

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы  
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Молу энергетика факультеті кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі \_\_\_\_\_

Қысқарған А.А. Серікбай  
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ ж.  
(колы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Молу және электр энергиясының  
орталық пайдалануы мен қалдықтарын

БВО71700 - Молу энергетика мамандығы бойынша  
Орындаған Керімбаев У.Қайман Мейірали Т.Ғ.Ә. (аты-жөні) (тобы)

Жетекші Т.Ғ.Ә. профессор Амиров С.Б.Ғ  
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша :

С.Е.К. Жаңаев Шүкербек С.Ғ  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
Шүкербек С.Ғ « 09 » маусым 20 14 ж.  
(колы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:

А.Ж. Сағалықов Бермұратов К.С  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
Шүкербек С.Ғ « 09 » маусым 20 14 ж.  
(колы)

Есептеу техникасын қолдану бойынша :

Т.Ғ.Ә. Амиров С.Б.Ғ  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
Бермұратов К.С « 18 » маусым 20 14 ж.  
(колы)

Мөлшер бақылаушы:

Керімбаев У.Қайман Мейірали  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
Мейірали У.Қайман « 17 » маусым 20 14 ж.  
(колы)

Пікір жазушы :

Мейірали У.Қайман  
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)  
Мейірали У.Қайман « 17 » маусым 20 14 ж.  
(колы)

Алматы 2014

ДИПЛОМ ЖОБАСЫН ДАЙЫНДАУ

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Негізгі бөлімі	14.05.2014	
2.	Тамашалардан шығу		
3.	Тамашалық материалдың жинақтамасы		
4.	Есептеу алгоритмі	21.05.2014	
5.	Орос тілімен алынған мәліметтер, сөздік көмегімен сұрақтар		
6.	Қосқорғаныс тағдыры, мәдениеті ескерілуі туралы	26.05.2014	
7.	Қосқорғаныс қосқорғаныс тағдыры туралы мәліметтер	18.05.2014	
8.	Өмір-тіршілік қызығушылығы	09.06.2014	
9.	Өмір-құдіреттік шаралары қарастырылған		
10.	Аударып алынған ақпараттардың қорымен есептеу есептері		
11.	Ақпараттық жинақтаманың тағдыры	09.06.2014	
12.	Электрлік және магниттік энергиямен есептеу туралы экологиялық мәселелер табылған		
13.	Электр энергиясымен есептеу туралы өз қызығушылығымен есептеуі		

Тапсырманың берілген уақыты « 14 » сәуірі 2014 ж.

Кафедра меңгерушісі Қабарин А.А.  
 (қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі Әлимов Б.К.  
 (қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент Қабарин А.А.  
 (қолы) (аты-жөні)

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы  
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Ж. Мұқанов атындағы факультеті  
Электр энергетикасы және байланыс мамандығы мамандығы  
Электр энергетикасы кафедрасы кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Керімбаев Растан Мәуісұлы  
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Жылы және ыстық су мен су қызыл сумен  
арнасыз қалдықтарды қалдыру

ректордың «  » №    бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «18» сәуір 2014 ж.

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

Тау электр станциясының құрамына -  
Қозғалғы қаласымен 100 кВ қызыл сумен  
арнасыз қалдықтарды қалдыру  
Алматы қаласының сумен қамтамасыз ету  
мен сумен қамтамасыз ету жүйесінің құрамына  
қуаты  $N_1 = 2000 \text{ кВт}$ ; жылы су қуаты  $N_2 = 3000 \text{ кВт}$   
 $N_3 = 0,33$  шамамен қалдыру

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

Дипломдық жоба құрамына кіретін  
сұрақтардың тізімі  
1. Жылы және ыстық сумен қамтамасыз ету  
мен сумен қамтамасыз ету жүйесінің құрамына  
қуаты  $N_1 = 2000 \text{ кВт}$ ; жылы су қуаты  $N_2 = 3000 \text{ кВт}$   
 $N_3 = 0,33$  шамамен қалдыру



## **АННОТАЦИЯ**

Настоящий дипломный проект состоит из трех основных разделов.

В технологической части рассматриваются расчеты и положительные выборы оборудования для строительства новой ТЭЦ в городе Караганда.

В экономической части проекта показано составление бизнес плана, расчет экономической эффективности.

В охране труда и окружающей среды работа предназначено для правильного освещении рабочей среды и пожаробезопасности ТЭЦ.

## **АҢДАТПА**

Бұл дипломдық жоба үш негізгі бөлімнен тұрады.

Технологиялық бөлімде адам саны артып жатқан Қарағанды қаласында ЖЭО салу, оның есептелуі және қондырғылардың дұрыс таңдалуы толыққанды қарастырылған.

Жобаның экономика бөлімінде бизнес жоспар құрылып, экономикалық тиімділігі есептеулері көрсетілген.

Еңбекті және қоршаған ортаны қорғау бөлімі жұмыс орның дұрыс жарықтандыру мен ЖЭО-да өрт қауіпсіздігін сақтауға арналған.

## **ABSTRACT**

This diploma project consists of three main parts.

The technological part considers positive choices and equipment for construction of a new Heat and Power station in the city of Karaganda.

The economic part of the project shows the preparation of business plan, cost efficiency.

The labor protection and environmental work is intended for proper illumination of the working environment and fire protection work at Heat and Power station.

## **МАЗМҰНЫ**

## **КІРІСПЕ**

### **I. НЕГІЗГІ БӨЛІМ**

1.1 Кен орны жайлы жалпы мағлұмат

1.2 Кен орнының геологиялық зерттелуі және игеру тарихы

2.1 Орталықтанбаған жылу және электр көзі ретінде таңдалған

қондырғының толық сипаттамасы

2.2 Негізгі қондырғы

2.3 ГТҚ-ның жылулық есебі

3.1 Қосымша қондырғылар

3.2 Газды өңдеуге дайындау

3.3 Қосалқы энергия көзі

3.4 Пайдаға асырушы қазан

3.5 Трансформатор

### **II. ӨМІР ТІРШІЛІГІ ҚАУІПСІЗДІГІ**

2.1 ГТЭС-ғы өрт қауіпсіздігі

2.2 Ауадағы зиянды қалдықтардың таралуын есептеу және санитарлы-қорғау аумағының класын таңдау

### **III. ЭКОНОМИКАЛЫҚ БӨЛІМ**

3.1 ЖЭО-ның жылдық энергия жіберуін анықтау

3.2 Отынға жұмсалатын шығынды анықтау

## **ҚОРЫТЫНДЫ**

## **ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ**

## Кіріспе

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

Берілген дипломдық жобада алыс-шалғай орналасқан мұнай-кен орындарын электр және жылу көздерімен қамтамасыз ету үшін газ турбин электр станциясының(ГТЭС)құрылысы қарастырылуда. Электр және жылу энергиясын өндіру ілеспе мұнай-газын негізгі отын ретінде пайдалану арқылы іске асады. Ілеспе мұнай-газын пайдаға жарату бағдарламасы бірқатар маңызды экологиялық мәселелерді шешеді: газдың жағылуы мен ауаға шығарылуына, мұнайдың ұсақ бөлшектерінің атмосфераға буланып ұшуына жол берілмейді, мұнайдың төгілуі мен топырақтың ластану ықтималдылығы азаяды, өндірістің өртке қарсы қауіпсіздігі айтарлықтай жақсарады. Ауаға көтерілген газ құрамындағы ауыр бөлшектер атмосфера қабатының озон қабатының жұқаруына айтарлықтай әсер етеді. Соның ішіндегі метан газы аса белсенді әрі өте зиянды. Осы электрстанциясының құрылысы осындай өзекті мәселелерді шешуге зор ықпал етеді.

Газ турбиналық қондырғыларды қолданудың көптеген артықшылықтары бар: алыс-шалғай орналасқан мұнай кен орындарын орталықтанған электр және жылу көздеріне жалғау экономикалық жағынан өте тиімсіз болып табылады, себебі кен орындары аз уақыт ғана жұмыс атқаруы мүмкін. Сондықтан газ турбин электр станциясының құрылысы мұнай кен орнының жұмыс істеу мерзіміне сәйкес жүргізілетін болады, яғни электр станциясының құрылысына кеткен шығын толық қанды өтеледі. Дипломдық жоба барысында негізгі және экономикалық бөлімдерінде осы мәселе есептеулер арқылы анық көрінетін болады.

Жоғарда айтылған мәселелер ҚР президенті Н.Ә.Назарбаевтың Қазақстан халқына «Қазақстан-2050» жолдауында айтып кеткендей «Ортақ үйімізді келешек ұрпаққа таза қалдырайық»,-деген сөзінің бірден-бір бастамаларының әрі шешімінің бірі болып табылады. Себебі ілеспе мұнай-газын арнайы факельдерде жағу, ауа бассейнін мұнайдың ұсақ бөлшектерімен көрнікті түрде ластауда.

Газ турбиналық электр станциясының құрылысы экологиялық және экономикалық тұрғыда өте тиімді жоба болатынына дипломдық жоба барысында көз жеткіземіз.

## I. Негізгі бөлім

### 1.1 Кен орны жайлы жалпы мағлұмат

1984 жылы "Оңтүстік Қазақстан геологияның" кен орны бөлімімен Құмкөл мұнай аймағы ашылды. Осы кен орнының ашылуымен оңтүстік Торғай ойпаты жаңа өнеркәсіп мұнай газ облысы ретінде қарастырыла бастады.

Құмкөл кен орны әкімшілік жағынан Қазақстан Республикасының Қарағанды облысының (Жезқазған облысының) Жезді ауданына қарайды. Кен орын географиялық тұрғыдан оңтүстік Торғай үстіртінде орналасқан. Ең жақын тұрғылықты кең шарлар Жалағаш (150 километр) темір жол станциясы Жусалы (210 километр), Қарсақпай (180 километр) Сәтпаев ауылы (250 километр).

Облыс орталығы Қызылорда, Жезқазған қаласына және жалпы үлкен орталыққа дейінгі ара қашықтықтар шамамен 160 километр және 290 километрдей болады.

Құмкөл өндіріс ауданынан шығысқа қарай 230 километр ара қашықтықта Омск - Павлодар - Шымкент мұнай құбыры өтеді.

Өндірістік ауданның тұрғылықты халқы (қазақтар) негізінен мал шаруашылығымен айналысады. Экономикалық аудан әлі толығымен зерттелмеген.

Кен орнына тек қара жолдармен баруға болады. Жаз, күз айларында кез келген автоколікпен жүруге мүмкін болса, ал қыс айларында қарлы боран, үрген қардан өтуге қиынға соғады. Қыс, көктем айларында тек шынжырлы тракторлармен ғана өтуге болады, себебі түскен қардың әсерінен жер жібіп, батпаққа айналады. Тура осындай жолдар Құмкөл кен орнын Қызылорда мен Жезқазған арасындағы, грейдерлік жолмен шектесе асфальтталған жол арқылы

Қызылорда, Жусалы кең шарларын қосатын жолмен шектеседі (160-210 километр).

Солтүстік шығысқа қарай кен орнынан 20 километр қашықтықта Ленинск - Жусалы электр желігі өтеді. Кен орны 106-169 метр теңіз деңгейінде жоғары дала қыраттың үстінде орналасқан.

Оңтүстік, оңтүстік-батыс бағыттарда құмды массивтер орын алған. Соның ішінде ең үлкені - Арысқұм 10-15 метр биіктікте басқа қыраттардан ерекшеленіп көрінеді. Кен орнынан оңтүстікке қарай тартылып қалған сортаң Арыс көлі орналасқан, 15 километр батыс бетте үшкірленген биіктігі 70-90 метр болатын қырат бел тегіс бетті 200-250 метрлік рельефтен бөліп тұрады. Кен орнынан солтүстікке қарай 150-200 метрлік биіктікте орналасқан дала, солтүстік-шығысқа қарай Ұлытау таулы аймағыменен ұласады.

Абсолютті ең биік белгі 240,1 метр ең төмен қазан шұңқыр 75,1 метр. Биік қыраттардан қазан шұңқырға кеуіп кеткен кептеген өзен арналары бағытталады, соның ең үлкені (Ақлит және Теріскенеспе) солтүстік-шығысқа және оңтүстік-шығыс беттерден бағытталған қазан шұңқырдың ең төменгі бөліктері батпақты.



Осы батпақтардан бұлақтар өз бастауларын алады және осы батпақтарда ауыз су құдықтары көптеп кездеседі.

Кен орнының құрамы және оған жақын жатқан территория аймақтар майда тасты сортаң сұрғылт қоңыр (почва) топырақты, құмды. Жер асты сулары 100 метр тереңдікте орналасқан. Кен ауданының климаты - континенталды тез ауысады. Жауын-шашын аз түседі. Жазда температура +30 +35 °С болса, қыста -40 °С дейін барады. Жылдық жауын-шашын мөлшері 150 миллиметрге дейін негізінен қысқы, көктемгі түскен ылғалдың есебінен ғана болады. Негізінен соғатын желдің бағыты оңтүстік-шығыс бағытында қыс мерзімінде үскірік аяз боранды болады. Су артериясы кен орнында жоқ. Жер беті жартылай шөлді жерге тән шөп бұталармен көмкерілген күзде, қыста, көктемде киікке толы болады.

Тұрмыстық және техникалық су гидрогеологиялық ұңғыма су қондырғыларынан алынады. Су құрамы жоғары минералданған 0,6-0,9 г/дм . 50-70 метр тереңдіктен сенон-турон шөгінді жынысты қабаттарынан алынады.

Судың құрамында фтордың көп болуына байланысты ауыз су стандартына сәйкес келмейді. 120 метр тереңдіктен су өз-өзінен ағады. Сейсмикалық жағынан аудан қауіпсіз.

## 1.2 Кен орнының геологиялық зерттелуі және игеру тарихы

70 жылдардың басында оңтүстік Торғай ойпаты кек көзін жоғары палеозой шөгіндісімен байланыстырып, негізінен геологиялық, магниттік, гравиметрлік өлшемдерге сүйеніп жасалуда.

КМПВ Арысқұм мен МОВ Жыланшы мұнай газ аудандарында жасалған сейсмопрофильді бірнеше зерттеулердің нәтижесінде мұнай газ кеніші триас, грабен — синклинальдарымен мезозой қабаттарының дәуіріне жататыны болашағы бар екендігі анықталды. 1973-1975 жылдары бөлшекті сейсмосерттеу жұмыстар (МОВ) Жыланшы мұнай газ ауданында үлкен кен орны бар екендігі анықталды.

1976-1981 жылдарда оңтүстік Торғай өңірінде геологиялық зерттеу жүргізілген жоқ.

1982 жылы "Актюбенефтегаз геология" . ПГО бекіткен жоба бойынша алдынала есептеліп дайындалған (КМПВ) профильдік структуралық бұрғылау басталды. Бұрғылаудың алдына негізгі Қойған мақсаты 2000 метр тереңдікке дейін ұңғылау арқылы кен орнының регионалды геологиялық құрлысын анықтау болды.

