

Министерство образования и науки Украины
Севастопольский национальный технический университет



**ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ГАЗОТУРБИННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
УСТАНОВОК ТЕХНИЧЕСКИХ
СРЕДСТВ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФА**

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

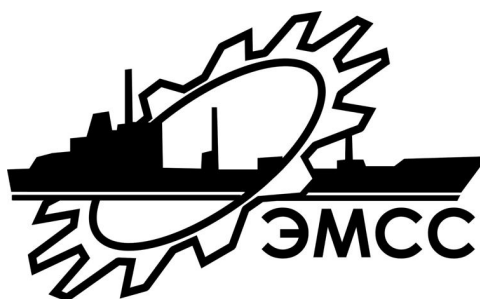
к курсовому проекту по дисциплине

**«Техническая эксплуатация энергетических
установок технических средств освоения шельфа»**

для студентов и магистрантов всех форм обучения
специальности 7.100302 и 8.100 302

«Эксплуатация судовых энергетических установок »
специализации 7.100 302.03 и 8.100 302.03

“Эксплуатация энергетических установок
специализированных судов”



Севастополь



УДК 629.12.03(078.8)

Техническая эксплуатация газотурбинных энергетических установок технических средств освоения шельфа. Методические указания к курсовому проекту по дисциплине «Техническая эксплуатация энергетических установок технических средств освоения шельфа» для студентов и магистрантов всех форм обучения специальности 7.100302 и 8.100302 «Эксплуатация энергетических установок» специализации 7.100302.03 и 8.100302.03 “Эксплуатация энергетических установок специализированных судов”/Сост. В.Н. Литошенко, Г.Б. Лыкова. –Севастополь: Изд-во СевНТУ, 2011. –32 с.

Цель методических указаний – закрепление теоретических знаний по учебной дисциплине «Техническая эксплуатация энергетических установок технических средств освоения шельфа» и получение навыков проведения проектных работ по модернизации агрегатов энергетических установок специализированных судов, оптимизации их характеристик и составлению технической документации по технической эксплуатации и планированию их технического обслуживания и ремонта.

Методические указания утверждены на заседании кафедры Энергоустановок морских судов и сооружений, протокол № 6 от «_25_» января 2011 г.

Рецензент: Мальчиков Анатолий Иванович, к.т.н., доцент кафедры ЭМСС.

Допущено научно-методическим центром СевНТУ в качестве методических указаний.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень	сокращений	4
.....		
Задачи	методических указаний	5
.....		
Введение	к КП	5
.....		
1.	Первый раздел	КП 5
.....		
2.	Второй раздел	КП 7
.....		
3.	Третий раздел КП	13
4.	Четвертый раздел	КП 15
.....		
5.	Пятый раздел	КП 20
.....		
6.	Шестой раздел	КП 21
.....		
7.	Седьмой раздел	КП 21
.....		
8.	Восьмой раздел	КП 21
.....		
9.	Выводы в	КП 22
.....		
10.	Графическая часть	КП 22
.....		
Библиографический	список	22
.....		
Приложение А		24
Приложение Б.		30
Приложение В.		31
Приложение Д. Бланк задания на курсовой проект		32

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВОМ	- воздушный охладитель масла;
ГГПА	- газотурбинный газоперекачивающий агрегат;
ГТГ	- газотурбогенератор;
ГТД	- газотурбинный двигатель;
ГТЭУ	- газотурбинный энергетический комплекс;
КВОУ	- комплексное воздухоочистительное устройство;
КС	- компрессорная станция;
КЦ	- компрессорный цех;
МГ	- магистральный газопровод;
МКП	- морская компрессорная платформа;
МРС	- Морской Регистр МРС судоходства;
ППР	- планово-предупредительный ремонт;
САУ	- система автоматического управления;
СГТД	- судовой газотурбинный двигатель;
$T_{\text{вп}}$	- аварийные остановки, тыс.ч;
$T_{\text{к}}$	- календарное время эксплуатации, тыс.ч;
$T_{\text{р}}$	- наработка за $T_{\text{к}}$, тыс.ч;
$T_{\text{тор}}$	- остановки на техническое обслуживание и ремонт, тыс.ч;
УТГ(УПТГ)	- утилизационный паротурбинный турбогенератор;
ТСОШ	- технические средства освоения шельфа;
ТОР	- техническое обслуживание и ремонт;
ЦБН	- центробежный нагнетатель газа;
$\eta_{\text{е}}$	- эффективный КПД ГТД;
$\pi_{\text{к}}$	- степень сжатия компрессора ГТД;
$N_{\text{е}}$	- эффективная мощность, кВт;

ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Задачей курсового проекта является проработка проектных решений по модернизации и технической эксплуатации ЭУ морских компрессорных платформ (ГГПА), судовых газотурбинных двигателей (СГТД), газотурбогенераторов (ГТГ) и других газотурбинных энергетических комплексов (ГТЭК) по теме дипломного проекта.

