

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Жиһу энергетика қандырамаар кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»

Кафедра меңгерушісі Қисауин А.А.

т.ғ.к., доцент
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

« » 20 ж.
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Тайдаға аяғын қазан орнатқан
ТМЖ-ның қобасы

Жиһу энергетика жиһу станциялар мамандығы бойынша
Орындаған Қуатбаев А.Ғ. ТМЖ-10-1
(аты-жөні) (тобы)

Жетекші Туатбаева Т.М. к.т.н., доцент
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер :

Экономикалық бөлім бойынша :

Т.ғ.к., доцент Түзелбаев Б.У.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
Тү « 18 » 06 2014 ж.
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:

ала ақытшыға Бексейіратова Н.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
Н.С. « 18 » 06 2014 ж.
(қолы)

Есептеу техникасын қолдану бойынша :

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

Мөлшер бақылаушы:

ассистент Муканова Д.Т.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
Мук « 20 » 06 2014 ж.
(қолы)

Пікір жазушы :

ТМЖ-2 қазан цех. орындаушы Жақыпбаев А.К.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
А.К. « 20 » 06 2014 ж.
(қолы)

Алматы 2014

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы
АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Менеджерлер факультеті
Менеджерлер мамандығы
Менеджерлер кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Қуанбаев Халим Қуанбайұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Тайдара аяғымен қазан орнатқан
ТМЖ-ның жобасы

ректордың «24» 09.2013 №115 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «24» 06. 2014 ж.

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

Қарашығалақта ТМЖ-ның орналасуы. ТМЖ-ның
қуаты 6x40 МВт.

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

1. ТМЖ түрлерін таңдау
2. ТМЖ-ның жерулы есебі
3. ТМЖ-ның тиімділік көрсеткіштері
4. Экономикалық бағалау
5. Әлеуметтік жауапкершілік
6. Қорытынды

ДИПЛОМ ЖОБАСЫН ДАЙЫНДАУ

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	ТЖЖС 6x40 нобасының аймағы мен қимылының мақаласы	3.03-17.03	
2.	Омскі қала әкімімен қарым-қатынас	18.03-01.04	
3.	Электрлік станцияға қызығушылық және құрылысы	2.04. - 18.04	
4.	Тұрғын үй қорының қалыптасуы мен қимылының мақаласы	18.04 - 24.04	
5.	Елшімен қарым-қатынас және барлық тұрғын үй құрылысының қимылының есебі	25.04 - 7.05	
6.	Г-400 ПЗ қарым-қатынас және құрылысының қимылының есебі	8.05 - 12.05 13.05 - 20.05	
7.	Жұмысшылар бөлімі	21.05 - 28.05	
8.	Әкімшілік құрылыстың бөлімі	29.05 - 01.06	

Тапсырманың берілген уақыты « _____ » _____ 20 ж.

Кафедра меңгерушісі _____
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____
(қолы) (аты-жөні)

Андатпа

Берілген Дипломдық жобада орнатылған қуатты 6x40 МВт құрылған қазан-утилизатормен газтурбиналы жылулық электр станциясының (ГЖЭС) есебі мен экономикалық тиімділігі ұсынылады.

Жоба орналасуы Қарашығанақ өңдеу кешені (ҚӨК) территориясында және оның құрылымдық бөлімшісімен болады.

ГЖЭС негізгі мақсаты құрылмалы қазан-утилизатормен ҚӨК электр және жылулық (өндірістік) жүктемесін жабады.

Аннотация

В данном Дипломном проекте представлен расчет и экономическая эффективность газотурбинной тепловой электрической станции (ГТЭС) со встроенными котлами – утилизаторами, установленной мощностью 6x40 МВт.

Месторасположение проекта осуществляется на территории Карачаганакского перерабатывающего комплекса (КПК), и является его структурным подразделением.

Основной целью ГТЭС со встроенными котлами – утилизаторами является, покрытие электрических и тепловых (промышленных) нагрузок КПК.

The summary

In the given Degree project the account and economic efficiency the gas turbine of thermal electrical station (GTES) with the built - in boiler - recycling, established capacity 6x40 MWt. is submitted.

The site of the project is carried out in territory Karachaganak of a processing complex (KPC), and is its structural division.

The basic purpose GTES with the built - in boiler - recycling is, the covering of electrical and thermal (industrial) loadings KPC.

Мазмұны

- Кіріспе
- 1 ГЖЭС 6x40 жобасының орналасу аймағы мен климаттық жағдайы
- Климаттық жағдайы
- 2 Отын және отынмен қамдау
 - 2.1 Отын
 - 2.2 Отынмен қамдау
 - 2.2.1 Табиғи газдың сығымдағыштық станциясы
 - 2.2.2 Газды дайындау пункті
 - 2.2.3 Электрлік станцияның объектітерін дизельдік отынмен қамдау
 - 2.2.4 Дизельдік отынды қабылдау-түсіру құрылғылары
 - 2.2.5 Дизельдік отын қоймасы
 - 2.2.6 Дизельдік отынды тұтынушыларға сорғылық беру
- 3 Электрлік станция ғимараты мен құрылымы
 - 3.1 Шығыр залының негізгі және көмекші қондырғылары
 - 3.1.1 ГШҚ-ның қабығы (акустикалық қаптама)
 - 3.1.2 Ауа қоршауының жүйесі (жылытуы бар)
 - 3.1.3 Майлау жүйесі
 - 3.1.4 ГШҚ және майлаушы майды салқындату жүйесі
 - 3.1.5 Электрлік жіберу құрылғысы
 - 3.1.6 Отын жүйелері
 - 3.1.7 Газ тәрізді отынды беру жүйесі
 - 3.1.8 Сұйық отынды беру жүйесі
 - 3.1.9 Шығар газдар жүйесі (шу сөндіргіші бар)
 - 3.1.10 ГТҚ бөліктерін желдету жүйесі
 - 3.1.11 Азайтқыш редуктор
 - 3.1.12 ГТҚ шаю жүйесі
- 4. Турбина залының негізгі және көмекші жабдықтарын ықшамдау
 - 4.1 Көмекші ғимараттар мен құрылғылар
 - 4.1.1 Жылытулы қазандық
 - 4.1.2 Апатты дизель-өндіргіш
- 5 Енгізілген пайдаға асырғыш қазаны бар газ турбиналы қондырғының жылулық сұлбасының есебі
 - 5.1 Бастапқы берілгендер
 - 5.2 ГТД қысым артуының тиімді дәрежесін анықтау, ε_{mi}
 - 5.3 Турбинадағы газ жұмысының жөнделген есебі
- 6 Г – 400 ПЭ пайдаға асырғыш қазанның жылулық есебі
 - 6.1 Буқыздырғыштың есебі
 - 6.2 Буландырғыш есебі
 - 6.3 Шойын сулық үнемдегіштің есебі
 - 6.4 Болат сулық үнемдегіштің есебі
- 7 Экономикалық бөлім
- 8 Өміртіршілік қауіпсіздік бөлімі
- Қорытынды

Кіріспе

Қарашығанақ кен орнындағы дамудың толық жоспарына – Батыс Еуропа және Қазақстанның ішкі нарығындағы газ және сұйық көмірсуларды тасымалдау шарттарын қамтамасыз ететін, Карашағанақ өңдеу кешенінің құрылысы кіреді.

Қарашығанақ кен орнының кейінгі даму мүмкіндігі, сонымен қатар, электрмен қамдау кен орын объектілерінің сенімділігі қазіргі кездегі электрмен қамдау және жылумен қамдау жүйелерінің дамуына тәуелді болып келеді.

Батыс Қазақстан облысы электроэнергияның жетіспеушілігі бойынша біріншілік энергоқорларға бай. Қуат жетіспеушілігі Ресеймен қамдалады, және энерготүйіндерді өзіндік көздерден электрмен қамдау бойынша сұрақтар қарастылады.

Өңдеу кешені құрамында өзіндік қорларды құру қажеттігі, энергожүйе желілерінен болған кен орнының біршама артқан жүктемелерін жабындауды қамдау мүмкіндігімен шартталады.

Сол себепті, барлық тұтыну кен орындарын электрмен үзіліссіз қамдау үшін Қарашығанақ кен орнының даму жобасымен өндірістің және электроэнергияны тарату жүзінде жаңа жүйені құру қарастырылады.

Бұл жүйеге, сол кен орынды және жұмысымен байланысты басқа да тұтынушылардың барлық жүктемелерін жабындау мүмкіндікті, электроэнергияның жаңа көздері – электростанция қосылады.

Электростанция құрылысы тікелей Қарашығанақ өңдеу кешенінің (ҚӨК) аймағында, кешеннің негізгі технологиялық бөлігінен батысқа қарай орналасқан жеріне қарастырылады.

Электроэнергияны өндіру үшін PG6561-B. типті, GE жасап шығарған 39,62 МВт-ты, 5+1 схемасы бойынша, яғни алтыншысы резервтегі 6 газшығырлық қондырғы қондырылады.

Оған қоса, газшықтағышты технологиялық тазалау үшін, Қарашығанақ өңдеу кешеніне белгілі көрсеткіштегі өндірістік бу қажет. Жылулық энергияны өндіру үшін жобаға сәйкес саны - 6 дана, 5+1схема бойынша, яғни алтыншысы резервтегі, энергетикалық қазандар – пайдаға асырғыштар (ПА) қондырылады.

Батыс Қазақстан облысында электроэнергияның заманауи жетіспеушілігі 0,65 млрд. кВт*сағ (сұраныстың 80%-ы) құрайды және Ресей импорты есебінде жабындалады. Оралдық ЖЭО-нан 25 МВт және 173 МВт дефицитті жабындаумен қатар, 1998 жылы Орал энерготүйінінде максималды электрлік жүктемесі 198 МВт-ты құрайды. Қазіргі заманғы Оралдағы ЖЭО-ның электроэнергия өндірісі 0,15 млрд. кВт*сағ құрайды. ҚӨК-тің қазіргі таңдағы және болашақтағы жүктемелері ҚӨК-тің жобаланушы электростанциясынан орындалады. Электростанция – технологиялық кешеннің және жойылған пайдаланушылардың энергия қамдауының негізгі көзі болып табылады.

Сонымен қатар, ол Ақсай қ. "УральскЭнерго" энергожүйесіне 20 МВт электроэнергияны экспорттайды.

Болашақтағы қарастырылушы ауданның жүктеме өзгерісінің қозғалысы көп мөлшерде кен орнының менгеру деңгейіне тәуелді. Келесі мәліметтер бойынша, «1 кестеде» электрлік қуаттың теңдігі құрастырылған ҚӨК-тің жүктеме өсуі болжанады.

1 кесте – Электрлік қуаттың теңдігі

Атауы	2000 ж.	2002ж.	2010 г.
1	2	3	4
I. Мұқтаждық, МВт			
1. УКПГ-1	0,5	0,5	1,0
2. УКПГ-2	3,0	13,0	20
3. УКПГ-3	5,0	6,0	7,0
4. ҚӨК алаңы	-	50,0	120,0
5. Қалашық /құрылыс	3,8	6,2	1,5
6. Ақсай қ. жіберу	-	20	20
Барлығы	12,3	95,7	169,5
II. Жабындау, МВт	-		
КӨК электростанциясы		95,7	169,5
ГШҚ енгізу		(3 жүм.)	(5жүм.+1рез.)
Дефицит (-) Артық (+)	-12,3	-	-

Бұл көрсеткіштерге кен орнының даму сатысына қатысты құрылушы объекттердің құрылыс алаңындағы күтілген жүктемелері, күтілген вахталық ауылдың жүтемелері және жоспарланушы (өнім бөлімі жайлы келісім-шарт бойынша) Ақсай қ. қуат жіберу кіреді.

1 ГЖЭС 6x40 жобасының орналасу жері мен климаттық шарттары

1.1 Жобаның орналасу жері

6x40 МВт электростанциясы Қарашығанақ өңдеу кешен (ҚӨК) құрылысының негізгі объект құрамына кіреді. ҚӨК құрылысы, кен орынның таулы солтүстік-батыс бөлігінде, Қазақстан Республикасы Қарашығанақ кен орнында жасалады.

Құрылыс ауданы жақын елді мекендерімен, Ақсай және Орал қалаларымен көліктік жолдары арқылы меңгерілген және байланысты. Кен орнынан 15 км оңтүстікке қарай Уральск – Илек темір жол сызығы өтеді, жақын аралық темір жолдың жүк түсіруі – Ақсай станциясы. Кен орнын қатты жабындаулы Уральск – Оренбург көлік жолы қиып өтеді. Кен орнының жақын маңында 9 елді мекен орналасқан.

Кен орын географиялық тұрғыда солтүстік-шығысқа қарай 51-параллель солтүстік енінде және 50 меридиан шығыстық ұзақтықта, Ақсай қаласынан 16 км қашықтықта, Орал қаласынан 150 км шығысқа қарай, теңіз деңгейінен 80 – 130 м биіктікте орналасқан. Кен орнынан солтүстік-шығысқа қарай 35 км-де «Оренбург – Западная граница» газ жолы өтеді, ал 160 км батысқа қарай – «Мангышлак – Куйбышев» мұнай жолы өтеді. Қарашығанақ кен орнынан Оренбург газ өңдеу зауытына дейін 120 км-ге созылған газ жолдары мен шықөткізгіштері төселген.

1.2 Климаттық шарттары

Қарашығанақ кен орнының климаттық сипаттамалары «Ақсай» метеостанциясында жылдар бойы жасалған байқаулар бойынша құрылған.

Ауаның айлар бойынша және бір жылға орташа, абсолютті максималды және абсолютті минималды температуралары 1.1 кестеде көрсетілген.

1.1 кесте – Айлар бойынша температурасы

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Жыл
Орт.	-14,4	-14,0	-7.6	+5,2	+14,6	+20,0	+22,3	+20,4	+13,4	+4,6	-3,8	-10,7	+4,2
Макс	+6	+4	+18	+31	+38	+39	+41	+40	+37	+27	+20	+6	+41
Мин.	-44	-39	-36	-26	-8	-3	+3	0	-6	-21	-35	-40	-44

Аязсыз кезеңнің ұзақтығы 147 күнді құрайды.

Ауаның салыстырмалы ылғалдығы жыл бойында кең аралықта өзгереді: жазда – 47-53% жетеді, қыста – 81-83%. 30%-дан кем ылғалдылықты күндер саны орташа 84 күнді құрайды. Ауаның орташа айлық салыстырмалы ылғалдығы 1.2 кестеде көрсетілген.

1.2 кесте – Ауаның орташа айлық салыстырмалы ылғалдығы, φ

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Жыл
81	80	83	70	56	52	53	53	60	73	81	82	69

1.3 кесте – Жауындардың айлық орташа және жылдық саны

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Жыл
19	13	18	21	24	23	32	25	21	30	25	22	27,3

Қар жамылғысының орташа биіктігі «Ақсай» МС мәліметтері бойынша 27 см-ге тең, максималды – 46 см.

Желді ауа-райы жергілікті климаттың сипаттамалық ерекшелігі болып табылады. Желдің орташа айлық жылдамдығы 3,6-дан 5,7 м/сек дейін ауысады. Қатты желдер 15 м/сек аса жылдамдықпен, жуық шамамен 41 күн жылына байқалады.

2 Отын және отын қамдау

2.1 Отын

Газшығырлық қондырғылар үшін негізгі отын ретінде өңдеулік кешеннің тазаланған отындық газы қарастырылады; апаттық ретінде – дизельдік отын.

Газшығырлық қондырғылар алдындағы отындық газдың қысымы 2,5 МПа құру керек, бірақ ҚӨК-тен отындық газ жоғары қысыммен келеді, сол себепті, қысымды төмендету үшін, алты агрегатты газбен қамдау үшін есептелген редуциялық блогы қолданылады.

Бастапқы сатыда, газшығырлық қондырғыларды газбен қамдау Оренбургтік газ өңдеу кешенінің табиғи газы магистралды газ жолынан қарастырылады. Газдың қажетті қысымда қамдалуы үшін шығыр алдында құрамалы газсығымдағыштық қондырғылар құрылады.

ГШҚ-ға дизельдік отынды түсіру, сақтау және жіберу үшін номиналды сыйымдылығы 1250 м³ (жұмыстық - 1050 м³) сақтаудың екі резервуары құрамындағы отын шаруашылығы және сорғылықтар құрылады.

Сұйық отынның бұл қоймасынан электростанцияның (жылыту қазандықтар) көмекші жабдықтарын отынмен қамдау да (апаттықты қосқанда) орындалады.

Отындық газдың жылдық шығыны алты газшығырлық қондырғыны 6 x 9,62 МВт, бес жұмыстық және бір резервті агрегатты енгізгенде 450,25 млн. м³/жыл құрайды.

Дизельдік отын ГШҚ үшін апатты, жыл бойы жағылған мөлшері газшығырлық қондырғы отынның жалпы шығынынан 5%-дан аспайды. Бір қондырғыға дизельдік отынның жылу жану мүмкіндігі 42,84 МДж/кг (10224 ккал/кг) бойынша сағаттық шығыны 9,83 т/сағ құрайды. ГШҚ алдындағы дизельдік отынның жұмыстық қысымы 0,28 - 0,38 МПа құрайды. "Бритиш Газ Аджип" компаниясы және Қазақстан Энергетика министрі мен табиғи қорлар мамандарымен қатыстырылған кен орнының

бағалау қорлары 1993 жылы газ бойынша 1303 млрд. м³ және сұйық бойынша 1114 млн.т. (жалпы шарттар) құрады.

2.2 Отынмен қамдау

Электростанция объектін газбен қамдау екі сұлбамен қарастырылады: пайдаланудың бастапқы кезеңі және тұрақты сұлбамен.

Электростанция объектін газбен қамдаудың бастапқы сатысында табиғи газбен қарастырылады және өндірулігі бойынша есептеледі, тек екі ГШҚ-ның және жылыту қазандықтарының жұмысы кезіндегі отынмен қамдау үшін қарастырылады.

Табиғи газ электростанция алаңының оңтүстік жағынан жалпы зауыттық эстакададан 8 дюйм қосарелі құбырша арқылы 1,5 МПа (дәлденеді) қысымды құбыр бойынша келеді. Құбырда алаңға кіру кезінде дистанционды жетегі бар, электростанцияның басқару шитінен басқарылатын сөндіруші құрылғы қарастырылады.

Ылғал табиғи газдың келуі мүмкін, сол себепті жіберуші газ жолында сепаратор (кептіргіш) қарастырылады. Сепаратор ашық жерде, шатыр астында қондырылады. Сепаратордан өткен сұйық ыдыста жиналады, содан кейін, қозғалғыш құралдармен пайдаға асыру үшін КӨК-ке тасымалданады.

КӨК-нін енгізуден кейін, электрстанция объектін қамдау, алты ГШҚ-ны (біреуі - резервте) және жылытулық қазандықтарды 60 000 Нм³/сағ отын газымен қамдау қарастырылады. Алаңға отындық газы оңтүстік жақтан келеді. Отындық газ қысымы шамамен 3,8 МПа құрайды.

2.2.1 Табиғи газдың сығымдағыш станциясы

ГШҚ-да 2,5 МПа қысымды газ жағылады. Сол себепті, бастапқы сатыда қажетті қысымды жасау үшін табиғи газдың сығымдағыш станциясы керек. Сығымдағыш станция бөлек орналасқан ғимаратта орнатылған, яғни, электростанцияның басқа да ғимараттарға және құрылыстар мен КӨК-ге дейінгі ара-қашықтық Қазақстан Республикасы Қалыптар талаптарына сәйкес. Қондырғыға әрқайсысы өндірулігі шамамен 13 000 нм³/сағ-ты, PG6561В түрдегі екі ГШҚ газын тұтынуға сәйкес екі сығымдағыш қабылданған.

Сығымдағыш тық агрегат жинағына келесі қондырғылар мен жүйелер кіреді:

- сығымдағыш құрамасы;
- жетектік электр қозғалтқыш;
- маймен қамдау құрамасы;
- желдеткіштік типті ауалық секциондық салқындатқыштары бар сығылған газдың салқындалу жүйесі.

Газды механикалық қоспалардан тазалағыш сүзгілер де бар. Екі механикалық сүзгілер орналастырылады, бірі – жұмыстық, екіншісі-резервті және үш қадамды ауыстырғыш құрылғы.

Сығымдағыштың майлау майын салқындалу, желдеткіштік типті ауалық секционды салқындалушыта, сығымдағыштың ғимаратында

орналастырылады. Газдық салқындатқыштардан басқа, жоспарда бағаналар осі бойынша 19,5x10,0 м және биіктігі 10,0 м-ге жуық сыртөлшемдегі ғимарат ішінде барлық сығымдағыш жабдықтар орнықтырылады. Ғимарат екі кіру есіктерден тұрады, жөндеу алаңына көліктік кіру ұйымдастырылған, қажетті технологиялық ойықтар, жарықтандыру, желдету, газды анықтау және өрт сөндіру жүйелері бар. Сығымдағыш агрегаттардың техникалық қызмет етуі стационарлы электрлік көпірлік кранның көмегімен орындалады.

Сығымдағыш станцияда табиғи газдың басқарылуы электростанцияның басқару щитінен және подстанция ғимараты бойында орналасқан сығымдағышты басқару құраманың бөлмесінен орындалады.

Екінші сатыда, табиғи газ сығымдағыш станциясы жұмыстан шығарылады, себебі, отындық газдың қысымы ГШҚ-да жағу үшін қажетті қысымнан асып түседі.