1983 жылы жоғарыда айтылған жоспарды іске асыру нәтижесінде 1п-Арысқұм ұңғысы бұрғылана бастады. Аймақты сейсмопрофиль-деуден кейін 2п-Арысқұм ұңғысы бұрғыланды. Сонымен қатар Арысқұм мұнай аймағындағы профиль структура бұрғылау жалғастырылды.

1984-1985 жылдардағы геологиялық барлау жұмыстарының нәтижесінде Құмкөл кен орнында төменгі неоком мен жоғарғы және ортаңғы юра қабаттарында мұнай кеніштері бар екендігі анықталды.

1985 жылы Тұрлан геологиялық барлау экспедициясы мен Құмкөл кен орнының солтүстікке қарай жаңа саты анықталды оны кейін солтүстік Құмкөл сатысы деп атады. Кейінгі бұрғылау нәтижесінде осы саты Құмкөлдің солтүстік синклиналды жалғасы екендігі мәлім болды.

1986 жылы Құмкөл кен орнының орталық бөлігінің барлау жұмыстары негізінен аяқталды. Сол себептерден геологиялық барлау жұмыстар кен орнының солтүстік бөлігіне ауысты.

1987 жылы солтүстік, шығыс, батыс аймақтарының құрылымы жақтыланып, кен орнына шекаралас жатқан бөліктердің өнімділігі анықталды.

Қазіргі кезде Құмкөл кен орны ПетроКазакстан компаниясымен игерілуде. Мұнай фонтандық және штангілі терең сорапты тәсілдермен өндіріледі.

## 2.1 Орталықтанбаған жылу және электр көзі ретінде таңдалған қондырғының толық сипаттамасы.

Орталықтанбаған жылу және электр көзі ретінде пайдаланылатын қондырғылардың көптеген түрі бар, солардың ішінде өндіріс саласында көп қолданысқа ие болғандары: ГТЭС(газ турбиналық электр станциясы), ГПЭС (газ поршеньді электр станциясы), дизельді электр станциялары т.б. Олардың әр қайсысының өз артықшылықтары мен қолдану ортасы бар, дипломдық жоба барысында мен ГТЭС-ті таңдадым. Себебі бұл дипломдық жобаның басты мақсаты ілеспе мұнай газын тиімді пайдалану болып табылады. Негізінен ГПЭС-да да отын ретінде ілеспе мұнай газын қолдануға болады, бірақ ГПЭС-да қолданылатын отын өте жақсы тазартудан өтуі тиіс және басқару жүйесі тым қиындатылған болып келеді. Сол себепті ол көп артық шығынды және уақытты талап етеді. Газ турбиналық қондырғыларды пайдаланудың тағы бір жағымды жағы адамдар тұратын елді мекендерге жақын орналастыруға болады, себебі оның қоршаған ортаға шығаратын зияны бөлшектердің көрсеткіші өте аз мөлшерде шамамен 9-25 ppm құрайды. Бұл көрсеткіш газ турбиналық қондырғыны ешқандай кедергісіз тұрғын аудандарына жақын орнатуға болады дегенді дәлелдейді. Осындай артықшылығымен қондырғы өзінің жақын бәсекелесі газ поршеньді қондырғыны көлеңкелейді.

Газ турбиналы қондырғыны қолданған уақытта тұтынушы түтін газдарын шығаратын қондырғылары салу барысында үнемдейді.

ГТҚ-ның жұмыс істеу айналымында моторлық май қолданылмайды. Бәсеңдеткіште біраз көлемде май болады, оның ауыстыру уақыты ұзаққа созылады. Сумен салқындату жүйесі жоқ, яғни артық шығын мен жұмысты талап етпейді. Отын ретінде ілеспе мұнай газын пайдалануға болады, бірақ кез-келген электр станциясы секілді отын арнайы тазартудан өтуі тиіс. Егер тазартуда өтпеген жағдайда турбинаның жұмыс істеу уақыты 4-5 есе азаяды.

## 2.2 Негізгі қондырғы

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 шыңдық және шыңдық 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 экономдығына тікелей тәуелді, себебі энергияның көп бөлігі оның жұмысына жұмсалады.

Негізгі қондырғыны таңдау.

Негізгі Газ турбиналық қондырғы (ГТҚ) жергілікті мұнай кен орнының орналасу орнына, климаттық көрсеткіштеріне, отынның химиялық және физикалық шамасына және жылдық өндірулігіне байланысты шетелдік және жергілікті жұмыстары тікелей энергетикаға бағытталған компанияларға сауалнамалар жіберу арқылы іске асты.

Барлық көрсеткіштерге жауап беретін қондырғыны бізге ресейлік “ПрезидентНева” акционерлік компаниясы ұсынды.

“ПрезидентНева” акционерлік компаниясы - ғылыми-өндірістік орталық болып табылады және Ресей аумағындағы 18 жылдық тарихы бар алдыңғы қатардағы энергетикалық қондырғылар өндіруші саналады.

Мақсаты- сапалы энергиямен қамтамасыз ету арқылы тапсырыс берушінің жұмысының алға басуына ықпалын тигізу.

*Қондырғы алыс-шалғай орналасқан мұнай кен орындарын электр және жылу көздерімен қамтамасыз ете отырып ілеспе мұнай газын пайдаға асыру мақсатында таңдалды.*

Біздің көрсеткіштерге жауап беретін Газ турбин қондырғысының жалпы атауы “DRESSER-RAND -KG2-3G”. Қондырғы Норвегияда жасалған, ал құрастыру, алып келу, орнатып іске қосу жұмыстарымен жоғарыда айтып кеткен Ресейлік “ПрезидентНева” акционерлік компаниясы айналысады.

Электр станциясының электрлік қуаты-1980кВт;

Жылулық қуаты- 3960 кВт;

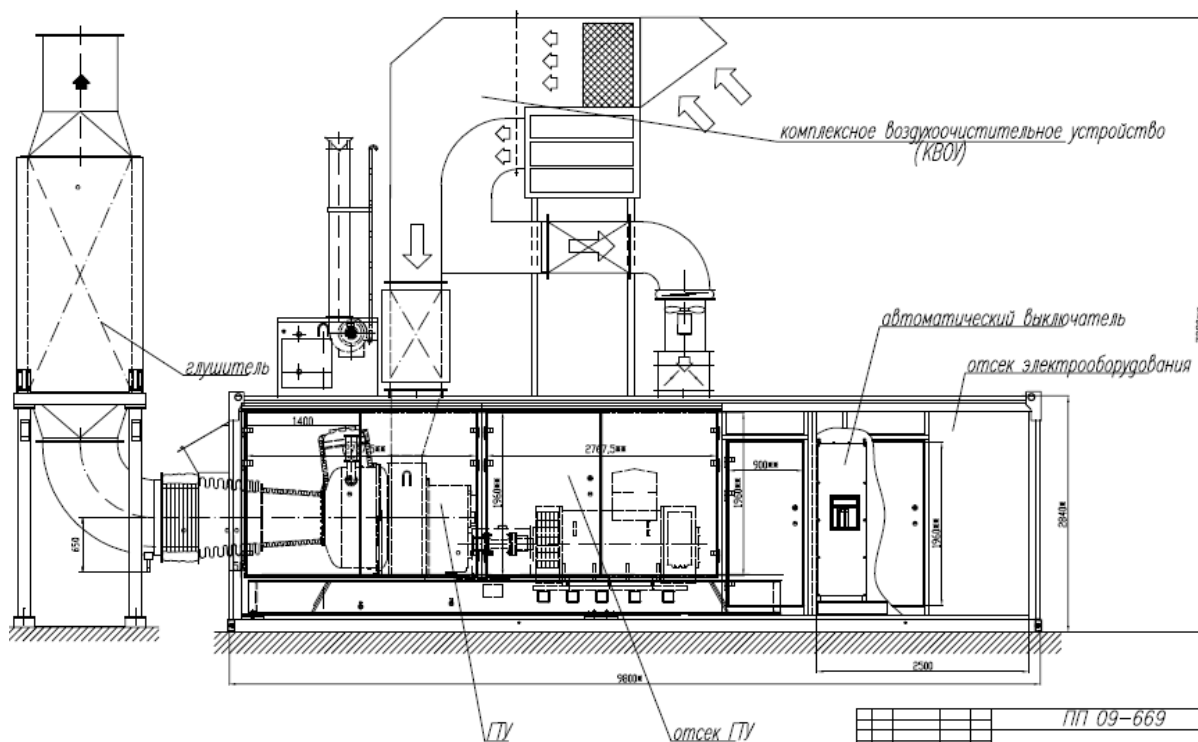
Отын түрі- ілеспе мұнай газы;

# 1-кесте. Қондырғының техникалық сипаттамалары

Көрсеткіштері	Өлшем бірліктері	Негізгі жүктеме	Қосалқы
Валдағы қуат (15°C/59°F)	кВт	1934	2250
Вал жылдамдығы	айн./мин.	1500/1800	1500/1800
Толық жүктеме кезіндегі отын шығыны	МДж/с	7,54	8,76
Тайдаланылған газдар ыстықтығы	°C/°F	549/1020	549/1020
Тайдаланылған газдардың толық шығыны	кг/с	15	14,9
Тайдаға асырудың толық қуаты	МДж/с	6,6	
Кірердегі отын қысымы	бар, изб.	8	8
Толық жүктемеге өту уақыты	Іске қосу жүйесіне байланысты 33–35 с		
Жүктеменің мүмкін болатын өзгерісі	%	100	100
Генератор	кВ	0,4	0,4
Салмағы, турбина/редуктор	кг	1925	
Қонтейнер салмағы	кг	18 000	

Электр станциясы заводтық тұрғыда арктикалық түрде жасалған контейнерлерде жеткізіледі.

1 суретте қондырғының контейнерлерде орналасуы және қосалқы бөлшектерінің жалғануы көрсетілген.



1 сурет

Қондырғының орналасу сызбасы

### Қондырғы жиынтығы

Газдық турбина және генератор

- Барлық жыл мерзіміне сай орындалған Газдық турбина KG2-3E.
- Айнымалы ток генераторы 6,5 кВ, 50 Гц, IP23. Электрлік жүктеме реттегішпен бірге.
- Бетондық ортаға орналастыруға арналған дірілге қарсы жақтау.
- Машиналық бөлікте орналасқан жиілігі мол шуды бәсеңдету құрылғысы.

Газ-отындық жүйесі

- Жеке вентиляциялық газ-отындық модуль мин. 15 бар, басқарылатын кері қайтару клапаны.
- Сандық отындық өлшеу клапаны, типі Woodward GS6, құбыр жүйесі және басқару жүйесі
- Газдық детектор
- Барлық құбыр жүйесі тот баспайтын болаттан жасалған
- Отын майын суыту құрылғысы (сумен суыту)
- Компрессорды тазалау жүйесі

Іске қосу жүйесі

- Электро/Гидравликалық іске қосу жүйесі, 50 кВт.

Майлау жүйесі

- Майды жіберу жүйесі
- Майды жіберуге арналған сорғы
- Екі қабатталған сүзгі
  - Құбыр жүйесі тот баспайтын болаттан жасалған
  - Майлау майы
  - Майлау майын қыздырғыш

Автоматтандыру жүйесі

- Жалғау кабельдері
- Басқару тақташасы, IP23 сенсорлық экран НМІ,
- Генераторды басқару және қорғау бөлігі
- Барлық ішкі желілері

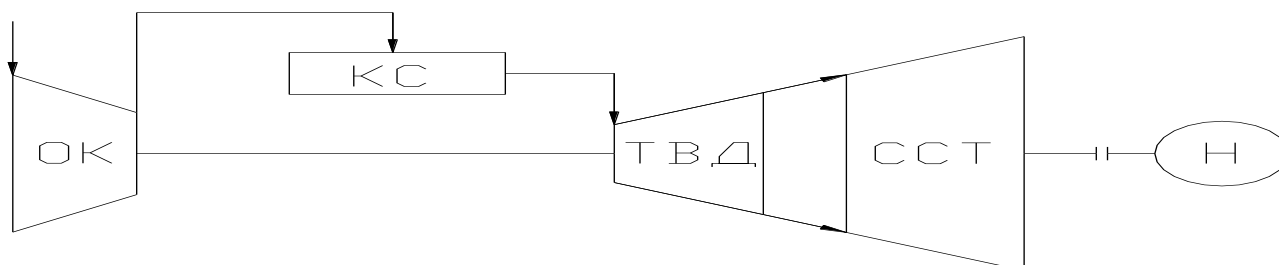
Қосымша бөлшектерімен қызмет көрсету

- Арктикалық түрде орындалған контейнер Киев қаласында орындалған
- Бояу өндірушінің стандарттары бойынша боялған
- Техникалық құжаттарына ағылшын тілінде, 3 том
- Сыртқы орамы өндірушінің стандарттары бойынша жасалған
- Упаковочный подъемный инструмент (кран-балка, накладки)
- Сырты арктикалық түрде орындалған
- Сигнал беру жүйесі және өрт қауіпсіздігі
- Шаңдануға жол бермеу жүйесі
- Арнайы сүзгілер

## 2.3 ГТҚ-ның жылулық есебі

ГТҚ-ның бастапқы берілген мәліметтері

ГТҚ-ның қарапайым ашық айналым жүйесінің сұлбесі;



1-ші сұлбе

Есептеуге берілген көрсеткіштер төменге кестеге енгізілген 2-ші кесте

Атауы	Белгіленуі	Өлшем бірлігі	Көрсеткіштері
Қуаты	$N_e$	кВт	2000
Атмосфералық ауа қысымы	$P_1$	Па	101300
Атмосфералық ауа ыстықтығы	$T_v$	К	288
Жану заттарының турбина алдындағы ыстықтығы	$T_T$	К	1443
Гидравликалық тракт кедергісі	$\square_{тр}$	-	0,05
Газогенераторының айналу жиілігі	$n_{ТВД}$	об/мин	10500
Турбинаның айналу жиілігі	$n_{СТ}$	об/мин	5300
Сығымдағыштығы ауа сыйымдылығы	$c_{рк}$	кДж/кг·К	1,01
Турбинадағы жану заттарының жылусыйымдылығы	$c_{рТ}$	кДж/кг·К	1,22
Турбинаның алдындағы жану заттарының жылусыйымдылығы	$c_{рв}$	кДж/кг·К	1,05
Жану камерасындағы жану заттарының жылусыйымдылығы	$c_{ркс}$	кДж/кг·К	1,10
Турбина ПӘК-і	$\square_T$		0,895
Сыымдағыш ПӘК-і	$\square_k$		0,87
Жану камерасының ПӘК-і	$\square_{кс}$		0,99
Механикалық ПӘК	$\square_{мех}$		0,985
Жылыту ауа шығыны	$q_{охл}$		0,035
Жабындылардан шығытын ауа шығыны	$q_{ут}$		0,015
ТВД шығын коэффициенті	$\square_1$		0,94
Күштік турбинының шығыны	$\square_2$		0,975
Ауа үшін адиабата көрсеткіші	$k_v$		1,4
Жану заттары үшін адиабата көрсеткіші	$k_T$		1,33



## Отын құрамы

### 3-ші кесте

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

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 ГТЭС 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 ГТЭС-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 біріктірілме 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.