По содержанию и объёму КП соответствует 2 разделу дипломного проекта.

ВВЕДЕНИЕ К КП

Во введении к КП обосновывается актуальность модернизации агрегатов с целью достижения отраслевых нормативных показателей, экономичности и надежности и разработки более прогрессивной технологии непрерывной системы технического обслуживания и ремонта (ТОР) для совмещения сроков проведения регламентов ТОР с удобными для этих целей периодами эксплуатации всего комплекса (МКП, компрессорной станции, электростанции, судна); перехода на более высокий уровень дистанционного управления, автоматизации и диагностирования и замены системы ППР (регламентного метода ТОР) на более прогрессивные методы ТОР.

Объем введения – 1...2 страницы.

1. ПЕРВЫЙ РАЗДЕЛ КП

В первом разделе КП сопоставляются системные отраслевые нормативные показатели экономичности и надежности агрегата с аналогичными показателями в реальных условиях эксплуатации магистрального газопровода (МГ), морских компрессорных платформ (МКП), компрессорной станции (КС), ПАЭС, судового газотурбинного двигателя (СГТД) и принимаются решения по приближению их к нормативным или соответствующим наилучшим мировым аналогам и перечисляются возможные методы их достижения (выбор направления модернизации).

Условия эксплуатации ГГПА на МКП и КС в арктических и пустынных районах основываются на ГОСТ 23690-79, ГОСТ 21199-82 и РТМ 108.022.105-77.

Общий ресурс:

для стационарных ГГПА	100 тыс.ч;
для транспортных ГТД	30...50 тыс.ч;

для ЦБН

100 тыс.ч.

Наработка:

до среднего ремонта стационарной ГГПА 12000 ч ± 500 ч при 40 пусках;

до замены транспортного ГТД 15000 ч (12000 ч...20000 ч);

до капитального ремонта стационарного 25000 ч ± 5000 ч при 80 пусках.

Периодичность ТО для стационарных ГГПА:

ТО.1 – 24 ч ± 1 ч, ТО.2 – 700 ч ± 100 ч, ТО.3 – 2000 ч ± 200 ч,

ТО.4 – 8000 ч ± 300 ч, при использовании;

в резерве – ТО.5.1 – ежедневно, ТО.5.2 – 7 ± 2 суток,

ТО.5.3 – 14 ± 3 суток, ТО.5.4 – 30 ± 3 суток.

Наработка на отказ $T_0 = 3000$ ч.

Периодичность ТО для ГГПА и ГТД транспортного типа:

ТО.1 – 24 ч, ТО.2 – 700 ч, ТО.3 – 1500 ч, ТО.4 – 3000 ч,

ТО.5 – 6000 ч, ТО.6 – 12000 ч.

Коэффициент готовности $K_r \geq 0,98$

(по зарубежным данным 0,975...0,98).

Коэффициент технического использования $K_{ти}$:

- для стационарного ГГПА $K_{ти} \geq 0,92$

(по зарубежным данным 0,935...0,97);

- для ГГПА транспортируемого типа и ГТД $K_{ти} \geq 0,96$.

Относительное время аварийного простоя $T_{вп}/T_k \leq 1,5...2\%$.

Относительное время ТОР $T_{тор}/T_k \leq 5...7\%$ (2...3% для трансп.).

Надежность $P(t) = 0,98...0,99$ (по зарубежным данным).

Надежность пуска $P(t)_{пуска} = 0,96...0,97$ (по зарубежным данным).

Эффективный КПД (η_e) в проектируемом ГГПА должен быть не менее, чем у высокоэффективных серийных зарубежных ГГПА в процентах в соответствии с таблицей 1.1.

Таблица 1.1 – Эффективные КПД (η_e)

N_e, МВт	АГПА	Стац. ГГПА	Рег. ГГПА
6...8	28...31,5	26...30	31,5...34,5
9...12,5	31...32	29...32	34...36
16...25	34...35,5	29...32	34,5...36,5

Требования к универсальности конструкции ГГПА:

1. Компоновка в машинном отделении МКП, блок-боксе, укрытии и в КЦ.
2. Любой поворот входного и выходного патрубков.