2.2.2 Газды дайындау пункті

Сығымдағыш станциядан кейін газ тазалау құрамасына және редуциялау және өлшеудің құрамасына бағытталады.

Тазалау құрамасы ашық жерде шатыр астында орналастырылады және ортадан тепкіш типті екі сепараторлардан (скрубберлер) және сыйымдылығы 2,0 м³ шықты жинау багынан құралған.

Скрубберлерде сепарацияланған шық төменгі бөлігінде жиналады және жинау багына төгіледі. Электрлік станцияны басқару щитіне, сепаратордың өзінде және жинау багында, шықтың деңгей дабыл қағуы шығарылған. Бактан шыққан шық көлік тасымалмен КӨК-не пайдаға асыру үшін бағытталады.

Шықтың төгілуін автоматтандырудың болмау мақсаты, пайдалану қызметкері төгілген шықтың мөлшерін қадағалай отырып, келген газдың сапасын бақылап отыруында..

Қысқы жағдайда, жұмыс үшін, тазалау құрама жабдықтары электрқызырғышпен және жылулық оқшаулаумен жабдықталған.

Орналастырылушы екі скрубберлерден, бірі – жұмыстық, екіншісі – резервті. Әрбір скруббердің өткізу мүмкіндігі үш ГШҚ-ны газбен қамдауға арналып есептелген, яғни, шамамен 40 000 нм³/сағ.

Сепарациядан кейін, газ редуциялау құрамасына және өлшеу құрамасына бағытталады. Құрама үнемі жұмыс істеп жүрген және үш ГШҚ-ға (үш жіптің өндірулігі 50% бойынша) газ енгізуге есептелген реттеудің үш жібінен тұрады. Реттеу жібінің бірі істен шыққан кезде, қалған екі жібі қажетті мөлшердегі газды үш шығыр үшін өткізе алады.

Реттеудің әрбір жібінде қондырылады:

- кірістегі және шығыстағы сөндірілуші арматура;
- сөндіруші құрылғының газ қадамы бойынша біріншіден кейін және соңғының алдындағы бұрылушы бәсеңдеткіш;
- өндірулігі 50% мембранды газ қысымын реттеудің тура жүрісі;
- шу бәсеңдеткіш;

- атмосфераға газды атқып шығару құбырымен сақтандырғыш қақпашасы, ал КӨК-ні енгізгеннен кейін оның жабық алаулы жүйесіне шығару;

- азотпен үрлеу штуцерлері және үрлеу құбырлары;

- бақылау - өлшегіш құралдар.

Редукциялау құрамасынан кейін газ өлшегіш құрылғылардан өтеді және жалпы тарату газқұбырына келеді.

Редукциялау құрама жабдықтары және өлшегіштер, сыртөлшемі 7,20 x 2,50 x 2,75 м құралған, есіктермен, технологиялық ойықтармен, жылулық оқшаулаумен, жарықтандырылған, газдық дабыл қағу және өрт сөндіру жүйелерімен жабдықталған шу бәсеңдеткіш контейнерлерде орналастырылады.

Редукциялау түйінінен кейін діріл-шу сіңіруші оқшаулау қолданылады. Сығымдағыштар мен ГБҚ жабдықтарының газқұбырларын үрлеу атмосфераға азоттың көмегімен жүргізіледі. Сақтандырғыш қақпашадан газ атып шығару құбырлары, ГБҚ аумағында орналасқан келешекте КӨК-нің алаулы жүйесіне жіберу арқылы үрлеу оттығы жүреді.

Таратушы газ құбырларынан әр ГШҚ-ға әр шығырдың газдық шкафтарына алынған.

Жылыту қазандықтардың газ құбырлары газ скрубберлерден кейін негізгі газжолынан редукциялауға дейін алынады. Қажетті тиектік жинағы, реттеу және сақтандырғыш арматура редукциялау мен өлшеудің негізгі құрамасының контейнеріне орналастырылады.

Құрылушы ППГ-нің бірінші сатысында өткізу мүмкіндігі үш ГШҚ-ға есептелгендіктен, болашақта тағы үш қондырғыны газбен қамдау үшін, тағы бір ППГ орнатуға, жалпы тарату газ құбырына қосылатын орын қарастырылған.

Барлық газ құбырлары контейнерден және ғимараттардан тыс эстакада бойынша жер үсті төселеді, электрқызыдырғышпен, жылулық оқшаулаумен және найзағай қорғағышпен жабдықталады. Газ құбырлары болат құбырдан жасалады, жарылыстан қорғайтын герметикалық жағынан бірінші класты болат арматура қолданылады.

2.2.3 Электрлік станцияның объекттерін дизельдік отынмен қамдау

ГШҚ, көмекші жабдықтар және КӨК қондырғылары үшін апаттық отын ретінде жарқыл температурасы 70°C болатын дизельдік отын қолданылады.

Дизельдік отын шараушылығына келесі құрылыстар кіреді:

- дизельдік отынның қабылдау-түсіру құрылғылары;

- дизельдік отынның қоймалары;

- дизельдік отынның тұтынушыға сорғылық жіберілуі.

Дизельдік отынды жіберу көлік тасымалы арқылы жүреді. Автоцистернаны қабылдау мен түсіру үшін екі контейнерлер орныққан қатты жабындаулы арнайы алаң жабдықталған. Біріншісінде, отынның бір уақытта екі цистернадан құйылуын және жинауға арналған

резервуарға қайта айдалуын қамтамасыз етеді. Екінші контейнерде дизельдік отынды жинау резервуарынан тұтынушыға жібереді.

2.2.4 Дизельдік отынды қабылдау-түсіру құрылғылары

Қабылдау-түсіру құрылғылары кірісінде қолмен басқарылатын бөліктік қақпашамен жабдықталған екі қабылдағыш құбырмен жабдықталған. Бұл құбыр әрбірі, торлы сүзгі арқылы электрқозғалтқыштың өндірулігі $40 \text{ м}^3/\text{сағ}$ бойынша түсіру сорғымен байланысқан. Сорғылардың тегеуріндік сызықтары, қолмен басқарылатын тиектік қайта оралу қақпашамен және сақтандырғышпен жабдықталады. Сорғыдан кейін екі тегеуріндік сызықтар дизельдік отынның жинау резервуарына келетін қосөремен бірге қосылады. Бұл сызықта жалпы шығысөлшер құрылғысы орналасқан.

Тегеуріндік сызыққа сорғыдан кейін, бірақ шығысөлшер құрылғыға дейін, темір жолдан қабылдау – түсіру құрылғыларына дизельдік отынды жіберу үшін қосөресі тиектік арматуралы құбырмен қиылысады.

2.2.5 Дизельдік отын қоймасы

Дизельдік отын қорларын сақтау үшін, пайдалы сыйымдылығы әрқайсысы 1050 м^3 (толық сыйымдылығы 1250 м^3), екі металдық жер үсті резервуар орналастырылады.

Әрбір резервуар отын сақтағышты желдеткіштік тесіктермен, құйып беруші және шығыстық құбыршалармен, рециркуляция патрубкларымен, тазалау патрубкларымен қамдалған.

Қысқы кезеңдегі жұмыс үшін дизельдік отын және жылулық окшаулау жүйелерімен қамдалған әрбір резервуар электрқыздырғышы қарастырылады.

Әрбір резервуарда дизельдік отын деңгей мен температурасы басқару щитіне мәліметтеркелетін автоматты түрде қадағаланады. Резервуарда максималды жұмыстық деңгейге жеткенде, сезгіштен резервуарды толтыруды тоқтату дабыл келеді.

Қауіпсіздік мақсатында, резервуардың екеуі де биіктігі $1,7 \text{ м}$ темірбетондық қабырғамен қоршалған. Қоршалған көлем дизельдік отынды келесі резервуарға төгуге есептелген.

Дизельдік отынның сақтау алаңы келесі ағызулық жүйені құрайды.

Дизельдік отын резервуарларының астында полиэтиленді қабықша жабыны бар тұтас темірбетонды фундаментті тақташа орналасады. Резервуар түбінің орталығы астында орналасқан, беттік тақташалық дренажды приямокқа жалпы еңіс қарастырылған. Түбі арқылы мүмкін болатын ағулар, тақташаның беті арқылы құрғатулық приямокқа ағадыда құрғатулық құбырмен қоршайтын қабырға сыртында орналасқан бақылаушы (қараушы) құдыққа әкетіледі. Мұндай құрылғылар екі қойма резервуарларына ие.

Дизельдік отын қоймаларын пайдаға асырғанда, мұнай өнімдерін құраушы ағындар, оның аймағынан (резервуарлардың қоршаған ауданынан, отын төгу ауданынан, және де өртсөндіру кезінде қолданылатын су) өзағулық құбырлар арқылы СҚК коллектор бас жолына және одан ары қарай тазартушы құрылыстарға әкетіледі.

СҚК құрылысы мерзімінде, жоғарыда көрсетілген ағындар қойма қоршауы сыртында орналасқан, сыйымдылығы 36 м³ жерасты резервуарларында диаметрі 300 мм өзағулық темірбетондық құбырлар бойынша әкетілетін болады, және автокөліктік құралдар арқылы жойылады.

Резервуарлардың толық босатылуы, тұнба төгілуі, және де одан жуу жүргізілудегі судың жойылуы, сұйықтың шетені ең төменгі нүкте приямоктан түбінің орталығына өндірілетін, арнайы құрғатулық бас жол бойынша жүзеге асырылады. Құрғатулық бас жол екі резервуарлардвн бірігіп құбырлар эстакадасы бойынша электрлік немесе басқа жетегі бар, дизельдік отын сорғысы маңында орналасқан, өздігінен соратын сорғысына бағытталады. Сорғы қозғалымы және стационарлы қондырылған болады.

Әр бір резервуардан сұйықтық осы сорғымен мұнайқұраушы ағындарды (36м³) жинау үшін жерасты сыйымдылығына айдайды. Тегеурінді құбырдың төсемі құрғатулық сыйымдылыққа автокөлік подъездтер мүмкіндіктері үшін жерастында қарастырылады. Резервуар толғанда тұнбаны төгу үшін сорғыдан басқа сызықтар бар.

Әр бактың құрғатулық бас жолы, оның тұндырылуы кезінде отын ластану дәрежесін бағалау мен сұйықты төгу үрдісін визуалды бақылауға мүмкіндік беретін, екі жапқыш арматура мен олардың арасында арматурасы бар (тексеріс) бақылаушы штуцерге ие.

2.2.6 Дизельдік отынды тұтынушыларға сорғылық беру

Дизельдік отын резервуарларынан құбырлар бойынша отын тұтынушыларға дизельдік отынды беру үшін электржетегі бар екі сорғының соруына түседі. Әр бір сорғы өндірулігі 35 м³/сағ қа ие, және осы жағдайда бір сорғы жұмыстық, екіншісі - резервті.

Сорғының сорушы жағында қолмен басқарылатын бөліктік қақпақшалар мен сорғы тегеурінінде кері қақпақшалар мен қолмен басқарылатын жапқыш арматуралар қондырылған. Біріккен тегеурінді бас жолда, үшжүрісті ауыстырып қосқыш қондырғылы, екі мұқият тазалау сүзгілері қондырылған, біреуі – жұмыстық, екіншісі – резервті. Сүзгілерде қысым құламасы бақыланады. Егер ол рұқсат етілмейтін мәнге дейін ұлғайса, онды басқару қалқанына сигнал беріледі және беруші сорғыны автоматты өшіру жүргізіледі.

Сорғының берісі дизельдік отын қажеттілігін асырған жағдайда, онда рецеркуляциялық бас жолдар бойынша сақтау резервуарларына оның артығы қайтарылады.

Тегеурінді бас жолға, дизельдік отынды сорғылық беруден 10-50 м арақашықта, ашық жағдайда пломбыланған, жұмыс кезінде және орны бойынша басқарылатын, апаттық жапқыш арматура қондырылады.

Жалпы тегеурінді бас жол сорғылардан дизельдік отынның қоғамдық құбырларына (біріктірме) қосылады.

Біріктірмеге келесі қондырғылар:

- №1,2,3 газшығырлы қондырғылар және келесіде № 4,5,6;**
- жылытулық қазандық электрстанция;**

- дизельөндіргіш.

Электрстанция нысандарының дизельдік отынмен қамдау жүйесінің барлық қондырғылары есіктік және технологиялық ойықтармен, жарықтандырумен, жылу оқшаулаумен, жылыту және желдетумен, өрт сөндірумен қамдалған екі контейнерлерде орналастырылған.

Сорғылық қондырғылардың құбырлары мен жабдықтарын құрғату, және де сақтандырғыш қақпақшалардан тастау жерасты дренажды сыйымдылыққа жүргізіледі.

Дизельдік отынның ұбырлары электрстанция аймағы бойынша жер астымен эстакадаға қосылады. Ғимараттар мен контейнерлерден тыс олар электрқызыдырумен, жылу оқшаулаумен, найзағай қорғаумен және тұйықтандырумен жабдыкталады.

3 Электрлік станция ғимараты мен құрылымы

Электрстанция Қарашығанақ қайтаөндіруші кешенінің (ҚҚК) құрылысқа арналған аймағында орналастырылады. Электрстанция және ғимарат пен құрылымның үйлестірілу ауданының сыртөлшемдері басжоспарда алты газшығырла агрегаттар мен пайдаға асырғыш қазан (ШҚ) құрылымын қондырумен толық кеңейтілу есебімен қабылданған.

Ғимарат пен құрылымның аулада орналастырылуы өндіріс санатын есепке ала өрткеқарсы үзілістермен орындалған, дизельдік отын қоймасы желдетілетін жақта орналасқан. Электрстанция аумағы ҚҚК өрт депосының қызмет көрсету аймағында орналастырылған, барлық ғимараттарға өрт сөндіру көлігінің жеткізілуі қарастырылған.

Дизельдік отын аумағын есепке ала, электрстанция аумағының ауданы 5,35 га құрайды.

Жобаланған жолдар желісі ҚҚК жүйесінің жалпы жолына кіреді.

Суды әкетуге арналған минемалды еңістерді сақтаумен бір жазық астында тұтас тік жоспарлау қарастырылады.

Инженерлік желілер эстакадада және де орларда жерастында жүргізіледі. Электрстанция аумағы қоршаулармен қоршалған.

6х40 МВт электрстанциясының ғимараттары мен құрылыстарының тізімі «3.1 кестесінде» көрсетілген.

3.1 кестесі – 6х40 МВт ГЖЭС ғимараттары мен құрылыстарының тізімі

Ғимараттар мен құрылыстардың атаулары	Мөлшері
1	2
Негізгі тағайындалу нысандары	
№1 және №2 ГШҚ үшін шығыр залы	
ГШҚ №1	1
ГШҚ №2	1
№1 ГШҚ-ның газ аластау құбыры	1

№2 ГШҚ-ның газ аластау құбыры	1
№1 ГШҚ-ның суауалық салқындатқышы	1
№2 ГШҚ-ның суауалық салқындатқышы	1
№1 ГШҚ-ның ауа қақпасы	1
№2 ГШҚ-ның ауа қақпасы	1
Ауалық сығымдағыш	2
ГШҚ-ның басқару құрамасы	2
11кВ өндіргіш ажыратқышы	2
СО ₂ баллондары бар өре	3
ГШҚ-ны жуу қондырғысы	2
ГШҚ №3	1
ГШҚ №4	1
№3 ГШҚ-ның газ аластау құбыры	1
№4 ГШҚ-ның газ аластау құбыры	1
№3 және №4 ГШҚ үшін шығыр залы	
№3 ГШҚ-ның суауалық салқындатқышы	1
№4 ГШҚ-ның суауалық салқындатқышы	1
№3 ГШҚ-ның ауа қақпасы	1
№4 ГШҚ-ның ауа қақпасы	1
Ауалық сығымдағыш	2
ГШҚ-ның басқару құрамасы	2
11кВ өндіргіш ажыратқышы	2
СО ₂ баллондары бар өре	3
ГШҚ-ны жуу қондырғысы	2
№5 және №6 ГШҚ үшін шығыр залы	
ГШҚ №5	1
ГШҚ №6	1
№5 ГШҚ-ның газ аластау құбыры	1
№6 ГШҚ-ның газ аластау құбыры	1
№5 ГШҚ-ның суауалық салқындатқышы	1
№6 ГШҚ-ның суауалық салқындатқышы	1
№5 ГШҚ-ның ауа қақпасы	1
3.1 кестесінің жалғасы	
1	2
№6 ГШҚ-ның ауа қақпасы	1
Ауалық сығымдағыш	2
ГШҚ-ның басқару құрамасы	2
11кВ өндіргіш ажыратқышы	2
СО ₂ баллондары бар өре	3
ГШҚ-ны жуу қондырғысы	2
Апаттық дизель-өндіргіштерінің ғимараты	
Апаттық дизель-өндіргіш	2

Стансаша ғимараты	
8 MVA трансформаторы.	2
35 кВ бейтараптарын түйықтандыру трансформаторлары.	2
35 кВ бейтараптарын түйықтандыру резисторы.	2
0,8 MVA трансформаторы.	2
Төменвольтті қондырғылар ғимараты	
1,6 MVA трансформатор.	3
Қазандық	
Химикаттармен майлау материалдарын сақтау ғимараты	1
Кабельді эстакада	1
Отынмен қамдау нысандары	
Тибиғи газдың сығымдағыштық станциясы	1
Сығымдағыш	2
Табиғи газ сығымдағышының майлау салқындатқышы	2
Отындық газдар сығымдағыштарын басқару құрамасы	1
Сығымдағыш алдындағы газ айырғышы	2
1	2
Табиғи газ сығымдағышының ауалық салқындатқышы	2
Отындық газды даярлау пункты (тазарту және шегергіш құрамалары)	1
Өрт сөндіргіш ұнтағын сақтаушы контейнер	1
Дизельдік отынды сақтау резервуарлары (ДОР) – 2шт. х 1250м³	2
Дизельдік отынды қабылдау-жүктүсіру құрылғысы	2
Дизельдік отынның сорғылық берісі	1
Электрлік қуатты беру нысандары	
ОРУ-110кВ	1
75/90 MVA трансформатор.	4
8 MVA трансформаторы.	2
25 MVA буферді трансформатор.	4
58 MVA өндіргіштік трансформатор.	3
3.1 кестесінің соңы	
1	2
Көмекшілік тағайындалу нысандары	
Дизельдік отынды апаттық төгу бағы	1
36м³ трансформаторлық дизельдік отын және май апаттық төгуінің, зиянды дренажды төгудің бактары.	3
Сыртқы жарықтандыру	-
Найзағай қорғанис және түйықтандыру	-
Байланыс және дабылдандырғыш	-

Автомобильді жолдар	-
Абаттандыру	-
Сыртқы және ішкі қоршау	-
Аулаішілік желілер мен коммуникациялар	
Ауладағы кабельдік шаруашылық	1
Технологиялық және көмекші құбырлардың эстакадасы	-
Ауыз су құбырлары	-
Өртке қарсы су құбырлары	-
Шаруашылық-тұрмыстық канализация	-
Мұнайқұрамды ағындардың канализациясы	-
Құйындық канализация (шартты таза ағындар)	-
Трансформаторлық май мен дизельдік отын апаттық ағызу канализациясы	-

3.1 Шығыр залының негізгі және көмекші қондырғылары

Қондырғыға ISO шарттарындағы (15°C қоршаған орта температурасы) әрбірінің қуаты 39,62 МВт General Electric фирмасының PG 6561B түріндегі газшығырлы агрегаты қабылданған.

PG 6561B түріндегі ГШҚ Карашығанақ кенорнының климаттық шарттарын есепке ала, жабық бас тұрқыда орналастырылған.

Қондырылған газшығырлы агрегаттар мағыналы тезділікке ие және осы себептен негізгі және шындық тәртіпте электрэнергиясын тиімді өндіруі үшін қолданыла алады. ГШҚ жұмысы толығымен автоматтандырылған. Оренбургтік табиғи газда, СКҚ отындық газында және дизельдік отын негізгі тәртіптерінде жұмыс атқарудағы, PG 6561B GE түріндегі газды шығырлы қондырғысына қабылданған техникалық сипаттамалары «3.2 кестесінде» көрсетілген.

General Electric (GE) фирмасымен өндірілген PG 6561B түріндегі газды шығырлар соғы онжылдықта шығарылуда. Олар жоғары сенімділікпен және жақсы техникалық көрсеткіштерімен ерекшеленеді. Барлық көмекші қондырғыларын есепке ала, шығырдың нормативтік қызмет көрсету мерзімі 40 жылды құрайды.

