ПӘК-і –  $\eta_k^a=0,85$ ;
- 7) турбина алдындағы газ температурасы –  $t_3=1060$  °С;
- 8) газ турбинасының ішкі ПӘК-і –  $\eta_T^B=0,87$ ;
- 9) отын табиғи газ – Жаңажол газ орны;

Қалыпты жағдайдағы жану жылулығы  $Q_p^H=9013$  ккал/м<sup>3</sup>;

Қалыпты жағдайдағы отын тығыздығы  $\rho_{г.пл}=0,802$  кг/м<sup>3</sup>;

1.1-кесте. Отын құрамы

Атауы	Мөлшері, %
Азот (N <sub>2</sub> )	2,1715
Көміртектік екі тотығы	0,0039

(CO <sub>2</sub> )	
Метан (CH <sub>4</sub> )	85,6239
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	7,4477
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	3,2482
Изобутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,4962
Н-бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,7268
Изопентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,1289
Н-пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,1092
Гександар қосындысы (C <sub>6</sub> H <sub>12</sub> )	0,0437

Бу сатысы:

1) утилизатор қазанының бу өндірулігі:

- жоғары қысымды бу  $D_1=242$  т/сағ;

- төмен қысымды бу  $D_2=56$  т/сағ.

2) жаңа бу көрсеткіштері:

- жоғары қысымды бу  $P_1=7,7$  МПа,  $t_1=519$  °С;

- төмен қысымды бу  $P_2=0,7$  МПа,  $t_2=273$  °С.

3) шықтағыштағы қысым –  $P_k=6$  кПа.

### ГТЭ-160 газ шығырын жылулық есептеу

Есептеу реті:

1) Сыртқы ауа температурасы  $t_1=+15$  °С;

2) Сығымдағыштан кейінгі ауа температурасы  $t_2=345$  °С;

3) Ауаның орташа температурасы  $t_{cp}^e = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{15 + 345}{2} = 180$  °С;

4)  $t_{cp}^B=180$  °С кездегі ауаның жылусыйымдылығы:

$$c_p^B = f(t_{cp}^e) = 0,24560 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{С}}$$

5)  $t_{cp}^B = 180 \text{ }^0\text{C}$  кездегі су буларының жылусыйымдылығы:

$$c_p^B = f(t_{cp}^B) = 0,4607 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot \text{ }^0\text{C}}$$

6) Ауаның адиабаталық шамасы:  $m_{c.в.} = \frac{0,0686}{c_p^B} = \frac{0,0686}{0,2456} = 0,27931$ ;

7) Су буларының адиабаталық шамасы:  $m_n = \frac{0,1102}{c_p^{в.н.}} = \frac{0,1102}{0,4607} = 0,2392$ ;

8) Сыртқы ауа қысымы:

$$p_{н.в.} = 0,00136 \cdot 10^{2,88 - \frac{H}{18400 - 67 \cdot t_{н.в.}}} = 0,00136 \cdot 10^{2,88 - \frac{0}{18400 - 67 \cdot 15}} = 1,03167 \frac{\text{кПа}}{\text{см}^2}$$

9)  $t_{cp}^B = 15 \text{ }^0\text{C}$  кездегі қаныққан бу қысымы:

$$p_{S(н.в.)} = 0,00136 \cdot 10^{\frac{156 + 8,12 \cdot t_{н.в.}}{236 + t_{н.в.}}} = 0,00136 \cdot 10^{\frac{156 + 8,12 \cdot 15}{236 + 15}} = 0,01739 \frac{\text{кПа}}{\text{см}^2}$$

10) Сыртқы ауаның ылғал мөлшері:

$$d_{н.в.} = d_1 = \frac{0,622 \cdot \varphi \cdot p_{S(н.в.)}}{p_{н.в.} - \varphi \cdot p_{S(н.в.)}} = \frac{0,622 \cdot 0,95 \cdot 0,01739}{1,03167 - 0,95 \cdot 0,01739} = 0,010123 \frac{\text{кПа}}{\text{см}^2}$$

11) Қоспаның адиабаталық шамасы:

$$m_k = m_{c.в.} + d_1 \cdot m_n = 0,27931 + 0,010123 \cdot 0,2392 = 0,28173 \frac{\text{кг}}{\text{кг}}$$

12) Сығымдағыштың адиабаталық ПӘК-і:  $\eta^a_k = 0,85$ ;

13) Ауаның қысым көтеру дәрежесі:  $\pi_k = 11,3$ ;

14) Сығымдағыштан кейінгі ауа температурасы:

$$t_2 = t_1 + \frac{T_1 \cdot (\pi_k^{m_k} - 1)}{\eta_k} = 15 + \frac{(273 + 15) \cdot (11,3^{0,28713} - 1)}{0,85} = 347 \text{ }^0\text{C};$$

15) Сығымдағыштан кейінгі қабылданған және есептелген ауа

температураларының айырмашылығы  $\Delta = t_2 - t_2' = 347 - 345 = 2 \text{ }^0\text{C} < 5 \text{ }^0\text{C}$ ;

16) Сығымдағыштан кейінгі ауа температурасы:  $t_2 = 345 \text{ }^0\text{C}$ ;

17) Сығымдағыш алдындағы ауа қысымы:

$$p_1 = p_{н.в.} - \Delta p_{вх} = p_{н.в.} - 0,009 p_{н.в.} = p_{н.в.} \cdot (1 - 0,009) = 1,03167(1 - 0,009) = 1,02238 \frac{\text{кПа}}{\text{см}^2}$$

Мұндағы  $\Delta p_{\text{вх}}$  – сығымдағыштың сорма кіріс жолының аэродинамикалық кедергісі, кгс/см<sup>2</sup>;

18) Сығымдағыштан кейінгі ауа қысымы:

$$p_2 = p_1 \cdot \pi_k = 1,02238 \cdot 11,3 = 11,55289 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2};$$

19) Газ турбинының алдындағы ауа қысымы:

$$p_3 = p_2 - \Delta p_{\text{в.д}}^{\Gamma} = p_2 - 0,045 \cdot p_2 = p_2 \cdot (1 - 0,045) = 11,5528 \cdot (1 - 0,045) = 11,0329 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$$

Мұндағы  $\Delta p_{\text{в.д}}^{\Gamma}$  – жоғары қысымды газ ауалық жолдың аэродинамикалық кедергісі, кгс/см<sup>2</sup>;

20) Газ турбинынан кейінгі газдар қысымы:

$$p_4 = p_{\text{н.в.}} - \Delta p_{\text{в.д}}^{\Gamma} = p_{\text{н.в.}} - 0,05 \cdot p_{\text{н.в.}} = p_{\text{н.в.}} \cdot (1 - 0,05) = 1,03167 \cdot (1 - 0,05) = 1,08325 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$$

Мұндағы  $\Delta p_{\text{в.д}}^{\Gamma}$  – төмен қысымды газ ауалық жолдың аэродинамикалық кедергісі, кгс/см<sup>2</sup>;

21) Газ турбины алдындағы газдар температурасы  $t_3 = 1060$  °С (берілген);

22) Газ турбинынан кейінгі газдар температурасы  $t'_4 = 560$  °С (қабылданады);

23) газдардың орташа температурасы:  $t_{cp} = \frac{t_3 + t'_4}{2} = \frac{1060 + 560}{2} = 810$ ;

24) Ауа тығыздығы  $\rho_{\text{в}} = 1,293 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;

25) Теориялық қажетті ауа мөлшері:

$$\begin{aligned} V &= 0,0476 \cdot \left[ 0,5 \cdot \text{CO} + 0,5 \cdot \text{H}_2 + 1,5 \cdot \text{H}_2\text{S} + \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) \cdot \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2 \right] = \\ &= 0,0476 \cdot \left[ \left( 1 + \frac{4}{4} \right) \cdot 85,6239 + \left( 2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 7,4477 + \left( 3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 3,2482 + \left( 4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,4962 + \right. \\ &\left. + \left( 4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,7268 + \left( 5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,1289 + \left( 5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,1092 + \left( 6 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,0437 \right] = 10,653 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \end{aligned}$$

26) Теориялық қажетті ауа мөлшері:

$$L_{кс}^0 = V^0 \cdot \frac{\rho_B}{\rho_{г.тл}} = 10,653 \cdot \frac{1,293}{0,802} = 17,175 \frac{кг}{кг};$$

27) Азоттың теориялық көлемі:

$$V_{N_2}^0 = \left( 0,79 \cdot V^0 + \frac{N_2}{100} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{г.тл}} = \left( 0,79 \cdot 10,653 + \frac{2,1715}{100} \right) \cdot \frac{1}{0,802} = 10,521 \frac{M^3}{кг}$$

28) Үш атомды газдар көлемі:

$$\begin{aligned} V_{RO_2}^0 &= \left( 0,01 \cdot [CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m \cdot H_n] \right) \cdot \frac{1}{\rho_{г.тл}} = \\ &= \left( 0,01 \cdot [0,0039 + 1 \cdot 85,6239 + 2 \cdot 7,4477 + 3 \cdot 3,2482 + 4 \cdot 0,4962 + 4 \cdot 0,7268 + \right. \\ &\left. + 5 \cdot 0,1289 + 5 \cdot 0,1092 + 6 \cdot 0,0437] \right) \cdot \frac{1}{0,802} = 1,454 \frac{M^3}{кг} \end{aligned}$$

29) Су буларының теориялық көлемі:

$$\begin{aligned} V_{H_2O}^0 &= \left( 0,01 \cdot \left[ H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} \cdot C_m \cdot H_n + 0,124 \cdot d_{г.тл} \right] + 0,0161 \cdot V^0 \right) \cdot \frac{1}{\rho_{г.тл}} = \\ &= \left( 0,01 \cdot \left[ 2 \cdot 85,6239 + \frac{6}{2} \cdot 7,4477 + \frac{8}{2} \cdot 3,2482 + \frac{10}{2} \cdot 0,4962 + \frac{10}{2} \cdot 0,7268 + \right. \right. \\ &\left. \left. + \frac{12}{2} \cdot 0,1289 + \frac{12}{2} \cdot 0,1092 + \frac{12}{2} \cdot 0,0437 \right] + 0,0161 \cdot 10,653 \right) \cdot \frac{1}{0,802} = 2,887 \frac{M^3}{кг} \end{aligned}$$

30) Су буларының теориялық мөлшері:

$$\begin{aligned} L_{H_2O}^0 &= \left( 0,01 \cdot \left[ H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} \cdot C_m \cdot H_n + 0,124 \cdot d_{г.тл} \right] \cdot \rho_{H_2O} + 0,0161 \cdot V^0 \cdot \rho_6 \right) \cdot \frac{1}{\rho_{г.тл}} = \\ &= \left( 0,01 \cdot \left[ 2 \cdot 85,6239 + \frac{6}{2} \cdot 7,4477 + \frac{8}{2} \cdot 3,2482 + \frac{10}{2} \cdot 0,4962 + \frac{10}{2} \cdot 0,7268 + \right. \right. \\ &\left. \left. + \frac{12}{2} \cdot 0,1289 + \frac{12}{2} \cdot 0,1092 + \frac{12}{2} \cdot 0,0437 \right] \cdot 0,804 + 0,0161 \cdot 10,653 \cdot 1,293 \right) \cdot \frac{1}{0,802} = 2,426 \frac{M^3}{кг} \end{aligned}$$

31) Азоттың тығыздығы:  $\rho_{N_2} = 1,257 \frac{кг}{M^3}$  (қабылданады);

32) Үш атомды газдардың тығыздығы:  $\rho_{RO_2} = 1,964 \frac{кг}{M^3}$  (қабылданады);

33) Су буларының тығыздығы:  $\rho_{H_2O} = 0,804 \frac{кг}{M^3}$  (қабылданады);

34) Жану өнімдерінің теориялық мөлшері:

$$L_2^0 = V_{N_2}^0 \cdot \rho_{N_2} + V_{RO_2}^0 \cdot \rho_{RO_2} + L_{H_2O}^0 = 10,521 \cdot 1,257 + 1,454 \cdot 1,964 + 2,426 = 18,506 \frac{кг}{кг};$$



35)  $t_3=1060$  °C кездегі азоттың изобаралық жылуsыйымдылығы:

$$c_p^{N_2} = f(t_3) = 0,28423 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{C}}$$

36)  $t_3=1060$  °C кездегі ұшaтомды газдардың изобаралық жылуsыйымдылығы:

$$c_p^{RO_2} = f(t_3) = 0,28466 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{C}}$$

37)  $t_3=1060$  °C кездегі су буларының изобаралық жылуsыйымдылығы:

$$c_p^{H_2O} = f(t_3) = 0,60126 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{C}} ;$$

38)  $t_3=1060$  °C кездегі су буларының изобаралық жылуsыйымдылығы:

$$c_p^z = \frac{c_p^{N_2} \cdot V_{N_2}^0 \cdot \rho_{N_2} + c_p^{RO_2} \cdot V_{RO_2}^0 \cdot \rho_{RO_2} + c_p^{H_2O} \cdot L_{H_2O}^0}{V_{N_2}^0 \cdot \rho_{N_2} + V_{RO_2}^0 \cdot \rho_{RO_2} + L_{H_2O}^0} =$$

$$= \frac{0,28423 \cdot 10,521 \cdot 1,257 + 0,28466 \cdot 1,454 \cdot 1,964 + 0,60126 \cdot 2,426}{10,521 \cdot 1,257 + 1,454 \cdot 1,964 + 2,426} = 0,32585 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{C}}$$

39)  $t_2=345$  °C кездегі ауаның изобаралық жылуsыйымдылығы:

$$c_p^B = f(t_2) = 0,25192 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{C}}$$

40) Жану камерасының ПӘК-і  $\eta_{\text{кк}}=0,985$ ;

41) Ауаның артықтық еселеуіші:

$$\alpha = \alpha_{z.m} = \frac{(Q_H^p \cdot \eta_{\text{кк}}) / \rho_{z.m.l} - c_p^r \cdot t_3}{L_{\text{кк}}^0 \cdot (c_p^z \cdot t_3 - c_p^B \cdot t_2)} = \frac{(9013 \cdot 0,985) / 0,802 - 0,32585 \cdot 1060}{17,175 \cdot (0,32585 \cdot 1060 - 0,25192 \cdot 345)} = 2,4156 ;$$

42)  $t_2=345$  °C кездегі ауаның энтальпиясы:  $I_{B(2)}^0 = f(t_2) = 6181 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$

43)  $t_3=1060$  °C кездегі ауаның энтальпиясы:  $I_{B(3)}^0 = f(t_3) = 20343 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$

44)  $t_3=1060$  °C кездегі жану өнімдерінің энтальпиясы:

$$I_{\Gamma(3)}^0 = f(t_3) = 24373 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

45) Жану камерасындағы ауаның артықтық еселеуіші:

$$\alpha_{\text{кк}} = \frac{Q_H^p \cdot \eta_{\text{кк}} - (I_{\Gamma(3)}^0 - I_{B(3)}^0)}{\rho_{z.m.l} \cdot (I_{B(3)}^0 - I_{B(2)}^0)} = \frac{37736 \cdot 0,985 - (24373 - 20343)}{0,802 \cdot (20343 - 6181)} = 2,988$$

46) Сығымдағыштан өтетін ауа шығысы:  $G_k=509$  кг/с;

47) Салқындатуға ауаның салыстырмалы шығысы:  $g_{охл}=0,135$ ;

48) Саңылауға ауаның салыстырмалы шығысы:  $g_{ут}=0,0075$ ;

49) Жану камерасына ауаның шығысы:

$$G_{кc}^e = G_k^B \cdot (1 - g_{охл} - g_{ут}) = 509 \cdot (1 - 0,135 - 0,0075) = 436,467 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

50) Жану камерасына отын шығысы:

$$B = \frac{G_{кc}^B}{\alpha_{кc} \cdot L_{кc}^0} = \frac{436,467}{2,846 \cdot 17,175} = 8,929 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

51) Газ турбинынан өтетін газдардың шығысы:

$$G_T = 0,962 \cdot G_k^B \cdot (1 + d_1) + B_p^{кc} = 0,962 \cdot 509 \cdot (1 + 0,010123) + 8,929 = 504 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

52) Газ турбинынан кейінгі газдардың шығысы:

$$G_{Г} = G_T \cdot (1 + g_{охл}) = 504 \cdot (1 + 0,135) = 572 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

53)  $t_{cp}=810$  °С кездегі азоттың изобаралық жылусыйымдылығы:

$$c_p^{N_2} = f(t_{cp}) = 0,27617 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{С}}$$

54)  $t_{cp}=810$  °С кездегі су буларының изобаралық жылусыйымдылығы:

$$c_p^{H_2O} = f(t_{cp}) = 0,56154 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{С}};$$

55)  $t_3=810$  °С кездегі үш атомды газдардың изобаралық жылусыйымдылығы:

$$c_p^{RO_2} = f(t_{cp}) = 0,30094 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{С}};$$

56)  $t_{cp}=810$  °С кездегі азоттың адиабаталық шамасы:

$$m_{N_2} = \frac{0,0705}{c_p^{N_2}} = \frac{0,0705}{0,27617} = 0,25527;$$

57)  $t_{cp}=810$  °С кездегі үш атомды газдардың адиабаталық шамасы:

$$m_{RO_2} = \frac{0,0451}{c_p^{RO_2}} = \frac{0,0451}{0,30094} = 0,14986;$$

58)  $t_{cp}=810$  °С кездегі су буларының адиабаталық шамасы:

$$m_{H_2O} = \frac{0,1102}{c_p^{H_2O}} = \frac{0,1102}{0,56154} = 0,19625 ;$$

59)  $t_{cp}=810^0C$  кездегі жану өнімдерінің адиабаталық шамасы:

$$m_r = \frac{m_{N_2} \cdot V_{N_2}^0 \cdot \rho_{N_2} + m_{RO_2} \cdot V_{RO_2}^0 \cdot \rho_{RO_2} + m_{N_2} \cdot L_{H_2O}^0}{V_{N_2}^0 \cdot \rho_{N_2} + V_{RO_2}^0 \cdot \rho_{RO_2} + L_{H_2O}^0} =$$

$$= \frac{0,25527 \cdot 10,521 \cdot 1,257 + 0,14986 \cdot 1,454 \cdot 1,964 + 0,19625 \cdot 2,426}{10,521 \cdot 1,257 + 1,454 \cdot 1,964 + 2,426} = 0,23126$$

60)  $t_{cp}=810^0C$  кездегі ауаның изобаралық жылусыйымдылығы:

$$c_p^B = f(t_{cp}) = 0,27616 \frac{ккал}{кг \cdot ^0C} ;$$

61)  $t_{cp}=810^0C$  кездегі ауаның адиабаталық шамасы:

$$m_B = \frac{0,0686}{c_p^B} = \frac{0,0686}{0,27616} = 0,24839 ;$$

62)  $t_{cp}=810^0C$  кездегі газдардың адиабаталық шамасы:

$$m_T = \frac{m_z \cdot L_r^0 + (\alpha_{г.т} - 1) \cdot L_{кк}^0 \cdot m_B}{L_r^0 + (\alpha_{г.т} - 1) \cdot L_{кк}^0} = \frac{0,23126 \cdot 18,506 + (2,4156 - 1) \cdot 17,175 \cdot 0,24839}{18,506 + (2,4156 - 1) \cdot 17,175} = 0,24079$$

63) Газ турбинында газдардың кеңею дәрежесі:

$$\sigma = \frac{p_3}{p_4} = \frac{11,0329}{1,08325} = 10,18 ;$$

64) Газ турбинының адиабаталық ПӘК-і:  $\eta_k=0,89$ ;