3. Пусковые устройства – турбодетандеры, электростартеры и ДВС.
4. Автономное электроснабжение – валогенератор, навешанные насосы с гидроприводом вентилятора АВОМ.
5. Автономная САУ с дистанционным управлением из ЦПУ и ГЩУ.

Далее в разделе описываются климатические, региональные и режимные условия прототипной МКП (КС) и вытекающие из этого требования к комплектации, массо-габаритным показателям, условиям монтажа и эксплуатации оборудования МКП (КС).

2. ВТОРОЙ РАЗДЕЛ КП

Во втором разделе КП обосновываются варианты модернизации тепловых схем и оптимизации параметров рабочих сред ГТД. Для подготовки исходных данных тепловых расчетов составляется таблица 2.1.

2.1. Оценка характеристик проектного варианта на региональные и климатические условия МКП или КС

Предполагается, что каждый студент выполняет данный блок работы для СГТУ, ГТГ, ГГПА, выбранный для ДП с привязкой к характеристикам МКП, судна, МГ, КС региона:

- эффективная мощность ГГПА выбирается на основе расчета технико-экономических характеристик МГ, МКП и КС, расчета мощности ЦБН и ГГПА на климатические условия МКП (КС);

- среднегодовая температуры наружного воздуха t_a^0 С, минимальные и максимальные $t_a^{\min 0}$ С, $t_a^{\max 0}$ С ;

- атмосферное давление P_a МПа.

Для определения характеристик и состава КВОУ:

- оценивается вероятность обледенения входных устройств и пыльных бурь;

- относительное гидравлическое сопротивление $\sigma_{\text{вх}} = \frac{P_a - \Delta P_{\text{вх}}}{P_a}$.

По сопротивлению выхлопного тракта базового ГГПА определяется

$$\sigma_{\text{вых}} = \frac{P_a - \Delta P_{\text{вых}}}{P_a}.$$

В зависимости от того, какой газ компримируется, определяются низшая теплотворная способность газа Q_p^H кДж/кг и теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 кг газа L_0 кг/кг.

Таблица 2.1 - Исходные данные ГГПА

Тип ГГПА	Базовый I вариант	Альтернативные варианты		
		II вариант	IIIa вариант	IIIб вариант
$t_{\Gamma}, ^{\circ}\text{C}$				
$\pi_{\text{к}}, \pi_{\text{кн}}, \pi_{\text{кк}}$				
Γ				
$\eta_{\text{е}}$				
$G_{\text{в}}, \text{кг/с}$				
$m_{\text{ГТД}}, \text{Т}$ $m_{\text{ГПА}}, \text{Т}$				
$n_{\text{ТВД}}, \text{об/мин}$ $n_{\text{ТСД}}, \text{об/мин}$ $n_{\text{ТНД}}, \text{об/мин}$				
$\tau_{\Sigma \text{ ГТД}}, \text{тыс.ч}$ $\tau_{\Sigma \text{ ГПА}}, \text{тыс.ч}$				
$\tau_{\text{ср ГТД}}, \text{тыс.ч}$ замены $\tau_{\text{ср ГПА}}, \text{тыс.ч}$ $\tau_{\text{кр ГТД}}, \text{тыс.ч}$ замены $\tau_{\text{кр ГПА}}, \text{тыс.ч}$				
$T_0, \text{ч}$				
$P(t)$				
Число ступеней ГТД: $m_{\text{кнд}}$ $m_{\text{квд}}$ $m_{\text{твд}}$ $m_{\text{тсд}}$ $m_{\text{тнд}}$				
Тепловая схема с ТУК (IIIб): σ или $P_{\text{пн}}$ $P_{\text{х}}$				

Соответствие массо-габаритных характеристик региональным условиям оценивается по расстоянию МКП от базового порта и КС до железнодорожных станций, аэропортов, судоходных рек и крупных населенных пунктов, способных стать базами для проживания эксплуатационного персонала и потребителями вторичных энергоресурсов. Для северных

регионов преимущественным методом компоновки ГППА является блочно-модульный.

В таблице 2.1 заполняется графа для базового варианта (из приложения А). По методическим указаниям [1,2] производится предварительный расчет цикла базового варианта (стр. 5...8) и заполняется таблица исходных данных для ввода в ЭВМ [1,2, стр. 22]. После загрузки в память персонального компьютера программы расчета эти данные вводятся в память ПЭВМ, производится автоматический счет и вывод результатов на дисплей и после предварительного анализа – распечатка.