3.2 кестесі – PG 6561B газ шығырының техникалық сипаттамалары

Көрсеткіштер атаулары	Өлшем бірлік	Шамасы		
		Оренбург Газ	СКҚ отын. газ	Диз. отын
1	2	3	4	5
t _{oc} =25 °C кезіндегі өндіргіш клеммаларындағы қуат.	кВт	36840	36810	36150
Жылудың меншікті шығыны	кДж/кВтч	11550	11560	11660
Өндіргіш клеммаларындағы	%	31,2	31,2	30,9

ПӘЕ				
Шығыр бірінші саты кірісіндегі газдың орташа температурасы	°С	1104		
Отын шығыны	нм ³ /ч (кг/ч) (кг/с)	11215 (9 144) (2,54)	10 823 (8 964) (2,48)	(9 828)
Газ аластау газдарының орташа температурасы	°С	525		
Жану өнімдерінің шығыны	т/ч	503,0	503,0	504,0
ГШҚ алдындағы отын қысымы	МПа	2,50	2,50	0,3 – 0,5
Отынның жұмыстық температурасы	°С	26,7	25,0	8,0
Сығымдағыш сатыларының саны	-	17		
Шығыр сатыларының саны	-	3		
Шығыр айналымының номинальді саны	об./мин	5163		
Сорудағы ауа шығыны	т/ч, (кг/с)	471,37	471,37 (130,936)	486,90
Шығырдың (сүзгілер) ауақоршаулық жолының кедергісі	мм.в.ст	102		
Шығырдың газ аластау жолының кедергісі	мм.в.ст.	102		
ҚР нормалары бойынша баспайтын, ГШҚ жасыруынан 1 м қашықтықтағы шу деңгейі	дБА дБА	90 80		
Жіберу жүйесі		Жіберулік электр қозғалтқыш		
О₂=15% азот оксиды NO_x көміртек оксиды СО кезіндегі өңделген газдардағы зиянды заттар концентрациясы	мг/нм ³ мг/нм ³	50 19	50 19	356 25
3.2 кестесінің соңы				
1	2	3		
Пайдаға асыру шарттары	-	Тяжелые		
Жүктеме кезіндегі шығыр жұмысының негізгі уақыты, аспайды	ч.	100000		

Ескерту:

А. ГШҚ-да отын шығыны келесілер кезінде көрсетілген:

Q_Н^Р = 47514 кДж/кг (Оренбургск табиғи газы);

$Q_H^P = 46572$ кДж/кг (СКҚ отындық газы);

$Q_H^P = 42840$ кДж/кг (Дизельді отын);

25°C қоршаған орта температурасында.

Б. Соруудағы ауа шығыны 25°C қоршаған орта температурасында, 1,014 бар атмосфералық қысым және 40% ауаның салыстырмалы ылғалдылығы кезінде көрсетілген.

Әр бір ГШҚ өзіне келесі негізгі элементтер мен жүйелерді қосады:

- газшығырлы қозғалтқыш және ауалық сығымдағыш;
- ауыспалы тоқ өндіргіші;
- төмендетуші шегергіш;
- электрлік жіберу құрылғысы;
- ГШҚ жабыны (акустикалық қаптама);
- газтәріздес отынды беру жүйесін;
- сұйық отынды беру жүйесін;
- майлау жүйесін;
- ГШҚ-ны салқындату жүйесін;
- майлау майларын салқындату жүйесін;
- ауақорғандарының жүйесін (жылытуы бар);
- газ аластау жүйесін (шу бәсіндеткіші бар);
- ГШҚ-ны жуу жүйесін;
- ГШҚ бөліктерін желдету жүйесін;
- ГШҚ-ның өрт сөндіру жүйесін қоса, тұтану мен газдалынуды анықтау жүйесін;
- ГШҚ-ды басқару және қорғау жүйелерін;
- электртехникалық элементтері мен жүйелерін.

Төменде осындай түрдегі газшығырлы қондырғылар үшін сипаттама болатын, ГШҚ-дың кейбір жүйелерінің қысқаша сипаттамасы келтірілген.

3.1.1 ГШҚ-ның қабығы (акустикалық қаптама)

Газшығырлы қондырғысы, алдын ала қарау мен техникалық қызметкөрсетуді жүргізу үшін ГШҚ агрегаттарына жеңіл қолжетімділік пен шу оқшаулануы қарастырылған құрылымды ерілмелі қорғаныш контейнерінің (қабығы немесе қаптама) ішінде орналастырылады. Осы үшін контейнердің қақпақшасы мен бүйір тақталары алынбалы түрде жасалынған.

ГШҚ контейнері қажетті мөлшерде өздігінен жабылатын есіктермен, сатылармен, ішке жарықтандыру мен төмен кернеулі электрқорегімен қамдалған, өтпе жолдары бар.

Контейнер бөлмесі бөлек функционалды бөліктерге (ұяшықтар) бөлінген:

- көмекші агрегаттардың;
- газшығырлы;
- шегергіштік;
- өндіргіштік.

Және бөлек тұрған бақылау және басқауру бөлмелеріне ие.

Әр бір бөлік, температуралық шарттар, жарлылыс өртқауіпсіздік шарттары және т.б. тәуелділікте сәкесінше өртсөндіруші жүйелермен, дабыл белгісімен, күштеп желдетумен қамдалған.

3.1.2 Ауа қоршауының жүйесі (жылытуы бар)

Ауа қоршайлық жүйе ГШҚ сығымдағышына ауа жеткізілуімен қамдайды, содан соң жану құтысында отыны жағуға, және де қондырғы элементтерінің қатарын салқындатуға бағытталады.

Ауалық сығымдағыш пен шығыр ішіне бөгде бөлшектер мен тотығу өнімдерінің түсіп кетуіне шалдыққан болуы мүмкін. Майда бөлшектер шығырға түскенде, қалақшалар ластануы мен эрозияға шалдығады. Тұзды бөлшектер шығыр элементтерінің қышқылдануын тудырады және олардың қорларын төмендетеді.

Сығымдағышқа түсетін ауаны тазарту үшін, алдын ала және мұқият тазалау секілді бірнеше сүзгілер молуді ретінде жинақталған, арнайы сүзгілер жүйесі қарастырылады. Сүзгілер сыртынан ауа райлық жалюздері бар қоршаумен қорғалынады.

Сүзгілер саны мен олардың түрін, ауладағы сыртқы ауа сапасына тәуелділікте, ГШҚ шығарушы фирма анықтайды.

ГШҚ-ға қолданылатын ауа қоршауының жүйесі, өзінің құрамында, арнайы тозаңжинағышта оның ұсталынған тозаңы мен жиынынан сүзгілеу элементтерінің автоматты жүйесіне ие.

Қысқы шарттарда жұмыс атқару үшін ГШҚ-ның ауа қоршаулық жүйесі мұз болып қатуға қарсы жүйесіне (жылыту) ие. Берілген жүйенің жұмысқа қосылу критерияларына келесі көрсеткіштер комбинациясы саналады: ГШҚ жүктемесі, сыртқы ауа температурасы, ауаның салыстырмалы ылғалдығы, сығымдағыш қалақшаларын кіру бағыттаушыларының ашылу бұрышы.

Ауаны сору кезінде шуды бәсеңдету арнайы шу бәсеңдеткіштермен жүзеге асырылады.

Сүзгілеуі мен шу бәсеңдеткіші бар ауаберуге ұқсас жүйелер ГШҚ бөліктерінің желдету жүйелерінде және өндіргішті ауалық салқындату жүйесінде қолданылады.

3.1.3 Майлау жүйесі

Газ шығырымен өндіргішке ортақ маймен қамдау жүйесі шығыр, өндіргіш, көмекші механизмдер мен құрылғылардың айналматіректерін майлауға май беру үшін арналған. Одан басқа, май ГШҚ-ны басқарудың гидравликалық жүйесінің жұмыстық сұйықтығы болып табылады.

Майлау жүйесінің құрамына келесілер қосылған:

- май бағы;
- май сүзгілері;
- майсалқындатқыштар;
- түрлі тағайындалулық май сорғылары;
- май шашырауларының айырғыштары;
- тотығуға тұрақты болат пен арматурадан жасалған май құбырлары.

Сыйымдылығы $6,4 \text{ м}^3$ ГШҚ май багы құрастырылған, ол көмекші шегергіш астында негізгі жақтау орналастырылады. Май жүйесінің қалған қондырғылары, негізінде, гидравликалық білік бұрышы құрылғыны қоса, көмекші агрегаттар бөлімінде үйлестірілген. ГШҚ май салқындатқыштары май құрамасына орнатылған. Қолданылатын қос ауыспалы сүзгілеу элементтері бар май сүзгілері 5 микроннан төмен емес өлшемді механикалық қоспаларын жоюын қамтамасыз етеді.

Май салқындатқыштар сыртқы ауаның максималды температурасында да, агрегат максималды жүктемесінде де майлаушы май жұмыстық температурасын ұстап тұруын қамтамасыз етеді. Жіберу тәртіптерінде май майсалқындатқыштардан бөлек, оның жұмыстық температураға жетуіне дейін, жіберіле алады. Және де жылдың суық мезгілдеріне оның жұмыстық сипаттамаларын (тұтқырлығы) қамтамасыз ету үшін майлаушы май жылытуы қарастырылған.

Келесі майлаушы сорғылар қолданылады:

Қарапайым тәртіпте жұмыс атқару үшін механикалық жетегі бар (ГШҚ білігінен) майлы сорғы. ГШҚ қосуы мен тоқтатылуы кезінде агрегаттарды майлауды қамтамасыз ету үшін айнымалы тоқ ($400/680 \text{ В}$, 30 кВт) электрқозғалтқышынан жетегі бар май сорғысы. Механикалық жетегі бар негізгі май сорғысының істен шыққандағы ГШҚ агрегатын майлауды қамтамасыз ететін, яғни бұл сорғы ГШҚ-ның апаттық тоқтатылуын қамтамасыз ететін, тұрақты тоқ (125 В , $7,5 \text{ кВт}$) электрқозғалтқышынан жетегі бар резервті май сорғысы. Тағы май багы арқылы майлағыш майының айналымын қамтамасыз ететін, көмекші май сорғылары бар.

Одан басқа, ГШҚ майлау жүйесіндегі май ГШҚ басқарудың заманауый гидравликалық жүйелерінде жұмыстық сұйықтық ретінде қолданылады. Бұл жүйеде өзінің сүзгілері және май сорғылары бар: жіберу тәртіптерінде және апаттық жағдайларда ГШҚ жұмысын қамтамасыз ету үшін қызмет атқаратын электр жетегі бар қосымша сорғылар мен ГШҚ білігінен механикалық жетегі бар піспек түрдегі бас сорғы.

3.1.4 ГШҚ және майлаушы майды салқындату жүйесі

Шығырдың жоғары температуралық элементтерінің негізгі бөлігі, ауалық сығымдағыш аралық сатыларынан түсетін, сығылған ауамен салқындайды. ГШҚ-ның кейбір бөліктері (шығырдың артқы тіректері) салқындатудың тұйық контурының суымен салқындатылады.

Бұл салқындатудың сулық жүйесіне, көмекші тағайындалулық жылуалмастырғыштар (сұйық отынды ауалық бүрку жүйесі) мен майсалқындатқыштардың майлау майлары қосылған.

Әр-бір шығырдың сулық салқындату жүйесі өзімен су айналымы жүретін тұйық контурды білдіреді. Су, өз ретімен, шығыр залынан алшақ, бөлек орналасқан желдеткіш түріндегі үшсекциялық ($3 \times 50\%$) суауалық салқындатқыштармен салқындатылады. Желдеткіштер электрқозғалтқыш көмегімен айналады.

Тұйық контур бойынша айналатын, салқындайтын су ГШҚ жасап шығарушы фирмамен анықталатын талаптарды қанағаттандыруы қажет. Мысалға, ол келесі көрсеткіштерге ие болуы қажет:

- рН шамамен 8,5;
- Cl иондар құрамы 40 мг/л;
- SO₄ иондар құрамы 30 мг/л.

Пайдаға асырудың қысқы мерзімінде, судың қатуын болдырмау үшін, салқындатудың тұйық контурда қажет және басқа антифриздардың түзілуін болдырмайтын, антитотығулық қоспалар мен қоспалары бар этиленгликоль және су негізіндегі салқындатқыш сұйықтық қолданылады.

Салқындату жүйесінің құрамына салқындатқыштардан басқа, сұйықтықтың айналымдық салқындатылуын қамтамасыз ететін екі сорғы, соның ішінде біреуі резервті, қосылған. Екі сорғы да айналмалы ток (380 В) электржетегіне ие. Резервті сорғы автоматты түрде жұмыс атқарып тұрған сорғы істен шыққан кезде қосылады.

Салқындатудың тұйық жүйесінде шығыр залында 8,3 м биіктігінде орналасатын, сыйымдылығы 650 литр, өздігінен желдеткіштік типті кеңейткіш бак қарастырылады. Бак, тасуды болдырмау үшін, қалтқы қақпақшасымен қамдалады.

Контурда судың температурасы мен қысымының нормаларынан ауып кету кезіндегі дабыл мен сулық салқындатудың контурын термостатикалық басқаруы қарастырылған.

Өндіргіш металлын салқындату үшін салқындатудың ауалық жүйесі қолданылады. ГШҚ қорғаныс қаптамасы желдетудің арнайы жүйесін қолдану арқылы салқындатылады.

3.1.5 Электрлік жіберу құрылғысы

ГШҚ жіберу жүйесі өзіне келесілерді қосады:

- айнымалы ток жіберу электрқозғалтқышын;
- айналу моментінің гидравликалық түрлендіргіш және ұстасуы бар көмекші шегергіш (сұйықжалғастырғыш);
- білікбұрғыш құрылғысы.

Ұстасу автоматты түрде шығыр білігінің өздігінен ұстап тұрушы айналу жылдамдығы кезінде ажыратылады.

Білікбұрғыш құрылғы жіберу мен тоқтату кезіндегі ГШҚ роторын бұруға арналған, және өзіне тұрақты ток (125 В; 1,2 кВт) электрқозғалтқышы мен гидротрансформаторды қосады.

Құрылымдық жіберу құрылғысының барлық механизмдері көмекші агрегаттардың бөлігінде ГШҚ «салқын» аяғында үйлестірілген.

3.1.6 Отын жүйелері

Газ турбинасы газ түріндегі және сұйық отын түріндегі отында да ұзақ жұмыс істеуге арналған. Бұл кезде агрегаттың жұмысын тоқтатпай, отынның бір түрінен екінші түріне ауысу мүмкіндігі қарастырылған. Сонымен қатар, газ түріндегі отыннан сұйық отынға ауысу командасы ГТҚ басқарудың автоматтандырылған жүйесінен келуі мүмкін, ол тек газ

тәрізді отынның қысым құламасы кезінде ғана орындалады. Бір отын түрінен екінші отынға ауысыудың максималды уақыты 60 с. аспайды.

ГТҚ келетін отын ағыны жүктемелердің барлық диапазондарындағы арнайы қақпақшалармен автоматты түрде реттеліп отырады. Отын беруді басқару жүйесі сығымдағыштың жүктемеленбеуін және өңделген газдардың температурасының артуын болдырмау үшін құрылған.

Турбинаны қорғау үшін отын жүйелерінде жылдам қозғалыстағы сейілткіш қақпақшалар (газ тәрізді және сұйық отын үшін жеке-жеке) орнатылған. Отын жүйесінің барлық элементтері коррозияға қарсы тұратын материалдан жасалған.

Ғимараттан бөлек тұрған газ тәрізді отынды беру жүйесінің барлық құбырлары электрдің қыздыру және жылулық оқшаулама жүйелерімен қамтамасыз етілген.

3.1.7 Газ тәрізді отынды беру жүйесі

Газ тәрізді отынды беру жүйесі турбинаның 10 жану камераларындағы аралас оттықтарды газбен қамдауды қамтамасыз етеді және агрегаттың жүктемесінен тәуелді отын шығысын реттейді. Жүйеге түсетін отын газы белгілі бір қысым, құрғақтық дәрежесі және басқа да заттармен ластанатын талаптарды орындауы қажет.

ГТҚ газ тәрізді отынды беру жүйесіне кіреді:

- отын газының құбырлары;
- механикалық сүзгілер;
- жылдам қозғалатын ашқыш қақпақшалар;
- қашықтық жетегі бар реттегіш қақпақшалар;
- жапқыш, реттегіш және сақтандырғыш арматуралар;
- аралас оттықтар (екі еселенген отын);
- бақылауыш-өлшеуіш аспаптардың жиынтығы.

3.1.8 Сұйық отынды беру жүйесі

ГТҚ барлық газ арматуралары екі газдық шкафтарда №1 және 2 орналасады, олардың әрқайсысы тәуелсіз сормалы желдету жүйесімен қамдалған.

Сұйық отынды беру жүйесі турбинаның 10 жану камерасындағы аралас оттықтарды отынмен қамдауды қамтамасыз етеді, сонымен қатар ГТҚ-дағы сұйық отынды белгілі бір жағуға дайындайды.

Сұйық отынды беру жүйесіне кіреді:

- сұйық отынның құбырлары;
- отын сорғысы;
- сұйық отынды қыздыруға арналған құрылғы;
- реттеуіш қақпақша;
- отын үлестіргіш;
- аралас оттықтар (екі еселенген отын);
- жапқыш, реттеуіш және сақтандырғыш арматуралар;
- бақылауыш-өлшеуіш аспаптардың жиынтығы.

3.1.9 Шығар газдар жүйесі (шу сөндіргіші бар)

Әр ГТҚ арналған осы жүйеде шуды сөндіргіштер, газ жүрістері және биіктігі 30 м, ернеуінің диаметрі 3,5 м байпасты шығар құбырлар болады,

оны болашақта пайдаға асырғыш қазанда қолдану қондырғының жану өнімдерінің жылуын пайдаға асыруға мүмкіндік береді.

3.1.10 ГТҚ бөліктерін желдету жүйесі

Бұл жүйе ГТҚ ішкі сақтағыш қабатында пайда болатын жылуды таратуға арналған. Желдетуге арналған ауа торлы қоршамасы және өртке қарсы тұратын жалюзі бар ауа қоршауы арқылы турбина залынан келеді. Ауа заборниктері ГТҚ төменгі жағында орналасқан. Бөліктерден ауа сормалы желдеткіштер арқылы сыртқа шығарылады, олар турбиналық бөліктің торчасында орналасқан (редуктор бөлігінің жанында).

Турбиналық бөлік және көмекші агрегаттардың бөліктері электр жылытулық жүйелерімен қамдалған, олар берілген ауа температурасын автоматты түрде ұстап тұрады.

3.1.11 Азайтқыш редуктор

Газ турбиначының роторының айналу жылдамдығы 5163 айн/мин, ал электр өндіргішінің – 3000 айн/мин болғандықтан, айналмалы моментті беру үшін редуктор айналымының төмендеткіш санын қолданған дұрыс.

Редуктор представляет собой одноступенчатую шестеренную передачу. Шестернялар қос гелекоидты тістер кесіктеріне ие. Редуктор біліктерінің шығыр және өндіргіш біліктерінің қосылуы арнайы шлицтік байланыстармен қамтамасыздандырылады (жалғастырғыш). Смазка редуктора обеспечивается от общей системы смазки ГТУ.

Редукторда бір сатылы шестерлі бергіш бар. Шестерналарда+++.

Редукторды майлау ГТҚ жалпы майлау жүйесімен қамтамасыз етіледі.

3.1.12 ГТҚ шаю жүйесі

ГТҚ шаю жүйесі сығымдағыштың қалақшалық аппаратын және газ турбиначының шөгінділерден тазалауға арналған. Шаю технологиясы ГТҚ жұмыс тәртібінде де (яғни толық айналу жылдамдығында және максималды жүктемнің 95% дейін), сонымен қатар жұмыссыз тәртібінде де (яғни турбинада жану болмаған кезде және ротор механизмінің білік айналым айналуы кезінде) шаюды жүргізуге мүмкіндік береді.

Екі тәртіп кезінде де арнайы жуғыш ерітінді сығымдағыштың ағын бөлігіне жуғыш форсункалар арқылы бүркіледі. Бірақ жұмыс тәртібі кезінде ГТҚ тазалау нәтижесі жұмыссыз тәртіпке қарағанда төменірек. Сондықтан жұмыстық тәртіп кезіндегі тазалауды жұмыссыз тәртіп кезінде толықтырып отыру қажет.

Шаю технологиясы, шаю ерітіндісінің құрамы, оның қысымы, температурасы, қауіпсіздік шаралары ГТҚ дайындаушы зауытпен белгіленеді және пайдалану бойынша жетекшілікте жазылған.

Шаю үшін қолданылатын химиялық реагентте экологиялық жағынан потенциалды қауіпті емес, биологиялық жағынан тез ериді.

4. Турбина залының негізгі және көмекші жабдықтарын ықшамдау

ГТҚ негізгі және көмекші жабдықтарын ықшамдау, негізінен төменде аталған себептермен анықталады:

- газ турбинылы электрстанцияның ауданын құру үшін арналған өлшемдермен және конфигурациялармен;
- ГТҚ үлгісімен;
- инженерлік коммуникацияларға қосылу шарты бойынша технологиялық қамтамасыз етулермен;
- монтажды және жөндеу жұмыстарының технологиясымен;
- қызмет көрсету қолайлығымен;
- қуатты беру сұлбасымен, сонымен қатар әр нақты жағдайда ескерілетін қосымша шарттардың болуымен.

Газ турбинылы қондырғылар ғимаратта жұпталып орналасады. ГТҚ бас корпусының өлшемі 38,0x27,0 м және биіктігі 15,0 м. Ғимарат көмекші жабдықтармен екі агрегатты орналастыруға арналған және монтаж, қызмет көрсету және ГТҚ жөндеу жұмыстарына қолайлы етіп кешенделген. Бас корпусында жүк көтерулігі 20 т көпірлік кран болады, ол ГТҚ барлық жабдықтарын қызмет етеді. Агрегаттар арасында бас корпусының ұзындық бойына ені 7,0 м жөндеу-монтажды арналған аудан бар.

Екі турбинаның сужапқыш құбырлары, қоршауы бар сүзгі жүйелері 6,0 м тереңдіктегі “F” қатарынан кейінгі бас корпусының сырт жағында орналасқан және судың келуі турбинаның жоғары жағымен жүргізіледі.