Есептеуде қолданылатын негігі кейіптемелер мен алынатын шамалар 3-ші кестеде көрсетілген:

4-ші кесте

Белг	Кейіптеме (формула)	Әлшм	Нұсқалары							
			1	2	3	4	5	6	7	8
$p_k$	Белгілейміз	-	11	12	13	14	15	16	17	18
$H_k$	$c_{PK} \cdot T_{B1} \cdot (\pi_{K1}^{\frac{k-1}{k}} - 1) / \eta_{K1}$	кДж/кг	325,7	342,24	357,8	372,5	386,9	399,9	412,7	424,9
$T_k$	$\frac{H_k}{c_{ps}}$	К	610,4	626,8	642,8	656,8	670,7	683,9	696,6	708,7
$H_k'$	$\frac{H_k}{V_1 \cdot \eta_{MEY}}$	кДж/кг	337,4	354,56	370,7	385,9	400,4	414,8	427,6	440,8
$p_{T1}$	$1 - \frac{H_{m1}}{(c_{pm} \cdot T_s \cdot \eta_{m1})^{\frac{k_m}{k_m-1}}}$		3,39	3,643	3,9	4,2	4,4	4,7	5,0	5,3
$p_{Ts}$	$\pi_{k\Sigma} \cdot \sigma_{ex} \cdot \sigma_{diff} \cdot \sigma_{kc}$		10,04	10,9	11,8	12,7	13,7	14,6	15,5	16,4
$T_{T1}$	$T_s - \frac{H_{m1}}{c_{pm}}$	К	926,6	911,6	897,4	873,7	859,7	848,2	843,2	837,1
$H_{T2}$	$\frac{H_k}{V_2 \cdot \eta_{MEY}}$	кДж/кг	232,94	231,7	229,9	227,7	225,1	222,29	219,201	215,9
$p_{T2}$	$\frac{\pi_{T\Sigma}}{\pi_{T1}}$		2,9	3	3,03	3,05	3,04	3,04	3,04	3,05

Есеп келесі кезекпен орындалады:

- 1) Сыртқы ауа температурасы  $t_1 = +15 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- 2) Сығымдағыштан кейінгі ауа температурасы  $t_2 = 345 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- 3) Ауаның орташа температурасы  $t_{cp}^e = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{15 + 345}{2} = 180 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

4)  $t_{cp}^B = 180 \text{ } ^\circ\text{C}$  кездегі ауаның жылусыйымдылығы:

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

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

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

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:  $m_n = \frac{0,1102}{c_p^{с.н.}} = \frac{0,1102}{0,4607} = 0,2392$ ;

8) Сыртқы ауа қысымы:  $p_{н.в.} = 0,00136 \cdot 10^{\frac{2,88 \cdot H}{18400 - 67 \cdot t_{н.в.}}} = 0,00136 \cdot 10^{\frac{2,88 \cdot 0}{18400 - 67 \cdot 15}} = 1,03167 \frac{\text{кзс}}{\text{см}^2}$ ;

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

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

10) Сыртқы ауаның ылғал мөлшері:

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

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:

$$t_2 = t_1 + \frac{T_1 \cdot (\pi_k^{m_k} - 1)}{\eta_k} = 15 + \frac{(273 + 15) \cdot (11,3^{0,28173} - 1)}{0,85} = 347 \text{ } ^\circ\text{C};$$

15) Сығымдағыштан кейінгі қабылданған және есептелген ауа

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

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

17) Сығымдағыш алдындағы ауа қысымы:

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

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

18) Сығымдағыштан кейінгі ауа қысымы:  $p_2 = p_1 \cdot \pi_k = 1,02238 \cdot 11,3 = 11,55289 \frac{кгс}{см^2}$ ;

19) Газ турбинының алдындағы ауа қысымы:

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

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

20) Газ турбинынан кейінгі газдар қысымы:

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

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

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  $\rho_b = 1,293 \frac{кг}{м^3}$ ;

25) Теориялық қажетті ауа мөлшері:

$$\begin{aligned} V &= 0,0476 \cdot \left[ 0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) \cdot C_m H_n - O_2 \right] = \\ &= 0,0476 \cdot \left[ \left( 1 + \frac{4}{4} \right) \cdot 85,6239 + \left( 2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 7,4477 + \left( 3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 3,2482 + \left( 4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,4962 + \right. \\ &\left. + \left( 4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,7268 + \left( 5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,1289 + \left( 5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,1092 + \left( 6 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,0437 \right] = 10,653 \frac{м^3}{м^3} \end{aligned}$$

26) Теориялық қажетті ауа мөлшері:

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

27) Азоттың теориялық көлемі:

$$V_{\text{N}_2}^0 = \left( 0,79 \cdot V^0 + \frac{N_2}{100} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{\text{г.мл}}} = \left( 0,79 \cdot 10,653 + \frac{2,1715}{100} \right) \cdot \frac{1}{0,802} = 10,521 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

28) Үшатомды газдар көлемі:

$$\begin{aligned} V_{\text{RO}_2}^0 &= \left( 0,01 \cdot [\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \sum m \cdot C_m \cdot H_n] \right) \cdot \frac{1}{\rho_{\text{г.мл}}} = \\ &= \left( 0,01 \cdot [0,0039 + 1 \cdot 85,6239 + 2 \cdot 7,4477 + 3 \cdot 3,2482 + 4 \cdot 0,4962 + 4 \cdot 0,7268 + \right. \\ &\left. + 5 \cdot 0,1289 + 5 \cdot 0,1092 + 6 \cdot 0,0437] \right) \cdot \frac{1}{0,802} = 1,454 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \end{aligned}$$

29) Су буларының теориялық көлемі:

$$\begin{aligned} V_{\text{H}_2\text{O}}^0 &= \left( 0,01 \cdot \left[ \text{H}_2\text{S} + \text{H}_2 + \sum \frac{n}{2} \cdot C_m \cdot H_n + 0,124 \cdot d_{\text{г.мл}} \right] + 0,0161 \cdot V^0 \right) \cdot \frac{1}{\rho_{\text{г.мл}}} = \\ &= \left( 0,01 \cdot \left[ 2 \cdot 85,6239 + \frac{6}{2} \cdot 7,4477 + \frac{8}{2} \cdot 3,2482 + \frac{10}{2} \cdot 0,4962 + \frac{10}{2} \cdot 0,7268 + \right. \right. \\ &\left. \left. + \frac{12}{2} \cdot 0,1289 + \frac{12}{2} \cdot 0,1092 + \frac{12}{2} \cdot 0,0437 \right] + 0,0161 \cdot 10,653 \right) \cdot \frac{1}{0,802} = 2,887 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \end{aligned}$$

30) Су буларының теориялық мөлшері:

$$\begin{aligned} L_{\text{H}_2\text{O}}^0 &= \left( 0,01 \cdot \left[ \text{H}_2\text{S} + \text{H}_2 + \sum \frac{n}{2} \cdot C_m \cdot H_n + 0,124 \cdot d_{\text{г.мл}} \right] \cdot \rho_{\text{H}_2\text{O}} + 0,0161 \cdot V^0 \cdot \rho_{\text{в}} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{\text{г.мл}}} = \\ &= \left( 0,01 \cdot \left[ 2 \cdot 85,6239 + \frac{6}{2} \cdot 7,4477 + \frac{8}{2} \cdot 3,2482 + \frac{10}{2} \cdot 0,4962 + \frac{10}{2} \cdot 0,7268 + \right. \right. \\ &\left. \left. + \frac{12}{2} \cdot 0,1289 + \frac{12}{2} \cdot 0,1092 + \frac{12}{2} \cdot 0,0437 \right] \cdot 0,804 + 0,0161 \cdot 10,653 \cdot 1,293 \right) \cdot \frac{1}{0,802} = 2,426 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}} \end{aligned}$$

31) Азоттың тығыздығы:  $\rho_{\text{N}_2} = 1,257 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  (қабылданады);

32) Үшатомды газдардың тығыздығы:  $\rho_{\text{RO}_2} = 1,964 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  (қабылданады);

33) Су буларының тығыздығы:  $\rho_{\text{H}_2\text{O}} = 0,804 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  (қабылданады);

34) Жану өнімдерінің теориялық мөлшері:

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

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 ұшатомды 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:

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

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

41) Ауаның артықтық еселеуіші:

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

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

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

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

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

45) Жану камерасындағы ауаның артықтық еселеуіші:

$$\alpha_{\text{кc}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot \eta_{\text{кc}} - (I_{\Gamma(3)}^0 - I_{\text{B}(3)}^0)}{\rho_{\text{г.мл}} \cdot (I_{\text{B}(3)}^0 - I_{\text{B}(2)}^0)} = \frac{37736 \cdot 0,985 - (24373 - 20343)}{0,802 \cdot (20343 - 6181)} = 2,988$$

46) Сығымдағыштан өтетін ауа шығысы:  $G_{\text{к}}=509$  кг/с;

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

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

49) Жану камерасына ауаның шығысы:

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

50) Жану камерасына отын шығысы:

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

51) Газ турбинынан өтетін газдардың шығысы:

$$G_{\text{T}} = 0,962 \cdot G_{\text{к}}^{\text{B}} \cdot (1 + d_1) + B_{\text{p}}^{\text{кc}} = 0,962 \cdot 509 \cdot (1 + 0,010123) + 8,929 = 504 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

52) Газ турбинынан кейінгі газдардың шығысы:

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

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

$$c_{\text{p}}^{\text{N}_2} = f(t_{\text{cp}}) = 0,27617 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}}$$

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

$$c_{\text{p}}^{\text{H}_2\text{O}} = f(t_{\text{cp}}) = 0,56154 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}};$$

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

$$c_{\text{p}}^{\text{RO}_2} = f(t_{\text{cp}}) = 0,30094 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}};$$



56)  $t_{cp}=810^0\text{C}$  кездегі азоттың адиабаталық шамасы:

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

57)  $t_{cp}=810^0\text{C}$  кездегі үш атомды газдардың адиабаталық шамасы:

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

58)  $t_{cp}=810^0\text{C}$  кездегі су буларының адиабаталық шамасы:

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

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

$$m_{\Gamma} = \frac{m_{N_2} \cdot V_{N_2}^0 \cdot \rho_{N_2} + m_{RO_2} \cdot V_{RO_2}^0 \cdot \rho_{RO_2} + m_{H_2O} \cdot L_{H_2O}^0}{V_{N_2}^0 \cdot \rho_{N_2} + V_{RO_2}^0 \cdot \rho_{RO_2} + L_{H_2O}^0} =$$
$$= \frac{0,25527 \cdot 10,521 \cdot 1,257 + 0,14986 \cdot 1,454 \cdot 1,964 + 0,19625 \cdot 2,426}{10,521 \cdot 1,257 + 1,454 \cdot 1,964 + 2,426} = 0,23126$$

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

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

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

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

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

$$m_{\Gamma} = \frac{m_2 \cdot L_{\Gamma}^0 + (\alpha_{\Gamma,T} - 1) \cdot L_{\kappa}^0 \cdot m_B}{L_{\Gamma}^0 + (\alpha_{\Gamma,T} - 1) \cdot L_{\kappa}^0} = \frac{0,23126 \cdot 18,506 + (2,4156 - 1) \cdot 17,175 \cdot 0,24839}{18,506 + (2,4156 - 1) \cdot 17,175} = 0,24079 \text{ 63) Газ}$$

турбинасында газдардың кеңею дәрежесі:

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

64) Газ турбинасының адиабаталық ПӘК-і:  $\eta_K=0,89$ ;

65) Газ турбинасынан кейінгі газдардың температурасы:

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

66) Газ турбинынан кейінгі және есептелген газдардың температураларының айырмашылығы  $\Delta t = t_4 - t_4' = 560 - 554 = 6 \text{ } ^\circ\text{C} < 10 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

67) Газ турбинынан кейінгі газдардың температурасы  $t_4 = 554 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

68) Сығымдағыштың ішкі қуаты:

$$N_i^K = 4,1868 \cdot G_{\text{кк}}^B \cdot (c_p^B + d_1 \cdot c_p^{B,\Pi}) \cdot (t_2 - t_1) = \\ = 4,1868 \cdot 436 \cdot (0,2456 + 0,010123 \cdot 0,4607) \cdot (347 - 15) = 151700 \text{ кВт}$$

69)  $t_{\text{ср}} = 810 \text{ } ^\circ\text{C}$  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)  $t_{\text{ср}} = 810 \text{ } ^\circ\text{C}$  кездегі газдардың изобаралық жылусыйымдылығы:

$$c_p^T = \frac{c_p^r \cdot L_r^0 + (\alpha_{r,T} - 1) \cdot L_{\text{кк}}^0 \cdot c_p^B}{L_r^0 + (\alpha_{r,T} - 1) \cdot L_{\text{кк}}^0} = \\ = \frac{0,3174 \cdot 18,506 + (2,4156 - 1) \cdot 17,175 \cdot 0,27616}{18,506 + (2,4156 - 1) \cdot 17,175} = 0,29398 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$$

71) Газ турбинының ішкі қуаты:

$$N_i^{z.m} = 4,1868 \cdot G_r \cdot c_p^T \cdot (t_3 - t_4) = 4,1868 \cdot 572 \cdot 0,29398 \cdot (1060 - 554) = 356200 \text{ кВт} \quad 72)$$

Сығымдағыштың механикалық ПӘК-і:  $\eta_{\text{к}}^{\text{мех}} = 0,89$  (қабылданады);

73) Газ турбинының механикалық ПӘК-і  $\eta_{r,T}^{\text{мех}} = 0,995$  (қабылданады);

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

75) Газ турбины қондырғының электрлік қуаты:

$$N_{z.m}^{\text{эл}} = \left( N_i^{z.m} \cdot \eta_{r,T}^{\text{мех}} - \frac{N_i^K}{\eta_{\text{к}}^{\text{мех}}} \right) \cdot \eta_{\text{эГ}} = \left( 356200 \cdot 0,925 - \frac{151700}{0,89} \right) \cdot 0,985 = 157000 \text{ кВт};$$

76) Шығар газдардағы ауаның артықтық еселеуіші:

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

77) Газ турбинынан кейінгі шығар газдардың температурасы:

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

78) Газ турбинынан кейінгі шығар газдардың тығыздығы:

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

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

79) Газ турбинынан кейінгі шығар газдардағы оттегінің көлемдік мөлшері:

$$O_2 = \frac{21 \cdot (\alpha_{yx}^{r.t} - 1) \cdot L_{kc}^0 \cdot \rho_{yx}^{r.t}}{1 + \alpha_{yx}^{r.t} \cdot L_{kc}^0} \cdot \frac{\rho_{yx}^{r.t}}{\rho_B} = \frac{21 \cdot (3,294 - 1) \cdot 17,175 \cdot 1,003}{1 + 3,294 \cdot 17,175} \cdot \frac{1,003}{1,293} = 11,15 \%$$

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

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

Екінші кезектегі есептеулері:

1. СЫҒЫМДАҒЫШТЫҢ АУАНЫ СЫҒУ ҮШІН АТҚАРҒАН ЖҰМЫСЫ:

$$H_K = c_{pK} T_B \left( \pi_{K0}^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \eta_K^{-1}, \text{ кДж/кг},$$

где  $c_{pK}=1,01$  кДж/кгК,  $T_B=288$  К,  $\eta_K=0,86$ ,  $k=1,4$ .

$$H_K = 1,01 \cdot 288 \cdot \left( 19,61^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,87} = 448,1 \text{ кДж/кг}.$$

2. СЫҒЫМДАҒЫШТАН КЕЙІНГІ АУА ЫСТЫҚТЫҒЫ:

$$T_K = T_B + \frac{H_K}{c_{pK}}, \text{ К},$$

$$T_K = 288 + \frac{448,1}{1,01} = 731,7 \text{ К}.$$

3. СЫҒЫМДАҒЫШТЫҒ АУАНЫ СЫҒУ УАҚЫТЫНДАҒЫ ОРТАША ЫСТЫҚТЫҚ:

$$T_{cp} = \frac{T_B + T_K}{2}, \text{ К},$$

$$T_{cp} = \frac{288 + 731,7}{2} = 509,8 \text{ К} = 236,8 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

4. Ауаның [1] диаграммасы бойынша процесстің орташа ыстықтығына сәйкес келетін көрсеткіштерді таңдаймыз,  $\alpha = \infty$ :

$$c_{pk}' = 1,029 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К});$$

$$k_K' = 1,397.$$

5. Сығымдағыштың ауаны сығу үшін атқарған жұмысының нақты мәні:

$$H_K' = 1,029 \cdot 288 \cdot \left( 19,61^{\frac{1,397-1}{1,397}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,87} = 452,9 \text{ кДж}/\text{кг}.$$

6. . Сығымдағыштан кейінгі ауа ыстықтығының нақты мәні:

$$T_K' = 288 + \frac{452,9}{1,029} = 728,2 \text{ К}.$$

7. Сығымдағыштың ауаны сығу уақытындағы орташа ыстықтығының нақты мәні:

$$T_{cp}' = \frac{288 + 728,2}{2} = 508,1 \text{ К}.$$

Табылған көрсеткіштердің айырмашылық шамасы аса қатты байқалмағандықтан атмосфералық ауаның жылуфизикалық шамаларын ары қарай табудың қажетілігі жоқ.

8. Жану камерасындағы ауаның артықтық еселеуіші:

$$\alpha = \frac{3000 - 0,367 \cdot T_G}{T_G - T_B},$$

$$\alpha = \frac{3000 - 0,367 \cdot 1443}{1443 - 728,2} = 3,5.$$

9. Турбинадағы жану заттарының қысым көтеру дәрежесі :

$$\pi_{T\Sigma} = 19,61 \cdot (1 - 0,04) = 18,83.$$

10. Турбинаның кеңейтілуі кезіндегі сығымдағыш жұмысы:

$$H_{T1} = \frac{H_K}{V_1 \eta_{MEK}}, \text{ кДж}/\text{кг},$$

$$H_{T1} = \frac{452,9}{0,94 \cdot 0,985} = 489,2 \text{ кДж}/\text{кг}.$$

11. Газ турбинынан кейінгі жану заттарының температурасы:

$$T_{T1} = T_G - \frac{H_{T1}}{c_{pT1}}, \text{ K},$$

$$T_{T1} = 1443 - \frac{489,2}{1,23} = 1024,9 \text{ K}.$$

12. Турбинадағы жану заттарының кеңейтілу процесі кезіндегі орташа ыстықтық:

$$T_{cp1} = \frac{T_G + T_{T1}}{2}, \text{ K},$$

$$T_{cp1} = \frac{1443 + 1024,9}{2} = 1233,9 \text{ K} = 960,9 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

13. Ауаның [1] диаграммасы бойынша процесстің орташа ыстықтығына сәйкес келетін жылуфизикалық көрсеткіштер  $\alpha=3,5$  мәніне сәйкес таңдалады:

$$c_{pT1}' = 1,23 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K}),$$

$$k_{T1}' = 1,31.$$

14. Сығымдағыштағы турбинадан кейінгі жану заттарының ыстықтығы және кеңейу процесі кезіндегі сығымдағыш турбинының орташа ыстықтығы:

$$T_{T1}' = 1443 - \frac{489,2}{1,23} = 1046,3 \text{ K},$$

$$T_{cp1}' = \frac{1443 + 1046,3}{2} = 1244,1 \text{ K}.$$

15. Сығымдағыштағы турбинаның жану заттарының кеңейу шамасы:

$$\pi_{T1} = \left[ 1 - \frac{H_{T1}}{c_{pT1}' T_G \eta_{T1}} \right]^{\frac{k'}{1-k'}},$$

$$\pi_{T1} = \left[ 1 - \frac{489,2}{1,23 \cdot 1443 \cdot 0,895} \right]^{\frac{1,31}{1-1,31}} = 4,737.$$

16. Күштік турбинаның жану заттарының кеңейу шамасы:

$$\pi_{T2} = \frac{\pi_{T\Sigma}}{\pi_{T1}},$$

$$\pi_{T2} = \frac{18,83}{4,737} = 3,97.$$

17. Күштік турбинаның кеңейу жұмысы:

$$H_{T2} = c_{pT2} T_{T2} \left( 1 - \pi_{T2}^{\frac{1-k}{k}} \right) \eta_{T2}, \text{ кДж/кг},$$

$$H_{T2} = 1,12 \cdot 1045,3 \cdot \left( 1 - 3,97^{\frac{1-1,33}{1,33}} \right) \cdot 0,895 = 303,7 \text{ кДж/кг}.$$

18. Күштік турбинадан кейінгі ауа ыстықтығы:

$$T_{T2} = T_{T2} - \frac{H_{T2}}{c_{pT2}}, \text{ К},$$

$$T_{T2} = 1045,3 - \frac{303,7}{1,12} = 774,1 \text{ К}.$$

19. Кеңейу процесі кезіндегі күштік турбинасының орташа ыстықтығы

$$T_{cp2} = \frac{T_{T2} + T_{T2}}{2}, \text{ К},$$

$$T_{cp2} = \frac{1045,3 + 774,1}{2} = 909,7 \text{ К} = 636,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

20.  $\alpha=3,5$  бойынша жану заттарының кеңейу процесі кезіндегі орташа ыстықтығының жылуфизикалық көрсеткіштері табылады:

$$c_{pT2}' = 1,12 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)},$$

$$k_{T2}' = 1,33.$$

Жану заттарының жылуфизикалық көрсеткіштерінде өзгеріс жоқ болғандықтан, оны ары қарай анықтаудың мәні жоқ.

21. ГТҚ-ның пайдалы жұмысы:

$$H_e = H_{T2} \nu_2 \eta_{MEH}, \text{ кДж/кг},$$

$$H_e = 303,7 \cdot 0,985 \cdot 0,975 = 291,7 \text{ кДж/кг}.$$

22.  $T_k'$  и  $\alpha=\infty$  шамаларға сәйкес ауаның жылуфизикалық көрсеткіштері табылады:

$$c_{pm}' = 1,02 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

23. Жану камерасына түсетін ауаның жылу мөлшері:

$$Q_B = c_{pm} T_k' (1 - q_{охл} - q_{yT}), \text{ кДж/кг},$$

$$Q_B = 1,02 \cdot 728,2 \cdot (1 - 0,035 - 0,015) = 705,6 \text{ кДж/кг}.$$

24.  $T_r'$  и  $\alpha=3,2$  шамаларға сәйкес жану заттарының жылуфизикалық көрсеткіштері табылады:

$$c_{pm}' = 1,121 \text{ кДж/(кг·К)}.$$

25. Жану камерасындағы жылу мөлшері:

$$Q_{KC} = \frac{c_{pKC} T_r (1 - q_{охл})}{\eta_{KC}} - Q_B, \text{ кДж/кг},$$

$$Q_{KC} = \frac{1,121 \cdot 1443 \cdot (1 - 0,035)}{0,99} - 705,6 = 871,2 \text{ кДж/кг}.$$

26. Газ турбиналы қондырғының тиімді ПӘК-і:

$$\eta_e = \frac{H_e}{Q_{KC}},$$

$$\eta_e = \frac{291,7}{871,2} = 0,335.$$

27. Қалыпты қуатпен қамтамасыз ету үшін айналымдағы ауа шығыны:

$$G_B = \frac{16000}{291,7} = 56,3 \text{ кг/с}.$$

28. ГТҚ үшін жұмыс істеу денесінің шығыны:

$$G_{T1} = G_B v_1, \text{ кг/с},$$

$$G_{T1} = 56,3 \cdot 0,94 = 52,9 \text{ кг/с}.$$

$$G_{T2} = G_B v_2, \text{ кг/с},$$

$$G_{T2} = 56,3 \cdot 0,97 = 54,8 \text{ кг/с}.$$

### 3.1 Қосымша қондырғылар

Негізгі қондырғының ұзақ уақыт әрі тиімді жұмыс істеу үшін оған қосымша қондырғылардың көмегі қажет. Яғни отынды алдын ала тазылау қондырғысы отын құрамындағы ауыр бөлшектерді бөліп концентрациясын азайта түседі. Ол дегеніміз негізгі қондырғының турбинасының ұзақ уақыт жұмыс істеуіне септігін тигізеді. Егер осы қондырғыны қоймаған жағдайда турбинаның жұмыс істеу сағаты екі есеге азаяы мүмкін, турбинаның орташа жұмыс істеу уақыты 72000 сағат болатын болса, алдын ала тазыланбаған отын осы уақытты көрнекті түде азайту қауіпін тудырады. Экономикалық жағынан тиімсіз жоба еш қай уақытта пайдалы деп саналмайтыны нарық жүйесінде алдыңғы қатардағы тосқауыл болып саналады. Қосалқы энергия көзінің қажеттік шамасы электрстанциясының жұмыс барысына керек құрылғы болып саналады. Себебі кез елген өндірісте қосалқы қуат көзі болуы тиіс, ол Қазақстан республикасының заңнамасында көрсетілген. Пайдаға асырушы қазан жағылған отын қалдығын бос ауаға ұшырмай, оны тиімді пайдалану құрылғысы ретінде электрстанциясында жұмыс істейтін жұмыскерлерге жылу көзі ретінде пайдаланылады. Бұл қондырғы кішігірім қондырғы, электрстанциясының қуатына сай таңдалған. Осы пайдаға асырушы қазан арқасында негізгі қондырғының пайдалы әсер коэффициентін 88-92%-ға дейін көтеруге болады. Ал электр энергиясын тұтынушыға реттеп, яғни белгілі мөлшердегі кернеуге дейін үлестіріп тарату жүйесі электрстанциясының басты мақсатын орындауға арналған құрылғы болып саналады. Мұндай құрылғылар техникалық жағынан өте күрделі схема арқылы құрастырылған. Тұтынушыға жеткізілген электр энергиясы негізгі қондырғының пайдалы әсер коэффициентінің 25-35 % -ын құрайды. Жоғарыда айтып кеткен пайдаға асырушы қазан шамамен жартысынан көп мөлшерде турбинаның жұмысының пайдасын экономикалық болсын өндірістік болсын көзге көрінерліктей арттырып отыр.

### 3.2 Газды өңдеуге дайындау

Табиғи газ ұңғымалардан тамшылы (газды конденсат, су) пен тау жыныстарының ұсақ бөлшектерімен бірге шығады, яғни газ сұйық және қатты фазалары бар дисперсті жүйе болып тбылады.

Газды өңдеуге дайындаудың міндетіне осы дисперсті фазаларды әртүрлі айыру құрылғыларының (сеператорларының) көмегімен бөлу кіреді.

Процестің ерекшелігі, сеперация барысында ылғал тамшылары мен қатты бөлшектердің өлшемдері өзгереді. Мысалы, кіру учаскесінде газ ағындағы тамшылардың диаметрі 100-1000 мкм –ді (орташа 700-800 мкм) құрайды да, олар қабықшалы сұйық болады. Сеперацияның бірінші сатысынан соң газды



диаметрі 30-150 мкм тамшылар қалады, ал екінші сатыдан соң газды диаметрі 1-50 мкм –ге дейінгі ең ұсақ тамшылар қалады.

Газдың кешенді дайындау құрылғыларының тазалау сатысынан шығарда дисиптері сұйық фазаның жалпы мөлшері газдың 350 мг/м мәнінен ауыспауы керек.

Газдардың дисиптері құрамы мен оны тазалауға қойылатын талаптарға байланысты құрылымы және тазалау пәрменділігі әртүрлі құрылғылар пайдаланылады. Ол жұмыс істеу принципі бойынша гравитациялық, инерциялық типті, ортадан тартқыш және сүзгіш болып бөлінеді.

Гравитациялық сеператорлар (айырғыштар) көлденең, тік және шар тәрізді болады. Оларға жалпы тән нәрсе –тұтыну аймағының болуы, яғни одан дисперенті юөлшектер ауырлық күші әсерінен бөлінеді. Одан басқа газ сепер жерге кәдімгі ұру пластинкалары, ал газ сеператордан шығар алдында тамшықаққыш торлы желім болады, ол инерциялық күштер әсерінен газдардың ұсақ тамшыларын айырады.

Сеператорлардың төменгі жағында бөлек немесе біріктірілген типтегі ұсталған сұйық пен тозаңды жинағыш құрылғы орналасады. Себет типті инерциялық сеператорлар - жанасушы меншікті беті үлкен (10-500 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>) себеттермен толтырылған технологиялық аппарат. Тамшылар себет бетіне ұрылып, себет арналарында газ ағынының күрт бұрылу көмегімен ұсталады. Тамшыларды ұстау дәрежесі 99%

Сүзгіш сеператорларда газды басқа сеператормен бөлуге болмайтын диаметрі 0,5 – 10 мкм құрайтын бөлшектерді тазалау үшін қолданылады. Сүзгіш ретінде жұқа шыны талшығы қолданылады, оның диаметрі 50 – 100 мкм, элементтер саны 30-50.

## Тағайындалуы:

Газды даярлау жүйесі- газдың құрамы белгіленген сипаттамаларға сәйкес келгенге дейін газды алдын-ала тазалау.