65) Газ турбинынан кейінгі газдардың температурасы:

$$t_4 = t_3 - T_3 \cdot (1 - \sigma^{-m_T}) \cdot \eta_T = 1060 - (273 + 1060) \cdot (1 - 10,18^{-0,24079}) \cdot 0,89 = 554^0C$$

66) Газ турбинынан кейінгі және есептелген газдардың

температураларының айырмашылығы  $\Delta t = t_4 - t_4' = 560 - 554 = 6^0C < 10^0C$ ;

67) Газ турбинынан кейінгі газдардың температурасы  $t_4 = 554^0C$ ;

68) Сығымдағыштың ішкі қуаты:

$$N_i^K = 4,1868 \cdot G_{кк}^B \cdot (c_p^B + d_1 \cdot c_p^{B,п}) \cdot (t_2 - t_1) =$$

$$= 4,1868 \cdot 436 \cdot (0,2456 + 0,010123 \cdot 0,4607) \cdot (347 - 15) = 151700 \text{ кВт}$$

69)  $t_{cp}=810^0C$  кездегі жану өнімдерінің изобаралық

жылусыйымдылығы:

$$c_p^z = \frac{c_p^{N_2} \cdot V_{N_2}^0 \cdot \rho_{N_2} + c_p^{RO_2} \cdot V_{RO_2}^0 \cdot \rho_{RO_2} + c_p^{H_2O} \cdot L_{H_2O}^0}{V_{N_2}^0 \cdot \rho_{N_2} + V_{RO_2}^0 \cdot \rho_{RO_2} + L_{H_2O}^0} =$$

$$= \frac{0,27617 \cdot 10,521 \cdot 1,257 + 0,300946 \cdot 1,454 \cdot 1,964 + 0,56154 \cdot 2,426}{10,521 \cdot 1,257 + 1,454 \cdot 1,964 + 2,426} = 0,3174 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{C}}$$

70)  $t_{cp} = 810$  °C кездегі газдардың изобаралық жылусыйымдылығы:

$$c_p^T = \frac{c_p^r \cdot L_r^0 + (\alpha_{r,T} - 1) \cdot L_{kc}^0 \cdot c_p^B}{L_r^0 + (\alpha_{r,T} - 1) \cdot L_{kc}^0} =$$

$$= \frac{0,3174 \cdot 18,506 + (2,4156 - 1) \cdot 17,175 \cdot 0,27616}{18,506 + (2,4156 - 1) \cdot 17,175} = 0,29398 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{C}}$$

71) Газ турбинының ішкі қуаты:

$$N_i^{z.m.} = 4,1868 \cdot G_r \cdot c_p^T \cdot (t_3 - t_4) = 4,1868 \cdot 572 \cdot 0,29398 \cdot (1060 - 554) = 356200 \text{ кВт}$$

72) Сығымдағыштың механикалық ПӘК-і:  $\eta_k^{Mex} = 0,89$  (қабылданады);

73) Газ турбинының механикалық ПӘК-і  $\eta_{г.т.}^{Mex} = 0,995$

(қабылданады);

74) Электр генераторының ПӘК-і  $\eta_{э} = 0,985$  (қабылданады);

75) Газ турбины қондырғының электрлік қуаты:

$$N_{z.m.}^{эл} = \left( N_i^{z.m.} \cdot \eta_{г.т.}^{Mex} - \frac{N_i^k}{\eta_{Mex}^k} \right) \cdot \eta_{э} = \left( 356200 \cdot 0,925 - \frac{151700}{0,89} \right) \cdot 0,985 = 157000 \text{ кВт};$$

76) Шығар газдардағы ауаның артықтық еселеуіші:

$$\alpha_{yx}^{z.m.} = \frac{G_k^B \cdot (1 - g_{yT})}{L_{kc}^0 \cdot B_p^{kc}} = \frac{509 \cdot (1 - 0,0075)}{17,175 \cdot 8,929} = 3,294;$$

77) Газ турбинынан кейінгі шығар газдардың температурасы:

$$t_{yx}^{z.m.} = \frac{G_T \cdot (t_4 + g_{охл} \cdot t_2)}{G_2} = \frac{504 \cdot (560 + 0,135 \cdot 345)}{572} = 534 \text{ } ^\circ \text{C}$$

78) Газ турбинынан кейінгі шығар газдардың тығыздығы:

$$\rho_{yx}^{z.m.} = \frac{V_{N_2}^0 \cdot \rho_{N_2} + V_{RO_2}^0 \cdot \rho_{RO_2} + L_{H_2O}^0 + (\alpha_{yx}^{r,T} - 1) \cdot V^0 \cdot \rho_e}{V_{N_2}^0 + V_{RO_2}^0 + V_{H_2O}^0 + \alpha_{yx}^{r,T} \cdot V^0} =$$

$$= \frac{10,521 \cdot 1,257 + 1,454 \cdot 1,964 + 2,426 + (3,294 - 1) \cdot 10,653 \cdot 1,293}{10,521 + 1,454 + 2,887 + 3,294 \cdot 10,653} = 1,003 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

79) Газ турбинынан кейінгі шығар газдардағы оттегінің көлемдік мөлшері:

$$O_2 = \frac{21 \cdot (\alpha_{yx}^{г.т} - 1) \cdot L_{кс}^0 \cdot \rho_{yx}^{г.т}}{1 + \alpha_{yx}^{г.т} \cdot L_{кс}^0 \cdot \rho_{в}} = \frac{21 \cdot (3,294 - 1) \cdot 17,175 \cdot 1,003}{1 + 3,294 \cdot 17,175 \cdot 1,293} = 11,15 \%$$

80) Электр энергиясын өндірудің ПӘК-і (брутто):

$$\eta_{г.бр} = \frac{N_{г}^3}{B_{гт} \cdot Q_i^г} = \frac{157000}{8,929 \cdot \frac{9013}{0,802} \cdot 4,1868} = 0,374.$$

1.2-кесте. ГТҚ-ның жылулық есептеуінің энергетикалық көрсеткіштері  
(отын – табиғи газ,  $Q_i^г=9013$  ккал/м<sup>3</sup>, номиналды жүктеме)

Көрсеткіштер		Белгіленуі	Өлшем бірлігі	Есептік мәндері
1	Газдардың бастапқы температурасы	$t_1$	<sup>0</sup> С	1060
2	Сығымдағыш алдындағы ауа шығысы	$G_{в}$	кг/с	509
3	Сығымдағыштағы қысым көтеру дәрежесі	$\pi_{к}$	-	11,3
4	Сығымдағыштан кейінгі ауа қысымы	$P_2$	кгс/см <sup>2</sup>	11,55
5	Сығымдағыштан кейінгі ауа температурасы	$t_2$	<sup>0</sup> С	347
6	Сығымдағыштың ішкі қуаты	$N_i^к$	кВт	151700
7	Отын шығысы	$B$	кг/с	8,929
8	Жану камерасындағы ауаның артықтық еселеуіші	$\alpha_{кс}$	-	2,846
9	ГТ-ның алдындағы газдар қысымы	$P_3$	кгс/см <sup>2</sup>	11,0329
10	ГТ-ның шығысындағы газдар қысымы	$P_4$	кгс/см <sup>2</sup>	1,0823
11	Газ турбинасының ішкі ПӘК-і	$\eta_{т}^в$	-	0,87
12	Газ турбинасының ішкі қуаты	$N_i^{г.т.}$	кВт	356200
13	Газ турбинасынан кейінгі газдар шығысы	$G_{г}$	кг/с	572
14	Газ турбинасынан кейінгі газдар температурасы	$t_4$	<sup>0</sup> С	554



15	ГТ-нан шығар газдардағы ауаның артықтық еселеуіші	$\alpha_{yx}^{г.т.}$	-	3,294
16	ГТҚ-ның электрлік қуаты	$N_{Г}^{эл}$	кВт	157 000
17	ГТҚ-ның электр энергиясын өндіруінің ПӘК-і (брутто)	$\eta_{Г}^{э.бр}$	-	0,374

## 1.2. П-90 пайдаға асырғыш қазанын жылулық есептеу

### 1.3 – кесте. Жылулық теңестікті есептеу

Көрсеткіш атауы	Бел.	Өл-і	Кейіп-теме	ЖҚ БАҚ	ЖҚ Б	ЖҚ ҮН 2	ЖҚ ҮН 1
1. Ортаның шығысы	$D_i$	кг/с	Қазан мәліметінен	67,22	67,22	67,22	67,22
2. Қатынас	$H_i$	-	$D_i/V_e$	7,528	7,528	7,528	7,528
3. Газдардың кірісіндегі температура	$v_i'$	$^{\circ}C$	ГТҚ есептеуінен	554	451	369	248
4. Газдардың кірісіндегі энтальпиясы	$I_i'$	кДж /кг	4-кестеден	35203	30161	22830	15227
5. Ортаның кірісіндегі қысым	$P_i'$	МПа	Қабылданған	7,9	8,5	8,8	9,1
6. Ортаның кірісіндегі температура	$t_i'$	$^{\circ}C$	Қабылданған	298	295	170	125
7. Ортаның кірісіндегі энтальпия	$i_i'$	кДж /кг	[5] қараңыз	2778,6	1317,9	723,5	531,1
8. Газдардың шығысындағы температура	$v_i''$	$^{\circ}C$	4-кестеден	451	369	321	225
9. Газдардың шығысындағы энтальпия	$I_i''$	кДж /кг	$I_i' - Q_T/\varphi$	30161	22830	19244	13778
10. Ортаның шығысындағы қысым	$P_i''$	МПа	Қабылданған	7,7	7,9	8,6	8,8
11. Ортаның шығысындағы температура	$t_i''$	$^{\circ}C$	Қазан мәліметінен	519	298	273	170

12. Ортаның шығысындағы энтальпия	$i_i''$	кДж /кг	[5] қараңыз	3448,4	2778,6	1199,8	723,58
13. Газдардың берген жылулығы	$Q_T$	кДж /кг	$H_i \cdot \Delta i$	5042,2	10996	3585,4	1448,8
14. Ортаның қабылдаған жылулығы	$\Delta i$	кДж /кг	$i_i'' - i_i'$	669,78	1460,6 9	476,26	192,46

1.3 – кесте (жалғасы). Жылулық теңестікті есептеу

Көрсеткіш атауы	Бел.	Өлшемі	Кейіптеме	ТҚ БАҚ	ТҚ Б	ТҚ ҮН	ГШҚ
1. Ортаның шығысы	$D_i$	кг/с	Қазан мәліметінен	15,55	15,55	15,55	82,77
2. Қатынас	$H_i$	-	$D_i/V_e$	1,741	1,741	1,741	9,270
3. Газдардың кірісіндегі температура	$v_i'$	$^{\circ}C$	4-кестеден	321	304	248	225
4. Газдардың кірісіндегі энтальпиясы	$I_i'$	кДж/кг	4-кестеден	19244	18837	15227	13760
5. Ортаның кірісіндегі қысым	$P_i'$	МПа	Қабылданған	0,7	0,81	0,84	0,82
6. Ортаның кірісіндегі температура	$t_i'$	$^{\circ}C$	Қабылданған	168	170	125	36
7. Ортаның кірісіндегі энтальпия	$i_i'$	кДж/кг	[5] қараңыз	2770,03	719,12	440,7	151,46
8. Газдардың шығысындағы температура	$v_i''$	$^{\circ}C$	4-кестеден	304	248	225	167
9. Газдардың шығысындағы энтальпия	$I_i''$	кДж/кг	$I_i' - Q_T/\phi$	18837	15265	13760	10780
10. Ортаның шығысындағы қысым	$P_i''$	МПа	Қабылданған	0,65	0,7	0,81	0,8
11. Ортаның шығысындағы температура	$t_i''$	$^{\circ}C$	Қазан мәліметінен	273	168	170	105
12. Ортаның шығысындағы энтальпия	$i_i''$	кДж/кг	[5] қараңыз	3003,8	2770,03	719,1	440,6
13. Газдардың берген	$Q_T$	кДж/кг	$H_i \cdot \Delta i$	407,2	3571,6	484,8	2681,2

жылулығы							
14. Ортаның қабылдаған жылулығы	$\Delta i$	кДж/кг	$i_i'' - i_i'$	233,8	2050,9	278,4	289,2

1.4 – кесте. Жылуөтуді есептеу

Көрсеткіш атауы	Белг-нуі	Өл-шемі	Кейіптеме	ЖҚ БАҚ	ЖҚ Б	ЖҚ ҮН 2	ЖҚ ҮН 1
1. Газдардың орташа температурасы	$v_{орт}$	$^{\circ}\text{C}$	$(v_i''+v_i')/2$	502,5	410	345	236,5
2. Ортаның орташа қысымы	$P_{орт}$	МПа	$(P_i''+P_i')/2$	7,8	8,2	8,7	8,95
3. Ортаның орташа температурасы	$t_{орт}$	$^{\circ}\text{C}$	$(t_i''+t_i')/2$	408,5	296,5	221,5	147,5
4. Будың орташа меншікті көлемі	$V_{орт}$	$\text{м}^3/\text{кг}$	[5] қараңыз	0,0361	0,0013	0,0011	0,0011
5. Газдар мен орта қозғалысының өзара бағыты	–	–	–	қарсы ағынды	қарсы ағынды	қарсы ағынды	қарсы ағынды
6. Газ жолының басындағы газдар мен орта температураларының арасындағы айырмашылық	$\Delta t_б$	$^{\circ}\text{C}$	$v_i' - t_i''$	35	153	96	78
7. Газ жолының соңындағы газдар мен орта температураларының арасындағы айырмашылық	$\Delta t_с$	$^{\circ}\text{C}$	$v_i'' - t_i'$	153	74	151	100
8. Температуралық тегеурін	$\Delta t$	$^{\circ}\text{C}$	$(\Delta t_y - \Delta t_k) / \ln(\Delta t_y / \Delta t_k)$	79,99	108,75	121,43	88,54
9. Газдар жылдамдығы	$W_i$	м/с	Қабылданған	13	12,5	12	11,5
10. Газдардан қабырғаға жылу беру еселеуіші	$\alpha_1$	$\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$	[6], номограмма 12, 13	111,65	109,32	107	105
11. Бу жылдамдығы	$W_{бу}$	м/с	Қабылданған	15	15	15	15
12. Қабырғадан буға жылу беру еселеуіші	$\alpha_2$	$\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$	[6], номограмма 15	1861	3489	3962	3974
13. Жылуөту еселеуіші	$k$	$\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$	[4], П-8 кесте	89,53	90,09	93,76	92,06
14. Қажетті	$H'$	$\text{м}^2$	$(Q_T \cdot B_e \cdot 10^3) /$	6286,27	10020	2811,6	1586,9

қыздыру беті			(k·Δt)				
--------------	--	--	--------	--	--	--	--

1.4 – кесте (жалғасы). Жылуөтуді есептеу

Көрсеткіш атауы	Белгіленуі	Өлшемі	Кейіптеме	ТҚ БАҚ	ТҚ Б	ТҚ ҮН	ГШҚ
1. Газдардың орташа температурасы	$v_{орт}$	$^{\circ}\text{C}$	$(v_i''+v_i')/2$	312,5	276	236,5	196
2. Ортаның орташа қысымы	$P_{орт}$	МПа	$(P_i''+P_i')/2$	0,675	0,755	0,825	0,81
3. Ортаның орташа температурасы	$t_{орт}$	$^{\circ}\text{C}$	$(t_i''+t_i')/2$	220,5	169	147,5	70,5
4. Будың орташа меншікті көлемі	$V_{орт}$	$\text{м}^3/\text{кг}$	[5] қараңыз	0,3656	0,2577	0,00108	0,00102
5. Газдар мен орта қозғалысының өзара бағыты	–	–	–	қарсы ағынды	қарсы ағынды	қарсы ағынды	қарсы ағынды
6. Газ жолының басындағы газдар мен орта температураларының арасындағы айырмашылық	$\Delta t_б$	$^{\circ}\text{C}$	$v_i' - t_i''$	48	136	78	120
7. Газ жолының соңындағы газдар мен орта температураларының арасындағы айырмашылық	$\Delta t_с$	$^{\circ}\text{C}$	$v_i'' - t_i'$	136	78	100	131
8. Температуралық тегеурін	$\Delta t$	$^{\circ}\text{C}$	$(\Delta t_y - \Delta t_k) / \ln(\Delta t_y / \Delta t_k)$	84,49	104,32	88,54	125,41
9. Газдар жылдамдығы	$W_i$	м/с	Қабылданған	11,5	11	10,5	10
10. Газдардан қабырғаға жылу беру еселеуіші	$\alpha_1$	$\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$	[6], номограмма 12, 13	103,5	101,2	98,27	95,37
11. Бу жылдамдығы	$W_{бу}$	м/с	Қабылданған	12	12	12	2
12. Қабырғадан буға жылу беру еселеуіші	$\alpha_2$	$\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$	[6], номограмма 15	208	248	279	12560
13. Жылуөту еселеуіші	k	$\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$	[4], П-8 кесте	62,19	64,68	65,40	85,18

14. Қажетті қыздыру беті	H'	м <sup>2</sup>	$(Q_T \cdot V_e \cdot 10^3) / (k \cdot \Delta t)$	691,76	4725,86	747,56	2240,82
--------------------------	----	----------------	---	--------	---------	--------	---------

1.5 – кесте. Геометриялық өлшемдерді есептеу

Көрсеткіш атауы	Белгіленуі	Өлшемі	Кейіптеме	ЖҚ БАҚ	ЖҚ Б	ЖҚ ҮН 2	ЖҚ ҮН 1
1. Стандартты секциялардың жалпы саны	n	–	H'/646,72 (646,72 – бір стандартты секцияның қима ауданы, м <sup>2</sup> )	10	16	5	3
2. Қыздыру бетінің ауданы	H'	м <sup>2</sup>	Жылуөтуді есептеуден	5155,705	2622,49	7556,586	9347,06
3. Құбырдың ішкі диаметрі	d <sub>i</sub>	мм	Қабылданған	32	32	32	32
4. Көлденең адамы	S <sub>1</sub>	мм	Қабылданған	72	72	50	50
5. Бойлық адамы	S <sub>2</sub>	мм	Қабылданған	85	85	75	75
6. Газдар өту үшін қима ауданы	F <sub>г</sub>	м <sup>2</sup>	ГТҚ есептеуден $G_T / (\rho_{yx}^{г.т.} \cdot W_T)$	43,86	45,62	47,52	49,59
7. Бусулы жұмыстық дене өту үшін қима ауданы	F <sub>бусу</sub>	м <sup>2</sup>	$(D_i \cdot V_{орт}) / W_{бу}$	0,1617	0,0058	0,0049	0,0049

1.6 – кесте (жалғасы). Геометриялық өлшемдерді есептеу

Көрсеткіш атауы	Белгіленуі	Өлшемі	Кейіптеме	ТҚ БАҚ	ТҚ Б	ТҚ ҮН	ГШҚ
1. Стандартты секциялардың жалпы саны	n	–	H'/646,72 (646,72 – бір стандартты секцияның қима ауданы, м <sup>2</sup> )	2	8	2	4
2. Қыздыру бетінің ауданы	H'	м <sup>2</sup>	Жылуөтуді есептеуден	41939,2	5213,7	27930,79	5929,23
3. Құбырдың ішкі диаметрі	d <sub>i</sub>	мм	Қабылданған	32	32	32	32
4. Көлденең адамы	S <sub>1</sub>	мм	Қабылданған	72	72	50	40
5. Бойлық адамы	S <sub>2</sub>	мм	Қабылданған	80	80	75	54
6. Газдар өту үшін қима ауданы	F <sub>г</sub>	м <sup>2</sup>	ГТҚ есептеуден $G_T / (\rho_{yx}^{г.т.} \cdot W_T)$	49,59	51,84	54,31	57,02
7. Бусулы жұмыстық	F <sub>бусу</sub>	м <sup>2</sup>	$(D_i \cdot V_{орт}) / W_{бу}$	0,4737	0,3339	0,0014	0,0422