Турбинаның шығар түтікшелері ГТҚ ортаңғы бөлігінде орналасқан және өртке қарсы жаққа ықшамды. Бас корпус ғимаратынан бөлек шығар түтікшелерге газ жүрістерімен биіктігі 30,0 м және ернеуінің диаметрі 3,5 м екі байпасты шығар құбырлар біріктіріледі.

Әр ГТҚ қарастырады:

- бақылау және басқару бөлмесін;
- кеңейткіш күбісі бар тұйық контурдағы сорғылы қондырғысын;
- өндіргішті сөндіргіш;
- NO_x шығынын құрғақ әдіспен төмендету қондырғысын.

Екі газтурбинылы қондырғыдан және көмекші жабдықтардан бөлек бас корпуста: көмірқышқылды газдың запас баллоны бар үш рампа (біреуі резервті); ГТҚ шаю қондырғысы; құбырлы және кабельді коммуникациялар; бақылауыш-өлшеуіш аспаптардың тақталары және т.б. болады.

ГТҚ бас тұрқысы есікті және технологиялық ойықтармен қажетті көлемде жабдықталған және қызмет көрсету аудандары, өрт сөндіру жүйелері, желдету жүйелері де бар.

Ғимараттан бөлек оған тікелей жақын емес, байпасты шығар құбырлардан бөлек, тағы да:

- желдеткіш түріндегі екі үшбөлікті ауа салқындатқыштар;
- әртүрлі белгілеулердегі коммуникациялар.

ГТҚ бас корпусының жанына, сонымен қатар екі пайдаға асырғыш қазан орналасатын орын болады. Пайдаға асырғыш қазанды жеке-жеке әр ГТҚ-на орналастырады.

Сонымен, алты агрегатты енгізген кезде, барлық ГТҚ екі-екіден үш турбина залында орналасатын болады, мұның барлығы электрстанцияның бас жоспарын жасау кезінде ескерілген.

4.1 Көмекші ғимараттар мен құрылғылар

Электрстанцияның ауданында ГТҚ турбина залынан бөлек көмекші технологиялық ғимараттар мен құрылғылар орналасады. Олар келесәдей нысандар:

- жылытулы қазандық;
- апатты дизель-өндіргіштік;
- газды дайындау пункті бар табиғи газдың сығымдағыштық станциясы;
- дизельді отынның шаруашылығы;
- майлау материалының және химикаттардың қоймасы;
- электротехникалық ғимараттар мен құрылымдар.

4.1.1 Жылытулы қазандық

Суды жылыту үшін электр станцияның жылыту жүйелерінің нысандарының аймағына құрамында екі газсулы қыздырғышы (сужылытқыш қазан) болатын бастапқыда 1,0-1,5 Гкал/сағ жылу өндіретін жылытулы қазандық құрылысын қарастырады.

Қазандар үшін негізгі отын ҚӨК отын газы болып табылады, апаттық – дизельді отын. Электр станцияның бастапқы құрылысында қазандарға арналған отын болып Оренбург табиғи газы. Қазанды жағуға арналған газдың қажетті қысымы $0,1 \text{ кг/см}^2$. Дизельді отын қазандыққа дизельді отынды сақтайтын жалпы станциялық қоймадан келеді (екі резервуар көлемі 1250 м^3).

Жылулық желінің температуралық сызбағы $110/70^{\circ}\text{C}$ қабылданған, жылыту жабық түрде.

Қазаннан басқа ғимаратта сиымдылығы $0,9 \text{ м}^3$ дизельді отынның шығыс күбісі, желілік сорғы, сиымдылығы $6,0 \text{ м}^3$ желі суының екі запас күбісі, кеңейткіш күбілер, арматуралық түйіндер, электртехникалық құрылғылар, щиттер, желдеткіш жабдықтар орналасады.

Желі суының орнын толтыру ҚӨК қондырғысының деминаралданған суы арқылы жүргізіледі.

Жану өнімдерінің шығысы ір қазанда болатын биіктігі 13,03 м және диаметрі 0,30 м түтін мұржалары арқылы шығарылады.

4.1.2 Апатты дизель-өндіргіш

Электрстанцияның жүктемелерін апатты қоректендіру іштен жанатын дизельді қозғалтқыштардың жетегі бар екі апатты өндіргішімен қамтамасыз етілген. Дизель-өндіргіштер ГТҚ іске қосу кезінде электр энергияның көзі ретінде қолданады және апаттық жағдайда ҚӨК қамтамасыз етеді.

Caterpillar фирмасының дизельді қозғалтқышы Leroy Somer фирмасының электрлік өндіргішімен біріктірілген. Агрегаттар көмекші

жабдықтармен бірге жалпы негізде біріктірілген және жабық бөлмеде стационалы қондырғыларға арналған.

Дизель-өндіргіш агрегаттарды біріктірілген электр жабдықтарымен және құбырларымен өндіруші зауытта жиналған күйінде алып келеді.

Дизель-өндіргіштің номиналды қуаты 1500 кВт (6,0 кВ; 50 Гц), бірақ олар номиналды қуатынан 10% асып жұмыс істей алады.

Әр дизель-өндіргіштің жинағына келесідей жабдықтар мен жүйелер кіреді:

- Caterpillar фирмасының іштен жанатын дизельді қозғалтқышы, түрі 3516;

- Leroy Somer фирмасының электр өндіргіші, түрі LSA 53 L70/4p;

- қуаттаушы құрылғысы бар іске қосқыш аккумулятор;

- шу сөндіргіші бар шығар жүйе;

- сиымдылығы 10 м³ отын күбісі;

- сулық салқындатқыш жүйелерінің түтікшелері бар ішкі салқындатқыш;

- басқару тетігі;

- қуаттаушы құрылғысы бар басқару жүйесінің аккумуляторы.

Екі дизель-өндіргіш ғимаратта орналасады, жоспар бойынша колонна өсі 14,3 x 10,4 м және биіктігі 5,0 м.

Әр оқшауланған бөлмелерде екі шығын отын күбісі орналасады. Бұл бөлмелерде автокөлік айналғысы бар. Дизель отынын жеткізу және шығын отын күбісін толтыру автотасымалдау жүргізіледі.

Отын күбісімен қиылысатын оқшауланған бөлмеде өрт сөндірудің көмірқышқылды қондырғысы орналасады.

Дизель-өндіргіш жабдығын техникалық қызмет көрсету қолдан жасалған жүк көтергіш құрылғылардың көмегімен жүргізіледі. Жөндеу жұмыстары кезіндегі дизель-өндіргіш бөлшектерін орналастыру үшін бөлмеде арнайы ауданшалар болады.

Өрт болмас үшін шығын күбісінен апатты жерасты резервуарға дизельді отынның апатты құйылуы қарастырылған, ол ғимараттан бөлек 5 м қашықтықта орналасқан.

5 Енгізілген пайдаға асырғыш қазаны бар газ турбиналы қондырғының жылулық сұлбасының есебі

5.1 Бастапқы берілгендер:

- ГТД муфтасындағы қуат $N_{ГТД} = 39810$ кВт, «3.2 кесте»;

- КПК-дағы отын-отын газы, «3.2 кесте»;

- турбина алдындағы газ температурасы $t_{вх.т.} = 1104^{\circ}\text{C.}$, «3.2 кесте»;

- сығымдағыш алдындағы ауа температурасы $t_{в.к.} = 25^{\circ}\text{C.}$, «3.2 кесте»;

- турбинаның салыстырмалы изоэнтропты ПӘК $\eta_T = 0,9$;

- сығымдағыштың салыстырмалы изоэнтропты ПӘК $\eta_K = 0,87$;

- жану камерасының ПӘК $\eta_{ЖК} = 0,99$.

Есептеуді 1 кг жұмыстық газына арнап жасаймыз.

5.2 ГТД қысым артуының тиімді дәрежесін анықтау, $\varepsilon_{ти}$

Қысым артуының тиімді дәрежесін анықтау үшін келесідей мәндер береміз: $\varepsilon = 30, 35, 40, 45$.

5.2.1 Сығымдағыштың изоэнтропты жұмысы, кДж/кг, келесі формуламен анықталады

$$l_{к.ид.} = i_{н.к.}^{uo} - i_{в.к.}, \quad (5.1)$$

мұнда $i_{в.к.}$ - сығымдағыш кірісіндегі нақты ауа энтальпиясы, ол $t_{в.к.} = 25$ °С, $i_{в.к.} = 298,3$ кДж/кг болған кезде [3] бойынша анықталады.

$i_{н.к.}^{uo}$ - шығыстағы ауаның изоэнтропты энтальпиясы, кДж/кг;

$\pi_{в.к.}$ - сығымдағыш кірісіндегі салыстырмалы қысым, ол $t_{в.к.} = 25$ °С., $\pi_{в.к.} = 1,3567$ болған кезде [3] бойынша анықталады.

5.2.2 Сығымдалу жағындағы салыстырмалы қысым, $\pi_{н.к.}$, $\varepsilon = 30, 35, 40, 45$ аталған жоғары мәндерінде келесідей формуламен анықталады

$$\pi_{н.к.} = \varepsilon \cdot \pi_{в.к.}, \quad (5.2)$$

$$\pi_{н.к.} = 30 \cdot 1,3567 = 40,7,$$

$$\pi_{н.к.} = 35 \cdot 1,3567 = 47,48,$$

$$\pi_{н.к.} = 40 \cdot 1,3567 = 54,268,$$

$$\pi_{н.к.} = 45 \cdot 1,3567 = 61,05.$$

[3] бойынша сәйкесті $\pi_{н.к.}$, $i_{н.к.}^{uo}$ мәнін табамыз

$$i_{н.к.}^{uo} = 785,9,$$

$$i_{н.к.}^{uo} = 820,9,$$

$$i_{н.к.}^{uo} = 851,64,$$

$$i_{н.к.}^{uo} = 880,1,$$

$$l_{к.ид.} = 785,9 - 298,3 = 487,6,$$

$$l_{к.ид.} = 820,9 - 298,3 = 522,6,$$

$$l_{к.ид.} = 851,64 - 298,3 = 553,34,$$

$$l_{к.ид.} = 880,1 - 298,3 = 581,8.$$

5.2.3 Сығымдағыштың нақты жұмысын төмендегі формула бойынша анықтаймыз, кДж/кг

$$l_k = \frac{\ell_{к.ид.}}{\eta_k}, \quad (5.3)$$

$$l_k = \frac{487,6}{0,87} = 560,46,$$

$$l_{к.} = \frac{522,6}{0,87} = 600,68,$$

$$l_{к.} = \frac{553,34}{0,87} = 636,02,$$

$$l_{к.} = \frac{581,8}{0,87} = 668,73.$$

5.2.4 Сығымдағыштан кейінгі ауа көрсеткіштері

Сығымдалу жағындағы ауаның нақты энтальпиясын $i_{н.к.}$, кДж/кг, келесі формула бойынша анықтаймыз

$$i_{н.к.} = i_{в.к.} + l_{к.}, \quad (5.4)$$

$$i_{н.к.} = 298,3 + 560,46 = 858,76,$$

$$i_{н.к.} = 298,3 + 600,68 = 898,98,$$

$$i_{н.к.} = 298,3 + 636,32 = 934,32,$$

$$i_{н.к.} = 298,3 + 668,73 = 967,03.$$

Сығымдалу жағындағы ауаның температурасы $t_{н.к.}$, °С, ол [3] бойынша анықталады

$$t_{н.к.} = 560,32,$$

$$t_{н.к.} = 596,55,$$

$$t_{н.к.} = 628,23,$$

$$t_{н.к.} = 657,28.$$

$\varepsilon = 30, 35, 40, 45$ қысым жоғарылауының дәрежесінен тәуелді сығымдағыш арқылы таралатын ауа қысымы $P_{н.к.}$, МПа, келесідей формуламен анықталады.

$$P_{н.к.} = P_{в.к.} \cdot \varepsilon, \quad (5.5)$$

мұнда $P_{в.к.} = 0,1$ МПа – сығымдағыш кірісіндегі ауа қысымы, МПа

$$P_{н.к.} = 0,1 \cdot 30 = 3,$$

$$P_{н.к.} = 0,1 \cdot 35 = 3,5,$$

$$P_{н.к.} = 0,1 \cdot 40 = 4,$$

$$P_{н.к.} = 0,1 \cdot 45 = 4,5.$$

5.1 кесте – ε тәуелді сығымдағыштағы ауаның көрсеткіштері

ε	$P_{н.к.}$ МПа(кгс/см)	$t_{в.к.}$ °С.	$t_{н.к.}$ °С.	$l_{к.}$ кДж/кг
30	3 (30)	25	560,32	560,46
35	3,5 (35)	25	596,55	600,68
40	4 (40)	25	628,23	636,02
45	4,5 (45)	25	657,28	668,73

Турбинаның есебіне көшеміз.

$\varepsilon_{ти}$ анықтау үшін жүргізілетін есептеу кезінде турбинадағы жұмыстық газы ретінде [3] көрсетілген мәнді аламыз.

5.2.5 Турбинадағы газдың изоэнтропты жұмысын келесі формула бойынша анықтаймыз, кДж/кг

$$l_{т.ид.} = i_{вх.т.} - i_{вых.т.ид.}, \quad (5.6)$$

мұнда $i_{вх.т.}$ – [3] бойынша анықталатын турбина кірісіндегі газдың энтальпиясы, кДж/кг, $t_{вх.т.} = 1104^\circ\text{C}$; $i_{вх.т.} = 1487,8$ және $\pi_{вх.т.} = 420,498$;

$\pi_{вх.т.}$ – турбина шығысындағы салыстырмалы қысым;

$i_{вых.т.ид.}$ – турбина шығысындағы газдың изоэнтропты энтальпиясы кДж/кг, ол [3] және $\pi_{вых.т.}$ бойынша анықталады.

5.2.6 Турбина шығысындағы салыстырмалы қысымды төмендегі формула бойынша анықталады

$$\pi_{вых.т.} = \frac{\pi_{вх.т.}}{\varepsilon}, \quad (5.7)$$

$$\pi_{вых.т.} = \frac{420,498}{30} = 14,016,$$

$$\pi_{вых.т.} = \frac{420,498}{35} = 12,014,$$

$$\pi_{вых.т.} = \frac{420,498}{40} = 10,51,$$

$$\pi_{вых.т.} = \frac{420,498}{45} = 9,34.$$

[3] бойынша сәйкесті $\pi_{вых.т.}$ және $i_{вых.т.ид.}$ мәнін анықтаймыз

$$i_{вых.т.ид.} = 581,58,$$

$$i_{вых.т.ид.} = 556,71,$$

$$i_{вых.т.ид.} = 535,87,$$

$$i_{вых.т.ид.} = 517,26,$$

$$l_{т.ид.} = 1487,8 - 581,58 = 906,22,$$

$$l_{т.ид.} = 1487,8 - 556,71 = 931,09,$$

$$l_{т.ид.} = 1487,8 - 535,87 = 951,93,$$

$$l_{т.ид.} = 1487,8 - 517,26 = 970,54.$$

5.2.7 Турбинаның нақты жұмысын келесі формуламен анықтаймыз, кДж/кг

$$l_m = l_{т.ид.} \cdot \eta_m, \quad (5.8)$$

$$l_m = 906,22 \cdot 0,9 = 815,598$$

$$l_m = 931,09 \cdot 0,9 = 837,981$$

$$l_m = 951,93 \cdot 0,9 = 856,737$$

$$l_m = 970,54 \cdot 0,9 = 873,486$$

5.2.8 Турбинадан кейінгі газдың көрсеткіші:

Турбина шығысындағы газдың нақты энтальпиясын $i_{\text{вых.т.}}$, кДж/кг, келесі формуламен анықтаймыз

$$i_{\text{вых.т.}} = i_{\text{вх.т.}} - l_m, \quad (5.9)$$

$$i_{\text{вых.т.}} = 1487,8 - 815,598 = 672,202,$$

$$i_{\text{вых.т.}} = 1487,8 - 837,981 = 649,819,$$

$$i_{\text{вых.т.}} = 1487,8 - 856,737 = 631,063,$$

$$i_{\text{вых.т.}} = 1487,8 - 873,486 = 614,314.$$

Турбина шығысындағы газдың температурасын $t_{\text{вых.т.}}$, °С, [3] бойынша анықтаймыз

$$t_{\text{вых.т.}} = 388,5,$$

$$t_{\text{вых.т.}} = 367,47,$$

$$t_{\text{вых.т.}} = 349,77,$$

$$t_{\text{вых.т.}} = 333,82.$$

5.2.9 Жану камерасындағы отын жылуының меншікті шығысын [3] номограмма және $t_{\text{вх.т.}}$ және $t_{\text{н.к}}$ температуралары арқылы анықтаймыз, $\alpha \approx 8$ болған кезде энтальпиялар $i_{\text{вх.т.}}$ және $i_{\text{н.к}}$, кДж/кг

$$q_{\text{к.с.}} = \frac{1}{\eta_{\text{к.с}}} (i_{\text{вх.т.}} - i_{\text{н.к}}), \quad (5.10)$$

$$q_{\text{к.с.}} = \frac{1}{0,98} (1250 - 610) = 652,8,$$

$$q_{\text{к.с.}} = \frac{1}{0,98} (1250 - 655) = 606,9,$$

$$q_{\text{к.с.}} = \frac{1}{0,98} (1250 - 695) = 566,1,$$

$$q_{\text{к.с.}} = \frac{1}{0,98} (1250 - 725) = 535,5.$$

5.2.10 ГТД пайдалы әсер коэффициентін келесі формуламен анықтаймыз

$$\eta_{\text{ГТД}} = (l_m - l_k) / q_{\text{к.с.}}, \quad (5.11)$$

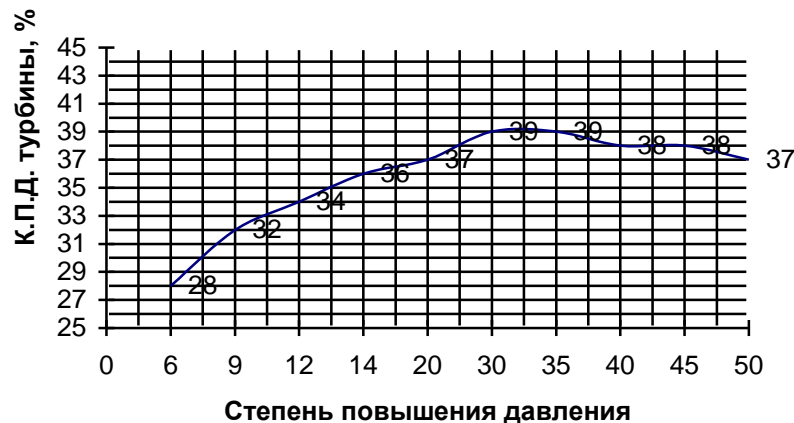
$$\eta_{\text{ГТД}} = \frac{(815,598 - 560,46)}{652,8} = 0,39,$$

$$\eta_{\text{ГТД}} = \frac{(837,981 - 600,68)}{606,9} = 0,391,$$

$$\eta_{\text{ГТД}} = \frac{(856,737 - 636,02)}{566,1} = 0,389,$$

$$\eta_{\text{ГТД}} = \frac{(873,486 - 668,73)}{535,5} = 0,382.$$

Есептеу нәтижесі бойынша «график 5.1» сызбағын тұрғызамыз, ол бойынша қысым жоғарылауының тиімді дәрежесін ε_{mi} анықтаймыз



5.1 сызбағы– Қысым артуының дәрежесінен тәуелді газ турбиналы қозғалтқыштың ПӘК, яғни, сызбақтан көріп отырғанымыздай, қысым артуының тиімді дәрежесі $\varepsilon_{mi} = 30 \dots 35$.