## Негізгі көрінісі:



## Сипаттамалары: 5-кесте:

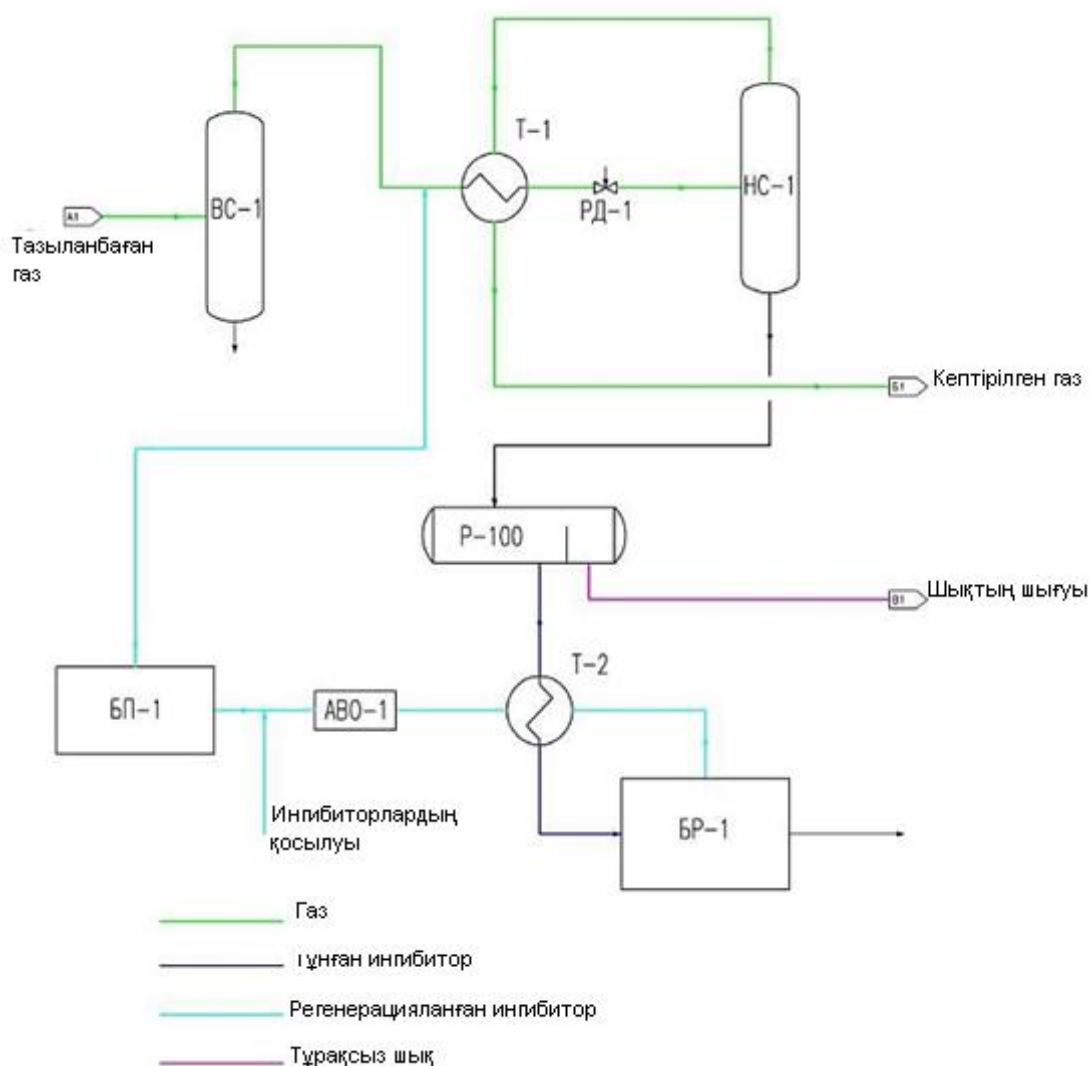
Жұмыс ортасы	Ілеспе мұнай газы
Газ өндірулігі , нмз/сут	10 000 нан 2100 000 д
Кіру кезіндегі қысым,МПа	12,0
Қондырғыға кірер алдындағы газдың көрсеткіштері:	
-ыстықтығы, °С	- 10 / + 50
-қысым, МПа	4,0 / 12,0
Қондырғыдан кейінгі газдың көрсеткіштері	
-ыстықтығы, °С	- 25 / + 40
-қысым, МПа	0,6 / 7,5
ОСТ 51.40-93 бойынша газдың сапасына қойылатын талап:	
-ылғал ортадағы шық нүктесінің ыстықтығы,°С	-10 –20
-көмірсутекті ортадағы газ ыстықтығы,°С	-5 –10
- қоршаған орта ыстықтығы,°С	-60-тан +50 д

## Техникалық көрсеткіштері

1) Газды өңдеуге дайындық қондырғысын төмен ыстықтың сеператорлау әдісі.

Құрамына: жылуалмастырғыш, төмен ыстықтың сеператоры, бөлгіш регенерация бөлігі, құбырмен жабдықталған, басқарғыш және сақтандырғын темірлері және автоматтандыру.

Газды өңдеуге дайындық қондырғысын төмен ыстықтың сеператорлау әдісі бойынша принциптік сұлбесі: Қондырғы типі: ТУ 3683-027-56562997-2008



2-ші сұлбе

Тазаланбаған газ ВС-1 газдың сеператорына түседі, онда тамшылы сұйықтың бөлінуі жүреді, пайда болған механикалық қоспа мен шық дренажды ыдысқа жіберіледі.

Тамшылы сұйықтықтан босаған газ Т-1 газ-газ жылуалмастырғышқа жіберіледі. Ыстықтығы төмен сеперациялауға жіберілместен бұрын, алдын-ала салқындату үшін.

Жылуалмастырғышқа кірместен бұрын газ құрамында гидраттардың түзілмесі үшін, газдың құрамына ингибиторлар қосылады (метанол, диэтиленгликоль).

Ары қарай газ РД-1 клапаны арқылы дросселденеді, ал салқындау Джоуль-Томсон заңнамасы әсерінен жүзеге асады. Суытылған газ сеператтауының 2-ші сатысына өтеді. НС-1 газдық сеператорға мұнда шық ингибитор тұнған сумен қоспасы бар. Р-100 бөлгішке жіберіледі. Кептірілген газ Т-1 жылуалмастырғыш жылытылып қолданысқа жіберіледі.

Тұрақсыз шықтан және құрамында ингибитор бар тұнған судан тұратын қоспа Р-1 бөлгішке келіп түседі, мұнда шық бөлініп қайта дайындауға жіберіледі. Ал ингибитор қосылған тұнған су Т-2 жылуалмастырғышқа жіберіледі, онда ол арнайы өңдеуден өтеді. Жылуалмастырғышқа қоспа қайнау арқылы су конденсацияланып дренажды ыдысқа түседі.

Регенерацияланған ингибитор Т-2 жылуалмастырғыш арқылы суытылып ауаны салқындатқыш АВО-1 арқылы БП-1 ыдысына жібереді. Сосын сорғылар арқылы кептіру құрылғысына жіберіледі.

Газды төмен ыстықтығы сеперациялаудың артықшылығы:

- Қаржы шығыны мен пайдалану құны төмен, әсіресе бастапқы пайдалану уақытында
- Көмірсутегін бөлмен қатар газды белгілі мөлшерге дейін кептіру жүреді.
- Құрылғыны пайдалану өте оңай. Сондықтан жұмыс істеу ұжымын біліктілік шамасы орта топта алуға болады.
- Басқару жүйесі жеңіл автоматтандырылған.
- Кез келген уақыттағы қысымның төмен, деуі байқалатын болса, құрылғыны сол көрсеткіштерге ыңғайлап кептру мүмкіндіктері бар. Ондай мүмкіндіктерді жұмысты жобалаудың бастапқы кезеңдерінде қарастырады, себебі құрылғыны пайдалану мерзімі өсуі мүмкін.

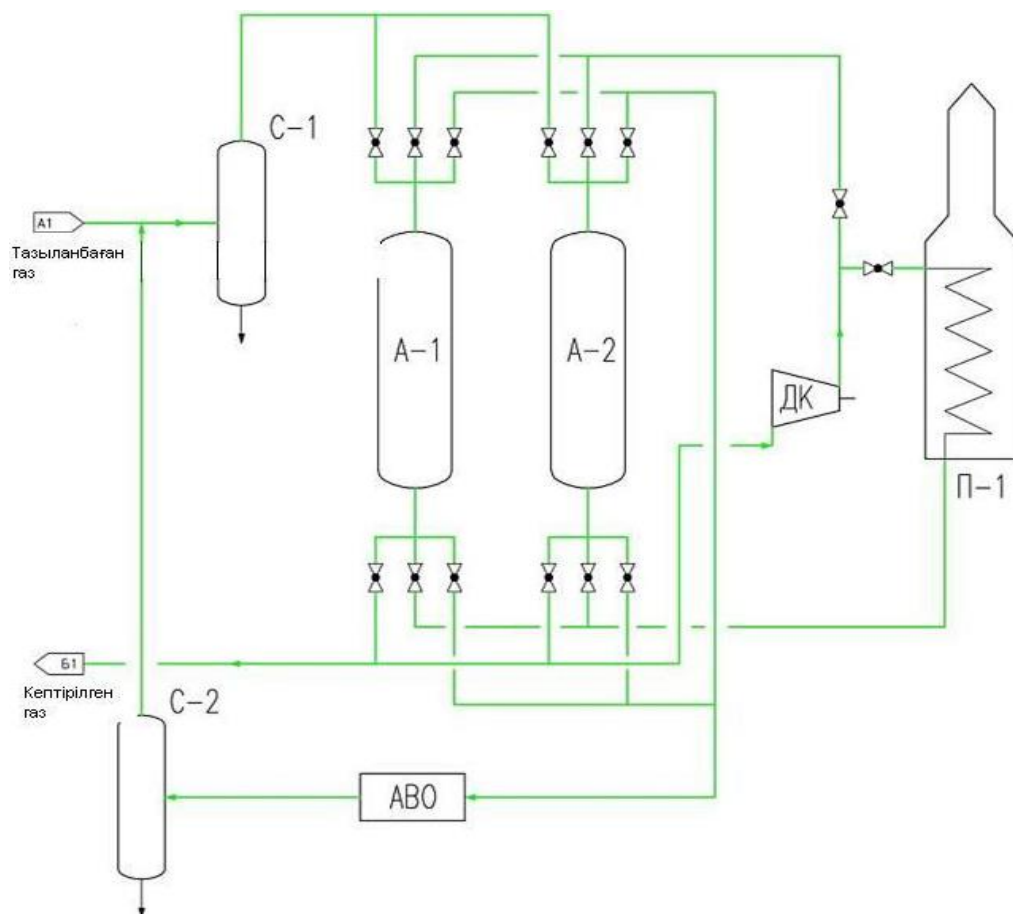
Кемшіліктері:

- Термодинамикалық процесстердің тұрақсыздығы. Табиғи газды тазалау үшін арнайы қоспаларды қажет етеді және сол қоспаның құрамына тәуелді болады.
- Пайдалану барысында қабаттық ыстықтығын көтереді-салдарында мақсатталған құраушыны ала-алмайды.

2) Газды өңдеуге дайындаудың адсорбциялық әдісі.

Құрамына: сеператор, адсорбер, қазан, компрессор, ауамен салқандату құрылғысы, құбырмен жабдықталған, басқарғыш және сақтандырғын темірлері және автоматтандыру.

Газды өңдеуге дайындаудың адсорбциялық әдісі бойынша қондырғының жұмыс істеу принципі: Қондырғы типі: ТУ 3683-027-56562997-20082-ші сұлбе



3-ші сұлбе

Газ адсорберге түспестен бұрын С-1 сеператорына жіберіліп, механикалық қоспалар мен тамшылы сұйықтықтан тазартылады, сеператордан кейін газ жоғарыдан төмен адсорберлердің 1-нен өтеді. Кептірілген газ кепкен газ коллекторына өткізілді. Ал екінші адсорбер регенерацияға дайын тұрады (қыздару, суыту, күту).

Регенерация газы кептірілген газ ағынынан алынады және ДК сығымдағыш арқылы 180-200°C-пен П-1 қазанына жіберіледі, жіберу жоғарыдан төмен қарай адсорбер арқылы іске асады.

Сол жерде су мен көмірсутегінің ауыр бөлшектері алынып тасталынады. Регенерацияның пайдаланылған газы АВО тоңазытқышында салқындатылады, сосын С-2 сеператорына түседі. Ол жерде шықталған су мен көмірсутек бөлінеді. С-2-ден соң газ С-1 сеператорына оралып, сол жұмыс қайта қайталаынады.

Артықшылығы:

- Кішігірім өндіріс саласы үшін көп қаржыны талап етпейтін құрылғы
- Қысым мен ыстықтың өзгерісі кептіру сапасына әсерін көп тигізеді.

Кемшіліктері:

- Егер үлкен мөлшердегі өндіріске пайдаланылған болса көп қаржыны қажет етеді
- Адсорбенттің ластану қаупі бар, сол себепті оны ауыстыру қажеттілігі туындауы мүмкін
- Адсорбент қабатында қысымның көп мөлшері жоғалады
- Жылу көп жұмсалады.

Газ дайындау қондырғысының параметрлары:6-кесте:

Көрсеткіштері	Құрылғы шифры							
	Табиғи газды өңдеуге дайындау қондырғысы (орысша УППГ-установка подготовки природного газа)							
Өлшем типтері	УППГ-30	УППГ-100	УППГ-300	УППГ-500	УППГ-700	УППГ-1000	УППГ-1500	УППГ-2000
Өткізгіштік шамалары	10-40	80-140	140-360	360-580	580-760	760-1050	1050-1600	1600-2100
Қондырғыға кірер алдындағы газдың көрсеткіштері:								
-ыстықтығы, °С	-10 / + 50 °С							
-қысым, МПа	4,0 / 12,0 МПа							
Қондырғыдан кейінгі газдың көрсеткіштері								
-ыстықтығы, °С	- 25 / + 40 °С							
-қысым, МПа	0,6 / 7,5 МПа							
ОСТ 51.40-93 бойынша газдың сапасына қойылатын талап:								
-ылғал ортадағы шық нүктесінің ыстықтығы,°С	-10 –20 °С							
механикалық қоспалар мөлшері	0,001 г/м3-тан аспауы тиіс							
күкірттісутек	0,007 г/м3-тан аспауы тиіс							
оттегі көлемі	1,0%-дан аспауы тиіс							

### 3.3 Қосалқы энергия көзі

*Дизельді генератор* сериясы *ADDo-500* (қуаты 500 кВт және жиілігі 50 Гц) Кернеуі 400 В үшфазалы электр тогын алу үшін арналған.

Көбінесе *ADDo-500* электрстанциясы автономдық нысандарды электр энергиясымен қамтамасыз ету үшін қолданылады. Мысалғы: коммуналдық және жөндеу жұмыстары кезінде, құрылыс қайта жасау орындарында, құбыр тарту нысандарында т.б.