дене өту үшін қима ауданы							
------------------------------	--	--	--	--	--	--	--

1.7 – кесте. Жану өнімдерінің қажыры

t	(cv) <sub>CO2</sub>	(cv) <sub>N2</sub>	(cv) <sub>H2O</sub>	(cv) <sub>АУА</sub>	I <sub>Г</sub> <sup>0</sup>	I <sub>ava</sub> <sup>0</sup>	I
<sup>0</sup> C	ккал/м <sup>3</sup>				кДж/кг		
100	40,6	31	36	31,6	2048	1757	6078
200	85,4	62,1	72,7	63,6	4134	3537	12244
300	133,5	93,6	110,5	96,2	6271	5350	18539
400	184,4	125,8	149,6	129,4	8472	7196	24974
500	238	158,6	189,8	163,4	10729	9087	31566
600	292	192	231	198,2	13027	11023	38302
700	349	226	274	234	15392	13014	45232
800	407	261	319	270	17830	15016	52261
900	466	297	364	306	20319	17018	59341
1000	526	333	412	343	22850	19075	66590
1100	587	369	460	381	25388	21189	73974
1200	649	405	509	419	27943	23302	81375

1.8 – кесте. Газдардың изобаралық жылуsыйымдылықтары

t	C <sub>p(H2O)</sub>	C <sub>p(N2)</sub>	C <sub>p(CO2)</sub>	C <sub>p(АУА)</sub>
<sup>0</sup> C	ккал/(кг· <sup>0</sup> C)			
0	0,4441	0,2461	0,1946	0,2397
100	0,4515	0,2469	0,2182	0,2413
200	0,4635	0,2491	0,2371	0,2447
300	0,4778	0,2532	0,2524	0,2495
400	0,4931	0,2584	0,2652	0,2552
500	0,5092	0,2641	0,2758	0,2609
600	0,5258	0,2697	0,2847	0,2663
700	0,5429	0,2749	0,2921	0,2712
800	0,5601	0,2796	0,2984	0,2758
900	0,5769	0,2838	0,3037	0,2795
1000	0,5929	0,2874	0,3081	0,2829
1100	0,608	0,2907	0,3119	0,2859

### 1.3. К-150-7,7 бу шығырының жылулық сұлбесін есептеу

Газсыздандырғыштың жадығаттық теңестік теңдеуі:

$$D_{и} + D_{Г}^{бу} = D_{бак}^{жк} + D_{бак}^{тк}$$

$$D_{и} + D_{Г}^{бу} = 128,33 + 28,33$$

Газсыздандырғыштың жылулық теңестік теңдеуі:

$$D_{ш} \cdot h_{зшк}^{шыг} + D_{г}^{\delta y} \cdot h_{г}^{\delta y} = (D_{бак}^{жк} + D_{бак}^{тк}) \cdot h'_{г}$$

$$D_{ш} \cdot 335 + D_{г}^{\delta y} \cdot 2756 = (64,16 + 14,16) \cdot 678$$

$$P_{г}^{\delta y} = 0,9 \cdot P_{гшк}^{шыг} = 0,9 \cdot 0,7 = 0,63 \text{ МПа}$$

$$D_{ш} = 67,22 \frac{\text{кг}}{\text{с}}; \quad D_{г}^{\delta y} = 11,1 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Жұмыс істейтін бу ағындары арқылы бу турбинасының қуаты

анықталады:

$$N_{\delta 1} = 2 \cdot D_{\delta 1} \cdot (i_0 - i_1) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{эг} = 2 \cdot 64,16 \cdot (3438 - 2834) \cdot 0,98 \cdot 0,99 = 75197 \text{ кВт}$$

$$N_{\delta 2} = 2 \cdot (D_{\delta 1} + D_{\delta 2}) \cdot (i_1 - i_{ш}) \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{эг} = 2 \cdot (64,16 + 14,16) \times \\ \times (2834 - 2237) \cdot 0,98 \cdot 0,99 = 90727 \text{ кВт}$$

Бу турбинасындағы бу ағындарының қосынды қуаты:

$$\sum N = 75197 + 90727 = 165924 \text{ кВт}$$

Бу турбинасының жылулық қуаты:

$$Q_{м.к} = 2 \cdot D_{бак}^{жк} \cdot (i_0^{жк} - i_{к.с}^{жк}) + 2 \cdot (D_{бак}^{жк} + D_{бак}^{тк}) \cdot (i_0^{тк} - i_{к.с}^{тк}) = \\ = 2 \cdot 64,16 \cdot (3438 - 2834) + 2 \cdot (64,16 + 14,16) \cdot (2834 - 151) = 497800 \text{ кВт}$$

Бу турбинасының пайдалы әсер еселеуіші:

$$\eta_{м.к} = \frac{N_{\delta}^{\Delta}}{Q_{м.к}} = \frac{165924}{497800} = 0,333$$

Утилизатор қазанының жылулық қуаты:

$$Q_{у.к} = 2 \cdot D_{бак}^{жк} \cdot (i_0^{жк} - i_{к.с}^{жк}) + 2 \cdot (D_{бак}^{жк} + D_{бак}^{тк}) \cdot (i_0^{тк} - i_{к.с}^{тк}) = \\ = 2 \cdot 64,16 \cdot (3440 - 2845) + 2 \cdot (64,16 + 14,16) \cdot (2845 - 151) = 498300 \text{ кВт}$$

Бу құбырларының пайдалы әсер еселеуіші:

$$\eta_{м.к} = \frac{Q_{м.к}}{Q_{у.к}} = \frac{497800}{498300} = 0,998$$

БҚГ-ның таза пайдалы пайдалы әсер еселеуіші:

$$\eta_{БҚГ} = \frac{N_{БТК}^{\Delta} \cdot (1 - \varepsilon_{о.м.}) + N_{ГТК}^{\Delta} \cdot (1 - \varepsilon_{о.м.})}{B \cdot Q_{м}^{жс} + Q_{ауа}} = \\ = \frac{2 \cdot 109203 \cdot (1 - 0,01) + 165924 \cdot (1 - 0,04)}{2 \cdot 8,929 \cdot 47052 + 6181} = 0,44$$

#### 1.4. Негізгі және көмекші жабдықтар

450 МВт бугазды құрама қуаты 150 МВт бу шығырынан (К-150-7,5), қуаты 160 МВт 2 газ шығырынан (ГТЭ-160) және бу көрсеткіштері  $P_1=7,7$  МПа,  $t_1=519$  °С,  $P_2=0,7$  МПа,  $t_2=270$  °С, бу өндіруліктері  $D_1=242$  т/сағ,  $D_2=56$  т/сағ 2 утилизатор қазанынан (П-90) тұрады.

Қуаты 150 МВт К-150-7,7 бу шығыры  $P_1=7,5$  МПа,  $t_1=517$ ,  $P_2=0,6$  МПа,  $t_2=270$  °С, бу көрсеткіштерімен жұмыс істейді. Бу шығырының негізгі көрсеткіштері 6-кестеде көрсетілген.

1.8-кесте. К-150-7,7 бу шығырының сипаттамасы

№	Көрсеткіш	Мәні
1	Номиналды қуаты, МВт	150
2	Контурлар саны	2
3	Жоғары қысымды будың көрсеткіштері:	
	- қысым, МПа	7,5
	- температура, °С	517
4	Жоғары қысымды будың шығысы, т/сағ	462
5	Жоғары қысымды будың көрсеткіштері:	
	- қысым, МПа	0,6
	- температура, °С	270
6	Төмен қысымды будың шығысы, т/сағ	102
7	Турбинаның құрылмалық схемасы	ЖҚЦ+ТҚЦ
8	Салқындататын судың номиналды шығысы, м <sup>3</sup> /сағ	28000
9	Салқындататын судың есептік температурасы, °С	27
10	Шықтағыштағы будың қысымы, кПа	6
11	Қоректік судың номиналды температурасы, °С	36
12	Турбина салмағы, т	440
13	Шықтағыш салмағы, т	230

Көмекші жабдықтар таңдау есебі:

Бастапқы мәліметтер:

-Жоғары қысымды дағырадағы қысым – 8 МПа;

-Төмен қысымды дағырадағы қысым – 0,7 МПа;

-Жоғары қысымды будың шығысы – 67,22 кг/с;

-Төмен қысымды будың шығысы – 15,55 кг/с;

-Үрлеу шамасы буөндіруліктен – 1%

-Жоғары қысымды будың үздіксіз үрлеу кеңейткішіндегі қысым – 0,6 МПа;

-Төмен қысымды будың үздіксіз үрлеу кеңейткішіндегі қысым – 0,6 МПа;

-Үздіксіз үрлеу кеңейткішінің булық көлемінің кернеуі –  $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;

Үздіксіз үрлеудің кеңейткіштерін таңдау

1. Жоғары қысымды будың үздіксіз үрлеу кеңейткішін таңдау

Үрлеу шамасы:

$$D_{ур}^{жк} = 0,01 \cdot 67,22 \cdot 3,6 = 2,42 \text{ м/сағ}$$

Айыру еселеуіші:

$$K_{ай}^{жк} = \frac{i'_0 \cdot \eta_{ай} - i'_{жк}}{i''_{жк} - i'_{жк}} = \frac{1350 \cdot 0,98 - 670,4}{2756,4 - 670,4} = 0,313$$

Үздіксіз үрлеу кеңейткішінде түзілетін бу мөлшері:

$$D^{жк} = K_{ай}^{жк} \cdot D_{ур}^{жк} = 2,42 \cdot 0,313 = 0,757 \frac{\text{м}}{\text{сағ}}$$

Үздіксіз үрлеу кеңейткішінде түзілетін бу көлемі:

$$V^{жк} = D^{жк} \cdot \vartheta'' = 757 \cdot 0,3 = 227,1 \frac{\text{м}^3}{\text{сағ}}$$

Кеңейткіштің қажетті көлемі:

$$V_{жк} = \frac{n_k \cdot V^{жк}}{H} = \frac{2 \cdot 227,1}{1000} = 0,455 \text{ м}^3$$

СП-0,7 типті үздіксіз үрлеу кеңеткіші таңдалынады.

Корпусының сыртқы диаметрі – 630 мм

2. Төмен қысымды будың үздіксіз үрлеу кеңеткішін таңдау

Үрлеу шамасы:

$$D_{ур}^{mk} = 0,01 \cdot 15,15 \cdot 3,6 = 0,545 \text{ m/cag}$$

Айыру еселеуіші:

$$K_{ай}^{mk} = \frac{i'_6 \cdot \eta_{ай} - i'_{mk}}{i''_{тк} - i'_{тк}} = \frac{697 \cdot 0,98 - 670,4}{2756,4 - 670,4} = 0,00607$$

Үздіксіз үрлеу кеңейткішінде түзілетін бу мөлшері:

$$D_{жк}^{жк} = K_{ай}^{жк} \cdot D_{ур}^{жк} = 0,545 \cdot 0,00607 = 0,0033 \frac{m}{cag}$$

Үздіксіз үрлеу кеңейткішінде түзілетін бу көлемі:

$$V^{mk} = D^{тк} \cdot \vartheta'' = 3,3 \cdot 0,3 = 0,99 \frac{m^3}{cag}$$

Кеңейткіштің қажетті көлемі:

$$v^{тк} = \frac{n_k \cdot V^{тк}}{H} = \frac{2 \cdot 0,99}{1000} = 0,00198 \text{ м}^3$$

К-182482 типті үздіксіз үрлеу кеңеткіші таңдалынады.

Корпусының сыртқы диаметрі – 478 мм

3. Қоректік судың газсыздандырғышын таңдау

Қоректік судың ең үлкен шығысы:

$$D_{к.с.} = (1 + \alpha + \beta) \cdot n \cdot D_{\delta ак}^{жк} + (1 + \alpha + \beta) \cdot n \cdot D_{\delta ак}^{тк} = (1 + 0,01 + 0,01) \cdot 2 \cdot 67,22 + (1 + 0,01 + 0,01) \cdot 2 \cdot 15,55 = 168,85 \frac{кг}{с} = 607,86 \frac{m}{ч}$$

1.9-кесте. ДП-500 типті қоректік судың газсыздандырғышының

сипаттамасы

Типі	Номиналды өндірулік, кг/с	Жұмыстық қысым, МПа	Жұмыстық температура, °С	Көлем, м <sup>3</sup>
ДП-500	220	0,6	158	65

4. Газсыздандырғыштың күбісінің ең аз пайдалы сыйымдылығы:

$$v_{БДП} = \tau_{ен.аз} \cdot \frac{\vartheta \cdot D_{к.с.}}{60} = 3,5 \cdot \frac{1,1 \cdot 607,86}{60} = 39 \text{ м}^3$$

1.10-кесте. БДП-65-1-3 типті газсыздандырғыштың күбісі

Типі	Орнатылған газсыздандырғыш типі	Көлем, м <sup>3</sup>
БДП-65-1-3	ДСП-500М-2	78

### 5. Шықтың сорғыны таңдау

Жұмыстық шықтық сорғының берісі:

$$D_{ш}^{cop} = 1,2 \cdot D_{ш}^{ен\ нн} = 1,2 \cdot (2 \cdot 67,22 + 2 \cdot 15,55) = 198,65 \frac{кг}{с} = 715,13 \frac{т}{сағ}$$

$$D_{ш}^{cop} = D_{ш}^{cop} \cdot \vartheta' = 715130 \cdot 0,001006 = 719,421 \frac{м^3}{сағ}$$

Шықтық сорғының тегеуріні:

$$H_{ш}^{cop} = k \cdot [h_{геом} + 102 \cdot [(P_r - P_{ш}) + \sum h_{шыг}]] = 1,2 \cdot [20 + 102 \cdot (0,6 - 0,006) + 15] = 115 \text{ м}$$

1.11-кесте. КсВ-500-150 типті шықтық сорғысы

Типі	Беріс, м <sup>3</sup> /сағ	Тегеурін, м	Рұқсатты кавитациялық қор, м	Айналу жиілігі, айн/мин	Сорғының ПӘК-і, %	Салмағы, кг
КсВ-500-150	500	150	1,6	1500	75	3800

### 6. Жоғары қысымды қоректік сорғыны таңдау

$$P_{шыг} = P_{даг} + \Delta P_{пк} + \frac{\rho_{cop} \cdot H_{cop}}{102} = 7,9 + 0,58 + 1,05 + 0,414 = 9,944 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{пк} = 0,08 \cdot P_{бак}^{жк} = 0,08 \cdot 7,3 = 0,58 \text{ МПа}$$

$$P_c = P_{кпп} + P_{тр} + P_{эк} = 0,1 + 0,2 + 0,75 = 1,05 \text{ МПа}$$

$$\frac{\rho_{cop} \cdot H_{cop}}{102} = \frac{0,869 \cdot 48,6}{102} = 0,414 \text{ МПа}$$

$$P_{opt} = \frac{P_{шыг} + P_d}{2} = \frac{9,1 + 7,9}{2} = 8,5 \text{ МПа}$$

$$P_{шыг} = P_{даг} + \Delta P_{пк} + P_c = 7,9 + 0,58 + 1,05 = 9,53 \text{ МПа}$$

$$t_{opt} = \frac{t_{даг} + t_{к.с.}}{2} = \frac{295 + 105}{2} = 200 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$P_{opt}, t_{opt} \Rightarrow \vartheta_H = 0,001115 \text{ м}^3 / \text{кг}$$

Сорғыға кірудегі қысым:

$$P_{к\text{і}р} = P_r - \Delta P_c^{к\text{і}р} + \frac{\rho_{cy} \cdot H_{cy}}{102} = 0,6 - 0,1 + \frac{0,909 \cdot 18}{102} = 0,66 \text{ МПа}$$

$$\rho_{cy} = \frac{1}{\vartheta_{cy}} = \frac{1}{0,001115} = 0,909 \text{ т} / \text{м}^3$$

Сорғының есептік қысымы:

$$P_{сop} = P_{шыг} - P_{к\text{і}р} = 9,944 - 0,66 = 9,284 \text{ МПа}$$

Қоректік сорғының шығысы:

$$D_{к.с.} = k \cdot (1 + \alpha + \beta) \cdot D_{к.с.} \cdot \vartheta_{к.с.} = 1,05 \cdot (1 + 0,01 + 0,01) \cdot 2 \cdot 67,22 \cdot 3,6 = 518,35 \text{ м}^3 / \text{сағ}$$

1.12-кесте. ПЭ-580-180 типті қоректік сорғысы

Типі	Беріс, м <sup>3</sup> /сағ	Тегеурін, м	Рұқсатты кавитациялық қор, м	Айналу жиілігі, айн/мин	Сорғының ПӘК-і, %	Салмағы, кг
ПЭ-580-180	500	1975	15	3000	78	10850

7. Төмен қысымды қоректік сорғыны таңдау

$$P_{шыг} = P_{даг} + \Delta P_{пк} + \frac{\rho_{сop} \cdot H_{сop}}{102} = 0,7 + 0,035 + 0,25 + 0,458 = 1,49 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{пк} = 0,08 \cdot P_{бак}^{жк} = 0,05 \cdot 0,7 = 0,035 \text{ МПа}$$

$$P_c = P_{к\text{лп}} + P_{тр} + P_{эк} = 0,1 + 0,15 = 0,25 \text{ МПа}$$

$$\frac{\rho_{сop} \cdot H_{сop}}{102} = \frac{0,962 \cdot 48,6}{102} = 0,458 \text{ МПа}$$

$$P_{opt} = \frac{P_{шыг} + P_d}{2} = \frac{1,035 + 0,75}{2} = 0,893 \text{ МПа}$$

$$P_{шыг} = P_{даг} + \Delta P_{пк} + P_c = 0,7 + 0,038 + 0,25 = 1,035 \text{ МПа}$$

$$t_{opt} = \frac{t_{даг} + t_{к.с.}}{2} = \frac{168 + 105}{2} = 136 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$P_{opt}, t_{opt} \Rightarrow \vartheta_H = 0,00107 \text{ м}^3 / \text{кг}$$

Сорғыға кірудегі қысым:

$$P_{к\text{і}р} = P_r - \Delta P_c^{к\text{і}р} + \frac{\rho_{cy} \cdot H_{cy}}{102} = 0,6 - 0,1 + \frac{0,935 \cdot 11}{102} = 0,601 \text{ МПа}$$

$$\rho_{cy} = \frac{1}{\vartheta_{cy}} = \frac{1}{0,00107} = 0,935 \text{ т} / \text{м}^3$$

Сорғының есептік қысымы:

$$P_{сop} = P_{шыг} - P_{к\text{і}р} = 1,49 - 0,601 = 0,889 \text{ МПа}$$

Қоректік сорғының шығысы:

$$D_{к.с.} = k \cdot (1 + \alpha + \beta) \cdot D_{к.с.} \cdot \vartheta_{к.с.} = 1,05 \cdot (1 + 0,01 + 0,01) \cdot 2 \cdot 15,55 \cdot 3,6 = 119,91 \text{ м}^3 / \text{сағ}$$