$\varepsilon_{\kappa} = 30$ жағдайы үшін ауаның артықтық коэффициентін анықтаймыз

5.2.11 Жұмыстық газдың толық шығысын кг/с, төмендегі формула бойынша анықтаймыз

$$G_T = \frac{N_{ГТК}}{l_m - l_{\kappa}}, \quad (5.12)$$

$$G_T = \frac{36810}{815,598 - 560,46} = 144,3.$$

5.2.12 Отын шығысы келесідей анықталады, кг/с

$$B = \frac{q_{k.c.} \cdot G_T}{Q_H^p}, \quad (5.13)$$

Мұнда $Q_m^{jc} = 46572$ кДж/кг – КПК отын газының төменгі жану жылуы

$$B = \frac{652,8 \cdot 144,3}{46572} = 2.$$

5.2.13 Жану өнімдерінің мөлшерін келесідей анықтаймыз, кг/с

$$G_{п.с.} = B \cdot g_{n.c.}, \quad (5.14)$$

мұнда $g_{n.c} = 17,95 - \alpha = 1$ кезіндегі 1 кг. газдың жану өнімінің массасы

$$G_{п.с.} = 2 \cdot 17,95 = 35,9$$

5.2.14 $\alpha = 1$ кезіндегі жануға кететін ауа шығысы, кг/с

$$G_{возд.}^0 = 2 \cdot 16,95 = 33,9$$

5.2.15 Жану камерасынан кейінгі ауаның артықтық коэффициентін келесі формула бойынша анықтаймыз

$$\alpha_{к.с.} = \frac{G_T - B}{G_{возд.}^0}, \quad (5.15)$$

$$\alpha_{к.с.} \approx \frac{144,3 - 2}{33,9} \approx 4,24.$$

Қысым жоғарылауының есептік дәрежесін таңдағаннан кейін $\varepsilon_{расч.} = 30$, жану өнімдерінің қоспаларымен бірге ауаның кеңеюі болатынын ескере отырып, турбинадағы газ жұмысының есебін шығарамыз

5.3 Турбинадағы газ жұмысының жөнделген есебі

[3] номограммасы бойынша, $t_{вх.т} = 1104^\circ\text{C}$. и $\alpha_{к.с.} \approx 4,24$ кезінде турбина алдындағы газдың энтальпиясы $i_{вх.т} = 1345 \text{ кДж/кг}$

[3] номограммасы бойынша $\varepsilon_{есеп} = 30$ и $\alpha_{к.с.} \approx 4,24$, находим поправочный коэффициент $\psi = 1,025$

5.3.1 $\psi = 1,025$ коэффициентін ескергендегі турбинадағы газдың нақты жұмысы құрайды, кДж/кг

$$l_m^\circ = \psi \cdot l_m, \quad (5.16)$$

$$l_m^\circ = 1,025 \cdot 815,598 = 835,95.$$

5.3.2 Турбина шығысындағы газдың энтальпиясын төмендегі формула бойынша табамыз, кДж/кг

$$i_{вых.т} = i_{вх.т} - l_m^\circ, \quad (5.17)$$

$$i_{вых.т} = 1345 - 835,95 = 509,1.$$

5.3.3 Турбина шығысындағы газдың температурасын [3] бойынша анықтаймыз, ол кезде шығыстағы газдың энтальпиясы $i_{вых.т} = 509,1$

$$t_{вых.т} = 450 \dots 500$$

5.3.4 Шығыр механизмдерінің механикалық ПӘК η_m және өндіргіштің электр механикалық ПӘК $\eta_{эм}$ есепке алғандағы ГТД жұмыстық газдың 1кг. пайдалы жұмысы келесіні құрайды

$$l_{II}^{\circ} = (l_m \cdot \eta_m - l_k \frac{1}{\eta_m}) \eta_{эм}, \quad (5.18)$$

$$l_{II}^{\circ} = (835,9 \cdot 0,98 - 560,46 \frac{1}{0,98}) 0,98 = 242,34$$

5.3.5 Газ турбиналы қондырғының пайдалы әсер коэффициентін төмендегі формула бойынша анықтаймыз

$$\eta_{\circ} = \frac{\eta_{II}^{\circ}}{q_{к.с.}}, \quad (5.19)$$

$$\eta_{\circ} = \frac{242,34}{652,8} = 0,37.$$

5.3.6 Жұмыстық газ шығысын келесідей анықтаймыз, кг/с,

$$G_T = \frac{N_{\circ}}{l_{II}^{\circ}}, \quad (5.20)$$

$$G_T = \frac{36810 \cdot 3600}{3600 \cdot 242,34} = 152.$$

5.3.7 Отынның нақты шығысын келесідей анықтаймыз, кг/с,

$$B_T = \frac{G_T \cdot q_{к.с.}}{Q_P^H}, \quad (5.21)$$

$$B_T = \frac{152 \cdot 652,8}{46572} = 2,13.$$

5.3.8 Жұмыстық газ массасындағы отын мөлшері, %

$$\frac{2,1}{152} \cdot 100 = 1,38.$$

5.3.9 Шығар газдардағы ауаның артықтық коэффициентін α келесідей анықтаймыз

$$\alpha = \frac{G_T - B}{B \cdot G_B^0}, \quad (5.22)$$

$$\alpha = \frac{152 - 2,13}{2,13 \cdot 16,95} = 4,21.$$

5.3.10 Шығар газдардағы оттегінің мөлшері (көлемі бойынша), % келесідей анықталады

$$21 \frac{G_T - G_{II.с.}}{G_T}, \quad (5.23)$$

$$21 \frac{152 - 2,1 \cdot 17,95}{152} = 15,79.$$

5.3.11 Енгізілген пайдаға асырғыш қазаны бар ГТҚ жылулық сұлбасының есебінің дұрыстығын формулаға сәйкес теңестік сәйкестігімен тексереміз

$$q_{к.с} \cdot \eta_{к.с} = l_{\Pi}^3 + q_{к.у.} + q_{эм}, \quad (5.24)$$

мұнда $q_{к.у.}$ - пайдаға асырғыш қазанмен қабылданатын жылу мөлшері, кДж/кг;

$q_{эм}$ - электромеханикалық шығындар, кДж/кг.

5.3.12 Төмендегі формуламен анықталатын электромеханикалық шығындар, кДж/кг,

$$q_{эм} = (l_m - l_k) - l_{\Pi}^3, \quad (5.25)$$
$$q_{эм} = (835,9 - 560,46) - 242,34 = 33,1.$$

Пайдаға асырғыш қазанмен қабылданатын жылу мөлшерін анықтау үшін $q_{к.у.}$, пайдаға асырғыш қазанның жылулық есебін жүргізуіміз қажет, ары қарай жоғарыда көрсетілген формула бойынша встроенный пайдаға асырғыш қазаны бар ГТҚ жылулық сұлбасының есебінің дұрыстығын тексереміз.

ГТҚ қолданулық ҚҚ тексерулік жылулық есебін жүргіземіз.

Тексерулік жылулық есептің мақсаты берілген құрылымның төмендегі заттары өзгерген жағдайдағы қондырғы жұмысының негізгі көрсеткіштерін анықтау болып табылады:

- жану өнімдерінің мөлшері, м³/с;
- жану өнімдерінің құрамы, %;
- кірісіндегі отходящий газдардың температурасы, °С;
- сонымен қатар ҚҚ өндірілетін будың көрсеткіштерінің өзгерісі жағдайында.

ҚҚ жобасына сәйкес ГТҚ жылулық сұлбасында технологиялық мұқтаж үшін будың өндірілуі қарастырылған, атап айтсақ, «Газ өндіретін кешен» - шық пен табиғи газды технологиялық тазалау зауыты.

Жоғарыда аталған мақсаттар үшін келесідей көрсеткіштегі бу қажет:

- Қысымы $P = 2$ МПа;
- Температурасы $t = 300 - 350$ °С.

6 Г – 400 ПЭ пайдаға асырғыш қазанның жылулық есебі

Г-400 ПЭ пайдаға асырғыш қазаны аса қызған буды өндіру сұлбасындағы газ турбинасынан кейінгі газды салқындатуға арналған. Қазан газ құбырлы, көлденең, бір барабанды, газ бойынша біржүрісті, табиғи айналмасы бар. Буландырғыш беті диаметрі 50 және қабырға қалыңдығы 3 мм (болат 20) 790 құбырынан жасалған. Құбырлар барабанның құбырлық торларға пісірістіру арқылы бекітіледі.

Буландырғыш беттің барабанының ішкі диаметрі 2800 мм. Обечайка қабырғасының және түбінің қалыңдығы 20 мм. Барабанға кіріс және шығыс газ камералары бекітіледі. Кіріс газ камерасында көлденең орналасқан иірілмелі таспалы буқызыдырғыштар орнатылған және ол 32x3 мм. (болат 20) құбырынан жасалған. Айырғыш құрылғы бу қабылдағыш қораптан және тесік жапырақшалардан тұрады, олар түтін шығатын құбырдың үстіндегі барабанда орналасқан.

Пайдаға асырғыш қазан екі су үнемдегішпен қамтамасыз етілген: болатты иірілме және болатты. Қайнау түріндегі болатты сулық үнемдегіш диаметрі 28x3 мм. құбырдан жасалған. Ол иірілменің екі пакетінен тұрады, оның орталық бөлігі болаттан жасалған тік жапырақшалармен бөлінген. Бөліктер газдарға U – тәрізді қозғалысты береді. Тегіс құбырлы сулық үнемдегіштен кейін газдар қайтадан қосылатын газ жүрісі бойынша болаттан жасалған сулық үнемдегіштің газ жүрісіне келеді және ол қабырғалы болат құбырлардан жиналған. Болат сулық үнемдегіштің газ жүрісінде металл қаптама болады. Г-400 ПЭ қазанының құрылымдық сипаттамасы 6.1 кестесінде келтірілген.

6.1 кесте – Г – 400 ПЭ қазанының құрылымдық сипаттамасы

Сипаттама	Белгіленуі және есептік формалары	Есебі
1	2	3
<p>Бу қыздырғыш</p> <p>Құбыр диаметрі және қабырға қалыңдығы, мм.</p> <p>Иірілме саны, дана.</p> <p>Құбырлар қадамы, мм.</p> <p>- газ жүрісінің ені бойынша</p> <p>- газ жүрісінің тереңдігі бойынша</p> <p>Жану өнімдері өтуіне арналған қима, м².</p> <p>Будың өтуіне арналған қима, м².</p> <p>Буқызыдырғыш бетінің ауданы, м².</p> <p>Шоқ тереңдігі бойынша құбырлар саны, дана.</p> <p>Буландырғыш</p> <p>6.1 кестенің жалғасы</p>	<p>$d \times \delta$</p> <p>n</p> <p>S_1</p> <p>S_2</p> <p>$F_{п.с.}$</p> <p>$\frac{\pi \cdot d_{в.н.}^2}{4} \cdot n$</p> <p>$F_{п.л}$</p> <p>$z$</p>	<p>32×3</p> <p>25</p> <p>75</p> <p>120</p> <p>1,504</p> <p>$0,785 \cdot 0,026^2 \cdot 25 =$</p> <p>$= 0,0133$</p> <p>15</p> <p>4</p>
1	2	3

<p>Құбыр диаметрі және қабырға қалыңдығы, мм.</p> <p>Құбырлар саны, шт.</p> <p>Құбыр ұзындығы, мм.</p> <p>Беттік ауданы, м².</p> <p>Жану өнімдері өтуге арналған қима, м².</p> <p>Болатты сулық үнемдегіш</p> <p>Бір құбырдың беттік ауданы, м².</p> <p>Құбыр ұзындығы, мм</p> <p>Бір құбырдың жану өнімдері өтуіне арналған қима, м².</p> <p>Судың өтуіне арналған қима, м².</p> <p>Жану өнімдері өтуіне арналған қима, м².</p> <p>Қатардағы құбырлар саны, дана.</p> <p>Сулық үнемдегіштегі құбырлар саны, дана.</p> <p>Жылыту бетінің ауданы, м².</p> <p>Болатты сулық үнемдегіш</p> <p>Құбырлар диаметрі және қабырға қалыңдығы, мм.</p> <p>Құбырлар қадамы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - көлденең, мм. - бойлық, мм. - салыстырмалы көлденең - салыстырмалы бойлық <p>Жану өнімдері өтуіне арналған қима, м².</p> <p>Судың өтуіне арналған қима, м².</p> <p>Жылыту бетінің ауданы, м².</p> <p>Жану өнімдерінің жүрісі бойынша құбырлардың қатарлар саны, дана.</p>	<p>$d \times \delta$</p> <p>n</p> <p>l</p> <p>$F_{II} = \pi \cdot d \cdot l \cdot n$</p> <p>$F_{П.С.} = \frac{\pi \cdot d_{в.н.}^2}{4} \cdot n$</p> <p>$F_{Т.Р.}$</p> <p>$l_{Т.Р.}$</p> <p>$f_{П.С.}$</p> <p>$f_B.$</p> <p>$F_{П.С.}$</p> <p>$n_1 = \frac{F_{П.С.}}{f_{П.С.}}$</p> <p>$n$</p> <p>$F_{Э.ч.}$</p> <p>$d \times \delta$</p> <p>$S_1$</p> <p>$S_2$</p> <p>$S_1/d$</p> <p>$S_2/d$</p> <p>$F_{П.С.}$</p> <p>$f_B. = 0,785 \cdot d_{в.н.}^2 \cdot n$</p> <p>$F_{Э.С.}$</p> <p>$z$</p>	<p>50×3</p> <p>790</p> <p>3660</p> <p>3,14·0,044·3,66×</p> <p>×790 = 400</p> <p>0,785·0,044²·790 =</p> <p>=1,2</p> <p>2,95</p> <p>2000</p> <p>0,12</p> <p>0,0028</p> <p>2,88</p> <p>$\frac{2,88}{0,12} = 24$</p> <p>96</p> <p>283</p> <p>28×3</p> <p>70</p> <p>55</p> <p>2,5</p> <p>1,96</p> <p>2,43</p> <p>0,785·0,022²·24 =</p> <p>= 0,00912</p> <p>372</p> <p>20</p>
---	--	--

Қазан кірісіндегі жану өнімдері туралы есептік берілгендерді жану камерасының жылулық есебінен анықтаймыз.

6.1 К.С. кейінгі жану өнімдерінің көлемі

$$V_{CO_2} = 1,138; V_{N_2} = 38,8; V_{O_2} = 10,32; V_{H_2O} = 2,09.$$

6.2 Жану өнімдерінің суммалық көлемін, м³/ м³, келесі формуламен анықтаймыз

$$\begin{aligned} \Sigma V_{п.с.} &= V_{H_2O} + V_{CO_2} + V_{O_2} + V_{N_2}, \\ \Sigma V_{п.с.} &= 2,09 + 1,138 + 10,32 + 38,8 = 52,348. \end{aligned} \quad (6.1)$$

6.3 Жану өнімдерінің көлемдік құрамы келесідей анықталады, %,

$$CO_2 = 100 \cdot \frac{V_{CO_2}}{\Sigma V_{п.с.}}, \quad (6.2)$$

$$CO_2 = 100 \cdot \frac{1,138}{52,348} = 2,17,$$

$$N_2 = 100 \cdot \frac{V_{N_2}}{\Sigma V_{п.с.}}, \quad (6.3)$$

$$N_2 = 100 \cdot \frac{38,8}{52,348} = 74,12,$$

$$O_2 = 100 \cdot \frac{V_{O_2}}{\Sigma V_{п.с.}}, \quad (6.4)$$

$$O_2 = 100 \cdot \frac{10,32}{52,348} = 19,7,$$

$$H_2O = 100 \cdot \frac{V_{H_2O}}{\Sigma V_{п.с.}}, \quad (6.5)$$

$$H_2O = 100 \cdot \frac{2,09}{52,348} = 3,99,$$

$$CO_2 + O_2 + N_2 + H_2O = 2,17 + 19,7 + 74,12 + 3,99 = 100\%. \quad (6.6)$$

6.4 ҚҚ келетін газ шығыны төмендегідей анықталады, м³/ с,

$$V_{п.с.} = \left(\frac{B}{\rho_{т.г.}} \right) \cdot \Sigma V_{п.с.}, \quad (6.7)$$

мұнда B - отын шығысы, жану камерасының жылулық есебінен анықтаймыз $B = 2,48$ кг/с;

$\rho_{т.г.}$ - отын газының тығыздығын «4.1 кестеден» анықтаймыз, $\rho_{т.г.} = 20,7$ кг/м³.

$$V_{п.с.} = \left(\frac{2,48}{20,7}\right) \cdot 52,348 = 6,3.$$

6.2 кесте – Г-400 ПЭ қазандығының есебіне арналған бастапқы берілгендер

Шама	Белгіленуі	Мәні
1	2	3
Газ шығыны, м ³ /с	$V_{п.с.}$	6,3
Қазан кірісіндегі газ температурасы, °С.	$T_{Г.}$	490 – 500
Газдың көлемдік құрамы, %	CO_2	2,17
	N_2	74,12
	H_2O	19,7
	O_2	3,99
Аса қызған будың қысымы, МПа	$P_{п.п}$	2,00
Аса қызған будың температурасы, °С.	$T_{п.п}$	300 – 350
Қорек судың температурасы, °С.	$T_{п.в.}$	100
Лстану коэффициенті, (м ³ К)/Вт [2] бойынша	ε	0,0043

6.5 Қазан буюндрулігінің есебі

6.5.1 Қазан кірісіндегі жану өнімдерінің температурасы, К, газ турбиналы қондырғының жылулық есебінен анықтаймыз

$$T^i_{п.с.} = 490 + 273 = 763.$$

6.5.2 Қазан кірісіндегі жану өнімдерінің энтальпиясын келесідей формуламен немесе нирозды газдарға арналған [4] Н-Т диаграммасымен табамыз

$$H^I_{п.с.} = (V_{CO_2} \cdot c_{CO_2} + V_{N_2} \cdot c_{N_2} + V_{H_2O} \cdot c_{H_2O} + V_{O_2} \cdot c_{O_2}) \cdot (T^I_{п.с.} - T_0), \quad (6.8)$$

мұнда $c_{CO_2}, c_{N_2}, c_{H_2O}, c_{O_2}$ – газдың жану өнімдерінің жылусиымдылықтары, ол [4] бойынша анықталады, $c_{CO_2} = 1,99; c_{N_2} = 1,33; c_{H_2O} = 1,57; c_{O_2} = 1,39$ кДж/(м³ К).

$$H^I_{п.с.} = (0,0217 \cdot 1,99 + 0,7412 \cdot 1,33 + 0,197 \cdot 1,57 + 0,0399 \cdot 1,39) \cdot 490 = 680$$

6.5.2 Қазан кірісіндегі газдың көлемін 6.2 кестеден табамыз, м³/с

$$V_{п.с.} = 6,3.$$

6.5.3 Аса қызған будың температурасын 6.2 кестеден анықтаймыз, К

$$T_{п.п} = 300 + 273 = 573.$$

6.5.4 Аса қызған будың энтальпиясын $t = 300$ °С. және $P = 2$ МПа кезінде [5] бойынша анықтаймыз, кДж/кг

$$h_{п.п} = 3024.$$

6.5.5 Қорек судың температурасын 100 °С тең деп қабылдаймыз, К

$$T_{п.п} = 100 + 273 = 373.$$

6.5.6 Қорек судың энтальпиясын $t = 100$ °С болған кезде [5] бойынша анықтаймыз, кДж/кг

$$h_{п.в.} = 420,7.$$

6.5.7 $P = 2$ МПа қысым кезіндегі қанығу температурасын [5] бойынша табамыз, К

$$T_H = 212,37 + 273 = 485.$$

6.5.8 $t = 212,37$ °С кезіндегі қанығу энтальпиясы [5] бойынша анықталады

$$h_{H..} = 908,6.$$

6.5.9 Шығар жану өнімдерінің температурасын келесі формуламен табамыз, К

$$T_{п.с.}^{yx.} = T_H + \Delta T_{мин.} - \frac{D(h_H - h_{п.в.})}{V_{с.г.} \cdot c_{г.}},$$

(6.9)

мұнда $\Delta T_{мин.}$ - газ және қанығу температурасы арасындағы экономикалық минималды айырмашылық, $\Delta T_{мин.} = 25$ °С тең деп қабылдаймыз;

D - ҚҚ буюндірулігі. [4]те келтірілгеннен есепке ала, шамалап қабылдаймыз, $\frac{D}{V_{г.}} \approx 0,12 - 0,15$, $V_{г.} = 6,3 \text{ м}^3/\text{с}$ есебі бойынша, осылайша, $D \approx 0,8 - 0,95 \text{ кг/с}$, осыдан $D \approx 0,9 \text{ кг/с}$.

$$T_{п.с.}^{yx.} = 485 + 25 - \frac{0,9 \cdot (908,6 - 420)}{6,3 \cdot 1,38} = 460.$$

6.5.10 Шығар жану өнімдерінің энтальпиясын [4] нитрозды газдарға арналған Н-Т диаграммасы бойынша табамыз, кДж/м³

$$H_{п.с.}^{yx.} = 250.$$

6.5.11 Тиімді пайдаланылған жылу мөлшері төмендегі формуламен анықталады, кВт

$$Q_K = V_{п.с.} \cdot (H_{п.с.}^I - H_{п.с.}^{yx}) \cdot \varphi, \quad (6.10)$$

мұнда φ - қоршаған ортаға кететін жылуды ескеретін коэффициент

6.5.12 Қоршаған ортаға кететін жылуды ескеретін коэффициентті келесі формуламен анықтаймыз

$$\varphi = \frac{100 - q_5}{100}, \quad (6.11)$$

мұнда q_5 - қазан қоршауы арқылы кететін жылу шығыны $q_5 = 3,00$ [4] бойынша анықталады

$$\varphi = \frac{100 - 3,00}{100} = 0,97,$$
$$Q_K = 6,3 \cdot (680 - 250) \cdot 0,97 = 2628.$$

6.5.13 Қазан үрлеуін есепке алғандағы қазанның буөндірулігі, кг/с

$$D = \frac{Q_K}{(h_{п.п} - h_{п.в.}) + 0,01P(h_H - h_{п.в.})}, \quad (6.12)$$
$$D = \frac{2689}{(3024 - 420) + 0,05(908 - 420)} = 0,99.$$