Ал қосалқы электр көзі ретінде дизельдік электр станциясы сенімді электр көзін талап ететін нысандарда қолданылады (мұнай кен орындарында, мемлекеттік нысандар, сауда және өзмет көрсету орталықтары, өндіріс орындары т.б.)

Негізгі техникалық сипаттамалары:7-кесте

Көрсеткіштері	Өлшем бірліктері	Негізгі жүктеме	Қосалқы
Негізгі қуат (PRIME)	кВт/кВА	500	625
Қосалқы қуат (STANDBY)	кВт/кВА	527	659
Ток түрі	айналмалы		
Белгіленген кернеу	В	400	
Белгіленген жиілік	Гц	50	
Белгіленген қуат коэффициенті	(cos f)	0,8	
Белгіленген ток көзі	А	900	
Валдың айналу жиілігі	мин	1500	
Отын сыйымдылығы, л			
Отын қамту жүйесі		1200	
Суыту жүйесі		23	
Майлау жүйесі		40	
Шығын, л			
100 %-дық жүктеме кезіндегі отын шығыны	л	134	
100% -дық қуат кезіндегі автономдық жұмыс уақыты	сағ	8,1	



Негізгі қуат (Prime Power)

Айналмалы жүктемемен тоқтамай жұмыс жасау (24 сағ/күн)

Қосалқы қуат (StandBy Power)

Шамадан асыруға жол берілмейді. Қондырғының әрбір 10 сағат жұмысынан соң 1 сағат көлемінде қысқа мерзімді жұмыс жасауы.

Дизель-генератордың сипаттамалары келесі шарттарға сүйене отырып жасалған:

Қоршаған орта ыстықтығы- 27° С;

Теңіз деңгейінен биіктігі- 150 м;

Салыстырмалы ылғалдылығы - 60 %;

ADDо сериялы электростанциясының жасалуы жайлы қысқаша мәліметтер;



*Арнайы жылуландырылған контейнер*

Дизель-генераторлы қондырғылар тасымалдау жағдайларына байланысты келесідей жасалады:

- ауа-райы салдарынан қорғаныс капоты- *механикалық бүлінуден және жауын-шашыннан қорғану үшін*
- шуды бәсеңдету қаптамасы – *электроагрегаттың шуын басуға арналған қаптама. Қалалық өңірлерде пайдалануға өте ыңғайлы.*
- Жылуланған контейнер - *-40 до +40 °С ыстықтыққа дейін шыдамды.*

### 3.4 Пайдаға асырушы қазан

Газдық қозғалтқыш үшін пайдаға асырушы бу қазаны.

ГТҚ-да іске асырылған жану затын пайдаға асыру мақсатында бу өндірулігі 0,9т/сағ және қысымы 0,6МПа болатын k-1/0,6пайдаға асыру қазаны дипломдық жобада қарастырылады.

Қазандыққұрылғы (агрегат) буландырғышта,экономайзер,бу сеператорынан, жабын және басқарма тұтқасынан,қазан құбырларынан,автоматты басқару жүйесінен тұрады.

Жұмыс істеу принципі:

Іске асырылған жану заты мотор генераторынан пайдаға асыру қазанына 325°С ыстықпен жіберіледі,буландырғышта 190С-қа дейін суытылып экономайзерге түседі және ары қарай 160°С ыстықтықпен қазаннан шығу бағытында атмосфераға шығарылады.

Қоректік су жалғаушы құбырлар арқылы сулы экономайзерге түседі.Экономайзерде жылытылған су,буландырғыштың төменгі коллекторына түседі,одан ары жылыту булану ортасына түседі,ол жерде булық су қоспасы түзіледі.Булану ортасынан булы су қоспасы буландырғыштың жоғарғы қабатына түседі,бұл жерден буды әкету құбырлары арқылы сеператорға түседі.Сеператорда бу мен судың ажырау процесі жүреді.Су арнайы су дайындау құрылғысына түседі де бастапқы айналым жүйесіне оралады.Ал бу тұтынушыға барады.

Техникалық сипаттамалары. 8-кесте:

№п/п.	Параметрларының атауы	Әлшем бір.
1	Бу өндірулік	0,9
2	Қаныққан бу қысымы, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,6 (6)
3	Қаныққан бу ыстықтығы, °С	164
4	Гүтін газдарының қазанға кіру алдындағы ыстықтығы	325
5	Гүтін газдарының қазаннан-160 шығу кезіндегі ыстықтығы	160
6	Аэродинамикалық бу кедергісі, Па	2500
7	Гүтін газдарының шығыны, нм <sup>3</sup> /ч	9360
Қазанның шекті сыртқы өлшемі мм		
8	Ұзындығы	3609
9	Ені	2350
10	Биіктігі	5054

1) утилизатор қазанының бу өндірулігі:

- жоғары қысымды бу  $D_1=63$  т/сағ;

- төмен қысымды бу  $D_2=7,2$  т/сағ.

2) жаңа бу көрсеткіштері:

- жоғары қысымды бу  $P_1=1,2$  МПа,  $t_1=68$  °С;

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

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

### 3.5 Трансформатор

Трансформатор айналмалы токпен кернеуді өзгеріске ұшыратататын құрылғы.

Трансформатор—қозғалмалы бөлшектері жоқ өзгерту құрылғысы. Олар қуат көзін жоғалтпайтын құрылғы болып табылады. Заманауи трансформатор жоғары ПӘК-ке ие 99%. Құрылғы көптеген сым орамдарынан тұрады, олар магниттік өткізгіштерде орналасады, құрамы ферромагниттік ерітінді.

Жұмыс істеу принципі:

Трансформатордың жұмыс істеу принципі электромагниттік индукцияға негізделген. Біріншілік орамға сырттар берілген кернеу келіп түседі, яғни айналмалы ток.

Бірінші орамнан өтіп жатқан айналмалы ток айналмалы магнит толқынын тудырады. Нәтижесінде электромагниттік индукция себебінен, айналмалы магниттік толқын барлық орамды индукция тудырады. Сол орамдар арқылы бастапқы кернеу азайтылады.

Біздің дипломдық жобаға сәйкес келетін трансформатор ТМ-25кВА.

Ол бастапқы орам 10кВ-пен басталып, 2-шілік орам, 0,4кВ-қа түсірілген болып жасалған. Яғни біздің көрсеткіштерге толықтай жауап береді.

Трансформаторды пайдалану шарттары.

Теңіз деңгейінен биіктігі-1000м.ге дейін

Қоршаған орта ыстықтығы  $-45^{\circ}\text{C}$ -тан  $140^{\circ}\text{C}$  ауаның салыстырмалы ылғалдығы -  $80^{\circ}\text{C}$ ,  $+25^{\circ}\text{C}$ -та

Трансформатор жиі өшіп қалу(10тәулік бойы) тәртібінде жұмыс істемейді.

## **II. Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі**

Менің жасап отырған дипломдық жобамның тақырыбы: **Орталықтанбаған жылу және электр көздері**

Берілген дипломдық жобада орталықтанбаған жылу және электр көздерін табу және өндірісте қолдану шаралары алға қойылады. Орталықтанбаған қуат көзі ретінде алыс-шалғай орналасқан мұнай-кен орындарын электр және жылу көздерімен қамтамасыз ету үшін газ турбин электр станциясын (ГТЭС) аламыз. Біздің жағдайымызда Қызылорда қаласынан 160 км шалғай орналасқан Құмкөл мұнай-кен орнында ГТЭС-тің құрылысы қарастырылады. Өзіміз көріп отырғанымыздай бір орталықтан жылу немесе электр көздерін тарату аймақтарынан өте алыс орналасқан, сондықтан ол өңірлерге арнайы құбыр тартып орталық жүйеге жалғау экономикалық жағынан өте тиімсіз болып табылады.

Негізгі отын ретінде ілеспе мұнай газы қолданылады. Ол дегеніміз мұнайдың ұсақ бөлшектерінің атмосфераға буланып ұшуына жол берілмейді, мұнайдың төгілуі мен топырақтың ластану ықтималдылығы азаяды, өндірістің өртке қарсы қауіпсіздігі айтарлықтай жақсарайды деген сөз. Себебі бұрын ондай ілеспе мұнай газдарын арнайы факельдерде жағып қоршаған ортаға көптеген залалын тигізген болатын. Тағы бір айта кететін жайт ілеспе мұнай газының жану белсенділігі табиғи газдан еш қалыспайды, құрамы этан және бутаннан тұрады.

СНиП 2.01.01.-82 сәйкес, ауаның орта жылдық температурасы  $10^{\circ}\text{C}$ , Ең ыстық бес күндік температурасы орта есеппен  $35^{\circ}\text{C}$ . Жағатын отыны- ілеспе мұнай газы, қосалқы қондырғысының жағатын отыны- дизель.

Мен осы жұмысымда өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша мынадай негізгі екі мәселені қарастырдым, олар:

**1. Станцияның негізгі қондырғысының өрт қауіпсіздігі;**

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

Өртті сөндірудегі ең басты қиындық – улы газдың бөлінуі және өрттің қайтадан күш алуы. Біздерге белгілі өрт сөндіру құралдарының ешқайсысы қайта өрттің күш алуына қарсы кепілдік бере алмайды. Өрт сөндіруде негізгі мақсат аумақтандыру болып табылады. Аумақтандыру арқылы қандайда бір өрт көзі болмасын уақыттық және аумақтық тежейді.

Бірінші бағыттағы өрт сөндіруде газдың жануы болса. Өрт сөндіргіштердің күкіртқышқылды-бромэтилоді пайдалану керек. Себебі, газды газбен өшіру ережесін сақтаған жөн. Сонымен қатар өрт сөндіруде ұнтақталған өрт сөндіргішті пайдаланады.

Кішігірім мұнай-кен орындарындағы өртке қатысты қауіпсіздік шаралары:

- Өрт сөндіру «Мұнай өндірісіндегі қауіпсіздік ережелер» уставына байланысты өрт сөндіргіш құралдарын әр жерде әртүрлі қолданады. Уставка байланысты сорғыш бөлмелерінде кем дегенде 2 өрт сөндіргіш құрылғы дайын тұруы тиіс.

- Өртті алдын алу үшін жұмысшы әрдайым жүріп жатқан құбырлардың герметикалық мықтылығын қадағалауы тиіс.
- Негізгі қондырғының электр сымдары арнайы оқшаулағыш материалдармен өңделген болуы тиіс.

### **Жалпы жағдай**

- 1) Өрт қауіпсіздігінің шаралары туралы нұсқау нағыз өрт қауіпсіздігінің Техникалық регламентінің, ғимараттар мен құрылыстардың өртке қауіптілігіне негізделген нормативті және техникалық құжаттардың негізінде бекітілген.
- 2) Бұл келтірілген нұсқаудың басты мақсаты станция аймағындағы мүлік, құралдардың және жұмысшы персоналдың қауіпсіздігін қамтамасыз ету.
- 3) ҚР-ның заңнамасына сәйкес станция өрт қауіпсіздігіне инженерлік-техникалық жұмысшылар (ИТЖ) жауапты.
- 4) Станцияның барлық жұмысшылары өрт қауіпсіздігінің нұсқауларымен таныс болуы керек, ал төтенше жағдайда адам өмірі мен мүлікті сақтап қалу мақсатында өз қолынан келгенше өртке төтеп беруі тиіс.
- 5) Бұл ережелерді бұзған жағдайда жұмысшы ҚР-ның заңнамасына сәйкес жазаланады.
- 6) Нұсқауда келесі анықтамалар қолданылады:
  - кәсіпорын қауіпсіздігі саласындағы жауапты орган – осы салада басқарма ісін атқарушы мемлекеттік орган;
  - тоқтау – негізгі немесе қосымша құрал-жабдықты жоспарлы және жоспардан тыс істен шығару.

Газ турбиналық электр станциясы (ГТЭС) инновациялық жобалардың бірі болғандықтан, оның өрт- қауіпсіздік шаралары қазіргі заманға сай арнайы құрылғылармен жабдықталған болып салынады. Станцияның басқару жүйесі автоматтандырылған сол себепті кез-келген авария немесе өрт қауіпі туындайтын болса қондырғының сигнал беру жүйесі (сигнализация) іске қосылады және арнайы жабдықталған су жүйесі автоматты түрде жұмыс жасайтын болады. Мұнай-кен орны орталықтан шалғай орналасқандықтан өрт қауіпін алдын алу шаралары бойынша жергілікті жұмыскерлердің өрт қауіпсіздігін сақтау ережелерімен танысуына және арнайы құрал-жабдықтармен қамтамасыз ету шараларына аса көңіл бөлінеді.

**Электр станциялар және тораптардың электр қондырғыларындағы өрт себептері:** Өрт статистикасы бойынша, электр станциялар және тораптардағы өрттер келесі объектілерде болады: қозғалтқыштар және синхронды компрессорлардағы 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, оның ішінде 10кВ номинал кереуге дейінгі өртеніп жатқан кабельдерге рұқсат етіледі. Мұнда да ствол жерлестірілген, ал ствольщик диэлектрлі боты мен 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 машина 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, шандатылға сумен және өртсөндіргішпен сөндірілуі керек.

### **Өртті сөндірудің қолдық құралдары**

**Ұнтақтық өртсөндіргіштер :** Өрт сөндіруші ұнтақпен зарядталған (“Пирант”, “П – 2АППМ”) 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 темптратурасы +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 реакциясыа 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.

### **ӨРТКЕ ҚАРСЫ ЖӘНЕ ЖАРЫЛЫСТАРДЫҢ АЛДЫН АЛУ ШАРАЛАРЫ**

Адамдардың өрт және жарылыстар кезіндегі қауіпсіздігі және олардан келген зарарларды кеміту өндірістік объектілердің өрт сөндіргіш қауіпсіздігімен және жарылыс қауіпсіздігімен қамсыздандырылады.

Мұнай және газ өнеркәсібінің кәсіпорындары жоғары өрт қауіптілігімен белгіленеді. Қысқа тұйықталудан, артық жүктеуден және электр құрылғыларын қолданумен байланысты басқа себептермен пайда болатын өрттердің және жарылыстардың алдын алу үшін электр тізбектерін, машиналарын, аппараттарын, автоматтандыру және байланыс құралдарын дұрыс таңдау, қою және қолданудың бекітілген режимін сақтау керек.

Мұнай тасымалдаушы бекеттерін жобалаған кезде эвакуациялық шығыстардың мүмкін жолдарын ескеру қажет. Вентиляция жүйесінде өрт жағдайында ауаға жол бермейтін каналдар ескеріледі

Өртсөндіргіштер сұйық, көмірқышқыл, химкөбікті, ауа-көбікті, хладонды, ұнтақты және құрама өртсөндіргіштер болып бөлінеді.