1.13-кесте. ПЭ-150-63 типті қоректік сорғысы

Типі	Беріс, м <sup>3</sup> /сағ	Тегеурін, м	Рұқсатты кавитациялық қор, м	Айналу жиілігі, айн/мин	Сорғының ПӘК-і, %	Салмағы, кг
ПЭ-150-63	150	700	5	3000	70	2140

1.14-кесте. Көмекші жабдықтардың түрі мен саны

№	Жабдық	Типі	Саны
1	Жоғары қысымды дағыраның үздіксіз үрлеуінің кеңейткіші	СП-0,7	2 (1 резерв)
2	Төмен қысымды дағыраның үздіксіз үрлеуінің кеңейткіші	К-182482	2 (1 резерв)
3	Қоректік су газсыздандырғышы	ДП-500М	2 (1 резерв)
4	Газсыздандырғыштың күбісі	БДП-65-1-3	2 (1 резерв)
5	Шықтық сорғы	КсВ-500-150	2 (1 резерв)
6	Жоғары қысымды қоректік сорғы	ПЭ-580-180	2 (1 резерв)
7	Төмен қысымды қоректік сорғы	ПЭ-100-63	2 (1 резерв)



1.15-кесте. П-90 утилизатор қазанының сипаттамасы

№	Көрсеткіш	Мәні
1	Жоғары қысымды будың көрсеткіштері:	
	- қысым, МПа	7,7
	- температура, °С	519
2	Жоғары қысымды буөндірулік, т/сағ	242
3	Төмен қысымды будың көрсеткіштері:	
	- қысым, МПа	0,6
	- температура, °С	273
4	Төмен қысымды буөндірулік, т/сағ	56
5	Қыздыру беттерінің көлденең адымы, мм	72
6	Қыздыру беттерінің бойлық адымы, мм	82
7	Қыздыру беттерінің құбырларының ішкі диаметрі, мм	32

1.16-кесте. ГТЭ-160 газ шығырының сипаттамасы

№	Көрсеткіш	Мәні
1	Турбина алдындағы газ температурасы, °С	1060
2	ISO бойынша генератор шығыстарындағы қуат, МВт	159
3	ISO бойынша газ турбиналы қондырғының пайдалы әсер еселеуіші, %	34,4
4	Генератор шығыстарындағы қуат, МВт (сыртқы ауа температурасы $t=+15$ °С кезінде)	157
5	Газ турбиналы қондырғының ПӘК-і, % (сыртқы ауа температурасы $t=+15$ °С кезінде)	34,1
6	Сығымдағыштағы қысым көтеру дәрежесі	11,3
7	Сығымдағыштан кейінгі ауа температурасы, °С	345
8	Отын шығысы, кг/с ( $Q_p^H=47313$ кДж/кг)	8,3

9	Турбинадан кейінгі газдар шығысы, кг/с	509
10	Турбинадан кейінгі газдар температурасы, °С	554
11	NO <sub>x</sub> қалдықтары (O <sub>2</sub> болуы 15% кезінде), мг/м <sup>3</sup>	50
12	Шу деңгейі, дБ:	
	- басқару қалқанында - газ турбинынан 1 м қашықтықта	80 91-95
13	Турбина салмағы, т	295
14	Турбина өлшемдері, мм	
	- ұзындығы	18100
	- ені	12500
	- биіктігі	7500
15	Біліктер саны	1
16	Турбинадағы сатылар саны	7
17	Сығымдағыштағы сатылар саны	15
18	Ротордың айналу жиілігі, айн/мин	3000
19	Буөндіргіш типі	Утилизациялық
20	Қосу схемасы	2 ГТҚ + 1 БТҚ
21	Бугазды қондырғы құрамындағы ГТҚ қуаты, МВт	2x157
22	Бугазды қондырғы құрамындағы БТҚ қуаты, МВт	150
23	Бугазды қондырғының жалпы қуаты, МВт	464
24	Бугазды қондырғының пайдалы әсер еселеуіші, %	51,7

### 1.5. Техникалық сумен қамдау жүйесі

Берілген жобада сумен қамдау жүйесінің көзі болып артезиандық скважина болып табылады және жүйе айналымды болып келеді.

Айналымды жүйеде су салқындатқыш болады. Оның қызметін берілген жобада табиғи тартуы бар қарсы ағынды градирнялар орындайды.

Айнымалы сорғының қысымы градирняның қарсы ағынды оросителді қондырғысына турбинаның шықтағыштарындағы салқындатылатын су қыздырылып келеді. Градирняның су таратқыш жүйесі болады, онда шашыратқыш ретінде шағылысатын пластмассалы саптамаларды қолданған жөн, олардың шығу саңылауы 40 мм-ден төмен болмауы керек. Қысымы 15-18 МПа-ға тең су оросителді астында жаңбыр түрінде шашыратылады және оның асбестоцементтік беттеріне ағады. Оросителді қондырғылар бөлек бір бөлімге жинақталған, темір-бетон жинағынан екі деңгейлі (2x1200 мм) және беттерінің өлшемдері 1600x1200x6 мм қалқандарда орналасқан. Жатық бойынша беттердің ара қашықтығы 25 мм болады.

Оросителдің қабырғасынан ағаиын сулық қабықша терезелер арқылы оросителді қондырғыға кіретін ауамен жанасқан және булану әрекетінен салқындатылады.

Мұнара темір-бетонды гиперболоидтық пішінде жасалған. Салқындатылған су су жинағыш бассейнге ағады, одан турбинаның шықтағышына қайта берілуі үшін айналмалы сорғылар температурасы арқылы жетеді. Оросителді қондырғыға су 9-18 м биіктікке беріледі, ал су жинағыш бассейнің тереңдігі 2 м болады.

Градирняның негізгі өлшемі – оросителді қондырғының ауданы (жатық қимасындағы). Қазіргі ірі градирняларда ол 4000-6400 м<sup>2</sup> құрайды. Шашырату ауданы 9400 м<sup>2</sup> өте қуатты градирня жобасы жасалынған. Тартулық мұнараның шығу диаметріне 43, 55, және 73 сәйкесінше биіктігі 90, 110 және 150 м болады.

Градирняның жұмысының басты көрсеткіші болып шашырату тығыздығы болып табылады, қазіргі кездегі табиғи тартуы бар қарсы ағынды градирнялардың тығыздығы 9-10 м<sup>3</sup>/(м<sup>2</sup>·сағ), нәтижесінде градирня арқылы

шашыратудың жалпы ауданы 4000, 6400 және 9400 м<sup>2</sup> арқылы салқындату үшін 30, 52 және 100 мың м<sup>3</sup>/сағ сәйкесінше айналмалы суды беруге болады.

Градирнядағы су булану нәтижесінде салқындатылады. Буланатын ылғалдың мөлшері ағындық жылу алмастырғыштың есебімен 1,5-2% құрайды. Нәтижесінде қосымша судың химиялық өңдеуін қолданады немесе айналу жүйесінің үрлеуін іске асырудың жіберілген шекті мәніндегі тұз концентрациясын ұстап тұру үшін айналма судың буланудағы тұз құрамы өседі. Оросителде балдырларды жою үшін айналма суды хлорлайды.

Градирняның қолданысына әсіресе қысқы мерзімде көп көңіл бөлінеді, себебі салқындатылатын судың шығысы үш есеге дейін төмендетіледі және ауаның кіру терезесінде кату қауіптілігі туады. Бұндай жағдайларды болдырмау үшін кіретін ауалық терезелерді қалқандармен жабудан басқа градирняларды шашырату ауданымен бөлу тәсілі қолданылады. Градирнядағы ең жақсы нәтиже турбина шықтағыштарынан концентрациялық шығыршық аймақтарына судың берілуі. Қыс кезінде жылы су градирняның қатып қалуынан сақтау үшін перифериялық аймаққа беріледі.

Градирняларда бөліктік ағаш пластиналы жапқыштардан тұратын су ұстағыштар қондырылған. Бұл шаралар мұнаралық тартулардағы ылғалдың гравитациялық айырғышымен қатар градирнядан тыс әкетілуін төмендетеді.

Градирнямен техникалық сумен қамдау сұлбесі МАЭС бас тұрқының машина залының негізгі кірерінде орналасқан орталық сорғылық станцияны қарастырады. Салқындатылған су градирнядан кейін темір бетонды каналдармен өздігінен ағып айналма сорғының кірісіне келеді.

Олардың қондырғысы құйын үстіндегі жұмысты қамтиды. Шықтағыштардың құбырлық жүйесінде қақ түзілмеу үшін айналма суды қышқылдап оған гексаметафосфат ерітіндісін қосады. Сорғылы станцияларда судың қысымын 2-2,5 МПа жеткізетін ортадан тепкіш сорғылар және остік тік сорғылар қолданылады. Сонымен қоса бұл жерде станцияның көмекші

жабдықтарын және май-газ салқындатқыштарын техникалық сумен салқындату үшін төменгі берісті қосымша сорғылар қондырылған (көбіне қыс мезгілінде жүйедегі судың қысымы төмендеген жағдайда).

### **1.6. МАЭС отын шаруашылығы**

Отын шаруашылығы электр станцияға келетін отынды ішкі тасымалдау және дайындау, сақтау, есепке алу үшін қызмет етеді. Газ отынында жұмыс істейтін электр станцияда ең қарапайым және арзан отын шаруашылығы болады.

Табиғи газ 0,7-1,3 МПа қысымымен газтартқыш станция арқылы газ құбырының бас жолынан жер астылық құбырлармен өндірілген жерінен электр станцияға беріледі. Оттықтықтарда 0,1-0,2 МПа деңгейінде газдың артықтық қысымы болады. Бұл мақсат үшін МАЭС аумағындағы бөлек ғимаратта орналасқан газреттегіш қондырғы қызмет етеді. ГРҚ сенімді желдеткішпен және жарылысқа қауіпсіздік шараларымен қамтылған. ГРҚ газ тазалауға арналған сүзгілермен, "өзінен кейінгі" газ қысымын автоматты түрде реттейтін реттегіштермен, газдың шығысын және қысымды өлшегіш аспаптармен, жапқыш құралмен, сақтандырғыш қақпақшалармен және үрлегіш "шырақтармен" жабдықталған.

Берілген МАЭС-те негізгі отын газ болып табылады, сондықтан ГРҚ өндірулігі барлық жұмыс істеп тұрған газ турбиналары оттықтарының максималды газ шығысына есептеледі. ГРҚ дейінгі және кейінгі газ құбырларында электр жетекті ысырма бар. ГРҚ негізгі элементі - газ қысымын "өзінен кейінгі" реттеуші қақпақша болып табылады. Газдың қысымын жоғарылатпау үшін реттеуші қақпақшадан кейін сақтандырғыш қақпақша қойылады.

ГРҚ-да газ құбырларының жұмыстық түйіндері, газды аз қолданғанда іске қосылатын аз шығысты түйіндері, қолдың көмегімен басқарылатын қосалқы түйін бар. Жұмыстық түйіндерде және аз шығынды түйіндерде

"өзінен кейінгі " тәсілімен әсер ететін сақтандырғыш реттегіштер және қысымның автоматты реттегіштері қондырылады. Сақтандырғыш реттегіштер жұмыстықпен салыстырғанда жоғары қысымға сәйкестендіреді және есептік диапозонда жұмыс істегенде толығымен ашық болады.

ГРҚ аумағында және газ турбины оттықтарына дейін газ құбырлары жердің үстімен жүргізіледі. Әрбір ГРҚ-дан газ турбины оттықтарының бөліміне және одан оттықтарға газ беру бір түйінді болып орындалады. Газдық біріктіріме газ турбины оттықтарының бөлімі ғимаратынан тыс салынады.

Газдық құбырларды газбен толтыру кезінде тастанды шырақтар арқылы барлық ауа шыққанша газбен үрленуі тиіс, ал газдан босатылуы кезінде барлық газ шыққанша ауамен үрленуі тиіс. Бұл талаптар табиғи газдың ауадағы көлемдік концентрациясы 0,05 – 0,15 (5-15%) кезінде жарылғыш қоспалар түзілу себебіне байланысты орындалады. Тастанды шырақтардан газ оның тұтануына мүмкіндік болмайтын және ғимаратқа келе алмайтын жерге жіберіледі.

Әрбір газ турбинының оттығы үшін газ құбыры келесі құралдармен қамтамасыз етілген: жабық ысырмамен, шығын өлшегіш шайбамен, газ шығысын реттегішпен, тез әсер ететін импульсті қақпақшамен. Газ құбырларына тек қана болат құралдар ғана қондырылады.

ГРҚ-дан бастап газ турбинының оттығы бөліміне дейін газ құбырлары эстакада бойынша салынады және жылулық оқшаулағышпен жабылады.

Электр станциядағы газдық жабдықтарын пайдалану Мемқалтехбақылаудың "газ шаруашылығындағы қауіпсіздік сақтау ережелері" негізі бойынша жүргізіледі. Электр станцияда күнделікті барлық газқұбырлары және құрылғылары сыртқы белгілері бойынша ағындының болуы тексеріледі, сондай-ақ газдың мүмкін болатын ағатын жерлерін сабын ерітіндісімен майлау арқылы да тексеріледі.

### **1.7. Станцияның бас жобасы және бас тұрқының үйлестірілуі**

Ақтөбелік МАЭС-ның бас тұрқысының құрамына техникалық сумен қамдау жүйесі, жаласқан темір бетонды жолдар және көлікжолдары, ЛЭП шығысы, жылуөткізгіштер және отын қоймасы кіреді.

Басты жобадағы станцияның ғимараттарын орналастырудың негізі жел күшінің бағыты, яғни "жел раушаны". Градирняның орналасу аймағы ашық таратқыш қондырғының жел жағында болады, себебі қыс кезінде желілердің үзілмеуінен және қатып қалудан сақтайды.

МАЭС бас тұрқысына барар жол негізгі қабырға жағынан орындалған. Сонда МАЭС аймағына кіру және орталық өту жолы арқылы кіреді, сонымен бірге жабық өтетін галереяның бас тұрқысымен байланысқан қызметтік және біріккен көмекші тұрқы орналастырылған.

Бас жобада ғимараттар мен құрылыстар арасында өрт сөндіруі мен өту жолдары қарастырылған.

Ақтөбелік МАЭС аумағында негізгі ғимараттар орналасқан:

- Бас ғимарат
- Әкімшілік ғимарат
- Отын шаруашылығы
- Техникалық сумен қамдау жүйесі
- Тазартқыш ғимараты

Станцияның бас тұрқысы климаттық шарттарды ескереді және негізгі және қосымша жабдықтардың жабық қондырғысымен жасалған. Ол типтік құрылымдарды қолданып темір бетон жинағынан құрылған. Турбиналық цех жүккөтергіштігі 130/25 тонна болатын екі мосттық крандармен қызмет етіледі. Бу өндіргіштің түтін газдарының шығуы 120 м бір мұржа арқылы іске асады

### **3. Өмір тіршілігі қауіпсіздігі**

#### **3.1. Кәсіпорынның экологиялық паспорты**

Отын жағу, жұмыстық ортаны дайындау және бугазды электрстанцияның қондырғыларын пайдалану қалдық түзілумен байланысты болады, ал қалдықтар қоршаған ортаға келесі негізгі бағыттар бойынша әсер етеді:

- Энергия өндірудің технологиялық құбылысы кезінде түзілген химиялық ластануларды тастаудың мен қалдықтардың бар болуы;
- Су ресурстарын пайдалану;
- Электрстанция салу үшін территорияны алу

Газ орнының территориясында МАЭС салудың қоршаған ортаға әсер етуінің талдауы келесілерді көрсетеді:

➤ Өндіріс аумағы Жаңажол газ орнының атмосферасын ластау шарты бойынша  $\text{NO}_x=25 \text{ мг/м}^3$  және  $\text{CO}=10 \text{ мг/м}^3$  деңгейінде болуын қамтамасыз еткен жағдайда МАЭС-ны салуға болады, себебі зиянды заттардың ең жоғарғы жергілікті концентрациясы өндіріс аумағы үшін шекті мүмкін концентрация мәнінен аспайды.

➤ МАЭС-ны салу жақын маңайдағы тұрғылықты мекендердің атмосфералық ауасына әсер етуі мүмкін емес, себебі МАЭС-ы біршама алыс орналасқан.

Электр энергиясын өндіруге газды тиімді пайдалану газ орны территориясына экологиялық әсерді біршама төмендетуге мүмкіндік береді: 100 млн.  $\text{м}^3$  табиғи газды пайдаланғанда қалдықтардың жалпы төмендеуі жылына 1,5 мың тонна болады.

#### **3.2. Өндірістегі еңбек шарттарын талдау**

Жылуэнергетикалық өндірістік құбылыстар мен жеке жылуқуштік қондырғыда орындалатын жұмыстар үшін келесі зиянды өндірістік факторлар болады: жұмыс аймағы ауасының жоғары



деңгейде шаңдануы мен газданылуы; қондырғы бетінің және жұмыс аймағы ауасының жоғары ыстықтығы; жұмыс орнындағы шу мен дірілдің жоғары деңгейі; жоғары ылғалдылық және ауа қозғалысы; жұмыс орнының жеткіліксіз жарықтандырылуы; жоғары өртқауіптілігі.

Қызмет көрсетуші персоналды жылу әсерінен қорғау үшін артық жылу сәулесі азайтылуы тиіс, ал артық жылу жойылуы керек. МАЭС-да сәулелік және жылу энергиясынан қорғайтын келесідей әдістер қолданылады:

1) Ыстық және сәулелену беттерін жылу оқшаулағышпен қаптау, яғни жылу өткізгіштігі аз материалдармен қаптау. Санитарлық нормаларға сәйкес құбырлардың жылу оқшаулағышының ыстықтығы 37 °С-дан аспауы керек.

2) Сәуле көздерін жылуды жұтатын және кері қайтаратын материалдармен қалқандау, бұл материалдар сәуле энергиясын сәуле көзіне қарай кері қайтаратын қағидамен жұмыс істейді.

3) Ауалық булықтандыру және желдету. Келесі желдеткіш жүйелері қолданылады:

а) артық жылуды жою үшін табиғи жалпы алмасу;

б) ыстық цехтардағы жұмыс орындарына суытылған ауаны беретін жергілікті ағынды;

в) жоғары қауіпті қоспаны ұстайтын және жұмыс аймағына таза ауаны беретін ағындымен қосылған жергілікті тартатын.

4) Демалу бөлмелерін пайдалану, және қолайсыз ыстықтық жағдайында жұмыс істеу уақытын шектеу.

5) Сақтандырғыш киімдерді, аяқ киімдерді, және бас киімдерді қолдану.

Шаң, зиянды аэрозольдер, газдар, булары жоқ ауа адамның қалыпты тіршілігі үшін маңызды болып табылады.

Ауаның ластануымен күресудің ең тиімді әдісі болып зиянды заттардың пайда болатын көзінде зиянды заттардың шығуын азайту болып табылады:

а) Ошақты, газ жолдарын, тасымалдағыштарды, шнектерді сенімді герметизациялау;

б) Сиретулікпен жұмыс істейтін қондырғы, газ дайындау және беру жолында кірістірілген жергілікті шаңсоруды қолданылады;

в) Токсикалық заттар токсикалық емес заттарға ауыстырылады;

г) Технологиялық құбылыстар механизациялау және автоматизациялау;

д) Бөлмелерді желдету;

е) Сонымен қоса демалу органдарын қорғау үшін жеке қорғағыш заттар қолданылады: респираторлар, фильтрлейтін противогаздар.