6.6 Буқыздырғыштың есебі

6.6.1 Буқыздырғышқа кіретін жану өнімдерінің температурасы қазан кірісіндегі жану өнімдерінің температурасына тең деп қабылдаймыз, К

$$T^i_{п.с.} = 490 + 273 = 763.$$

6.6.2 Буқыздырғышқа кіретін жану өнімдерінің энтальпиясы қазан кірісіндегі жану өнімдерінің энтальпиясына тең деп қабылдаймыз кДж/м³,

$$H^I_{п.с.} = 680.$$

6.6.3 Буқыздырғыш шығысындағы жану өнімдерінің температурасын келесідей теңесу бойынша қабылдаймыз, К

$$T^{ii}_{п.с.} = 475 + 273 = 748.$$

6.6.4 Буқыздырғыш шығысындағы жану өнімдерінің энтальпиясын $t = 475$ °С кезінде [4] нитрозды газдарға арналған Н-Т диаграммасы бойынша анықтаймыз, кДж/м³

$$H_{п.с.}^{II} = 646,5.$$

6.6.5 Жылулық теңесулігі бойынша буқыздырғыштың жылу қабылдауын келесі формула бойынша анықтаймыз, кВт

$$Q_6 = V_{п.с.} \cdot (H_{п.с.}^I - H_{п.с.}^{II}) \cdot \varphi, \quad (6.13)$$

$$Q_6 = 6,3 \cdot (680 - 646,5) \cdot 0,97 = 204,7.$$

6.6.6 Жану өнімдерінің орташа температурасын төмендегі формуламен анықтаймыз, К

$$T_{п.с.}^{Cp.} = \frac{T_{п.с.}^I + T_{п.с.}^{II}}{2}, \quad (6.14)$$

$$T_{п.с.}^{Cp.} = \frac{763 + 748}{2} = 755.$$

6.6.7 Жану өнімдерінің орташа жылдамдығын келесі формуламен табамыз, м/с

$$w_{п.с.}^{Cp.} = \frac{V_{п.с.} \cdot T_{п.с.}^{Cp.}}{273 F_{п.с.} \cdot \rho}, \quad (6.15)$$

$$w_{п.с.}^{Cp.} = \frac{6,3 \cdot 755,5}{273 \cdot 1,504 \cdot 1,06} = 11.$$

6.6.8 Будың орташа температурасын келесі формула бойынша табамыз, К

$$T_{п.}^{Cp.} = \frac{T_{п.п.} + T_{н.п.}}{2}, \quad (6.16)$$

$$T_{п.}^{Cp.} = \frac{573 + 485}{2} = 529.$$

6.6.9 Аса қызған будың меншікті көлемі $t_{п.}^{Cp.} = 256^\circ\text{C}$ кезінде [5] бойынша анықталады, м³/кг

$$v_{п.п} = 0,113.$$

6.6.10 Будың орташа жылдамдығын төмендегі формуламен анықтаймыз, м/с

$$w = \frac{D \cdot v_{п.п}}{f_{п}}, \quad (6.17)$$

$$w = \frac{0,99 \cdot 0,113}{0,0133} = 8,4.$$

6.6.11 Газдан қабырғаға жылу беру коэффициенті төмендегі формуламен анықталады, Вт/(м²К)

$$\alpha_1 = 0,233 C_z C_s \frac{\lambda}{d} \left(\frac{wd}{\nu} \right)^{0,65} \cdot Pr^{0,33}, \quad (6.18)$$

мұнда λ - газдың берілген құрамының жылу өткізгіштік коэффициенті, $\lambda = 6,84 \cdot 10^{-2}$ Вт/(м. К), [6] бойынша анықталады;

ν - түгін газының кинематикалық тұтқырлық коэффициенті, $\nu = 72 \cdot 10^{-6}$ м²/с, [6] бойынша анықталады;

Pr - түгін газына арналған Прандтль критеріі, $Pr = 0,6594$, [6] бойынша алынады.

$$\alpha_1 = 0,233 \cdot 0,935 \cdot 1 \cdot \frac{6,84 \cdot 10^{-2}}{0,032} \left(\frac{11 \cdot 0,032}{72 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,65} \cdot 0,6594^{0,33} = 102.$$

6.6.12 Қабырғадан буға жылу беру коэффициенті, Вт/(м²К)

$$\alpha_2 = \alpha_H \cdot C_d, \quad (6.19)$$

мұнда α_H - Қабырғадан буға жылу беру коэффициенті, $\alpha_H = 407$ Вт/(м²К), [6] бойынша анықталады;

C_d - құбырдың ішкі диаметрінен тәуелді түзетулік коэффициент, $d_{BH} = 32$ мм, $C_d = 0,98$, [6] бойынша анықталады.

$$\alpha_2 = 407 \cdot 0,98 = 399.$$

6.6.13 Жылу беру коэффициенті келесі формуламен анықталады, Вт/(м² К)

$$k = \frac{\alpha_1}{1 + \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right) \cdot \alpha_1}, \quad (6.20)$$

$$k = \frac{102}{1 + \left(0,0043 + \frac{1}{399} \right) \cdot 102} = 60,2.$$

6.6.14 Ыстық ұшындағы температуралық айырым, К

$$\Delta T_M = T_{п.с.}^I - T_{п.п}, \quad (6.21)$$

$$\Delta T_M = 763 - 573 = 190.$$

6.6.15 Суық ұштағы температуралық айырым келесідей анықталады, К

$$\Delta T_{\delta} = T_{п.с.}^{II} - T_{н.п.}, \quad (6.22)$$
$$\Delta T_{\delta} = 748 - 485 = 263.$$

6.6.16 Температуралық тегеурінді келесідей табамыз, К

$$\Delta T = \frac{\Delta T_m + \Delta T_{\delta}}{2}, \quad (6.23)$$
$$\Delta T = \frac{190 + 263}{2} = 226,5.$$

6.6.17 Жылу беру теңдеуі бойынша буқыздырғыштың жылу қабылдауы келесідей анықталады, кВт

$$Q_T = k \cdot F_{п.п.} \cdot \Delta T, \quad (6.24)$$
$$Q_T = 60,2 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 226,5 = 204,5.$$

6.6.18 Теңесулік сәйкестенбеуі келесідей анықтаймыз %

$$\Delta Q = \frac{Q_T - Q_{\delta}}{Q_T} \cdot 100\%, \quad (6.25)$$
$$\Delta Q = \frac{204,5 - 204,7}{204,5} \cdot 100\% = -0,097.$$

[4] келісілді энергетикалық пайдаға асырғыш қазанның жылыту беттеріндегі теңесулік шарты бойынша теңесулік сәйкестенбеуі 2 % құрайды. Сонымен осы шарт буқыздырғыш есебінде орындалды.

6.7 Буландырғыш есебі

6.7.1 Буландырғыш кірісіндегі жану өнімдерінің температурасы буқыздырғыш шығысындағы жану өнімдерінің температурасына тең болады, К

$$T_{п.с.}^I = T_{п.с.}^{II} = 748.$$

6.7.2 Буландырғыш кірісіндегі жану өнімдерінің температурасы буқыздырғыш шығысындағы жану өнімдерінің температурасына тең болады, кДж/м³

$$H_{п.с.}^I = H_{п.с.}^{II} = 646,5.$$

6.7.3 Буландырғыш шығысындағы жану өнімдерінің температурасын келесідей анықтаулармен анықтаймыз, К

$$T''_{п.с.} = 250 + 273 = 523.$$

6.7.4 Буландырғыш шығысындағы жану өнімдерінің энтальпиясын келесі формула бойынша табамыз, кДж/м³

$$H''_{п.с.} = (V_{CO_2} \cdot c_{CO_2} + V_{N_2} \cdot c_{N_2} + V_{H_2O} \cdot c_{H_2O} + V_{O_2} \cdot c_{O_2}) \cdot (T''_{п.с.} - T_0), \quad (6.26)$$

$$H''_{п.с.} = (0,0217 \cdot 1,835 + 0,7412 \cdot 1,305 + 0,197 \cdot 1,525 + 0,0399 \cdot 1,34) \cdot 250 = 340,24.$$

6.7.5 Теңесулік бойынша буландырғыштың жылуқабылдауы келесі формуламен анықталады, кВт

$$Q_6 = V_{п.с.} \cdot (H'_{п.с.} - H''_{п.с.}) \cdot \varphi, \quad (6.27)$$

$$Q_6 = 6,3 \cdot (646,5 - 340,24) \cdot 0,97 = 1871.$$

6.7.6 Жану өнімдерінің орташа температурасы келесідей анықталды, К

$$T_{п.с.}^{ср.} = \frac{T'_{п.с.} + T''_{п.с.}}{2}, \quad (6.28)$$

$$T_{п.с.}^{ср.} = \frac{748 + 523}{2} = 635,5.$$

6.7.7 Жану өнімдерінің орташа жылдамдығын келесідей анықтаймыз, м/с

$$w_{п.с.}^{ср.} = \frac{V_{п.с.} \cdot T_{п.с.}^{ср.}}{273 F_{п.с.} \cdot \rho}, \quad (6.29)$$

$$w_{п.с.}^{ср.} = \frac{6,3 \cdot 635,5}{273 \cdot 1,2 \cdot 1,06} = 12.$$

6.7.8 Газдан қабырғаға жылуберу коэффициенті келесі формуламен анықталады, Вт/(м²К)

$$\alpha_K = 0,027 \frac{\lambda}{d} \left(\frac{wd}{\nu} \right)^{0,8} \cdot Pr^{0,4} \cdot C_z C_s C_d, \quad (6.30)$$

мұнда λ - берілген құрамдағы газдың жылуөткізгіштік коэффициенті, $\lambda = 5,93 \cdot 10^{-2}$ Вт/(м.К), [6] бойынша анықталады;

ν - түтін газының кинематикалық тұтқырлық коэффициенті, $\nu = 58,378 \cdot 10^{-6}$ м²/с, [6] бойынша анықталады;

Pr - түтін газына арналған Прандтль критеріі, $Pr = 0,672$, [6] бойынша анықталады.

$$\alpha_K = \alpha_1 = 0,027 \cdot \frac{5,93 \cdot 10^{-2}}{0,044} \left(\frac{12,2 \cdot 0,044}{58,378 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,8} \cdot 0,672^{0,4} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 46.$$

6.7.9 Жылуберу коэффициенті төмендегі формуламен анықталады, Вт/(м²К)

$$k = \xi \cdot \alpha_1, \quad (6.31)$$

мұнда ξ - беттікті пайдалану коэффициенті $\xi = 0,87$, [6] бойынша анықталады

$$k = 0,87 \cdot 46 = 40.$$

6.7.10 Ыстық ұштағы температуралық айырым келесідей анықталады, К

$$\begin{aligned} \Delta T_{\sigma} &= T_{П.С.}^I - T_H, & (6.32) \\ \Delta T_{\sigma} &= 748 - 485 = 263. \end{aligned}$$

6.7.11 Суық ұштағы температуралық айырым келесідей анықталады, К

$$\begin{aligned} \Delta T_M &= T_{П.С.}^{II} - T_H, & (6.33) \\ \Delta T_M &= 523 - 485 = 38. \end{aligned}$$

6.7.12 Температуралық тегеурін, К,

$$\begin{aligned} \Delta T &= \frac{\Delta T_{\sigma} - \Delta T_M}{2,3 \cdot \lg(\Delta T_{\sigma} / \Delta T_M)}, & (6.34) \\ \Delta T &= \frac{263 - 38}{2,3 \cdot \lg(263 / 38)} = 117. \end{aligned}$$

6.7.13 Жылуберу тендеуі бойынша буландырғыштың жылуқабылдауын келесі формуламен анықталады, кВт

$$\begin{aligned} Q_T &= k \cdot F_{П..} \cdot \Delta T \cdot 10^3, & (6.35) \\ Q_T &= 40 \cdot 10^{-3} \cdot 400 \cdot 117 = 1872. \end{aligned}$$

6.7.14 Тепе теңдік сәйкестенбеуі келесі формуламен табамыз, %

$$\Delta Q = \frac{Q_T - Q_{\sigma}}{Q_T} \cdot 100\%, \quad (6.36)$$

$$\Delta Q = \frac{1872 - 1871}{1872} \cdot 100\% = 0,053.$$

6.8 Шойын сулық үнемдегіштің есебі

6.8.1 Шойын сулық үнемдегіштің шығысындағы судың температурасы Мемқалтехбақылау ережесі бойынша пайдаға асырғыш қазан үшін тең болады, К

$$T_B^II = 428.$$

6.8.2 Шойын сулық үнемдегіштің шығысындағы судың энтальпиясын $t = 155^\circ\text{C}$ кезінде [5] бойынша анықтаймыз, кДж/кг

$$h_B^II = 655.$$

6.8.3 Теңесулік бойынша шойын сулық үнемдегіштің жылуқабылдауы келесі формуламен анықталады, кВт

$$Q_{\sigma} = D(h_B^II - h_B^I) \cdot (1 + P), \quad (6.37)$$

$$Q_{\sigma} = 0,99 \cdot (655 - 420) \cdot (1 + 0,05) = 244,3.$$

6.8.4 Шойын сулық үнемдегіш кірісіндегі жану өнімдерінің энтальпиясын келесі формуламен анықтаймыз, кДж/м³

$$H_{п.с.}^I = H_{п.с.}^{XX} + \frac{Q_{\sigma}}{V_{п.с.} \cdot C}, \quad (6.38)$$

$$H_{п.с.}^I = 250 + \frac{244,3}{6,3 \cdot 0,978} = 289.$$

6.8.5 Шойын сулық үнемдегіш кірісіндегі жану өнімдерінің температурасы [4] нитрозды газдарға арналған Н-Т диаграммасымен анықталады, К

$$T_{п.с.}^I = 220 + 273 = 493.$$

6.8.6 Ыстық ұштағы температуралық айырымын төмендегі формуламен анықтаймыз, К

$$\Delta T_m = T_{п.с.}^I - T_B^II, \quad (6.39)$$

$$\Delta T_m = 493 - 428 = 65.$$

6.8.7 Суық ұштағы температуралық айырым келесі формуламен анықталады, К

$$\Delta T_{\delta} = T_{П.С.}^{VX} - T^I_{B.}, \quad (6.40)$$

$$\Delta T_{\delta} = 460 - 373 = 87.$$

6.8.8 Температуралық тегеурін келесідей анықталады, К

$$\Delta T = \frac{\Delta T_{\delta} - \Delta T_m}{2,3 \cdot \lg(\Delta T_{\delta} / \Delta T_m)}, \quad (6.41)$$

$$\Delta T = \frac{87 - 65}{2,3 \cdot \lg(87 / 65)} = 75,55.$$

6.8.9 Жану өнімдерінің орташа температурасын келесідей анықтаймыз, К

$$T_{П.С.}^{Cp.} = \frac{T_{П.С.}^I + T_{П.С.}^{II}}{2}, \quad (6.42)$$

$$T_{П.С.}^{Cp.} = \frac{493 + 460}{2} = 476,5.$$

6.8.10 Жану өнімдерінің орташа жылдамдығын келесідей анықтаймыз, м/с,

$$w_{П.С.}^{Cp.} = \frac{V_{П.С.} \cdot T_{П.С.}^{Cp.}}{273 F_{П.С.}}, \quad (6.43)$$

$$w_{П.С.}^{Cp.} = \frac{6,3 \cdot 476,5}{273 \cdot 2,88} = 4.$$

6.8.11 Жылуберу коэффициентін келесідей анықтаймыз, Вт/(м²К)

$$k = \alpha_H \cdot C_t, \quad (6.44)$$

мұнда α_H - қабырғадан газға жылуберу коэффициенті, $\alpha_H = 11,05 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$, [6] бойынша анықталады.

$$k = 11,05 \cdot 1,04 = 11,5$$

6.8.12 Сулық үнемдегіштегі судың орташа жылдамдығы, м/с

$$w = \frac{D \cdot U_B}{2 f_B}, \quad (6.45)$$

$$w = \frac{0,99 \cdot 0,001066}{2 \cdot 0,0028} = 0,2.$$

6.8.13 Судың орташа температурасын табамыз, К

$$T_B^{Cp} = \frac{T_B^H + T_{П.В.}}{2}, \quad (6.46)$$

$$T_B^{Cp} = \frac{428 + 373}{2} = 401.$$

6.8.14 Жылыту бетінің қажетті есептік ауданын келесідей анықтаймыз, м²

$$F_{Э.ч.}^P = \frac{Q_6}{k \cdot \Delta T}, \quad (6.47)$$

$$F_{Э.ч.}^P = \frac{244,3 \cdot 10^3}{11,5 \cdot 75,55} = 282.$$

6.8.15 Тепе теңдіктің сәйкестенбеуі, %, келесі кейіптемемен анықталады

$$\Delta H_1 = \frac{F_{Э.ч.}^P - F_{Э.ч.}}{F_{Э.ч.}^P} \cdot 100\%, \quad (6.48)$$

$$\Delta H_1 = \frac{282 - 283}{282} \cdot 100\% = -0,35.$$

6.9 Болат сулық үнемдегіштің есебі

6.9.1 Болат сулық үнемдегіш кірісіндегі жану өнімдерінің температурасы буландырғыш шығысындағы жану өнімдерінің температурасына тең деп аламыз, К

$$T_{П.С.}^I = T_{П.С.}^H = 523.$$

6.9.2 Болат сулық үнемдегіш кірісіндегі жану өнімдерінің энтальпиясы буландырғыш шығысындағы жану өнімдерінің энтальпиясына тең болады, кДж/ м³

$$H_{П.С.}^I = H_{П.С.}^H = 340,24.$$

6.9.3 Болат сулық үнемдегіш кірісіндегі судың энтальпиясы болат сулық үнемдегіш шығысындағы судың энтальпиясына тең болады, кДж/кг

$$h_B^I = h_{B.чЭ}^H = 655.$$

6.9.4 Болат сулық үнемдегіш кірісіндегі судың температурасы болат сулық үнемдегіш шығысындағы судың температурасына тең болады, К

$$T_B^I = T_{B.чЭ}^H = 493.$$

6.9.5 Болат сулық үнемдегіш шығысындағы жану өнімдерінің температурасы болат сулық үнемдегіш кірісіндегі жану өнімдерінің температурасына тең болады, К

$$T_{п.с.}^{II} = T_{п.с.}^I = 493.$$

6.9.6 Болат сулық үнемдегіш шығысындағы жану өнімдерінің энтальпиясы шойын сулық үнемдегіш кірісіндегі жану өнімдерінің температурасына тең болады, кДж/м³

$$H_{п.с.}^{II} = H_{п.с.}^I = 289.$$

6.9.7 Жылулық теңестігі бойынша болат сулық үнемдегіштің жылу қабылдауы келесі формуламен анықталады, кВт

$$Q_{\delta} = V_{п.с.} \cdot (H_{п.с.}^I - H_{п.с.}^{II}) \cdot \varphi, \quad (6.49)$$

$$Q_{\delta} = 6,3 \cdot (340,24 - 289) \cdot 0,97 = 315.$$

6.9.8 Болат сулық үнемдегіш шығысындағы судың энтальпиясын келесі формуламен анықтаймыз, кДж/кг

$$h_B^{II} = h_B^I + \frac{Q_{\delta}}{D(1+P)}, \quad (6.50)$$

$$h_B^{II} = 655 + \frac{315}{0,99 \cdot (1+0,05)} = 956.$$

6.9.9 Шығыстағы судың шартты температурасын келесідей анықтаймыз, К

$$T_B^V = T_{кип.} + \frac{h_B^{II} - h_H}{2 \cdot 4,19}, \quad (6.51)$$

мұнда $T_{кип.} - P = 2$ МПа, $T_{кип.} = 220 + 273 = 493$ К кезіндегі судың қайнау температурасы

$$T_B^V = 493 + \frac{956 - 908}{2 \cdot 4,19} = 500.$$

6.9.10 Болат сулық үнемдегішке жану өнімдерінің кірісіндегі температуралық тегеурін, К

$$\Delta T_m = T_{п.с.}^I - T_B^V, \quad (6.52)$$

$$\Delta T_m = 523 - 500 = 23.$$

6.9.11 Шығыстағы температуралық тегеурін, К

$$\Delta T_{\delta} = T_{II.C}^{II} - T_B^I, \quad (6.53)$$

$$\Delta T_{\delta} = 493 - 428 = 65.$$

6.9.12 Болат сулық үнемдегіштің температуралық тегеурінін келесідей анықтаймыз, К

$$\Delta T = \frac{\Delta T_{\delta} - \Delta T_m}{2,3 \cdot \lg(\Delta T_{\delta} / \Delta T_m)}, \quad (6.54)$$

$$\Delta T = \frac{65 - 23}{2,3 \cdot \lg(65 / 23)} = 40.$$

6.9.13 Жану өнімдерінің орташа температурасын келесідей анықтаймыз, К

$$T_{II.C}^{Cp.} = \frac{T_{II.C}^I + T_{II.C}^{II}}{2}, \quad (6.55)$$

$$T_{II.C}^{Cp.} = \frac{523 + 493}{2} = 508.$$

6.9.14 Судың орташа температурасы, К

$$T_B^{Cp} = \frac{T_B^{II} + T_B^V}{2}, \quad (6.56)$$

$$T_B^{Cp} = \frac{428 + 500}{2} = 464.$$

6.9.15 Жану өнімдерінің орташа жылдамдығы келесідей анықталады, м/с

$$w_{II.C}^{Cp.} = \frac{V_{II.C} \cdot T_{II.C}^{Cp.}}{273 F_{II.C}}, \quad (6.57)$$

$$w_{II.C}^{Cp.} = \frac{6,3 \cdot 464}{273 \cdot 2,43} = 4,4.$$

6.9.16 Газдың қабырғадан жылуберу коэффициенті, Вт/(м²К)

$$\alpha_1 = \alpha_H \cdot C_Z \cdot C_S \cdot C_{\phi}, \quad (6.58)$$

мұнда α_H - қабырғадан газға жылуберу коэффициентін келесідей формуламен анықталады, $\alpha_H = 32 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}$, [6] бойынша анықталады;

C_Z, C_S, C_{ϕ} - түзетулік коэффициенттер, $C_Z = 1; C_S = 0,9; C_{\phi} = 0,95$, [6] бойынша анықталады

$$\alpha_1 = 32 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,95 = 27.$$

6.9.17 Жылу беру коэффициентін келесі формуламен анықтаймыз, Вт/(м²К)

$$k = \xi \cdot \psi \cdot \alpha_1, \quad (6.59)$$
$$k = 0,9 \cdot 0,9 \cdot 27 = 21,7.$$

6.9.18 Жылу беру тендеуі бойынша болат сулық үнемдегіштің жылу қабылдауын келесі формуламен анықтаймыз, кВт

$$Q_T = \frac{k \cdot F_{э.с.} \cdot \Delta T}{10^3}, \quad (6.60)$$
$$Q_T = \frac{21,7 \cdot 372 \cdot 40}{10^3} = 322.$$

6.9.19 Сәйкестенбеу тепе теңдігі, %, келесі кейіптемемен анықталады

$$\Delta Q = \frac{Q_T - Q_{\delta}}{Q_T} \cdot 100\%, \quad (6.61)$$
$$\Delta Q = \frac{322 - 316}{322} \cdot 100\% = 1,9.$$

5 бөлімде айтылғандай, енгізілген пайдаға асырғыш қазаны бар ГТҚ жылулық сұлбасының есебінің дұрыстығын формулаға сәйкес жылулық теңесулік сәйкестігімен тексереміз

$$q_{к.с} \cdot \eta_{к.с} = l_{II}^{\circ} + q_{к.у.} + q_{эм},$$

мұнда $q_{к.у.}$ - пайдаға асырғыш қазанмен қабылданған жылу саны, кДж/кг;

$q_{эм}$ - электрмеханикалық шығындар, $q_{эм} = 33,1$ кДж/кг.