Мұнай тасымалдаушы бекеттерінде келесідей өртсөндіргіштер қолданылады: химкөбікті, ауа-көбікті, хладонды, құрама.

### **2.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:

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

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

$M$  – 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;

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

$H$  – қалдық көзінің жер деңгейінен биіктігі;

$\Delta T$  – 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, келесі кейіптемемен анықталады:

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

мұндағы  $D$  – қалдық көзі ернеуінің диаметрі,

$w_0$  – газуалық қоспаның қалдық көзі ернеуінен шығуының орташа жылдамдығы, м/с.

$m$  және  $n$  еселеуіштерінің мәндері  $f, v_m, v'_m$  және  $f_e$  параметрлеріне байланысты анықталады:

Бастапқы мәліметтер:

Қалдық көзі ернеуінің диаметрі  $D=6$  м;



Орташа жылдамдығы,  $w_0 = 15$  м/с;

Қалдық көзінің жер деңгейінен биіктігі  $H = 120$  м

$\Delta T$  қондырғыдан кейінгі ( $T_k = 145^\circ\text{C}$ ) және бұрынғы ( $T_6 = 40^\circ\text{C}$ ) газ

ыстықтықтарының айырмасы.

7

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

$$\Delta T = T_k - T_6 = 145 - 40 = 105^\circ\text{C};$$

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot w_0 = \frac{3,14 \cdot 6^2}{4} \cdot 15 = 424 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$
$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{424 \cdot 105}{120}} = 4,67;$$

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

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

$m$  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 қалайсыз метеорологиялық жағдайларда жергілікті концентрация  $c_m$ , мг/м<sup>3</sup>, өзінің ең жоғарғы мәніне жететін  $x_m$ , м, ара қашықтықтығы 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  $d \quad f < 100$

болғанда келесі кейіптемемен анықталады:

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

$v_m > 2$  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:

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

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:

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

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

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

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

$SO_2$  үшін:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$x/x_M=15 \quad s_1 = \frac{15}{3,58 \cdot (15)^2 - 35,2 \cdot (15) + 120} = 0,038 \quad c_1 = 0,038 \cdot 0,0865 = 0,0033 \text{ мг/м}^3$$

Дәл осылай қалған бөлшектредің концентрациясын табамыз:

NO<sub>x</sub> үшін:

$$C_{MNOx} = \frac{A_x \cdot M_x \cdot F_x \cdot m_x \cdot n_x \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 241 \cdot 17,015 \cdot 1,18 \cdot 1 \cdot 1}{120^2 \cdot \sqrt[3]{424 \cdot 105}} = 0,275 \text{ мг/м}^3;$$

$$X_{MNOx} = \frac{5-1}{4} \cdot 19,2 \cdot 120 = 1984,02 \text{ м};$$

Қатты бөлшектер үшін:

$$C_{Mқз} = \frac{A_x \cdot M_x \cdot F_x \cdot m_x \cdot n_x \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 165,7 \cdot 17,015 \cdot 1,18 \cdot 1 \cdot 1}{120^2 \cdot \sqrt[3]{424 \cdot 105}} = 1,339 \text{ мг/м}^3;$$

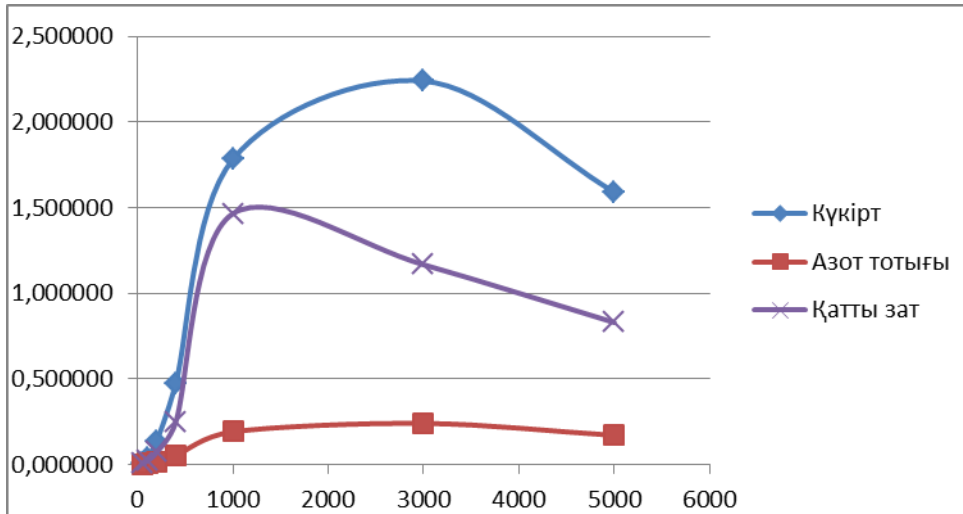
$$X_{Mқз} = \frac{5-1}{4} \cdot 19,2 \cdot 120 = 1984,02 \text{ м};$$

1 - Кесте. Есептеулер нәтижесі

X	Xm	X/Xm	S1	Cso2	C NOx	C (қ. зат)
1152	2304	0,5	0,6875	0,009467	0,001013	0,004933
2304	2304	1	1	0,036591	0,003915	0,019064
6912	2304	3	0,5207	0,136429	0,014598	0,071081
13824	2304	6	0,4414	0,471028	0,050402	0,245411
18432	2304	8	0,1212	1,782337	0,190717	1,464697

23040	2304	10	0,079	2,238692	0,239549	1,166385
34560	2304	15	0,038	1,590729	0,170214	0,828788

1– кесте негізінде келесі графикті тұрғызамыз:



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

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

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

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

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

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

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

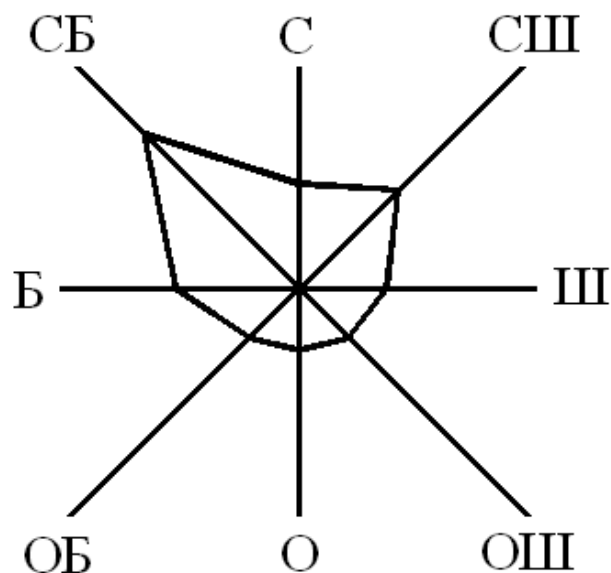
$$\text{Оңтүстік-Шығыс: } L^{ош} = L_0 \cdot \frac{P^{ош}}{P_0} = 2995 \cdot \frac{25}{12,5} = 5990 \text{ м}$$

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

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

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

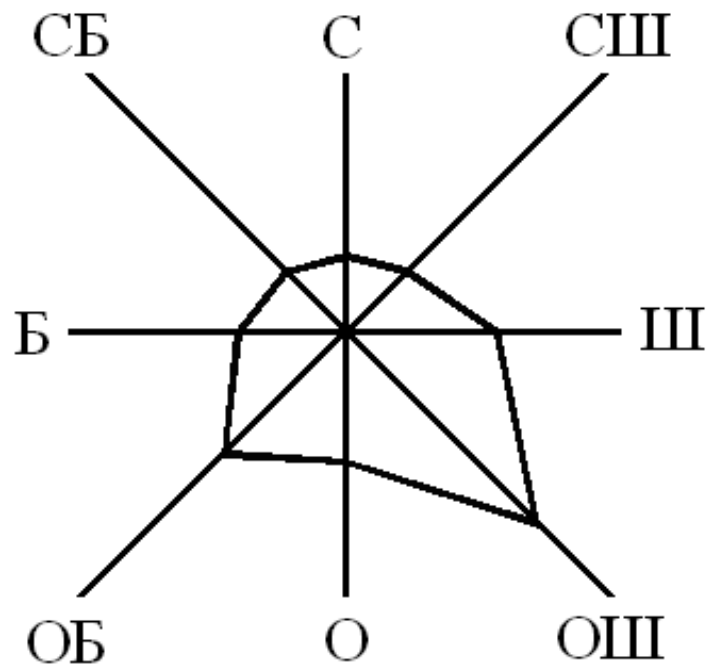
### Жел раушаны



Қызылорда 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



Қызылорда 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

### III. Экономикалық бөлім

Қызылорда ГТЭС - ның құрылысының мақсаты Қызылорда қаласындағы Құмкөл мұнай кен орнын электр және жылу энергиясымен қамтамасыз ету. ГТЭС-ің бастапқы мәліметтеріне сүйене отырып, экономикалық есептеуді жүргіземіз. NPV ЖЭО-на қажет уақытты қанағаттандырып және оның құны өсетіндей тиімді жоба қабылдау қажет. Сонымен қатар осы инвестицияның өтелу мерзімін табуымыз керек.

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 ккал/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 - Есептеуге қажетті бастапқы мәліметтер

Э <sub>өнд</sub> , млн.кВт·сағ	Q <sub>өнд</sub> , мың Гкал	Отын	Q <sub>б</sub> , ккал /м <sup>3</sup>	B <sub>отын</sub> , теңге /м <sup>3</sup>	Г <sub>м</sub> , сағ

11	23	газ	22	15	5000
----	----	-----	----	----	------

Бір кВт·сағ өндіруге жұмсалатын отынның меншікті шығысын 230-250 ш.о.г/кВт·сағ көлемінде деп қабылдайды; ал бір Гкал жылу энергиясына жұмсалған отынның меншікті шығысы - 200-210 ш.о.кг/Гкал.

Қатты отынның тасымалдану құнының шамасы 1,4-1,6 теңге/т·км. Есептеулерде газдың тығыздығын  $0,83 \text{ кг/м}^3$  деп қабылдайды.

Пәндік жұмысты орындағанда:

- ГТЭС салуға және жылустансасын пайдаланғандағы жұмсалатын қосындышығындарды есептеу;
- электр және жылу энергиясын өндірудің өзіндік құнын есептеу;
- NPV, IRR, PP көрсеткіштерін есептеу және ГТЭС-ің пайдалануға лайық екендігі жөнінде қорытынды жасау керек.

### **1. ГТЭС-ің 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



$$\mathcal{E}_{\text{жіб}} = \mathcal{E}_{\text{өнд}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{ө.м.}}) = 11 \cdot (1 - 0,08) = 10,12 \text{ млн. кВтсағ,}$$

$$Q_{\text{жіб}} = Q_{\text{өнд}} \cdot (1 - Q_{\text{ө.м.}}) = 23 \cdot (1 - 0,007) = 21,39 \text{ мың Гкал,}$$

мұндағы  $\mathcal{E}_{\text{өнд}}$  және  $Q_{\text{өнд}}$  – электр және жылу энергиясының жылдық өндірілуі (1-кестені қараңыз).

Мұнда жіберілетін энергиядан өндірілетін электр және жылу энергиясына жұмсалатын меншікті отын шығындары

$$b_{\text{э}} = 230 \text{ ш.о.г/кВтсағ,}$$

$$b_{\text{жс}} = 200 \text{ ш.о.кг/Гкал.}$$

## 2.Отынға жұмсалатын шығынды анықтау

Электр және жылу энергияларын өндіруге жұмсалатын жылдық отын шығыны

$$B_{\text{э}} = \mathcal{E}_0 * b_{\text{э}} = 11 \cdot 230 = 2530 \text{ ш.о.т,}$$

$$B_{\text{ж}} = Q_0 * b_{\text{жс}} = 23 \cdot 200 = 4600 \text{ ш.о.т.}$$

ГТЭС-ің жалпы отын шығыны

$$B_{\text{ш}} = B_{\text{э}} + B_{\text{ж}} = 2530 + 4600 = 7130 \text{ ш.о.т.}$$

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

$$B_{\text{т}} = B_{\text{ш}} / K_{\text{а}} = 7130 / 1,35 = 5281,48 \text{ т.о.т.}$$

$K_{\text{а}}$ - шартты отынды табиғи отынға аудару еселеуіші шартты және табиғи отынның жылу шығару қабілетінің қатынасынан шығады (барлық берілгендер 1-кестеде көрсетілген).

ГТЭС-ің негізгі отыны газ болғандықтан газ шығысын анықтаймыз.

$$V_r = B_r / \rho = 5281,48 / 0,83 = 6363,22 \text{ м}^3.$$

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

$$Ш_{\text{отын}} = V_r \cdot B_{\text{отын}} = 631726907,6 \cdot 15 = 0,079 \text{ млн. теңге.}$$

### 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

$$\text{ПӘЕ}_э = 123 / b_э * 100\% = 123 / 230 * 100\% = 53,4\%,$$

$$\text{ПӘЕ}_ж = 143 / b_{ж} * 100\% = 143 / 200 * 100\% = 71,5\%.$$

Стансаның отынды пайдалану еселеуіші төмендегідей болады

$$\text{ПӘЕ} = \frac{0,86 \cdot \mathcal{E}_{жіб} + Q_{жіб}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 10120000 + 22839}{7 \cdot 5281,48} \cdot 100 = 23,6\%$$

### 4. Еңбекақы шығындарын есептеу

Өндірісте және қызмет көрсететін ГТЭС-ің 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

$$N_{орн} = \frac{\mathcal{E}_{оюд}}{T_{м}} = \frac{11000}{6000} = 1,83 MBm$$

Орнатылған қуатты пайдаланудың максималды сағат саны  $T_{м}$ -ді есепте 6000 сағат деп аламыз. ГТЭС-ің 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 ( $K_{шт}$ ): орнатылған қуаты 500 МВт-тан жоғары ГТЭС үшін - 1,3 - 1,5 адам/МВт, қуаты 500 МВт-тан аз болса – 1,6 - 1,8 адам / МВт. Тапсырмада көрсетілгендей ЖЭО табиғи газбен жұмыс істегенде  $K_{шт}$  шамасы 15 - 20 % - ға төмендейді.

Стансаның қызметкерлер саны төмендегідей анықталады

$$ҚС = K_{шт} * N_{орн} = 1,6 * (1 - 0,15) * 1,83 = 3 \text{ адам.}$$

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 ( $Ш_{еаа}$ ) әлеуметтік салықтар және зейнеткерлік қорға түсетін аударылымдар кіреді.

Еңбекақының қосынды қорын анықтайтын кейіптеме мынаған тең

$$Ш_{еа} = Ш_{неа} + Ш_{кеа} + Ш_{еаа} = 3,27 \text{ млн. теңге.}$$

Орташа жылдық негізгі еңбекақының шамасы  $Ш_{еаа}$  бір қызметкерге 800-1000 мың теңге деп қабылданады.  $Ш_{кеа}$  шамасы  $Ш_{неа}$  шамасының 10-15 % мөлшеріне тең деп алынады. Еңбекақыдан алынатын аударылымдар  $Ш_{еаа}$  (әлеуметтік салық және зейнеткерлік қорға аударымдар)  $Ш_{неа}$  және  $Ш_{кеа}$  қосындысының 21.5% мөлшеріне тең деп қабылданады.