МАЭС-те көптеген діріл қарқынды шу бар. Шу және діріл адамды шаршатады, жұмысқабілеттілігін және еңбек өнімділігін төмендетеді, ал ұзақ уақыт әсер еткенде организмнің ауруына әкеп соғады, сондықтан жұмыс орындарында шу мен дірілді төмендету ең маңызды мәселелердің бірі болып табылады.

Шуды төмендету үшін келесі шаралар қолданылады:

а) шу көзінің шуын төмендету, бұл ең тиімді жол шара болып табылады: машиналар мен агрегаттардағы шестернялардың ілінісуіндегі қателіктерді жою, айналатын элементтерге балансировка жасау, қажалатын беттерді майлау;

б) дыбысоқшаулағыш кедергілер және шу өшіргішгіштер көмегімен шуды төмендету;

в) санитарлы-қорғау аймағын жасылдандыру және рационалды жоба жүргізу;

г) жұмыс орындарын дыбысжұтқыш материалдар (минералды мақта) көмегімен акустикалық өңдеу;

д) шулы цехтарда персоналдың құлақкиерлерді қолдануы.

Дірілдің әсері адамның нервтік жүйелеріне, бұлшықеттеріне, сүйектеріне, көздеріне, естуіне кері әсер тигізеді. Дірілдің ұзақ уақыт әсер етуі емделуге қиын діріл ауруына әкеліп соғуы мүмкін, ол кезде адам организмінің физиологиялық функциялары бұзылады. Әсіресе адам денесінің және органдарының жиілігіне (6-9 Гц), қолдарының жиілігіне (30-80 Гц) жақын дірілдер өте зиянды болып келеді. Дірілдеткіш талапты нормалары 120-102 дБ орнатылған. Бұл нормалар дірілдің 4-8 сағат әсер ету уақытына қойылған, егер 4 сағаттан кем әсер етсе, онда нормаларды 1,4 есе көбейтуге болады. Діріл әсерлерінен қорғау болып дірілді толығымен жою немесе егер дірілді жою техникалық себептерге байланысты мүмкін болмаса, онда дірілді шекті мүмкін деңгейге дейін төмендету болып табылады. Дірілмен күресудің келесідей әдістері қолданылады: айналатын бөлшектердің статикалық және динамикалық балансировкаларының бірқалыпсыздығын жою азайту, жүйенің белгілі нүктелеріне қосымша бөлшектерді енгізу; сенімді тіректер мен байланыс аралықтарын қолдану; машинадағы барлық байланыстық және өткізгіштік түйіндерін майлау; дірілдің тербелмелі энергиясын инерциялық және қатаң кедергілеу арқылы азайтатын дірілжүту қондырғысын пайдалану. Бұл үшін жеке фундаменттер салмағын көбейтеді, қатаңдық қырлары көмегімен жүйе қатандығын арттырады. Діріл көзінен фундаментке, еденге, жұмыс орнына берілетін дірілді азайтуға дірілоқшаулағыш пайдаланылады. Бұл үшін діріл таралатын жолға дірілоқшаулағышты орнатады – резина, болат пружинасынан жасалынған қондырғы.

Мемлекеттік бақылау ережелері мен санитарлық нормаларға сәйкес бөлмелер жеткілікті күндізгі жарықпен қамтамасыздандырылған, ал түнгі уақытта және күндізгі жарық көзі түспейтін жерлерде электрлік жарықтандырумен қамтамасыздандырылған. Дұрыс жобаланған, санитарлық нормалардың талаптарына сәйкес келетін жарықтандыру адамдарға оң

психологиялық әсерін тигізеді, көру органдарының жұмысына тиімді жағдай жасайды, соның нәтижесінде еңбек қауіпсіздігін жоғарлатады. МАЭС-ның бөлмелерінде жарықтандыру келесідей болады:

300 лк – басқару пульті, қазандардағы, қосымша қондырғылардағы, жылу қалқандарындағы өлшеу құралдары;

100 лк – қазандардың, электр бөлмелерінің алдыңғы шебі;

50 лк – қазандардан кейінгі өтулер, қызмет көрсету алаңдары;

5 лк – қазандардың, қондырғылардың және т.б. баспалдақтары.

Нормаларда көрсетілген жарықтандыру сапасының талаптарына сәйкес келесілер қарастырылған:2

а) жұмыстық беттерде және көру аймағында жарықтың біркелкі таралуы және өткір көлеңкелердің болмауы;

б) көру аймағында тік және шағылған жылтырдың болмауы;

в) жарықтандырудың уақыт бойынша бірқалыпты болуы;

г) жарық ағынының тиімді бағытталуының қамтамасыз етілуі;

д) жарықберуді талап ететін көру жұмыстарында табиғи спектрге жақын жарық спектрі бар жарықтандыру болу керек.

### **3.3. Ауадағы зиянды қалдықтардың таралуын есептеу және санитарлы-қорғау аумағының класын таңдау**

Ауадағы зиянды қалдықтардың таралуы бірнеше факторларға байланысты: ауаның өз күйі, көзінің биіктігі, қалдықтардың салмағы, жер бедері және т.б.

Газауалық қоспаның дөңгелек ернеуі бар бір нүктелік көзден қолайсыз метеорологиялық жағдайларда бөлінуі кезіндегі зиянды заттардың көзден  $x_m$ , м қашықтықтағы жергілікті концентрациясының ең жоғарғы мәні мына кейіптемемен анықталады:

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot t \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}$$

Мұндағы А – атмосфераның температуралық стратификациясына тәуелді еселеуіш: Қазақстан үшін А=200;

М – бірлік уақытта атмосфераға тасталынатын зиянды заттардың салмағы;

F – зиянды заттардың ауадағы тұну жылдамдығын ескеретін өлшемсіз еселеуіш; F=1 – газ тәрізді заттар үшін; қалдықтарды тазалаудың орташа эксплуатациялық еселеуіші 90%-дан жоғары болғанда – F=2; 75-90% болғанда – F=2,5; 75%-дан төмен және тазалау болмаған кезде – F=3;

m, n – қалдық көзінің ернеуінен газуалық қоспаның шығу жағдайларын ескеретін еселеуіш;

η – жер бедерінің әсерін ескеретін өлшемсіз еселеуіш; тегіс немесе 1 км қашықтықтағы биіктік құламасы 50 м-ден аспаған жағдайда η=1;

H – қалдық көзінің жер деңгейінен биіктігі;

ΔT – тасталынатын газуалық қоспаның температурасы T<sub>Г</sub> мен қоршаған орта ауасының температурасы T<sub>В</sub> арасындағы айырмашылық, °C;

V<sub>1</sub> – газуалық қоспаның шығысы, м<sup>3</sup>/с, келесі кейіптемемен анықталады:

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot w_0,$$

мұндағы D – қалдық көзі ернеуінің диаметрі, м;

w<sub>0</sub> – газуалық қоспаның қалдық көзі ернеуінен шығуының орташа жылдамдығы, м/с.

m және n еселеуіштерінің мәндері f, v<sub>м</sub>, v<sub>м</sub>' және f<sub>с</sub> параметрлеріне байланысты анықталады:

$$f = 1000 \cdot \frac{w_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{15^2 \cdot 6}{120^2 \cdot 105} = 0,893;$$

ΔT = T<sub>Г</sub> - T<sub>В</sub> = 145 - 40 = 105°C;

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot w_0 = \frac{3,14 \cdot 6^2}{4} \cdot 15 = 424 \frac{M^3}{c};$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{424 \cdot 105}{120}} = 4,67;$$

$$v'_m = 1,3 \cdot \frac{w_0 \cdot D}{H} = 1,3 \cdot \frac{15 \cdot 6}{100} = 0,975;$$

$$f_e = 800 \cdot (v'_m)^3 = 800 \cdot 0,975^3 = 741.$$

m еселеуіші f параметріне байланысты келесі кейіптемемен анықталады:

$f < 100$  болғанда

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,893} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,893}} = 0,916$$

n еселеуіші  $f < 100$  болғанда  $v_m$  параметріне байланысты келесідей анықталады:

$v_m \geq 2$  болғанда  $n = 1$

Түтін мұржасының биіктігі келесі кейіптемемен анықталады:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{ПДК_{NO_2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V_1 \cdot \Delta T}}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 241 \cdot 1 \cdot 0,916 \cdot 1}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{424 \cdot 105}}} = 121 \approx 120 \text{ м}$$

мұндағы z – түтін мұржасының саны.

Зиянды заттардың жергілікті концентрациясының ең жоғарғы мәні:

$$C_M = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 241 \cdot 1 \cdot 0,916 \cdot 1 \cdot 1}{120^2 \cdot \sqrt[3]{424 \cdot 105}} = 0,0865 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Қалдық көзінен қоланыс метеорологиялық жағдайларда жергілікті концентрация  $c_m$ , мг/м<sup>3</sup>, өзінің ең жоғарғы мәніне жететін  $x_m$ , м, ара қашықтықты келесі кейіптемемен анықталады:

$$x_m = \frac{5 - F}{4} \cdot d \cdot H = \frac{5 - 1}{4} \cdot 19,2 \cdot 120 = 2304 \text{ м},$$

мұндағы өлшемсіз еселеуіш d  $f < 100$  болғанда келесі кейіптемемен анықталады:

$$v_m > 2 \quad d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{4,67} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{0,893}) = 19,2$$

болғанда

Зиянды заттардың жергілікті концентрациясы  $c_m$  ең үлкен мәнге жететін флюгер деңгейінде (көбіне жер деңгейінен 10 м қашықтықта),  $f < 100$  болған жағдайдағы қауіпті жылдамдықтың мәні келесі кейіптемемен анықталады:

$$v_m > 2 \text{ болғанда } u_m = v_m \cdot (1 + 0,12 \cdot \sqrt{f}) = 4,67 \cdot (1 + 0,12 \cdot \sqrt{0,893}) = 5,2 \frac{M}{c}$$

Желдің қауіпті жылдамдығы  $u_m$  кезінде атмосферадағы қалдық факелы осі бойынша қалдық көзінен әртүрлі  $x, m$ , ара қашықтықтағы зиянды заттардың жергілікті концентрациясы келесі кейіптемемен анықталады:

$$c = s_1 \cdot c_m,$$

мұндағы  $s_1$  – өлшемсіз еселеуіш, бұл шама  $F$  еселеуіші мен  $x/x_m$  қатынасына байланысты келесі кейіптемелермен анықталады:

$$x/x_m \leq 1 \text{ болғанда } s_1 = 3 \cdot (x/x_m)^4 - 8 \cdot (x/x_m)^3 + 6 \cdot (x/x_m)^2;$$

$$1 < x/x_m \leq 8 \text{ болғанда } s_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot (x/x_m)^2 + 1}$$

$F \leq 1,5$  және  $x/x_m > 8$  болғанда

$$s_1 = \frac{x/x_m}{3,58 \cdot (x/x_m)^2 - 35,2 \cdot (x/x_m) + 120}$$

$$x/x_m = 0,5 \quad s_1 = 3 \cdot (0,5)^4 - 8 \cdot (0,5)^3 + 6 \cdot (0,5)^2 = 0,6875$$

$$c_1 = 0,6875 \cdot 0,0865 = 0,0595 \text{ мг/м}^3$$

$$x/x_m = 1 \quad s_1 = 3 \cdot (1)^4 - 8 \cdot (1)^3 + 6 \cdot (1)^2 = 1$$

$$c_1 = 1 \cdot 0,0865 = 0,0865 \text{ мг/м}^3$$

$$x/x_m = 3 \quad s_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot (3)^2 + 1} = 0,5207$$

$$c_1 = 0,5207 \cdot 0,0865 = 0,045 \text{ мг/м}^3$$

$$x/x_m = 6 \quad s_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot (6)^2 + 1} = 0,4414$$

$$c_1 = 0,4414 \cdot 0,0865 = 0,0382 \text{ мг/м}^3$$

$$x/x_M=8 \quad s_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot (8)^2 + 1} = 0,1212$$

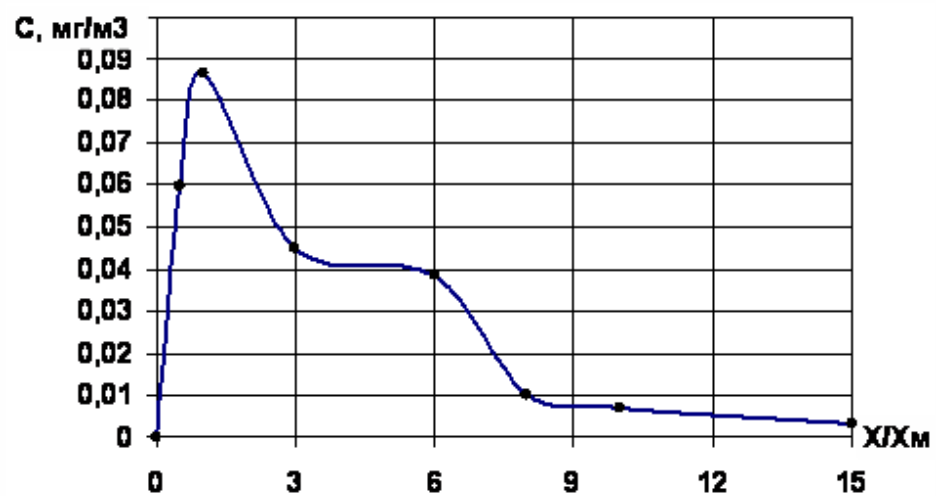
$$c_1 = 0,1212 \cdot 0,0865 = 0,0104 \text{ мг/м}^3$$

$$x/x_M=10 \quad s_1 = \frac{10}{3,58 \cdot (10)^2 - 35,2 \cdot (10) + 120} = 0,079$$

$$c_1 = 0,079 \cdot 0,0865 = 0,0068 \text{ мг/м}^3$$

$$x/x_M=15 \quad s_1 = \frac{15}{3,58 \cdot (15)^2 - 35,2 \cdot (15) + 120} = 0,038$$

$$c_1 = 0,038 \cdot 0,0865 = 0,0033 \text{ мг/м}^3$$



Өнеркәсіптердің санитарлы-қорғау аумағының шекарасын келесі кейіптеме арқылы анықтайды:

$$L = L_0 \cdot \frac{P}{P_0}, \quad P_0 = \frac{100}{8} = 12,5\%.$$

мұндағы  $L$  (м) – санитарлы-қорғау аумағының есептік өлшемі;  $L_0$  (м) – зиянды заттардың концентрациясы ШМК-нан асатын берілген бағыттағы аймақ учаскесінің есептік өлшемі;  $P$  (%) – қарастырылып отырған румбаның жел бағытының орташа жылдық қайталануы;  $P_0$  (%) – шеңберлік жел раушаны кезіндегі бір румбаның жел бағытының қайталануы; сегіз румбалы жел раушаны кезінде

$$\frac{x}{x_M} = 1,3; \quad L_0 = 1,3 \cdot x_M = 1,3 \cdot 2304 = 2995 \text{ м}$$



$$\text{Солтүстік: } L^c = L_0 \cdot \frac{P^c}{P_0} = 2995 \cdot \frac{7}{12,5} = 1677 \text{ м}$$

$$\text{Батыс: } L^б = L_0 \cdot \frac{P^б}{P_0} = 2995 \cdot \frac{10}{12,5} = 2396 \text{ м}$$

$$\text{Оңтүстік: } L^o = L_0 \cdot \frac{P^o}{P_0} = 2995 \cdot \frac{12}{12,5} = 2875 \text{ м}$$

$$\text{Шығыс: } L^ш = L_0 \cdot \frac{P^ш}{P_0} = 2995 \cdot \frac{14}{12,5} = 3354 \text{ м}$$

$$\text{Солтүстік-Батыс: } L^{cб} = L_0 \cdot \frac{P^{cб}}{P_0} = 2995 \cdot \frac{8}{12,5} = 1917 \text{ м}$$

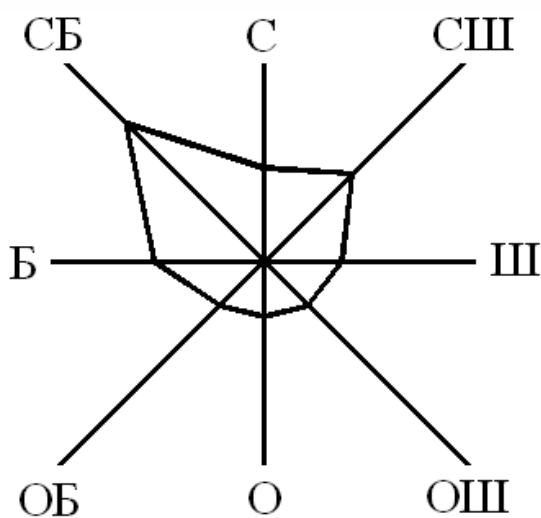
$$\text{Оңтүстік-Шығыс: } L^{ош} = L_0 \cdot \frac{P^{ош}}{P_0} = 2995 \cdot \frac{25}{12,5} = 5990 \text{ м}$$

$$\text{Оңтүстік-Батыс: } L^{об} = L_0 \cdot \frac{P^{об}}{P_0} = 2995 \cdot \frac{16}{12,5} = 3834 \text{ м}$$

$$\text{Солтүстік-Шығыс: } L^{су} = L_0 \cdot \frac{P^{су}}{P_0} = 2995 \cdot \frac{8}{12,5} = 1917 \text{ м}$$

Санитарлы-қорғау аумағының I класы таңдалады (1000-2000 м және одан аса).

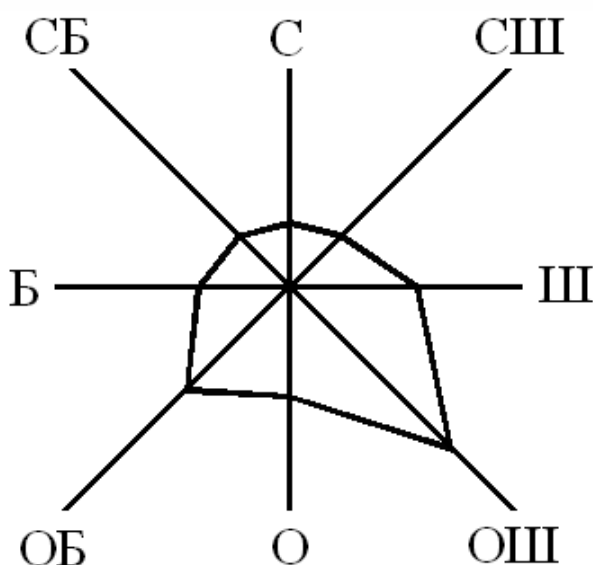
### Жел раушаны



Ақтөбе қаласы

Жел бағыты	Жел бағытының қайталануы, %
Солтүстік	12
Батыс	14
Оңтүстік	7
Шығыс	10
Солтүстік-Батыс	25
Оңтүстік-Шығыс	8
Оңтүстік-Батыс	8
Солтүстік-Шығыс	16

### Санитарлы-қорғау аумағы



Ақтөбе қаласы	
Жел бағыты	Санитарлы-қорғау аумағының шекарасы, м
Солтүстік	1677
Батыс	2396
Оңтүстік	2875
Шығыс	3354
Солтүстік-Батыс	1917
Оңтүстік-Шығыс	5990
Оңтүстік-Батыс	3834
Солтүстік-Шығыс	1917

### 3.4. Атмосфераға қалдықтарды тастауды есептеу және оларға төлемдерді анықтау

Газтурбиналы қондырғылардан жұмыс жасап болған газдармен атмосфераға шығатын  $\text{NO}_x$  азот оксидтерінің  $\text{NO}_2$ -ге келтірілген қосынды мөлшерін  $M_{\text{NO}_2}$  келесі кейіптемемен анықталады:

$$M_{\text{NO}_2} = C_{\text{NO}_2} \cdot V_{\text{CT}} \cdot B \cdot k_{\text{П}},$$

мұндағы  $C_{\text{NO}_2}$  – жұмыс жасап болған газдардағы азот оксидтерінің  $\text{NO}_2$ -ге келтірілген концентрациясы;

$V_{\text{CT}}$  – турбинадан кейінгі құрғақ түтін газдарының көлемі, отынның  $\text{м}^3/\text{кг}$ , келесі кейіптемемен анықталады:

$$V_{\text{CT}} = (V_{\text{Г}}^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0) + (\alpha_{\text{OT}} - 1) \cdot V_{\text{B}}^0,$$

мұндағы  $V_{\text{Г}}^0$  – газдардың теориялық көлемі, отынның  $\text{м}^3/\text{кг}$ ;

$V_{\text{B}}^0$  – ауаның теориялық көлемі, отынның  $\text{м}^3/\text{кг}$ ;

$\alpha_{\text{OT}}$  – турбинадан кейінгі жұмыс жасап болған газдардағы ауаның артықтық еселеуіші;

$V_{\text{H}_2\text{O}}^0$  – су буларының теориялық көлемі, отынның  $\text{м}^3/\text{кг}$ ;

$B$  – жану камерасындағы отын шығысы,  $\text{кг}/\text{с}$ ;

$k_{\text{П}}$  – келтіру еселеуіші.