Пайдаға асырғыш қазанмен қабылданған жылу санын келесідей анықтаймыз, кДж/кг:

Пайдаға асырғыш қазан есебінен белгілі болғандай:

- қазан кірісіндегі жану өнімдерінің температурасы, $T_{п.с}^I = 490$ °С,

- қазан шығысындағы жану өнімдерінің температурасы, $T_{п.с}^{XX} = 187$ °С,

Пайдаға асырғыш қазан температурасының айырымы тең болады, °С

$$\Delta T = 490 - 187 = 303,$$
$$\Delta H = (V_{CO_2} \cdot c_{CO_2} + V_{N_2} \cdot c_{N_2} + V_{H_2O} \cdot c_{H_2O} + V_{O_2} \cdot c_{O_2}) \cdot \Delta T, \quad (6.62)$$

мұнда $c_{CO_2}, c_{N_2}, c_{H_2O}, c_{O_2}$ – газ жану өнімдерінің жылу сымдылықтары, [4] кесте бойынша анықталады $c_{CO_2} = 0,9487; c_{N_2} = 1,04; c_{H_2O} = 1,9192; c_{O_2} = 0,95$ кДж/(м³ °С).

$$\begin{aligned}\Delta H &= (0,0217 \cdot 0,9487 + 0,7412 \cdot 1,04 + 0,197 \cdot 1,9192 + 0,0399 \cdot 0,95) \cdot 303 = 365,84, \\ 652,8 \cdot 0,99 &= 242,34 + 365,84 + 33,1, \\ 646,272 &= 642.\end{aligned}$$

Енгізілген ПАҚ бар ГТҚ жылулық сұлбасының есебіндегі жылулық теңесуліктің айырымын келесі формуламен анықтаймыз

$$\begin{aligned}\frac{q_{KC} \cdot \eta_{KC} - \sum q_{Пасх.}}{q_{KC} \cdot \eta_{KC}} \cdot 100\%, & \quad (6.63) \\ \frac{646 - 642}{646} \cdot 100\% &= 0,6\end{aligned}$$

ГТҚ жылулық сұлба есебіндегі жылулық теңесуліктің айырымы 1% рұқсат етілген, сондықтан енгізілген ПАҚ бар ГТҚ жылулық сұлбас есебі дұрыс орындалды.

7 Экономикалық бөлім

ЖЭО - да БГҚ құрылысының мақсаты Қарашығанақта электр және жылу энергиясымен қамтамасыз ету. ГЖЭО-ның 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/м³ газ үшін), отынның бағасы (теңге/т.о.т. көмір үшін және теңге/м³ газ үшін), қатты отынның шығарылу көзінен стансаға дейінгі тасымалданатын ара қашықтығы беріледі.

1Кесте - Есептеуге қажетті бастапқы мәліметтер

$Э_{\text{өнд}}$ млн.кВт·сағ	$Q_{\text{өнд}}$ мың Гкал	Отын	Q_6 , ккал /м ³	$B_{\text{отын}}$ теңге /м ³	T_m сағ
1200	1238	газ	8500	15	6000

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.

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

Қатты отынның тасымалдану құнының шамасы 1,4-1,6 теңге/т-км. Есептеулерде газдың тығыздығын 0,83 кг/м³ деп қабылдайды.

Пәндік жұмысты орындағанда:

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

7.1. ЖЭО-ның жылдық энергия жіберуін анықтау

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

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

Электр және жылу энергияларының жылдық жіберулері келесі кейіптемелермен анықталады

$$\mathcal{E}_{\text{жіб}} = \mathcal{E}_{\text{өнд}} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{ө.м.}}) = 1200 \cdot (1 - 0,08) = 1104 \text{ млн. кВтсағ,}$$

$$Q_{\text{жіб}} = Q_{\text{өнд}} \cdot (1 - Q_{\text{ө.м.}}) = 1238 \cdot (1 - 0,007) = 1229,73 \text{ мың Гкал,}$$

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

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

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

7.2.Отынға жұмсалатын шығынды анықтау

Электр және жылу энергияларын өндіруге жұмсалатын жылдық отын шығыны

$$V_{\text{э}} = \mathcal{E}_0 \cdot b_{\text{э}} = 1200 \cdot 230 = 276000 \text{ ш.о.т,}$$

$$V_{\text{ж}} = Q_0 \cdot b_{\text{жс}} = 1238 \cdot 200 = 247680 \text{ ш.о.т.}$$

ЖЭО-ның жалпы отын шығыны

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{э}} + V_{\text{ж}} = 276000 + 247680 = 523680 \text{ ш.о.т.}$$

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

$$V_{\text{т}} = V_{\text{ш}} / K_{\text{а}} = 523680 / 1,35 = 387911,11 \text{ т.о.т.}$$

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

ЖЭО – ның негізгі отыны газ болғандықтан газ шығысын анықтаймыз.

$$V_{\text{г}} = V_{\text{т}} / \rho = 387911,11 / 0,83 = 467362784,5 \text{ м}^3.$$

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

$$Ш_{отын} = V_r \cdot B_{отын} = 467362784,5 \cdot 15 = 7010,44 \text{ млн. теңге.}$$

7.3. Отынды қолданудың ПӘЕ-ін есептеу

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

$$ПӘЕ_э = 123 / b_э \cdot 100\% = 123 / 230 \cdot 100\% = 53,5\%,$$

$$ПӘЕ_ж = 143 / b_{жс} \cdot 100\% = 143 / 200 \cdot 100\% = 71,5\%.$$

Стансаның отынды пайдалану еселеуіші төмендегідей болады

$$ПӘЕ = \frac{0,86 \cdot \mathcal{E}_{жсб} + Q_{жсб}}{7 \cdot B} \cdot 100\% = \frac{0,86 \cdot 1104000000 + 1229731}{7 \cdot 523680} \cdot 100 = 25,9\%$$

7.4. Суға жұмсалатын шығындарды есептеу

ЖЭО-да су шығыр шықтандырғыштарында буды салқындатуға, жылумен қамдау жүйелерін толықтыруға, генераторлар мен трансформаторлардың салқындатылуына, күлді тазалауға және т.б. шығындалады. Стансалардың сумен қамдау жүйесіне (тікелей, айналмалы) сәйкесті су шығындарының шамалары да әртүрлі болады. Мысал ретінде Қазақстандағы стансалардың біріндегі суға кететін шығынның көлемі 1,4-1,6 теңге/ кВт·сағ аралығында екен. Күрделі есептер үшін сумен қамдаудағы шығындар келесідегідей табылады

$$Ш_с = \mathcal{E}_с (1,4 - 1,6) = 1200 \cdot 1,4 = 1680 \text{ млн. теңге.}$$

7.5. Еңбекақы шығындарын есептеу

Өндірісте және қызмет көрсететін ЖЭО-ының өнеркәсіптік-өндірістік персоналға (ӨӨП) жұмсалатын еңбекақыларды анықтау үшін оның санын білу қажет. ӨӨП-лар - пайдалану, жөндеу және әкімшілік-басқару деп жіктеледі. Олардың саны негізінен негізгі энергетикалық

қондырғының қуаты мен санына, қолданатын отын түріне, жөндеу жүргізу тәсілдеріне тәуелді болады.

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

$$N_{орн} = \frac{\mathcal{E}_{оюд}}{T_m} = \frac{1200000}{6000} = 200 MВт$$

Орнатылған қуатты пайдаланудың максималды сағат саны T_m -ді есепте 6000 сағат деп аламыз. ЖЭО жылу энергиясын - жалпы тұрғын үй және қоғамдық құрылыс аймағын жылуландыру және ыстық сумен қамтамасыз етуге жібереді.

Қазақстанның кейбір стансаларындағы жұмысшылардың саны туралы әдеби және іс-жүзіндегі мәліметтер бойынша штаттық еселеуіштің орташа мәндерін алуға болады ($K_{ш}$): орнатылған қуаты 500 МВт-тан жоғары ЖЭО 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 $K_{ш}$ шамасы 15 - 20 % - ға төмендейді.

Стансаның қызметкерлер саны төмендегідей анықталады

$$ҚС = K_{ш} * N_{орн} = 1,6 * (1 - 0,15) * 200 = 272 \text{ адам.}$$

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

$$Ш_{еа} = Ш_{неа} + Ш_{кеа} + Ш_{еаа} = 217600000 + 32640000 + 53801600 = 304,04 \text{ млн. теңге.}$$

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 11% мөлшеріне тең деп қабылданады.

7.6. Амортизациялық аударылымдарды есептеу

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

Негізгі өндірістік қорлар (капиталдық салымдар) бағасын анықтау үшін алдын ала есептеулер жүргізгенде ТМД елдері мен шет елдерде меншікті капитал салымдары көрсеткіші $K_{менш}$ кеңінен қолданылады. Оның мәні тіпті бір типті стансалар ішінде блоктарының қуатына, олардың санына, пайдаланылатын отынның түріне және экологиялық

талаптарға байланысты кең ауқымда жатады. Есептеулерде $K_{\text{менш}}$ шамасы белгіленген қуаты 800 МВт, ЖЭО үшін - 1700 \$/кВт, 200 МВт - ЖЭО үшін - 2000 \$/кВт деп қабылданады. Осы қуаттары диапазонына жататын стансалар үшін $K_{\text{менш}}$ сәйкес үлесте қабылданады. АҚШ долларының бағасын есептеуде 181 теңге деп қабылдау керек

$$K = K_{\text{менш}} * N_{\text{орн}} = 800 * 182 * 200 * 1000 = 29120 \text{ млн. теңге.}$$

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

$$Ш_a = 0,06 * K = 0,06 * 29120 = 1747,2 \text{ млн. теңге.}$$

7.7. 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

$$Ш_ж = 0,15 * Ш_a = 0,15 * 1747,2 = 262,08 \text{ млн. теңге.}$$

7.8. 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. Екібастұз 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 м³ газ үшін 40-60 теңге болады.

$$\text{Ш}_{\text{шығ}}=(40-60)*V_{\text{г}}=50*467362,8=23,37 \text{ млн. теңге.}$$

7.9. 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

$$\begin{aligned}\text{Ш}_{\text{жалпы}} &= 0,2 * (\text{Ш}_{\text{а}} + \text{Ш}_{\text{са}} + \text{Ш}_{\text{отын}}) = 0,2 * (1747,2 + 304,04 + 7010,4) = \\ &= 906,17 \text{ млн. теңге.}\end{aligned}$$

7.10. Энергия жіберудің өзіндік құнын есептеу

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

$$K_{\text{б}} = \frac{B_{\text{э}}}{B_{\text{и}}} = \frac{276000}{523680} = 0,53$$

Ол электр энергиясын жіберуге отынның қанша мөлшері (бірлік үлеспен немесе %-бен) шығындалғанын көрсетеді, ал айырмасы (1-K_б) - 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 _{отын}	7010,44	3694,78	3315,66
Су, Ш _{су}	1680	885,43	794,57
Еңбек ақы қоры Ш _{еа}	304,04	160,24	143,80
Амортизациялық аударымдар Ш _а	1747,2	920,84	826,36
Жөндеу, Ш _ж	262,08	138,13	123,95
Жалпы стансалық, Ш _{жа}	906,17	477,59	428,58
Шығарындыларға төлемдер Ш _{шығ}	23,37	12,32	11,05
Барлық шығындар	11933,30	6289,32	5643,98

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

$$S_{э} = \frac{Ш_{отын} + Ш_{с} + Ш_{еа} + Ш_{а} + Ш_{ж} + Ш_{жс} + Ш_{шығ}}{Э_{жіб}} = 5,7 \text{ тг/кВт} \cdot \text{сағ}$$

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

$$S_{ж} = \frac{Ш_{отын} + Ш_{с} + Ш_{еа} + Ш_{а} + Ш_{ж} + Ш_{жс} + Ш_{шығ}}{Q_{жіб}} = 4589,6 \text{ тг/Гкал}$$

7.11. ЖЭО салуды және пайдалануды экономикалық бағалау

ЖЭО 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% "KAZENERGY" АҚ қамтамасыз етеді. Бұл қаражат тек стансаның салынуына ғана кетеді, бірақ стансаның жұмыс істеуінің бірінші жылында пайдалану шығындарына да қаражат қажет (2- кесте).

Сонымен "KAZENERGY" АҚ банктен (10%) жеңілдетілген несие алатын инвестиция көлемі (I_0) ЖЭО 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.

$$I_0 = 0,25 \cdot K = 0,25 \cdot 29120 = 7280 \text{ млн. теңге.}$$

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

Біздің ЖЭО-ның электр және жылу энергиясын жіберу тарифінің рентабелділігі 20% делік, демек

$$T_э = S_э * 1,2 = 5,7 * 1,2 = 6,84 \text{ теңге/кВтсағ,}$$

$$T_ж = S_ж * 1,2 = 4589,6 * 1,2 = 5507,53 \text{ теңге/Гкал.}$$

ЖЭО-ның электр және жылу энергиясын өткізуден түсетін кірісі мынаған тең:

$$K_{іріс} = T_э * Q_{жіб} + T_ж * Q_{жіб} = 6,84 * 1104000000 + 5507,53 * 1229731 = 14319,95 \text{ млн. теңге,}$$

ал қосынды шығындар мына түрде анықталады:

$$Ш = S_э * Q_{жіб} + S_ж * Q_{жіб} = 5,7 * 1104000000 + 4589,6 * 1229731 = 11933,3 \text{ млн. теңге.}$$

Олардың айырмасы пайданың мөлшерін береді:

$$П = K_{іріс} - Ш = 14319,95 - 11933,3 = 2386,66 \text{ млн. теңге.}$$

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

$$ТП = П * (1 - 0,2) = 2386,66 * 0,8 = 1909,33 \text{ млн. теңге.}$$

бұл толығымен банкке несие 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

Жыл	CF	R10	PV10
0	-7280,00	1,00	-7280,00
1	1909,33	0,91	1735,75
2	1909,33	0,83	1577,96
3	1909,33	0,75	1434,51
4	1909,33	0,68	1304,10
5	1909,33	0,62	1185,54
6	1909,33	0,56	1077,77
NPV			1035,62

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

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 – IRR есептеу

Жыл	CF	R10	PV10	R15	PV15
0	-7280,00	1,00	-7280,00	1	-7280,00
1	1909,33	0,91	1735,75	0,87	1660,29
2	1909,33	0,83	1577,96	0,76	1443,73
3	1909,33	0,75	1434,51	0,66	1255,41
4	1909,33	0,68	1304,10	0,57	1091,66
5	1909,33	0,62	1185,54	0,50	949,27
6	1909,33	0,56	1077,77	0,43	825,46
NPV			1035,62		-54,18

IRR шамасы төмендегі кейіптемемен анықталады

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) = 10 + \frac{1035,62}{1035,62 + 54,18} \cdot (15 - 10) = 14,75\%$$

IRR жоба бойынша тәуекел деңгейінің индикаторы болады - IRR 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 :

$$PP = \frac{I_0}{CF_n} = \frac{7280}{1909,33} = 3,8 \text{ жыл}$$

Өтелу мерзімі 3,8 жыл, яғни 3 жыл 8 ай.

8 Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі

Пайдаға асырғыш қазан орнатылған газ жылу электр станциясының жобасы

Отын жануы, қоршаған ортаны дайындау және отынды жағу электростанция бугаздық қондырғысы шығын түзуімен байланысты, ол қоршаған ортаға келесідей әсерлерді тигізеді:

- Қайратөндіруліктің технологиялық құбылысында түзілген химиялық ластану мен қалдықтардың бар болуы;
- Су ресурстарын пайдалану;
- Электростанция құрылысын территориядан алып тастау
- Қоршаған ортаға ЖЭС құрылысының әсер етуінің талдауы шарт бойынша келесідей болады:

- Атмосфералық ауаны ластау Қарашығанақ кенорнында ЖЭС құрылысының кепілдік мазмұны $NO_x=25\text{ppm}$ и $CO=10\text{ppm}$ мүмкін, өйткені зиянды заттар жергілікті шоғырлануы промзона рұқсатты шегінен мәні аспайды; атмосфералық ауаға әсері.
- Жақын халық мекен орны жоқ.

Электр қайратын өндіру үшін газды тиімді қолдану кенорынның аумағында экологиялық әсерін тигізуді төмендетеді: жалпы пайдаланған кездегі қалдықтар санының төмендеуі 100 млн. м^3 табиғи газ құрамы жылына 1,5 мың тоннаны құрайды.

Өнеркәсіптік өндірістің және ауылшаруашылық жылдам дамуы қоршаған ортаға кері әсерін тигізді. Ең бір келелі мәселе болып таптырмайтын табиғи ресурс ауа ластануы болып табылды, су және жер қыртысы, тасымал және өнеркәсіптік шығындар болып табылады. Жобада судың механикалық тазартуы қарастырылады.

8.1 ГЖЭС жабдықтарының электр қауіпсіздігі.

Электр қауіпсіздігі терминдері және анықтамаларына сәйкес электр қауіпсіздігі – бұл адамдарды электр доғысынан, қауіпті электрлік әсер етуден қорғауды қамтамасыз ететін құрал және техникалық шаралар жүйесі.

Электр қордырғыларда электр ағысымен зардаптануынан қорғануды қамтамасыз ету үшін қорғанудың құрамдары және техникалық әдістері қолдануы тиіс.

Электрлік ағынымен зардаптануынан қорғаудың құралдары және техникалық әдістері.

1. Ағын жүретін бөліктерге жұғысудан қорғау:

- Қорғау қабықшалары;
- Электр қорғаулық қоршаулар (уақытша немесе қалыптасқан);
- Жұмыс істейтін және қолданылатын механизмдер мен құралдардың қауіпсіз жерге орналасуы;

— Электрлік ағынымен зардаптану қаупі туралы дыбыл және кернеу индикациясы;

— Жұмыс орнының оқшауландырылуы;

— Қорғаулы оқшау;

— Электро қорғаулық құрал;

2. Ағын жүретін бөліктерге жұғысу кезінде қорғау:

— Қорғаулы тоқтату;

— Аз кернеуді қолдану;

— Қорғаулы шүктерлеу;

Өртті сөндіру тиімділігі өрт сөндіру әдісінен және құралды дұрыс тандауынан тәуелді.

Өрттерді сөндіру үшін су, су эмульсиясы, химиялық және ауамеханикалық көбік, су буы, көмірқышқыны, инертті газдар, ұнтақтар және олардың түрлі комбинациялары.

Цехтың өртке қарсы нұсқауында өрт қарсы көмегін шақыру тәртібі, көрсетілген, сұйықтарды сақтау тәртібі анықталады.

Бұл жобаның өмір тіршілік қауіпсіздік бөлімінде орындалатын тапсырмалар:

- Жұмыс орнын желдету;
- Зиянды заттар шығыны;
- Түтін мұржасының биіктігінің есебі.

8.2 Жұмыс орын желдету.

Адамның қалыпты өмір әрекетіне таза ауа маңызды әсерін тигізеді.

Жұмыс аймағының ауасын тиімді әдіспен тазарту желдету болып табылады. Қазіргі кезде артық жылуды аластату үшін ЖЭО цехтарында жалпы ауыстырмалы табиғи желдеткішті; бөлмеге таза алмастыру еселік қабілеттілігі 1:1 болатын ЦАГИ №4,

— Қорғаулы тарап бөлінуі;

— Жұмыс орнының оқшауландырылуы;

— Мүмкіндікті түзету;

— Қоршау қондырғысы және құрал тұйымының электр қорғау құралы.

3. Ағын жүрмейтін бөлік, бірақ кернеу үстінде болуы мүмкін бөліктерге жұғысу кезінде қорғау:

— Қорғаулы жерлендіру;

— Нөлдендіру;

— Қорғаулы тоқтату;

— Мүмкіндікті түзету;

— Қорғаулы тарап бөлінуі;

— Қорғаулы оқшауландыру;

— Аз кернеуді қолдану;

— Жерге ағынды жерлеу компенсациясы.

Электрлік ағынымен зардаптанудан адамдардың қорғануы үшін қызмет ететін тасымалды техникалық құралдар электр қорғауыш

құралдар деп аталады. Бұлармен электр қондырғыларында тура белгіленуі бойынша, арналған шамадан жоғары емес кернеуде жұмыс жасаған абзал.