При выборе π_{KH} нужно выбирать значения на 2...3 единицы меньше, а для π_{KK} на 5...7 единиц значения больше, чем в базовом варианте. При предварительном анализе результатов расчетов по зависимости $\eta_e = f(\pi_k)$ оцениваются значения η_e по прототипу и расчету, достоверность выбранных для расчета исходных данных и коэффициентов. В случае большого расхождения η_e по расчету и у базового варианта изменяют исходные данные (КПД компрессоров, турбин, камер сгорания, потери давления в ГТД и на выхлопе), чтобы добиться приемлемости результатов расчетов и использовать КПД элементов ГТД в дальнейших расчетах. Строится зависимость $\eta_e = f(\pi_k)$.

В расчетно-пояснительной записке КП следует привести блок-схему расчета цикла и дать краткое пояснение о САПР ГТД [1,2].

2.2. Исследование характеристик эффективности ГГПА альтернативного варианта за счет форсирования температуры газа (степени регенерации) без изменения тепловой схемы базового варианта

В соответствии с требованиями газовой промышленности оценивается минимальная экономичность альтернативного варианта ГГПА по таблице 1.1.

Далее по приложению Б в соответствии с тепловой схемой базового варианта выбирается температура газа для альтернативного варианта ГГПА, при которой достигается эффективности $\eta_e^{\Pi} \geq \eta_e^{сер}$, приведенных в таблице 1.1.

В таблицу 2.1 из приложения А вносятся характеристики альтернативных и серийных зарубежных ГГПА, которые могут быть приняты в качестве аналога для модернизации базового ГГПА. На основании сравнения характеристик этих ГГПА окончательно обосновывается температура газа для альтернативного (II) варианта ГГПА. При анализе характеристик ГГПА принимаются во внимание суммарные степени сжатия

(π_K^Σ), эффективные КПД η_e , массы ГТД и ГГПА, ресурсные характеристики и характеристики надежности.

По параметрам варианта производится предварительный расчет цикла ГТД. По сравнению с базовым вариантом, увеличивается число охлаждаемых венцов газовой турбины ($T_{рл} \leq T_{г}^* \leq 1000 \text{ } ^\circ\text{K}$, $T_{сл} \leq T_{г}^* \leq 1100 \text{ } ^\circ\text{K}$). Суммарный расход охлаждающего воздуха не должен превышать 6...8%. В регенеративных ГГПА степень регенерации не следует принимать более 0,83. Диапазон изменения степени сжатия воздуха в компрессоре относительно величины, выбранной по таблице приложения Б, следует выбирать $\pi_{кн}$ на 2...3 единицы меньше, $\pi_{кк}$ на 5...10 единиц больше. В память ЭВМ вводятся исходные данные вариантов и производится автоматический счет и вывод результатов расчетов на принтер для распечатки.

При предварительном анализе результатов расчетов строится зависимость $\eta_e = f(\pi_K)$ и сопоставляются параметры с параметрами альтернативных ГГПА, определяется степень сжатия при $\eta_e^{\max}$ и выбирается $(\pi_K)_{\text{opt}}$. При значительном увеличении этой величины по сравнению с базовым ГТД и невозможностью реализации ее в однокаскадном ОК просчитанный II вариант снимается с рассмотрения как нереальный и производится обоснование и расчет нового варианта.

Параметры ГГПА ($T_{г}$) выбираются в соответствии с концепцией модернизации МКП, КС (КЦ). Можно выбрать параметры базового ГГПА, но в этом случае экономический эффект модернизации будет невелик, так как эффективность ТУК увеличивается с ростом $T_{г}$. Поэтому наиболее правильным будет форсирование параметров, которое не отразится на конструктивном устройстве базового ГГПА (умеренное увеличение $T_{г} \leq 1100 \text{ } ^\circ\text{C}$ и π_K).