Энергетикалық ГТУ-да ауаны жану аумағына тізбектеп беретін жоғары форсирленген жану камераларын пайдаланғанда азот оксидтерінің концентрациясы келесі кейіптемемен анықталады:

$$C_{\text{NO}_2} = \alpha \cdot k_{\text{T}} \cdot k_{\text{P}} \cdot 10,$$

мұндағы  $\alpha$  – отын түріне байланысты еселеуіш; табиғи газды жаққанда форсирленген жану камералары үшін  $\alpha=1,8$ ;

$k_{\text{T}}$  – турбина алдындағы газдар температурасының  $\text{NO}_x$  түзілуіне әсерін көрсететін еселеуіш;

$k_{\text{P}}$  – азот оксидтері концентрациясының жану камерасындағы қысымға тәуелділігін көрсететін еселеуіш:

$$k_{\text{P}} = \frac{16 \cdot p_{\text{B}} - 0,23}{6 \cdot p_{\text{B}} - 0,77},$$

мұндағы  $p_B$  – жану камерасындағы қысым, МПа.

$$k_p = \frac{16 \cdot p_B - 0,23}{6 \cdot p_B - 0,77} = \frac{16 \cdot 1,23 - 0,23}{6 \cdot 1,23 - 0,77} = 2,942$$

$$C_{NO_2} = \alpha \cdot k_T \cdot k_p \cdot 10 = 1,8 \cdot 3,8 \cdot 2,9 \cdot 10 = 198 \frac{мг}{м_3}$$

$$V_{CF} = (V_{\Gamma}^0 - V_{H_2O}^0) + (\alpha_{OT} - 1) \cdot V_B^0 = \\ = (14,862 - 2,887) + (3,293 - 1) \cdot 10,653 \cdot 1,293 = 43 \frac{м^3}{кг}$$

$$M_{NO_2} = C_{NO_2} \cdot V_{CF} \cdot B \cdot k_{II} = 198 \cdot 43 \cdot 28,36 \cdot 10^{-3} = 241 \frac{г}{с}$$

Қалдықтарды атмосфераға тастауды регламенттеу мақсатымен шекті рұқсатты қалдық нормалар қарастырылады (ШРҚ). Олар әр қалдық көзі және жалпы өнеркәсіп үшін бөлек қарастырылады.

ШРҚ әр зат үшін бөлек анықталады. Бірнеше заттардың зиянды қосынды әсерін ескерген жағдайда да ШРҚ әр зат үшін бөлек анықталады.

ЖЭС түтін мұржасы үшін ШРҚ (г/с) қалдықтарының нормативті мәні келесі кейіптемемен анықталады:

$$m_{ij} = ШРҚ = \frac{(ШМК - C_{\Phi}) \cdot H^2}{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta} \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T},$$

мұндағы ШМК – зиянды заттың бір реттік максималды шекті рұқсатты концентрациясы, мг/м<sup>3</sup>;

$C_{\Phi}$  – зиянды заттың фондық концентрациясы, мг/м<sup>3</sup>;

$H$  – түтін мұржасының биіктігі, м;

$A$  – атмосфераның температуралық стратификациясына тәуелді еселеуіш: Қазақстан үшін  $A=200$ ;

$F$  – зиянды заттардың ауадағы тұну жылдамдығын ескеретін өлшемсіз еселеуіш;  $F=1$  – газ тәрізді заттар үшін; қалдықтарды тазалаудың орташа эксплуатациялық еселеуіші 90%-дан жоғары болғанда –  $F=2$ ; 75-90% болғанда –  $F=2,5$ ; 75%-дан төмен және тазалау болмаған кезде –  $F=3$ ;

$m$ ,  $n$  – қалдық көзінің ернеуінен газуалық қоспаның шығу жағдайларын ескеретін еселеуіш;

$\eta$  – жер бедерінің әсерін ескеретін өлшемсіз еселеуіш; тегіс немесе 1 км қашықтықтағы биіктік құламасы 50 м-ден аспаған жағдайда  $\eta=1$ ;

$\Delta T$  – тасталынатын газуалық қоспаның температурасы  $T_r$  мен қоршаған орта ауасының температурасы  $T_b$  арасындағы айырмашылық, °C;

$V_1$  – газуалық қоспаның шығысы, м<sup>3</sup>/с.

Өнеркәсіптің келтірілген жылдық нормативтік және фактілі көлемі ( $M_{nj}$ ,  $M_{\phi j}$ ) келесі кейіптемемен анықталады:

$$M_{nj} = \sum_{i=1}^n m_{ni} \cdot K_i; \quad M_{\phi j} = \sum_{i=1}^n m_{\phi i} \cdot K_i,$$

мұндағы  $m_{ni}$  –  $i$  зиянды заттың табиғи түріндегі нормативі;

$m_{\phi i}$  –  $i$  зиянды заттың табиғи түріндегі фактілі қалдығы;

$n$  – зиянды заттар саны;

$i$  – зиянды заттың түрі;

$K_i$  –  $i$  зиянды заттың салыстырмалы қауіптілігін ескеретін келтіру еселеуіші келесі кейіптемемен анықталады:

$$K_i = \frac{1}{ШМК_i} \cdot \gamma_i,$$

мұндағы ШМК<sub>*i*</sub> –  $i$  зиянды заттың орташа тәуліктік шекті мүмкін концентрациясының абсолюттік мәні, мг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_i$  – еселеуіш, жылына 400 мм-ден аз жауын жауатын аймақтарға тасталынатын қатты аэрозольдер үшін – 1,2; газдар үшін – 1,0.

Зиянды заттардың нормативтік қалдығы үшін өнеркәсіптердің төлемдері келесі кейіптемемен анықталады:

$$П_n = P \cdot M_{nj},$$

мұндағы  $P$  – зиянды заттардың қалдығы үшін төлемнің аймақтық нормативі (теңге/ш.т.);

Зиянды заттар ( $\Pi$ ) қалдықтарының нормативтерін асырғаны үшін төлемдер олардың келтірілген жалпы көлемі бойынша есептеу әдістерін пайдалану арқылы келесі кейіптемемен анықталады:

$$\Pi' = P \cdot K_p \cdot \sum_{j=1}^n \Delta m_j,$$

мұндағы  $K_p$  – төлем алудың еселік еселеуіші, қоршаған ортаға тасталынатын зиянды заттар қалдықтарының нормативін асырған еселеуіші арқылы анықталады.

Фактілі көлемнің нормативтіден асу еселеуіші келесі кейіптемемен анықталады:

$$\alpha_n = \frac{M_{\phi j}}{M_{н j}}$$

Зиянды заттар қалдықтарының фактілі келтірілген жалпы көлемінің нормативтіден абсолютті асуы ( $\Delta m_j$ ) келесі кейіптемемен анықталады:

$$\Delta m_j = M_{\phi j} - M_{н j}$$

Зиянды заттар қалдықтары үшін өнеркәсіптің жалпы төлемі келесі кейіптемемен анықталады:

$$\Pi = \Pi_{н} + \Pi'$$

$$m_{н NO_2} = ШПК_{NO_2} = \frac{(ШМК_{NO_2} - C_{\phi}) \cdot H^2}{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta} \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T} =$$

$$= \frac{(0,085 - 0) \cdot 90^2}{200 \cdot 1 \cdot 0,725 \cdot 1 \cdot 1} \cdot \sqrt[3]{829 \cdot 140} = 232 \frac{с}{с} = 7316 \frac{т}{жыл}$$

$$m_{\phi NO_2} = 241 \frac{с}{с} = 7600 \frac{т}{жыл};$$

$$K_{NO_2} = \frac{1}{ШМК_{NO_2}} \cdot \gamma = \frac{1}{0,04} \cdot 1 = 25;$$

$$M_{н j} = m_{н NO_2} \cdot K_{NO_2} = 7316 \cdot 25 = 182900 \frac{ш.т.}{жыл};$$

$$M_{\phi j} = m_{\phi NO_2} \cdot K_{NO_2} = 7600 \cdot 25 = 190000 \frac{\text{ш.т.}}{\text{жыл}};$$

$$П_n = P \cdot M_{\phi j} = 300 \cdot 182900 = 54870 \text{ мың теңге},$$

$$\alpha_n = \frac{M_{\phi j}}{M_{\phi j}} = \frac{190000}{182900} = 1,04;$$

$$\Delta m_j = M_{\phi j} - M_{\phi j} = 190000 - 182900 = 7100 \frac{\text{ш.т.}}{\text{жыл}};$$

$$П' = P \cdot K_p \cdot \Delta m_{NO_2} = 300 \cdot 1,08 \cdot 7100 = 2300 \text{ мың теңге},$$

$$П = П_n + П' = 54870 + 2300 = 57170 \text{ мың теңге}.$$

### 3.5. Цехты апатты жарықтандыруды жасау

Егер жұмыстық жарықтандырудың болмауынан қалыпты жұмыстың тоқтауы келесі жағдайларды тудыратын болса:

- жарылыс, өрт, адамдардың улануы;
- технологиялық процестің ұзақ мерзімді бұзылуы;
- өнеркәсіптер мен қалаларды байланыспен, электр энергиясымен, сумен қамтамасыз ететін өмірге қажетті орталықтар жұмысының бұзылуы т.с.с.

онда жұмысты жалғастыру үшін бөлмелер мен ашық кеңістікті апатты жарықтандыру қажет болады.

Апатты жарықтандыруға тек қыздыру шамы немесе люминесцентті шам қолданылады.

Апатты жарықтандырудың шамшырақтары көбіне жұмыстық жарықтандыру шамшырақтарына ұқсастырылып таңдалынады.

Қыздыру шамы үшін ППР, ППД типті шамшырақтары пайдаланылады. Олар тура сәулелі класқа жатады.

Нүктелік әдісі бойынша шеңберлі симметриялық нүктелік сәуле шығарғыштар (қыздыру шамы және ДРЛ) кезінде әр шамшырақта шамның

(немесе шамдардың қосынды жарық ағыны) жарық ағыны 1000 лм-ге тең болып қабылданады. Осындай шамшырақтың беретін жарықтылығын шартты жарықтылық деп атайды. Шартты жарықтылық шамасы шамшырақтың жарық таралуы мен геометриялық өлшемдеріне тәуелді болады: нүктеден бастап сол нүктені жарықтандырып тұрған шамшырақтың проекциясына дейінгі ара қашықтық ( $d$ ) және жарықтандырылып тұрған беттің деңгейінен шамшырақтың орналасу биіктігі ( $h$ ). Шартты жарықтылық келесі кейіптемемен анықталады:

$$E_y = \frac{I_\alpha \cdot \cos \alpha}{r^2},$$

мұндағы  $I_\alpha$  – жарық көзінен жұмыстық беттің берілген нүктесіне қарай бағытындағы жарық күші, кд;

$r$  – шамшырақтан есептік нүктеге дейінгі ара қашықтық;

$\alpha$  – жұмыстық беттің нормалі мен жарық ағынының бағыты арасындағы бұрыш.

Әр шамшырақтағы жарық ағыны келесі кейіптемемен анықталады:

$$\Phi = \frac{1000 \cdot E \cdot K_3}{\mu \cdot \sum E_y},$$

мұндағы  $E$  – берілген ең аз жарықтылық;

$K_3$  – қор еселеуіші;

$\mu$  – алыс жатқан шамшырақтар әсерін ескеретін еселеуіш ( $1,1 \div 1,2$  болып қабылданады);

$\sum E_y$  – бақыланатын нүктедегі қосынды шартты жарықтылық.

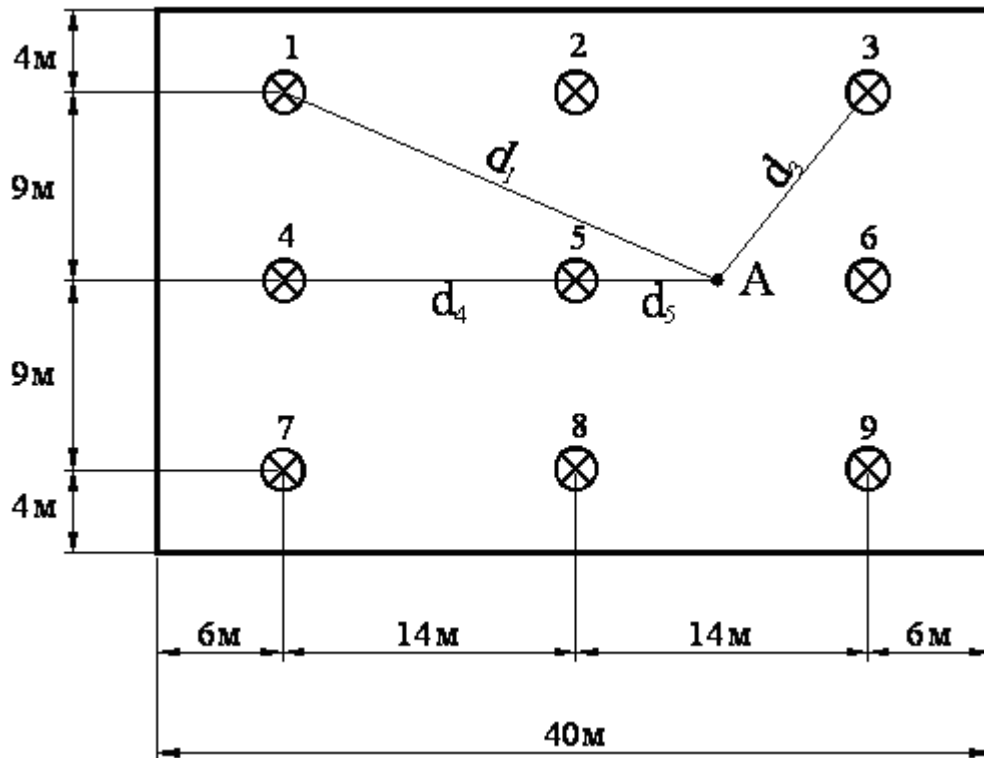
Нормаланған жарықтылық –  $E_H = 75$  лк.

Апатты жарықтылық:

$$E_{AB} = E_H \cdot \frac{5}{100} = 75 \cdot \frac{5}{100} = 3,75 \text{ лк} \approx 3 \text{ лк}$$



## Газтурбиналы цех



Қор еселеуіші -  $K_3=1,3$

Бөлменің биіктігі –  $H=8$  м

Жұмыстық беттің еденнен биіктігі –  $h_p=0,8$  м

Шамшырақ типі – ППР

Шамшырақтан төбеге дейінгі ара қашықтық –  $h_c=0,3$  м

Шамшырақтан жұмыстық бетке дейінгі биіктік:

$$h=H-h_c-h_p=8-0,3-0,8=6,9 \text{ м}$$

№1 шам:

$$d_1 = \sqrt{21^2 + 9^2} = 22,84 \text{ м}; \quad r_1 = \sqrt{d_1^2 + h^2} = \sqrt{22,84^2 + 6,9^2} = 23,86 \text{ м};$$

$$\cos \alpha_1 = \frac{h}{r_1} = \frac{6,9}{23,86} = 0,289; \quad \alpha_1 = 79^\circ; \quad I_{\alpha_1} = 47 \text{ кД};$$

$$E_{y1} = \frac{I_{\alpha_1} \cdot \cos \alpha_1}{r_1^2} = \frac{47 \cdot 0,289}{23,86^2} = 0,024 \text{ лк}$$

№3 шам:

$$d_1 = \sqrt{7^2 + 9^2} = 11,4 \text{ м}; \quad r_3 = \sqrt{d_3^2 + h^2} = \sqrt{11,4^2 + 6,9^2} = 13,32 \text{ м};$$

$$\cos \alpha_3 = \frac{h}{r_3} = \frac{6,9}{13,32} = 0,518; \quad \alpha_3 = 59^\circ; \quad I_{\alpha_3} = 102 \text{кд};$$

$$E_{y3} = \frac{I_{\alpha_3} \cdot \cos \alpha_1}{r_3^2} = \frac{102 \cdot 0,518}{13,32^2} = 0,297 \text{лк}$$

№4 шам:

$$d_4 = 21 \text{м}; \quad r_4 = \sqrt{d_4^2 + h^2} = \sqrt{21^2 + 6,9^2} = 22,1 \text{м};$$

$$\cos \alpha_4 = \frac{h}{r_4} = \frac{6,9}{22,1} = 0,312; \quad \alpha_4 = 72^\circ; \quad I_{\alpha_1} = 51 \text{кд};$$

$$E_{y4} = \frac{I_{\alpha_4} \cdot \cos \alpha_4}{r_4^2} = \frac{51 \cdot 0,312}{22,1^2} = 0,032 \text{лк}$$

№5 шам:

$$d_1 = 7 \text{м}; \quad r_{51} = \sqrt{d_5^2 + h^2} = \sqrt{7^2 + 6,9^2} = 9,83 \text{м};$$

$$\cos \alpha_5 = \frac{h}{r_5} = \frac{6,9}{9,83} = 0,702; \quad \alpha_5 = 45^\circ; \quad I_{\alpha_5} = 158 \text{кд};$$

$$E_{y5} = \frac{I_{\alpha_5} \cdot \cos \alpha_5}{r_5^2} = \frac{158 \cdot 0,702}{9,83^2} = 1,148 \text{лк}$$

$$\sum_{i=1}^9 E_y = E_{y1} + E_{y2} + E_{y3} + E_{y4} + E_{y5} + E_{y6} + E_{y7} + E_{y8} + E_{y9} =$$

$$= 0,024 + 0,297 + 0,297 + 0,032 + 1,148 + 1,148 + 0,024 + 0,297 + 0,297 = 3,564 \text{лк}$$

$$\Phi = \frac{1000 \cdot E_{AB} \cdot K_3}{\mu \cdot \sum E_y} = \frac{1000 \cdot 3 \cdot 1,3}{1,15 \cdot 3,564} = 951 \text{лм}$$

Анықталған жарық ағыны бойынша жарық ағыны қажетіден (-10...+20%) аралығында болатындай шам таңдалынады.

$$\Delta = \frac{1090 - 951}{951} \cdot 100 = 14,6\%$$

Б220-235-100 типті қыздыру шамы таңдалынады.