8.3. Шығыр цехындағы өрт қауіпсіздігі.

Өр цехқа арналып, өрт қауіпсіздік – қорғауын сақтау үшін, ішкі тәртіп ережелері және нұсқаулар құрастырылады. Жылу тәсілдемелік жабдықтар орналасқан бөлменің өрт қауіпсіздігінің жалпы талаптары «Жылу қолдану

қондырғыларын және жылу торабының тәсілдік пайдалану ережелерінде» жазылған. Жанғыш заттар сақтайтын немесе қолданылатын бөлмелер деп аталады. Жарылғыш қоспа туратын немесе қалыптасуы мүмкін қондырғылар және бөлшелер жарылуқауі бар аймақ болып табылады. Жарылу қауіп барларға жатқызылатын бөлмелерде, адам эвакуациясын қамтамасыз ететін есіктер әр қабатта екеуден болуы тиіс. ОВМ негізгі желдеткіштерін қолданады; бөлмеден ластанған ауаны аластату үшін ВРН және ЭВР ортадан тепкіш сорғысын қолданады.

Желдеткіштің құрғанда және жобалағанда СН 245-71 және МемСТ 12.1.005-88 байланысты санитарлы-гигиеналық, техникалық талаптар сақталуы қажет. Төмендегілер: желдетілетін дұрыс ауа ағындарын, құрамын қамтамасыз ету, желдеткіш қондырғысынан шуылды аластату, желдеткіш қондырғысының өрт және жарылыс қауіпсізділігі; сенімділік; үнемділік; қарапайым қызмет көрсету және тағы да басқа.

8.4 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.

Газ ауалық 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;

η – 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;

ΔT – тасталынатын газуалық қоспаның температурасы T_r мен қорша

ған орта ауасының температурасы T_b арасындағы айырмашылық, °C;

V_1 – газуалық қоспаның шығысы, м³/с, келесі кейіптемемен анықталады:

мұндағы:

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

D – түгін газдарының құбырының қосөресінің, м;

w_0 – құбырдан шығатын қоспаның орташа жылдамдығы, м/с.

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

$$f = 1000 \cdot \frac{w_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{25^2 \cdot 5}{130^2 \cdot 144} = 1,28;$$

$$\Delta T = T_r - T_b = 167 - 23 = 144^\circ\text{C};$$

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot w_0 = \frac{3,14 \cdot 5^2}{4} \cdot 25 = 490 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$v'_m = 1,3 \cdot \frac{w_0 \cdot D}{H} = 1,3 \cdot \frac{25 \cdot 5}{130} = 1,25;$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{490 \cdot 144}{130}} = 5,3;$$

$$f_e = 800 \cdot (v'_m)^3 = 800 \cdot 1,25^3 = 1562.$$

m еселеуіші f параметріне байланысты келесі кейіптемемен анықталады:

$f < 100$ болғанда

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,28} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,28}} = 0,87$$

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

$v_m \geq 2$ болғанда $n=1$

Зиянды заттардың жергілікті концентрациясының ең жоғарғы мәні:

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 86,041 \cdot 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 1}{130^2 \cdot \sqrt[3]{490 \cdot 144}} = 0,022 \text{ мг/м}^3$$

Қалдық көзінен қолайсыз метеорологиялық жағдайларда жергілікті концентрация c_m , мг/м³, өзінің ең жоғарғы мәніне жететін x_m , м, ара қашықтығы келесі кейіптемемен анықталады:

$$x_m = \frac{5-F}{4} \cdot d \cdot H = \frac{5-1}{4} \cdot 21 \cdot 130 = 2730_m,$$

мұндағы:

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{5,3} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{1,28}) = 21 \quad \text{өлшемсіз}$$

еселеуіш d

$f < 100$ болғанда келесі кейіптемемен анықталады:

$v_m > 2$ 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:

$v_m > 2$ болғанда

$$u_m = v_m \cdot (1 + 0,12 \cdot \sqrt{f}) = 5,3 \cdot (1 + 0,12 \cdot \sqrt{1,28}) = 6 \frac{m}{c}$$

Желдің қауіпті жылдамдығы u_m кезінде атмосферадағы қалдық факелы осі бойынша қалдық көзінен әртүрлі x , м, 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

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

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

$$c_1 = 0,6875 \cdot 0,022 = 0,015 \text{ мг/м}^3$$

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

$$c_1 = 1 \cdot 0,022 = 0,022 \text{ мг/м}^3$$

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

$$c_1 = 0,5207 \cdot 0,022 = 0,011 \text{ мг/м}^3$$

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

$$c_1 = 0,4414 \cdot 0,022 = 0,0098 \text{ мг/м}^3$$

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

$$c_1 = 0,1212 \cdot 0,022 = 0,0026 \text{ мг/м}^3$$

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

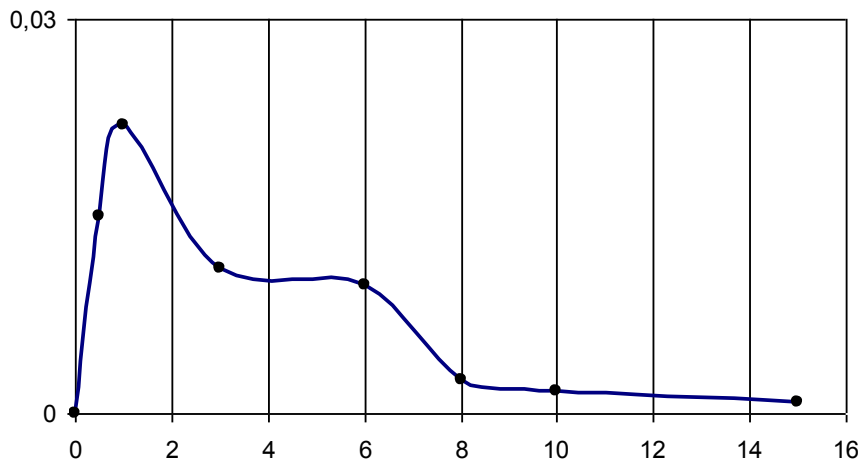
$$x/x_M = 10$$

$$c_1 = 0,079 \cdot 0,022 = 0,0017 \text{ мг/м}^3$$

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

$$c_1 = 0,038 \cdot 0,022 = 0,0008 \text{ мг/м}^3$$

1-Сұлбе. c_1 мен x/x_M мәндерінің тәуелділік сызбағы.



Өнеркәсіптердің санитарлы-қорғау аумағының шекарасын келесі кейіптеме арқылы анықтайды:

$$L = L_0 \cdot \frac{P}{P_0},$$

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

$$P_0 = \frac{100}{8} = 12,5\%.$$

румбаның жел бағытының орташа жылдық қайталануы; P_0 (%) – шеңберлік жел раушаны кезіндегі бір румбаның жел бағытының қайталануы; сегіз румбалы жел раушаны кезінде

$$\frac{x}{x_m} = 4,5; \quad L_0 = 4,5 \cdot x_m = 4,5 \cdot 2730 = 12285_m$$

Солтүстік: $L^c = L_0 \cdot \frac{P^c}{P_0} = 12285 \cdot \frac{7}{12,5} = 6789_m$

Батыс: $L^b = L_0 \cdot \frac{P^b}{P_0} = 12285 \cdot \frac{10}{12,5} = 9828_m$

Оңтүстік: $L^o = L_0 \cdot \frac{P^o}{P_0} = 12285 \cdot \frac{12}{12,5} = 11793_m$

Шығыс: $L^u = L_0 \cdot \frac{P^u}{P_0} = 11285 \cdot \frac{14}{12,5} = 13760_m$

Солтүстік-Батыс: $L^{cб} = L_0 \cdot \frac{P^{cб}}{P_0} = 11285 \cdot \frac{8}{12,5} = 7862_m$

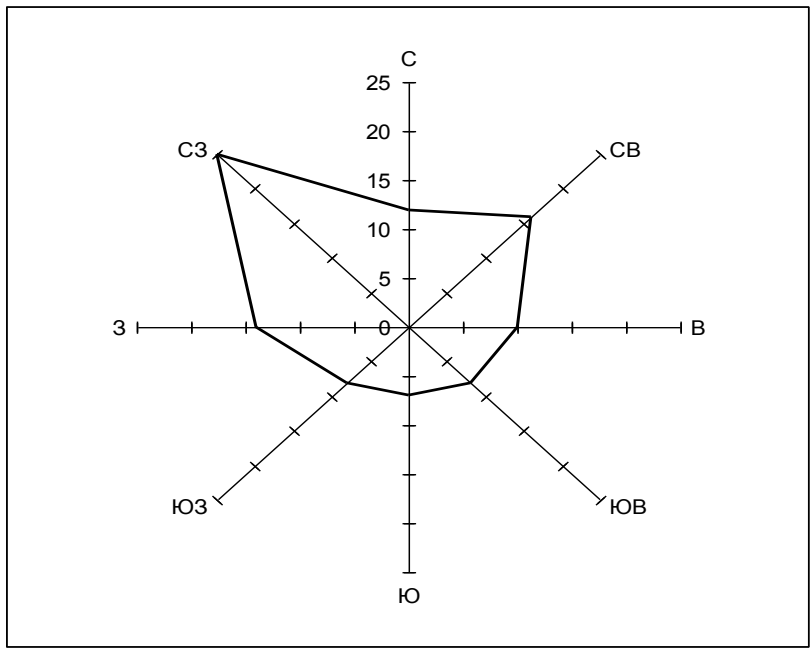
Оңтүстік-Шығыс: $L^{ou} = L_0 \cdot \frac{P^{ou}}{P_0} = 11285 \cdot \frac{25}{12,5} = 24570_m$

Оңтүстік-Батыс: $L^{об} = L_0 \cdot \frac{P^{об}}{P_0} = 11285 \cdot \frac{16}{12,5} = 15724_m$

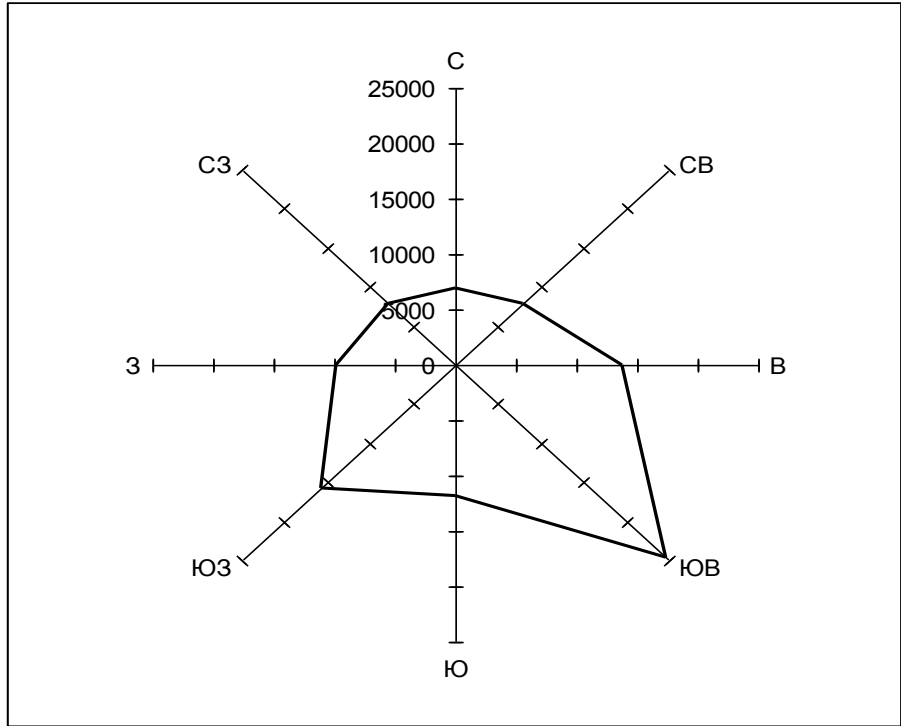
Солтүстік-Шығыс: $L^{cu} = L_0 \cdot \frac{P^{cu}}{P_0} = 12285 \cdot \frac{8}{12,5} = 7862_m$

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

2 – Сұлбе. Жел раушаны



3 – Сұлбе. Санитарлы қорғау аймағы.



3.5 Ауаны ластаудың көзі ретінде электр станцияның сипаттамасы

Энергетика дамуының қазіргі сатысында газ турбиналы электр станциялар электр энергиясын өндірудің едәуір дамыған экологиялық жетілдірілген технологиясы болып табылады.

Кезеңдігі бойынша электр станциядан ауаға бөлінетін зиянды заттарды тұрақты, дүркін және апаттық деп бөледі.

Тұрақтыға барлық аталған шығындарды жатқызуға болады. Бес газ турбинасынан шығатын зиянды заттар жылына 365 күн бойы шығып отырады; қазандықтан болатын шығын – тек жылытулық кезеңде – 199 тәулік.

Дүркін шығындар – газ турбинасын және газ құбырының үрлемесін іске қосумен байланысты шығындар.

Апаттық шығындар – бұл шығындар апаттық дизель-өндіргішті іске қосқан кездегі.

8.6 Түтін мұржасының өлшемінің есебі

Күл шығыны газ шығынынан аз болғандықтан, түтін мұржасының минималды биіктігінің есебін газ шығыны бойынша жүргіземіз.

Қазаннан шығатын түтін газының мөлшері, тыс.м³/сағ:

$$Q_{дг}=1680,94.$$

Қазаннан шығатын түтін газының секундтық шығысы, м³/сек:

$$V_{дг}^к = \frac{Q_{дг}}{3600} = \frac{1680,94 \cdot 10^3}{3600} = 466,9.$$

Станцияға бір түтін мұржасы қабылданғандықтан, құбырға кететін шығындар келесіні құрайды, г/сек:

$$NO_2 - M_{NO_2}^{mp} = M_{NO_2} \cdot n_{ка}^{mp} = 26,38 \cdot 6 = 158,28.$$

Минималды түтін мұржасының ернеуінің диаметрі, м:

$$D_{mp}^y = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{дг}^к \cdot n_{ка}^{mp}}{\pi \cdot \omega}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 466,9 \cdot 6}{3,14 \cdot 20}} = 13,35$$

мұнда $\omega=20$ м/с – түтін газының жылдамдығы.

Алдын-ала қабылданатын минималды түтін мұржасының биіктігі, м:

$$H_{min}^{mp} = \sqrt{A \cdot \frac{M_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \cdot m \cdot n \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V_{mp} \cdot \Delta t \cdot n_{ка}}}} = \sqrt{200 \cdot \frac{158,28}{0,085} \cdot 0,756 \cdot 1 \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{466,9 \cdot 92,7 \cdot 6}}} = 66$$

мұнда $A=200$ – жергілік жердің климаттық берілгендерін ескеретін коэффициент.

$$ПДК_{зп}=0,5 \text{ мг/м}^3$$

$$ПДК_{SO_2}=0,5 \text{ мг/м}^3$$

$$ПДК_{NO_2}=0,085 \text{ мг/м}^3$$

$\Delta t=t_{дг}^д - t_{дг}^{в.тр} =120-27,3=92,7$ °С – құбыр шығысындағы түтін газдарының температурасының және қоршаған орта температурасының айырымы;

Z=1 – станциядағы түтін мұржасының саны.

H_{\min}^{TP} ескеретін көмекші коэффициенттер:

$$f_1 = \frac{\omega^2 \cdot D_{mp} \cdot 10^3}{H_{\min}^{mp^2} \cdot \Delta t} = \frac{20^2 \cdot 13,35 \cdot 10^3}{66^2 \cdot 92,7} = 13,2,$$
$$v = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\partial z}^k \cdot \eta_{ka}^{mp} \cdot \Delta t}{H_{\min}^{mp}}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{466,9 \cdot 6 \cdot 92,7}{66}} = 10,2.$$

Осы коэффициенттерде түзетулік коэффициенттерді анықтаймыз:

$$m_{mp} = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f_1} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f_1}} =$$
$$= \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{13,2} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{13,2}} = 0,54$$

$n_{\text{пр}}=1$, т.к. $v_1 > 2$

Түтін мұржасының төмендеуі болып жатқандықтан H_{\min}^{TP} бойынша стандартты құбырға таңдау жасаймыз – стандартты қатарлар бойынша таңдалады:

H=210 м,

$D_y=14$ м.

Таңдалынған түтін мұржасы кезіндегі зиянды заттардың шекті рұқсатты шоғыры:

Азот тотығының, мг/м³:

$$V_{\partial z}^k = V_{n_z} \cdot B \cdot n = 11,5 \cdot 2,48 \cdot 6 = 171,12,$$
$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2}^{mp} \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\partial z}^k \cdot n_{ka}} \cdot \Delta t} = \frac{200 \cdot 158,28 \cdot 0,756 \cdot 1}{210^2 \cdot \sqrt[3]{171,12 \cdot 6 \cdot 92,7}} = 0,01.$$

Шығынның рұқсатты шарттарын тексеру:

Азот оксидінің шығыны бойынша:

$$\frac{C_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} < 1; \quad \frac{0,01}{0,085} = 0,11 < 1$$

Қорытынды: зиянды заттар шығыны рұқсатты мәннен аспайтындықтан, түтін мұржасы дұрыс қабылданған.

Қорытынды

Осы дипломдық жобада негізгі және көмекші жабдықтарды таңдау жасалған, газ турбиналы қондырғының және пайдаға асырғыш қазанның жылулық есептері жүргізілген, орнатылған қуаты 6 x 40 МВт енгізілген пайдаға асырғыш қазаны бар газтурбиналы электр станцияның экономикалық тиімділігі есептелген.

Жобаның орналасатын аймағы Қарашығанақ өңдеу кешенінде (ҚӨК) тұрғызылмақ және ол құрылымдық бөлік болып табылады.

Енгізілген пайдаға асырғыш қазаны бар ГЖЭС негізгі мақсаты ҚӨК электрлік және жылулық жүктемелерін жабу болып табылады.

Электр энергиясын өндіру үшін PG6561-B түріндегі 6 газтурбиналы қондырғылар орнатылады. Оның қуаты 39,62 МВт және алтыншы өндіргіш резервті болады.

Сонымен қатар, газ шығын технологиялық тазалау үшін Қарашығанақ өңдеу кешеніне белгілі бір көрсеткіштегі өндірістік бу қажет. Жылу энергиясын өңдеу үшін жобаға сәйкес энергетикалық пайдаға асырғыш қазандар орнатылады, сұлба бойынша 5+1, оның алтыншысы резервті.

Экономикалық бөлімде сол жобаға қажетті техника-экономикалық есептеулер жүргіздім. Бұл есептеудің мақсаты жобаны іске асыру барысында қанша мөлшерде ақшалай қаражат қажет екендігі және ол қаражатты қайдан, сонымен қатар ол қаражаттың қанша уақытта ақталатындығы, яғни алған қарыз несие қаражаттың төлену уақытын есептедім. Бастапқы қаржылық салым $I_0=7280$ млн. тг, таза келтірілген құн $NPV=1035,62$ млн. тг, пайданың ішкі нормасы $IRR=14,75\%$, инвестицияның өтелу мерзімі $PP=3,8$ жыл екендігі анықталды.

Өміртіршілік қауіпсіздік бөлімінде атмосфералық ауаны ластаушы заттардың сипаттамасы берілген, зиянды заттардың шығысының және түтін мұржасының өлшемінің есебі жүргізілген.

Пайдаланған әдебиеттер тізімі

- 1 «Теплотехнический справочник» в двух томах под редакцией В.Н. Юренева Москва 1975.
- 2 Ю.П.Соловьев «Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций».
- 3 Е.Ф.Бузников, А.А.Верес, В.Б.Грибов «Пароводогрейные котлы для электростанций и котельных»
- 4 С.Л. Ривкин, А.А. Александров «Термодинамические свойства воды и водяного пара» Москва, 1975.
- 5 «Тепловые и атомные электрические станции» под редакцией В.А. Григорьева и В.М. Зорина Москва.
- 6 К.Ф. Роддатис «Котельные установки» Москва, 1977.
- 7 В.П. Преображенский Теплотехнические измерения и приборы.- М.: / 1978.
- 8 В.В. Жабо «Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС» Москва, 1992.
- 9 Л.А. Рихтер, Э.П. Волков, В.Н. Покровский «Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС» Москва, 1981.
- 10А.С. Никифоров «Охрана окружающей среды при работе теплоэнергетических установок» учебное пособие, Павлодар, 2002.
- 11Г.П.Плетнев «Автоматическое регулирование и защита теплоэнергетических установок». Учебник для энергетических и энергостроительных техникумов. Изд. 2-е, перераб. и доп.-М.: Энергия, 1976
- 12С.А. Прузнер, А.Н. Златопольский и др. Экономика энергетики СССР. Высшая школа, 1984.
- 13А.Н. Златопольский, И.М. Заватский. Экономика промышленной теплоэнергетики. Москва. Атомэнергоиздат, 1983.
- 14А.А. Воронина, И.Ф. Шибенко. ТБ при монтаже и эксплуатации теплоэнергетических установок. Москва. Высшая школа, 1978.
- 15С.Л. Прузнер. Экономика и организация энергетического производства. Москва. Энергия, 1969.
- 16К. Дукенбаев. Энергетика Казахстана. Алматы. «Гылым» 1998.
- 17Л.М.Файерштейн, Л.С.Этинген, Г.Г.Гохбойм. Справочник по автоматизации котельных.-М.: Энергия, 1978.
- 18Соловьев Ю.П. Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций.-М.: Энергия, 1985.