## **5. 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  $K_{\text{менш}}$  кеңінен қолданылады. Оның мәні тіпті бір типті стансалар ішінде блоктарының қуатына, олардың санына, пайдаланылатын отынның түріне және экологиялық талаптарға байланысты кең ауқымда жатады. Есептеулерде  $K_{\text{менш}}$  шамасы белгіленген қуаты 800 МВт, ГТЭС үшін - 1700 \$/кВт, 200 МВт - ГТЭС үшін - 2000 \$/кВт деп қабылданады. Осы қуаттары диапазонына жататын стансалар үшін  $K_{\text{менш}}$  сәйкес үлесте қабылданады. АҚШ долларының бағасын есептеуде 182 теңге деп қабылдау керек

$$K = K_{\text{менш}} * N_{\text{орн}} = 400 * 182 * 1,83 * 1000 = 133,46 \text{ млн. теңге.}$$

Орташа есеппен блоктардың және стансаның жалпы қуатына, пайдаланылатын отын түріне байланысты амортизациялау нормасы 5 - 7 % аралығында болады. Жалпылама есептеулер жүргізу үшін амортизациялық аударылымдар нормаларын  $K$  шамасының 6% мөлшерінде қабылдау керек

$$Ш_a = 0,06 * K = 0,06 * 133,46 = 11,0 \text{ млн. теңге.}$$

### **6. 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

$$Ш_ж = 0,15 * Ш_a = 0,15 * 42,02 = 1,2 \text{ млн. теңге.}$$

### **7. 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 әдіспен анықтаған жөн. Екі бастұз көмірін жаққан кездегі шығарындыларға төлем мөлшері бір табиғи отын тоннасы үшін 150-180 теңге шегінде болатыны анықталған, ал ЖЭО – ғы газбен жұмыс істейтін болса, онда зиянды заттарды шығаруға төленетін ақы мөлшерін 1000 м<sup>3</sup> газ үшін 40-60 теңге болады.

$$Ш_{\text{шығ}} = (40-60) * V_r = 50 * 6363,22 = 310 \text{ мың теңге.}$$

### **8. 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

$$\begin{aligned} Ш_{\text{жалпы}} &= 0,25 * (Ш_a + Ш_{ca} + Ш_{отын}) = 0,2 * (42,02 + 3,27 + 6,3) = \\ &= 10,32 \text{ млн. теңге.} \end{aligned}$$

### **9. Энергия жіберудің өзіндік құнын есептеу**

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

$$K_6 = \frac{B_э}{B_{и}} = \frac{2530}{7130} = 0,35$$

Ол электр энергиясын жіберуге отынның қанша мөлшері (бірлік үлеспен немесе % - бен) шығындалғанын көрсетеді, ал айырмасы  $(1-K_6)$  - 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.тенге	Шэ, эл. энергия	Шт, жылу, млн.тг
Отын, Ш <sub>отын</sub>	0,08	0,03	0,05
Еңбек ақы қоры Ш <sub>еа</sub>	3,27	1,16	2,12
Амортизациялық аударымдар Ш <sub>а</sub>	11,0	2,84	5,17
Жөндеу, Ш <sub>ж</sub>	1,20	0,43	0,77
Жалпы стансалық, Ш <sub>жа</sub>	5,0	0,89	1,61
Шығарындыларға төлемдер Ш <sub>шығ</sub>	0,98	0,11	0,21
Барлық шығындар	23,54	10,92	19,86

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

$$S_э = \frac{Ш_{отын} + Ш_{еа} + Ш_{а} + Ш_{ж} + Ш_{жс} + Ш_{шығ}}{Э_{жіб}} = 1,08 \text{тг/кВт} \cdot \text{сағ}$$

Жылу энергиясын жіберудің өзіндік құны төмендегідей анықталады

(2 кестенің төртінші бағанының алымы)

$$S_{жс} = \frac{Ш_{отын} + Ш_{ea} + Ш_a + Ш_{жс} + Ш_{жс} + Ш_{шығ}}{Q_{жсб}} = 869,57 \text{тг/Гкал}$$

### **10. ГТЭС салуды және пайдалануды экономикалық бағалау**

ГТЭС салуды және оны пайдалануды экономикалық бағалау шешім қабылдаудың бастапқы сатыларында әдетте бизнес-жоспар құрудың негізінде жүргізіледі, егер ол жақсы қорытындыларды көрсетсе, инвестициялық жоба жасалынады. Бұл ақша бағасының уақыт бойынша өзгерісін және жобаны іске асырудағы барлық кешенді шығындарды есепке алатын техника-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.

Ірі энергетикалық нысандарды салу мен оны пайдалануды қаржылық-экономикалық бағалаудың қиындығы инвестициялардың бірнеше кезеңдермен түсуіне және жобаны іске асыруда нәтижелердің пайда болу ұзақтығына байланысты. Мұндай операциялардың ұзақтығы инвестицияларды бағалаудың белгісіздігіне және қателесу қаупіне әкеледі.

Сондықтан практикада инвестициялық жобаларды бағалаудың жобаның қателік деңгейі минимумға жеткізілген әдістері қолданылады. Бұл әдістер таза келтірілген құнын (NPV), жобаның өтелу мерзімін (PP) анықтау, пайданың ішкі нормаларының есептеу (IRR), инвестицияның рентабелділігін есептеу (PI), инвестицияның бухгалтерлік рентабелділігін есептеу (ROI) болып табылады. Әрине практикада әрқашан инвестициялық жобаларды бағалаудың барлық 5 әдісі бірдей қолданыла бермейді. Сондықтан берілген жұмыста бастапқы 3 әдісі ғана қолданылады.

Кіріспеде айтылғандай электр стансасы сияқты ірі нысандарды салу дамыған елдерде әдетте мемлекеттің үлкен қаржылық және құқықтық қолдауымен, оған стратегиялық нысандарды басқаруға мүмкіндік бере отырып жүргізіледі. Ал



қаражаттың қалған бөлігі жеңілдетілген несиелерді пайдаланылатын, көбінесе, акционерлік қоғамдардың құрылуымен жүзеге асады.

Есептеулерде ЖЭО салу капиталының үлестік таратылуы (K) мынандай: 75% мемлекет салады және 25% "DRASSER" АҚ қамтамасыз етеді. Бұл қаражат тек стансаның салынуына ғана кетеді, бірақ стансаның жұмыс істеуінің бірінші жылында пайдалану шығындарына да қаражат қажет (2- кесте).

Сонымен "DRASSER" АҚ банктен (10%) жеңілдетілген несие алатын инвестиция көлемі ( $I_0$ ) ГТЭС салуға толық капиталсалымдарының 25% -ын құрайды.

Инвестициялық жобаны бағалауды тек төрт көрсеткіш пайдаланатыны белгілі:

$I_0$  – бастапқы инвестициялар;

CF - несиені қайтаруға жіберілетін қаржы ағыны;

r - банктің несие бойынша пайыздық мөлшерлемесі (10%);

n - несиенің күнтізбелік жылы.

$$I_0 = 0,25 \cdot K = 0,25 \cdot 133,46 = 33,25 \text{ млн. теңге.}$$

Инвестициялық жобаларды жасағанда және талдағанда ең қиыны пайданы есептеу және несиені қайтаруға жіберілетін қаржы ағынын CF есептеу болып табылады.

Біздің ГТЭС-ің электр және жылу энергиясын жіберу тарифінің рентабелділігі 20% делік, демек

$$T_э = S_э * 1,2 = 1,08 * 1,2 = 1,30 \text{ теңге/кВтсағ,}$$

$$T_ж = S_ж * 1,2 = 869,57 * 1,2 = 1043,48 \text{ теңге/Гкал.}$$

ГТЭС-ің электр және жылу энергиясын өткізуден түсетін кірісі мынаған тең:

$$K_{іріс} = T_э * Q_{жіб} + T_ж * Q_{жіб} = 1,30 * 1375400000 + 1043,48 * 1526241 =$$

$$= 36,93 \text{ млн. теңге,}$$

ал қосынды шығындар мына түрде анықталады:

$$Ш = S_э * Q_{жіб} + S_ж * Q_{жіб} = 1,08 * 1375400000 + 869,57 * 1526241 =$$

$$= 30,78 \text{ млн. теңге.}$$

Олардың айырмасы пайданың мөлшерін береді:

$$\Pi = K_{\text{іріс}} - \text{Ш} = 36,93 - 30,78 = 6,15 \text{ млн. теңге.}$$

Мөлшері 20 % тең табыс салығын төлегеннен кейін таза пайда шығады,

$$\text{ТП} = \Pi * (1 - 0,2) = 6,15 * 0,8 = 4,92 \text{ млн. теңге.}$$

Бұл толығымен банкке несиесіне қайтаруға кетеді, демек қаржылық ағынды CF-ті құрайды.

### Таза келтірілген құнды NPV анықтау әдісі

Бұл инвестициялық жобаны жүзеге асыру нәтижесінде фирманың құны қаншаға көтеріле (немесе сол инвестициядан берілген мерзімде түсетін таза пайданы көрсетеді) алатындығын көрсететін инвестицияны анықтаудың әдісі және ол төмендегідей анықталады

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0$$

$I_0$  – бастапқы қаржылық салымдар.

3 кесте -NPV есептеу

год	CF	R10	PV10
0	-33,37	1,00	-33,37
1	4,93	0,91	4,48
2	4,93	0,83	4,07
3	4,93	0,75	3,70
4	4,93	0,68	3,36
5	4,93	0,62	3,06
6	4,93	0,56	2,78
7	4,93	0,51	2,53
8	4,93	0,47	2,30
9	4,93	0,42	2,09
10	4,93	0,39	1,90
11	4,93	0,35	1,73
12	4,93	0,32	1,57
NPV			0,19

$$R = \frac{1}{(1+r)^n}$$

NPV есептеу PV-дің бірінші оң мәніне дейін жүргізіледі. Егер есептеу берілген мерзімде жылдар бойынша тиімсіз болса, онда жобаның стратегиясын қайта қарау керек - CF-ті көбейту немесе r-і төмен банк табу керек.

Егер NPV фирмаға қажет уақытты қанағаттандырса, онда жобаның нәтижесінде фирманың құны өседі, яғни жоба тиімді, оны қабылдау қажет.

Бұл әдістің кеңінен қолданылуы бастапқы шарттардың әртүрлі комбинацияларға барлық жағдайларда экономикалық ұтымды шешімдерді табуға мүмкіндік бере алатын тұрақтылығымен түсіндіріледі.

### **Пайданың ішкі нормаларын IRR есептеу әдісі**

Пайданың ішкі нормасы инвестициялау мақсатына бағытталған қаржының өтелу деңгейін көрсетеді. Бұл r-дің қандай мәнінде NPV=0 болатын көрсетеді

$$\sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0.$$

NPV=0 болған кездегі IRR – бұл жоба фирманың құнының өсуін қамтамасыз етпейді және оның төмендеуіне әкелмейді.

Бұл дисконттық еселеуіш ( $R = 1: (1+r)^n$ ) инвестицияларды жарамды және пайдасыз деп бөледі. IRR-ді инвестициялауға капиталды қандай бағаға алғанын және оны пайдаланғанда қандай таза пайда деңгейін алғысы келетіні (барьерлік еселеуіш) ескере отырып фирма өзіне таңдайтын салымдардың өтелу деңгейімен салыстырады.

#### 4 кесте – IIR есептеу

год	CF	R10	PV10	R15	PV15
0	-33,37	1,00	-33,37	1	-33,37
1	4,93	0,91	4,48	0,87	4,28
2	4,93	0,83	4,07	0,76	3,72
3	4,93	0,75	3,70	0,66	3,24
4	4,93	0,68	3,36	0,57	2,82
5	4,93	0,62	3,06	0,50	2,45
6	4,93	0,56	2,78	0,43	2,13
7	4,93	0,51	2,53	0,38	1,85
8	4,93	0,47	2,30	0,33	1,61
9	4,93	0,42	2,09	0,28	1,40
10	4,93	0,39	1,90	0,25	1,22
11	4,93	0,35	1,73	0,21	1,06
12	4,93	0,32	1,57	0,19	0,92
			0,19		-6,67

IIR шамасы төмендегі кейіптемемен анықталады

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) = 10 + \frac{0.19}{0.19 + 6.67} \cdot (15 - 10) = 10,13\%$$

IIR жоба бойынша тәуекел деңгейінің индикаторы болады - IIR қаншалықты фирмамен қабылданған барьерлік еселеуіштен көп болса, соншалықты жобаның беріктік қоры көп болады және соншалықты болашақтағы қаржылық түсімдерді бағалау кезіндегі қателіктер қорқынышты болмайды.

#### Инвестицияның өтелу мерзімін PP есептеу

Бұл әдіс бастапқы инвестициялардың сомасын өтеуге қажет уақытты анықтауға негізделген. CF жылдар бойынша тең болғанда :

$$PP = \frac{I_0}{CF_n} = \frac{33.25}{4.93} = 6.7 \text{ жыл}$$

Өтелу мерзімі 6.7 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. Осындай тұжырымды алға ала отырып мен дипломдық жоба барысында алыс шалғай орналасқан мұнай кен орындарын электр және жылу көздерімен қамтамасыз ету үшін ГТЭС-тің құрылысын қарастырдым. Мұнда айтып кететін өзекті мәселе отын ретінде ілеспе мұнай газы пайдаланылды. Ол дегеніміз көптеген экологиялық мәселелерді шешу жолы болып табылады. Дипломдық жобаның өмір тіршілігі қауіпсіздігі бөлімінде ілеспе мұнай газының қаншалықты зиян екенін есептеулер арқылы көрсетілді.

Ал пайда жағына келетін болсақ, себебі кез-келген өндіріс пайда әкелу керек ол нарықтың заңдылығы, жобаның экономика бөлімінде тоқталдым. Яғни электрстанциясы өз құнын неше уақытта өтейді, отын шығыны, жұмыскерлер саны, жалақысы толыққанды есептеу жүргізу арқылы жазылған.

*Қазақ жері қазба байлыққа бай мемлекет, сондықтан сол байлықты тиімді пайдалану әрбір азаматтың түйсігінде жататын парыз. Осы дипломдық жоба сол парызды орындауға деген бірден бір қадам.*

## Әдебиеттер тізімі

1. Установки парогазовые стационарные. Методика расчета тепловых схем установок и высоконапорных парогенераторов. РТМ 108.020.22-84.
2. 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. 368 с.
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. – М: Энергия, 1973 г. – 295 с.
11. Өндірісті жоспарлау және ұйымдастыру. Дипломдық жобандағы 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.