### 3.6. Өрт қауіпсіздігі

Электр станциялар және тораптардың электр қондырғыларындағы өрт себептері.

Өрт статистикасы бойынша, электр станциялар және тораптардағы өрттер келесі объектілерде болады: қозғалтқыштар және синхронды компесаторлардағы өрт - сутекті салқындатқышы бар қозғалтқыштарда подшипниктер, статор орамдарының шығыстары арқылы сутегінің ағып кетуінен болады; ауалы салқындатқыштары бар машиналарда статор орамдарының жүктемелік ток пен орамшалар аралық тұйықталу токтармен қызуынан жанып кетеді; таратушы құрылғыларындағы өрт бөлмеге жануарлар мен құстардың кіріп кетуінен қысқаша тұйықталудың әсерінен электр пісіруші жұмыстар мен газдық пісіруші жұмыстардың дұрыс жасалмағанынан болуы мүмкін. Өрттер өшіру қабілеті қысқа тұйықталу токтарына сәйкес келмеген майлы ажыратқыштардың жарылуынан болуы мүмкін; маймен толтырылған трансформатордың және реактордың өрттері майдың ағып кетуінен және трансформатордың ішіндегі қысқаша тұйықталудан, газды қорғаныстың істемеуінен болады.

Кабельді шаруашылықтардағы өрттер: облочканың бұзылумен қатар жүретін қысқаша тұйықталудан оқшауламаның жанып кетуі, сонымен қатар кабельдің жаман сууынан қызып кетуі (мыс, кабель ыстық қондырғының қасындағыдай ыстық жерде орналасса), кабельді туннельдерде, құбырларда жүргізу ережелерін орындамай отпен жұмыс істесе.

Айтылып өткен объектілердегі өрттер электр қондырғыларының жобалануы кезінде ережелер мен нормалардың орындалмауынан, электр қондырғыларды баптау ережелерінің орындалмауынан, дұрыс емес қолданудан болатын аппараттардан, сәйкес қорғаныстардың істелмеуіне. Сондықтан өрттерді болдырмау үшін құрылыс кезінде, қолданыс кезінде де электр қондырғылар орналастыру ережелерімен электр станциялары мен тораптардың техника- қолдану ережелерін сақтау керек.

## **Электрқондырғыларында өртті сақтау ерекшеліктері**

Егер өртеніп жатқан қодырғы өшірілмей кернеу астында болса, оны өшіру электр тоғымен жарақаттану қаупін тудырады. Электрқондырғысындағы өртті қолмен сөндіруді оны өшіріп барып кезекшімен алдын ала жоғары лауазымды персоналдың рұқсатынсыз алады. Электрқондырғыы өшірмей өрттісумен өшіру ствольщик қарай алатын ашық электрқондырғылар, оың ішінде 10кВ номинал кереуге дейінгі өртеніп жатқан кабельдерге рұқсат етіледі. Мұнда да ствол жерлестірілген, ал ствольщик диэлектрлі боты ме қолқаппен 3,5 метрден жақын емес жерден, шавшу диаметрі 15 мм және кернеу 1кВ дейін, 4,5м кернеуі 10кВ-қа дейін болғанда жұмыс істеу керек. Шашу диаметрі 19мм болғанда бұл арақашықтық кабельді 4 немесе 8 метрге дейін. Теңіздік, өте лас суды қолдану рұқсат етілмейді.

Қатты түтінді энергообъект бөлмесінде өртті сөндіру кернеуде ажыратпай іске қосу рұқсат етілмейді.

Генератордың және синхроонды компенсатордың орамалары жанғанда электрлік машиа тораптан сөндірілу керек және тоқтатылу керек, одан кейін сулық өрт сөндірудің стационарлық жүйесін қолдану керек. Генератор және синхроды компенсатордың ішіндегі өртті сөдіру үшін көбікті химиялық өрт сөдіргіштерді қолдануға тыйым салынады.

Трансформатор жанғанда ол барлық жерінен сөндірілу керек, одан кейін ауалы механикалық көбікпен, шаңдатылға сумен және өртсөндіргішпен сөндірілуі керек.

## **Өртті сөндірудің қолдық құралдары**

### **Ұнтақтық өртсөндіргіштер**

Өрт сөндіруші ұнтақпе зарядталған (“Пирант”, “П – 2АПМ ”) және 16 атм. Қысымға дейін инертті газбен (ауа, азот, көміртекті газ) толтырылған.. А,В,С немесе ВС типті өрттерді қолданылатын ұнтақ түріне байланысты

сөндіруге, жәнеде 1000 В дейінгі кернеу астындағы электр жабдықтарды сөдіруге арналған. Қолдың қимылымен оңай ашылып жабылатын шашпалы қондырғымен қамтылған. өрт сөндіргіштің басында орналасқан маометр, өрт сөндіргіштің жұмыс істеу денгейін көрсетеді. –40 - + 50 С температурада қолданылады.

### **Ауалы – көбікті өртсөндіргіштер**

А жәе В класты өрттерді сөндіруге арналған. Электр қондырғыларды сөндіруге тыйым салынады. Әсер ету принципі қысылған газ энергиясын орташа немесе төменгі ретті көбік түрінде шашуға аралған. Қысым көзі ретінде жоғары қысымды балон қолданылады. Қолдану температурасы +5-тен +50С дейін.

### **Химиялық көбікті өрт сөндіргіштер**

А жәе В класты өрттерді сөндіруге арналған. Электр қондырғыларды сөндіруге тыйым салынады. Әсер ету принципі зарядтардың қышқылдық жәе талшықтық химиялық реакциясына негізделген.

### **Көмірқышқылды өрт сөндіргіштер**

Ауа ағынынсыз жана беретін заттардан басқа әртүрлі заттарға және материалдарға, жәнеде кернеуі 1000 в жоғары емес электржабдықтарына өрт сөндіру үшін қолданылады.

Сонымен, өмір тіршілігі қауіпсіздігі бөлімінде биіктікте, желіде жұмыс істегендегі, электр қондырғыларына қызмет көрсетудегі қауіпсіздік шаралары, электрмагниттік өрістен қорғану және өрт қауіпсіздік сұрақтары толығымен қарастырылды.

## Экономикалық бөлім

Жоспар мақсаты: Қуаты 450 МВт-тық МАЭС құрылысының мақсаттық экономикалық негіздемесі, Ақтөбе облысындағы табиғи газ қолдану арқылы электр энергия мен қуат тапшылығын жою.

### МАЭС сипаттамасы

Қазіргі кездегі МАЭС – күрделі кешен, әртүрлі жылуэнергетика қондырғылары мен күштік электр механикалық қондырғылары бір технологиялық құбылыспен ортақталған. Қуаты 450 МВт-тық МАЭС шығырлары 160 МВт 110 кВ кернеуде энергожүйелік байланыспен екі ауалық электр беруші сызығымен әрбірі 120 км қашықтыққа тартылған. Отын - табиғи газ. МАЭС өзіндік мұқтажына кететін қуат 1%, МАЭС 3,8% орнатылған қуаттан. Кернеулері: жоғарғы жағынан — 220 кВ, төменгі — 10 кВ.

Қазіргі кезде Қазақстанда келесі энергетикалық құрылыстар бар: KEGOK мемлекеттік компаниясы, бұл теңестікте аймақаралық электрлік тораптары, аумақтық электр тораптық компаниялар, аудандық электрлік тораптар және энергия өндіруші тәуелсіз компаниялар.

### Берілген мәліметтер.

Есептеу үшін бастапқы берілгендер ретінде электр және жылу энергияларының жылдық өндіру көлемдері және 1 кВт-сағ электр энергиясы мен 1 Гкал жылу энергиясын өндіруге жұмсалатын шартты отынның меншікті шығысы, отын түрі, оның жылу шығару қабілеті (ккал/кг көмір үшін және теңге/м<sup>3</sup> газ үшін), отынның бағасы (теңге/т.о.т. көмір үшін және теңге/м<sup>3</sup> газ үшін), қатты отынның шығарылу көзінен стансаға дейінгі тасымалданатын ара қашықтығы беріледі (1-кесте).

#### 1 Кесте - Есептеуге қажетті бастапқы мәліметтер

Э <sub>өнд</sub> , млн.кВт·сағ	Q <sub>өнд</sub> , мың Гкал	Отын	Q <sub>б</sub> , ккал /кг(м <sup>3</sup> )	Б <sub>отын</sub> , теңге /тот(м <sup>3</sup> )	R, км	T <sub>м</sub> , сағ
2800	2070	газ	8500	10,5	-	5800

Бір кВт-сағ өндіруге жұмсалатын отынның меншікті шығысын 190-210 ш.о.г/кВт-сағ көлемінде деп қабылдайды; ал бір Гкал жылу энергиясына жұмсалған отынның меншікті шығысы - 170-180 ш.о.кг/Гкал.

Газбен жұмыс істейтін ЖЭО үшін штаттық еселеуішті қатты отында жұмыс істейтін ЖЭО-мен салыстырғанда 15-20% -ға төмендету қажет.

Қатты отынның тасымалдану құнының шамасы 0,8-1,0 теңге/т-км. Есептеулерде газдың тығыздығын 0,83 кг/м<sup>3</sup> деп қабылдайды.

Жұмысты орындағанда:

- ЖЭО салуға және жылу стансасын пайдаланғандағы жұмсалатын қосынды шығындарды есептеу;

- электр және жылу энергиясын өндірудің өзіндік құнын есептеу;
- NPV, IRR, PP көрсеткіштерін есептеу және ЖЭО-ын пайдалануға лайық екендігі жөнінде қорытынды жасау керек.

#### ЖЭО-ның жылдық энергия жіберуін анықтау

Электр стансасының жұмысы кезінде өндірілетін энергияның бір бөлігі стансаның өзіндік мұқтажына жұмсалады. Электр энергиясының бұл шығысы қондырғының типіне және оның бірлік қуатына, қолданатын отын түріне, негізгі және көмекші қондырғылардың техникалық жетілу дәрежелеріне және стансада техника мен қаржы саясатын дұрыс жүргізуге байланысты болады. Стансаның өзіндік мұқтажына жұмсалатын электр энергиясының шығысы - 6 дан 16%-ға дейін.

Есептерде өзіндік мұқтаждыққа жұмсалатын электр энергиясының шығынын - 7- 9% ( $\Delta_{\text{ө.м.}}$ ), ал жылу энергиясына - 0,5- 1% ( $Q_{\text{ө.м.}}$ ) деп қабылдау керек.

Электр және жылу энергияларының жылдық жіберулері келесі кейіптемелермен анықталады

$$\Delta_{\text{жіб}} = \Delta_{\text{өнд}} * (1 - \Delta_{\text{ө.м.}}) = 2800 * (1 - 0,07) = 2604 \text{ млн. кВтсағ,}$$

$$Q_{\text{жіб}} = Q_{\text{өнд}} * (1 - Q_{\text{ө.м.}}) = 2070 * (1 - 0,5) = 1035 \text{ мың Гкал,}$$

мұндағы  $\Delta_{\text{өнд}}$  және  $Q_{\text{өнд}}$  – электр және жылу энергиясының жылдық өндірілуі (1-кесте).

Мұнда жіберілетін энергиядан өндірілетін электр және жылу энергиясына жұмсалатын меншікті отын шығындарына түзету жүргізу керек, яғни отын өзіндік мұқтаждыққа жұмсалатын шығынын ескеру керек. Оның мәні  $b_{\text{мен}}$  төмендегідей анықталады

$$b_{\text{э}} = B_{\text{э}} : \Delta_{\text{жіб}} = 0,23 \text{ ш.о.г/кВтсағ,}$$

$$b_{\text{ж}} = B_{\text{ж}} : Q_{\text{жіб}} = 205 \text{ ш.о.кг/Гкал.}$$

#### Отынға жұмсалатын шығынды анықтау

Электр және жылу энергияларын өндіруге жұмсалатын жылдық отын шығыны

$$B_{\text{э}} = \Delta_{\text{э}} * b_{\text{э}} = 0,23 * 2604 = 598,92 \text{ мың ш.о.т,}$$

$$B_{\text{ж}} = Q_{\text{э}} * b_{\text{ж}} = 205 * 1035 / 1000 = 212,175 \text{ мың ш.о.т.}$$

#### ЖЭО-ның жалпы отын шығыны

$$V_{ш} = V_{э} + V_{ж} = 598,92 + 212,175 = 811,095 \text{ мың ш.о.т.}$$

Отынға және оның тасымалына жұмсалатын шығындар табиғи отын бойынша анықталса, онда отынның шығысы бойынша анықталған шамаларды табиғи отынға айналдыру керек.

Табиғи отынның шығысы келесі түрде болады

$$V_{т} = V_{ш} : K_a = 811,095 / 1,6 = 506,9343 \text{ мың т.о.т.}$$

$K_a$ - шартты отынды табиғи отынға аудару еселеуіші шартты және табиғи отынның жылу шығару қабілетінің қатынасынан шығады (барлық берілгендер 1-кестеде көрсетілген).

Магистралды газ құбыры бойынша табиғи газды әкелу және оны стансаға дейін жеткізуге жұмсалатын шығындар газды сатып алу бағасына кіреді.

Отынға жұмсалатын шығын құраушысы төмендегі кейіптемемен табылады

$$Ш_{отын} = V_{т} (B_{отын} + B_{тасым}) = 506,9343 * 10,5 = 5322,81015 \text{ млн. теңге.}$$

3 Отынды қолданудың ПӘЕ-ін есептеу

ПӘЕ-і бірге тең құрылғыда 1 кВт·сағ электр энергиясын алуға 123 ш.о.г, ал 1 Гкал жылу энергиясына - 143 ш.о.кг қажет екені белгілі. Өзіндік мұқтаждыққа жұмсалатын электр және жылу энергиясының шығындарын ескергендегі отынды пайдалы пайдалану еселеуіші

$$ПӘЕ_{э} = 123 : b_{э} * 100\% = 123 / 0,23 * 100 = 53,4\%$$

$$ПӘЕ_{ж} = 143 : b_{ж} * 100\% = 143 / 205 * 100 = 69,75\%$$

Стансаның отынды пайдалану еселеуіші төмендегідей болады

$$ПӘЕ = \frac{0,86 * Э_{жіб} + Q_{жіб}}{7 * B} * 100\% = 39,44\%$$

мұндағы 0,86 – электр энергиясын жылуға аудару еселеуіші;  
7 – шартты отынның жылу шығару қабілеттілігі, 7000 ккал/кг.



Суға жұмсалатын шығындарды есептеу

ЖЭО-да су шығыр шықтандырғыштарында буды салқындатуға, жылумен қамдау жүйелерін толықтыруға, генераторлар мен трансформаторлардың салқындатылуына, күлді тазалауға және т.б. шығындалады. Стансалардың сумен қамдау жүйесіне (тікелей, айналмалы) сәйкесті су шығындарының шамалары да әртүрлі болады. Мысал ретінде Қазақстандағы стансалардың біріндегі суға кететін шығынның көлемі 0,13-0,15 теңге/ кВт·сағ аралығында екен. Күрделі есептер үшін сумен қамдаудағы шығындар келесідегідей табылады

$$\Sigma_c = \Sigma_c (0,13 - 0,15) = 2800 * 0,15 = 420 \text{ млн. теңге.}$$

Еңбекақы шығындарын есептеу

Өндірісте және қызмет көрсететін ЖЭО-ының өнеркәсіптік-өндірістік персоналға (ӨӨП) жұмсалатын еңбекақыларды анықтау үшін оның санын білу қажет. ӨӨП-лар - пайдалану, жөндеу және әкімшілік-басқару деп жіктеледі. Олардың саны негізінен негізгі энергетикалық қондырғының қуаты мен санына, қолданатын отын түріне, жөндеу жүргізу тәсілдеріне тәуелді болады.

ӨӨП санын электр стансасында 1 МВт орнатылған электр қуатына қанша адам саны кететінін көрсететін штаттық еселеуіш арқылы анықтауға болады. Стансаның орнатылған электр қуатын осы қуатты пайдаланудың максималды сағат саны және электр энергиясын жылдық өндіру шамасы арқылы анықтауға болады, яғни

$$N_{\text{орн}} = \frac{\Sigma_g}{T_m} = \frac{2800 * 1000}{5800} = 482,7586 \text{ МВт.}$$

Орнатылған қуатты пайдаланудың максималды сағат саны  $T_m$ -ді есепте 5500 сағат деп аламыз. Жоғарыда айтылып өткендей,  $T_m$  санын 5000 сағат (оңтүстік аймақтар) және 6000 сағат (солтүстік аймақтар) деп түзетеміз. ЖЭО жылу энергиясын - жалпы тұрғын үй және қоғамдық құрылыс аймағын жылуландыру және ыстық сумен қамтамасыз етуге жібереді.

Қазақстанның кейбір стансаларындағы жұмысшылардың саны туралы әдеби және іс-жүзіндегі мәліметтер бойынша штаттық еселеуіштің орташа мәндерін алуға болады ( $K_{\text{ш}}$ ): орнатылған қуаты 500 МВт-тан жоғары ЖЭО үшін - 1,3 - 1,5 адам/МВт, қуаты 500 МВт-тан аз болса - 16 - 1,8 адам / МВт. Тапсырмада көрсетілгендей ЖЭО табиғи газбен жұмыс істегенде  $K_{\text{ш}}$  шамасы 15 - 20 % - ға төмендейді.

Стансаның қызметкерлер саны төмендегідей анықталады

$$ҚС = K_{ш} * K_{орн} * (1-0,2) = 1,6 * 482,7586 = 617,93 \text{ адам.}$$

Еңбекақының қосынды қорына кіретіндер:

– негізгі еңбекақы ( $Ш_{неа}$ ), оған энергияны өндірудің технологиялық үрдісте айналысатын жұмысшылардың еңбекақысы кіреді, сонымен қатар жұмыс істелген уақытпен байланысты (тарифтік мөлшерлемелер және міндетті айлық ақылар, еңбекақы қорынан алынатын жұмысшылардың сыйақылары, мерекелік күндер мен түнгі уақыттағы жұмыс үшін төленетін қосымша төлемдер және т.б.) ақылар да кіреді.

– қосымша еңбекақыға ( $Ш_{кеа}$ ) жұмыс уақытына байланысты емес (кезекті, қосымша және оқуға байланысты демалыстарға және мемлекеттік міндеттерді орындауға байланысты төлемдер және т.б.) төлемдер кіреді.

– еңбекақыдан алынатын төлемдерге ( $Ш_{саа}$ ) әлеуметтік салықтар және зейнеткерлік қорға түсетін аударылымдар кіреді.

Еңбекақының қосынды қорын анықтайтын кейіптеме мынаған тең

$$Ш_{са} = Ш_{неа} + Ш_{кеа} + Ш_{саа} = 773,86 \text{ млн.теңге.}$$

Орташа жылдық негізгі еңбекақының шамасы  $Ш_{саа}$  бір қызметкерге 480 мың теңге деп қабылданады.  $Ш_{кеа}$  шамасы  $Ш_{неа}$  шамасының 10-15 % мөлшеріне тең деп алынады. Еңбекақыдан алынатын аударылымдар  $Ш_{саа}$  (11% әлеуметтік салық және 10% зейнеткерлік қорға аударылымдар)  $Ш_{неа}$  және  $И_{кеа}$  қосындысының мөлшеріне тең деп қабылданады.

Амортизациялық аударылымдарды есептеу

Амортизациялық аударылымдар жабдықтардың табиғи және моральдық тозуын қаржылай орнын толтыру екені белгілі және күрделі жөндеу жүргізу мен тозған жабдықтардың орнына жаңа жабдықтар алуға (реновация) жұмсалады. Амортизациялық аударылымдар стансаның қосынды капиталдық салымдар шамасынан (әдетте әдебиеттерде аталатын: негізгі өндірістік қорлар, мекемелердің негізгі активтері, негізгі капитал) пайызбен алынады. Әрбір жабдыққа жұмыс уақытына және өндірістік үрдістегі өндірістік қорлардың тағайындалуына байланысты амортизациялаудың өз нормалары белгіленген. Амортизацияның шектік нормалары ҚР Президентінің №2235 24.04.95 ж., заң күшіне ие Қаулысына байланысты белгіленеді, амортизация нормаларын одан жоғары қолдануға болмайды.

Негізгі өндірістік қорлар (капиталдық салымдар) бағасын анықтау үшін алдын ала есептеулер жүргізгенде ТМД елдері мен шет елдерде меншікті капитал салымдары көрсеткіші  $K_{менш}$  кеңінен қолданылады. Оның мәні тіпті бір типті стансалар ішінде блоктарының қуатына, олардың санына, пайдаланылатын отынның түріне және экологиялық талаптарға байланысты кең ауқымда жатады. Есептеулерде  $K_{менш}$  шамасы белгіленген қуаты 800 МВт, ЖЭО үшін - 500 \$/кВт, 200 МВт - ЖЭО үшін - 800 \$/кВт деп қабылданады.

Осы қуаттары диапазонына жататын стансалар үшін  $K_{\text{менш}}$  сәйкес үлесте қабылданады. АҚШ долларының бағасын есептеуде 125 -130 теңге деп қабылдау керек

$$K = K_{\text{менш}} * N_{\text{орн}} = 255000 * (482,75/1000) = 123101,4483 \text{ млн. теңге.}$$

Орташа есеппен блоктардың және стансаның жалпы қуатына, пайдаланылатын отын түріне байланысты амортизациялау нормасы 6 - 8 % аралығында болады. Жалпылама есептеулер жүргізу үшін амортизациялық аударылымдар нормаларын  $K$  шамасының 7% мөлшерінде қабылдау керек

$$Ш_a = 0,07 * K = 0,07 * 123101,44 = 8617,2413 \text{ млн.теңге}$$

Ағымдағы жөндеу шығындарын есептеу

Бұл шығын құраушысына өндірістік жабдықтарға ағымдағы жөндеу жүргізуге кететін шығындардан басқа техникалық қарап шығуға және жұмыс кезіндегі жабдықтарды жұмысқа қабілетті күйінде ұстап тұруға (сүрту және майлау материалдары) кететін шығындар жатады және мына шамада анықталады.

$$Ш_ж = 0,15 * Ш_a = 0,15 * 8617,24 = 1292,586 \text{ млн.теңге.}$$

Шығарындыларға төлемдерді есептеу

Зиянды заттарды шығаруға төленетін ақы мөлшері шығарындылар көлеміне байланысты. Олар өз кезегінде жағылатын отын түріне (көмір, газ, мазут), оның мөлшеріне және зиянды заттарды ұстау тәсіліне (электрлік фильтрлер, эмульгаторлар) байланысты болады. Біздің жағдайда, бұл құраушыны жұмыс істеп тұрған стансалармен салыстыра отырып, ұқсастық әдісімен анықтаған жөн. Екібастұз көмірін жаққан кездегі шығарындыларға төлем мөлшері бір табиғи отын тоннасы үшін 110-120 теңге шегінде болатыны анықталған, онда

$$Ш_{\text{шығ}} = (110-120) * V_T = 110 * 506,93/1000 = 55,7627 \text{ млн.теңге.}$$

Жалпы стансалық және цехтық шығындарды есептеу

Бұл құраушы әкімшілік-басқармалық шығындарды (еңбекақы, кеңселік шығындар, іс сапарлық шығындар), жалпы өндірістік (ұстап тұру, амортизация, жалпы стансалық құралдарды ағымдағы жөндеу, сынақтар, зерттеулер, ұтымды пайдалану және еңбекті қорғау), мақсатты шығындарға аударылымдар (техникалық насихаттау, өзінен жоғарғы тұрған мекемелерді ұстап тұру), цехтарға қызмет көрсету және оларды басқару (цехты басқару еңбекақысы, амортизация және ғимараттарды ұстап тұру мен ағымдағы жөндеу шығындары, еңбекті қорғауға кететін шығындар).

Ауқымды есептеулер үшін мына кейіптемені пайдалануға болады

$$\text{Ш}_{\text{жалпы}} = (0,2 \div 0,25) * (\text{Ш}_a + \text{Ш}_{\text{са}} + \text{Ш}_{\text{тасым}}) = 0,2 * (55,762 + 773,865 + 8617,241) = 1889,3740 \text{ млн. теңге.}$$

Энергия жіберудің өзіндік құнын есептеу

ЖЭО-ның электр және жылу энергияны өндіруіне байланысты шығындарды осы құраушылар бойынша бөлу қажет. Бұл шығындарды бөліп тарату еселеуіштері бойынша жүргізіледі

$$K_p = \frac{B_z}{B_y} = \frac{598,92}{811,095} = 0,73840$$

Ол электр энергиясын жіберуге отынның қанша мөлшері (бірлік үлеспен немесе %-бен) шығындалғанын көрсетеді, ал айырмасы (1-K<sub>б</sub>) - жылу энергиясына кеткен отын шығынының үлесін көрсетеді. Есептеуді табиғи немесе шартты отында жүргізу керек.

Одан кейін жіберілетін энергия түріне байланысты алынған еселеуіштерге ұқсас әрбір құраушыға кеткен шығынды бөліп, нәтижелерді 2-кестеге енгізу қажет.

2 Кесте - Электр және жылу энергиясын өндіруге кететін шығындар құраушылары

Шығындар құраушылары	Ш, жалпы, млн.тг	Ш <sub>э</sub> , млн. тг эл.энергиясы	Ш <sub>ж</sub> , жылу, млн.тг
Отын, Ш <sub>отын</sub>	5,322810938	6363,050206	1,392398
Су, Ш <sub>с</sub>	420	310,1318588	109,8681
Еңбек ақы қоры, Ш <sub>са</sub>	773,865931	571,4297134	202,4362
Амортизациялық аударымдар, Ш <sub>а</sub>	8617,241379	6363,050206	2254,191
Жөндеу, Ш <sub>ж</sub>	1292,586207	954,4575309	338,1287
Жалпы стансалық, Ш <sub>жс</sub>	1889,374018	1395,131134	494,2429
Шығарындыларға төлемдер, Ш <sub>шығ</sub>	55,76278125	41,17575	14,58703
Барлық шығындар	13054,15313	15998,4264	3414,847

Электр энергиясын жіберудің өзіндік құны төмендегідей анықталады (2 кестенің үшінші бағанының алымы)

$$S_3 = \frac{Ш_{отын} + Ш_c + Ш_{ea} + Ш_a + Ш_{ж} + Ш_{жс} + Ш_{шы}}{Э_{жіб}} = \frac{15998,4264}{2604} = 6,143 \text{ теңге/кВтсағ.}$$

Жылу энергиясын жіберудің өзіндік құны төмендегідей анықталады (2 кестенің төртінші бағанының алымы)

$$S_{ж} = \frac{Ш_{отын} + Ш_c + Ш_{ea} + Ш_a + Ш_{ж} + Ш_{жс} + Ш_{шы}}{Q_{жіб}} = \frac{3414,847}{1035} = 3,494$$

теңге/Гкал.

### МАЭС пайдалану және құрылысының экономикалық бағасы

Несиені қайтарудағы қаржы ағыны мен алғашқы инвестицияны анықтау

ЖЭО құрылысы және оны пайдалануды экономикалық бағалау туралы шешім қабылдаудың бастапқы сатылары әдетте бизнес-жоспарды құру негізінде жүргізіледі, егер де ол жақсы қорытындыларды көрсетсе, инвестициялық жоба жасалынады. Бұл ақша бағасының уақыт бойынша өзгерісін және жобаны іске асырудағы барлық кешенді шығындарды есепке алатын техникалық-экономикалық шешімдер қабылдауды бағалаудың қазіргі әдісі: ол бағалар мен келешектегі болатын тарифтік саясат, өнімді өткізу көлемі, жобаны іске асырудан болатын кіріс пен пайданы, несиені қайтаруға кететін пайда бөлігін, кәсіпорын несие алатын банктің пайыздық мөлшерлемесі, несие қайтару мерзімі болып табылады.

Аумақты энергетикалық нысандар мен құрылыстардың қаржылық-экономикалық бағасының қиындығына, инвестицияның бірнеше кезеңдерден келетініне, және жобаның жүзеге асырылу нәтижесін алу үшін уақыттың ұзақ болуына байланысты. Мұндай операциялардың ұзақтылығы инвестиция бағасының белгісіздігіне және қателіктердің қаупіне әкеліп соқтырады. Сондықтан, жоба қателігінің деңгейін минимумға келтіру үшін, тәжірибеде инвестициялық жобаларды бағалау әдісі қолданылады. Бұл әдістер: таза ағымдық құнын (NPV), жобаның өтімділік уақытын (PP), кірістің ішкі нормасының есебін (IRR), инвестицияның рентабелдігін есебін (PI), инвестицияның бухгалтерлік рентабелдігінің есебін (ROI) анықтау болып табылады. Әлбетте, тәжірибеде инвестициялық жобаларды бағалаудың барлық бес әдісі қолданылмайды, сондықтан бұл жұмыста тек алғашқы үш әдісі қолданылады.

Кіріспеде көрсетілгендей, мұндай, электр станциясы сияқты ауқымды объектілердің құрылысы, дамыған мемлекеттерде әдетте, оған стратегиялық

объектілерді басқаруға мүмкіндік бере отырып, мемлекеттің құқықтық және басым финанстық қолдауы кезінде жүргізіледі. Қаражаттардың қалған бөліктері жеңілдетілген несиелерді пайдаланатын, көбінесе, акционерлік қоғамдардың құрылуымен жүзеге асырылады.

Есептеулерде, ЖЭС құрылысына таратылатын үлестік капитал (К) келесідей: 90% мемлекет салады және 10% АҚ «Энергоинвест» қамтамасыз етеді. Бұл қаражаттар тек станцияның салынылуына кетеді. Пайдаланудың қосынды шығындары электр және жылу энергиясының өзіндік құндарына енгізілген, демек олардың тарифтеріне де кіреді. Мұнда пайдаланылатын шығындардың 50% мемлекет төлесе, ал қалған 50% -ын АҚ «Энергоинвест» төлейді.

Осылайша, АҚ «Энергоинвест» банктен жеңілдік несиесі (10%) бойынша алатын  $I_0$  инвестиция көлемі, ЖЭС құрылысының толық қаржы салымдарының 10%-ын және пайдаланудың қосынды шығындарының 30% -ын құрайды.

Инвестициялық жобаны бағалау кезінде тек төрт көрсеткіштің пайдаланылатыны белгілі:

$I_0$  – бастапқы инвестиция;

CF – несиені қайтаруға бағытталған қаржы ағыны;

$r$  – несие бойынша банктің пайыздық төлемі (10%);

$n$  – несиенің күндізбелік жылы.

$$I_0 = 0,5 \cdot K, \text{ барлығы, млн.теңге.}$$

$$I_0 = 0,5 \cdot K = 0,5 \cdot 123103,4483 = 61551,72414 \text{ млн.теңге}$$

Инвестициялық жобаларды жасау және талдау барысында ең қиыны, пайданы есептеу және несиені қайтаруға бағытталған қаржы ағынын CF есептеу болып табылады.

Біздің ЖЭО-ның электр және жылу энергиясын жіберу тарифінің рентабелділігі 25% делік, демек

$$T_{03} = S_3 \cdot 1,2, \quad \text{теңге/кВтс}$$

$$T_{03} = 6,143 \cdot 1,2 = 7,372 \text{ теңге/кВтс}$$

ЖЭС тен электр энергиясын алудағы кіріс төмендегідей болады:

$$K = T_{03} \cdot \Delta_{от} = 7,372 \cdot 2604 = 19198,11168 \text{ млн.тенге,}$$

Қосынды шығындар

$$III = S_3 \cdot \Delta_{от} = 6,143 \cdot 2604 = 15998,4264 \text{ млн.тенге}$$

Олардың арасындағы айырмашылық пайданы береді  $ПД = К - Ш$  , млн.теңге

$$ПД = К - Ш = 19198,11168 - 15998,4264 = 3199,685 \text{ млн.теңге}$$

Салықты төлегеннен кейін, пайдаға 20% таза пайда құралады:

$$ТП = ПД \cdot (1 - 0,2) + К = 3199,685 \cdot (1 - 0,2) + 123101,4483 = 11176,9896 \text{ млн.теңге,}$$

толықтай банктегі несиені қайтаруға кетеді, яғни бұл CF ақшалай ағыны болады.

IRR кірісінің ішкі нормасының есептік әдісі

Кірістің ішкі формасы, инвестицияның мақсатына бағытталған өтімділіктің деңгейін ұсынады. Бұл  $NPV=0$  тең болған кездегі  $r$  шамасы. Бұл теңдік, нысандандырылған:

$$\sum (CF_n / (1 + r)^n) - I_0 = 0, \text{ шешімі } r \text{ қатысты.}$$

IRR  $NPV=0$ , кезіндегі IRR – бұл жоба фирма құнының өсуін қамтамасыз етпейді, бірақ оның төмендеуіне де әсер етпейді.  $(R=1: (1+r)^n$  бұл шегеріс коэффициенті инвестицияны тиімді және тиімді емес деп бөледі. IRR-ді фирма өзіне инвестициялау кезінде қандай бағамен капитал алатынына және оны пайдалану кезінде қандай таза пайданың деңгейін алғысы келетінін есепке алумен, қаржы бөлудің өтімділік деңгейімен салыстырады. (кедергілік коэффициент).

Есептің нәтижелерін кестеге енгізу керек.

IRR шамасы мына формула бойынша анықталады:

$$IRR = r_1 + [NPV_{r_1} / (NPV_{r_1} - NPV_{r_2})] \cdot (r_2 - r_1) , \%$$

## IRR ішкі кіріс нормасының есебі

год	CF	R10	PV10
0	-61551,72414	1	-61551,72
1	11176,9896	0,909090909	10160,9
2	11176,9896	0,826446281	9237,1815
3	11176,9896	0,751314801	8397,4377
4	11176,9896	0,683013455	7634,0343
5	11176,9896	0,620921323	6940,0312
6	11176,9896	0,56447393	6309,1192
7	11176,9896	0,513158118	5735,563
8	11176,9896	0,46650738	5214,1481

### PP инвестициясының өтімділік есебінің әдісі

Әдіс алғашқы инвестициядағы қаржы шамасы төлеу үшін қажетті мерзімнің анықталу уақытынан тұрады.

$$PP = I_0 / CF_n$$

Екі әдісі бар: CF жылдар бойынша тең және CF әртүрлі суммалар бойынша жүреді, яғни бірқалыпты емес.

Біздің жағдайда, жылдар бойынша ақшалар ағыны бірдей болады, және де есептің бірінші мысалымен қолдану керек.

### PP инвестициясының өтімділігінің есебі

$$PP = I_0 / \text{ТП} = 61551,72414 / 11176,9896 = 5,5 \text{ жыл}$$

яғни, өтімділік мерзімі 5,5 жыл.



## **Қорытынды**

Электр энергетикасы қызметінің және дамуының басты мақсаты – Қазақстан Республикасының барлық ішкі қажетті электр энергиясын тиімді бағамен, сенімді және нақты қамтамасыз ету. Яғни, соның негізінде елдің энергетикалық тәуелсіздігін, энергетикалық қауіпсіздігін орнықтыру, әрі елдің экономикалық дамуы үшін сенімді энергетикалық базаны қалыптастыру болып табылады.

Қазіргі кезде Қазақстанның электр станцияларының қуат потенциалы қажетті электр энергиясымен қамтамасыз ете алады. Бірақ қазіргі бар желілер схемасына және нарықтық конъюктураға байналысты Орталық Қазақстан аймақтары электр энергиясын көрші мемлекеттерден импорттауға мәжбүр болып отыр.

Сондықтан менің ойымша Орталық Қазақстан аймақтарда осы жобадағыдай қуатты жылу электр станциялары салынса, республиканы электр энергиясымен қамтамасыз ету мүмкіндігіне ие болып, әрі шет елдерден қымбат бағамен электр энергиясын сатып алудыңда қажеттілігі болмас еді.

## Әдебиеттер тізімі

1. Установки парогазовые стационарные. Методика расчета тепловых схем установок и высоконапорных парогенераторов. РТМ 108.020.11-84. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов/ Под ред. С.В. Цанев. – М: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с.
3. Установки газотурбинные и парогазовые. Расчет и проектирование камер сгорания. РТМ 108.022.11-83.
4. Щегляев А.В. Паровые турбины. Изд. 4-е.–М.: «Энергия», 1967.
5. Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатаций ТЭС. – Мн.: Выш. Школа, 1978 – 288 с.
6. Качан Ю.А., Муковози Н.В. Техничко-экономические основы проектирования тепловых электрических станций. – Мн.: Высшая школа, 1983, 286с.
7. Тепловые и атомные электрические станций: Диплом. проектирование: Учебное пособие для вузов / А.Т. Глюкоза, В.А. Золотерова, А.Д. Качан. Под общ. ред. А.М. Леонкова, А.Д. Качана. – Минск: Выш. Шк., 1990. – 336 с.: ил.
8. Молюшенко В.В., Михайлов А.К. Энергетические насосы. Справочное пособие. – Москва: Энергоатомиздат, 1981 г. – 199 с.
9. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник. – М: Энергоатомиздат, 1982 г. – 621 с.
10. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. – Энергия, 1973 г. – 295 с.
11. Өндірісті жоспарлау және ұйымдастыру. Дипломдық жобадағы экономика мамандығы бөліміне арналған нұсқаулар. – Алматы, 1998 ж.
12. В.М. Черкасский. Насосы, вентиляторы, компрессоры. – М: Энергия, 1977 г. – 422 с.
13. Котлы паровые стационарные утилизаторы и энерготехнологические. Общие технические условия. Отраслевой стандарт. Издание официальное, 1986 г.
14. Котлы утилизаторы и энерготехнологические агрегаты. – М: Энергоатомиздат, 1989 г.
15. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1987. – 328 с: ил.
16. Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. – М.: Энергия, 1975.
17. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебное пособие для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.

18. Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар (Оқулық) – Алматы: «Ғылым» ғылыми баспа орталығы, 2002. 312-б.

19. Хожин Г.Х. Электрическая часть электростанций. Учебное пособие. – АЭИ, Алматы 1996. – 75с.

20. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочные материалы). – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

21. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

22. Суляева Н.Г., Кибарин А.А. Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосфере тепловых электростанций и котельных на ПЭВМ: Методические указания к выполнению дипломного проекта, раздел «Безопасность жизнедеятельности» – Алматы: АЭИ, 1995 – 36 с.

23. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций. - М.: Энергия, 1986.