Параметры ТУК следует принимать в соответствии с рекомендациями методических указаний [1,2] с учетом работы ГГПА на природном газе:

- температура уходящих газов не ограничена низкотемпературной сернистой коррозией, поэтому экономайзер включен в питательный контур ($t_{в \text{ЭК}} \geq 35 \text{ } ^\circ\text{C}$);
- давление перегретого пара можно выбрать по данным Юращика [5], или ЭВМ сама выберет его по значению $\sigma = 0,5 \dots 0,65$;
- температурный напор в пароперегревателе можно ограничить $\Delta T_{п} = 50 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- охлаждающая жидкость конденсатора паровой турбины выбирается в соответствии с региональными климатическими условиями (морская

заборная для МКП или циркуляционная вода из близлежащих водоемов или рек, брызгальных бассейнов и градирен или для полярных районов воздуха, с температурой окружающей среды, от которой зависит давление конденсации (см. приложение В).

Исходные данные вводятся в память ЭВМ, производится автоматический счет вариантов цикла и результаты расчета вводятся на принтер.

По результатам расчетов строится зависимость $\eta_e = f(\pi_k)$.

На основании анализа характеристик проектируемого ГГПА между исследованными вариантами по сравнению с базовым вариантом производится окончательное обоснование параметров рабочих тел и тепловой схемы проектируемого ГГПА, что отражается в расчетно-пояснительной записке.

Если выполняется комплексный КП (ККП) (I часть – с разработкой ГТД, II часть – с разработкой ТУК), то в первой части рассматриваются вопросы модернизации ГТД без ТУК, а во второй части прорабатываются вопросы оптимизации характеристик ТУК при выбранных в первой части оптимальных характеристиках ГТД.

Во второй части ККП задаются:

- $\sigma = 0,65; 0,55; 0,5$;
- $P_{\text{пн}} = 1,2; 1,8; 2,5$ МПа;
- $P_x = 0,005; 0,027; 0,3$ (соответственно – конденсационный режим работы УТГ летом при водяной циркуляционной системе; при воздушной циркуляционной системе охлаждения конденсаторов и противодавлении режим работы УТГ зимой, когда весь пар отбирается с $P_{\text{отб}} = 0,3$ МПа на теплофикацию, технологические нужды и теплично-овощных комбинатов для КС).

По Юрацику [5] оценивается количество теплофикационной теплоты для МКП, КС и поселка и избыточное количество теплоты ТУК при работе по противодавлению и снижение мощности УТГ.

Для рассчитанных вариантов зона возможных решений ограничивается прямыми $\eta_e \geq \eta_e^{\text{сер}}$, $\pi_k^{\text{opt}} \leq \pi_k^{\text{баз}} + (2...3)$.

Оптимальный вариант выбирается из условия:

- $\eta_e > \eta_e^{\text{сер}}$;
- $\pi_k^{\text{opt}} \leq \pi_k^{\text{баз}} + (2-3)$, т.е. без существенного изменения конструкции ОК;
- $d_e < d_e^{\text{баз}}$, $G_B^{\text{охл}} < 5...6$ %;
- массо-габаритные характеристики, оцениваемые по базовому и серийным альтернативным вариантам, улучшаются.

Выполняется эскиз принятой оптимальной тепловой схемы ГТД, на котором проставляются входные и выходные параметры и КПД каждого узла ГТД. В приложении к КП представляются распечатки расчетов цикла ГТД.

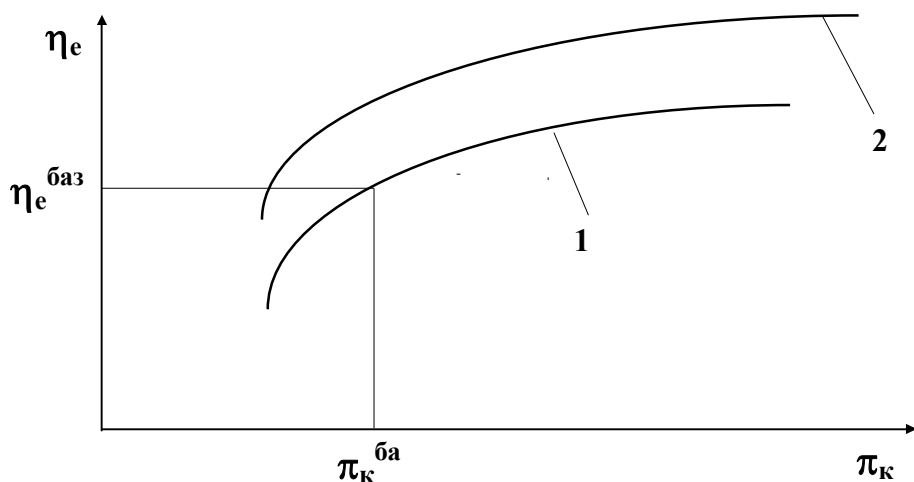


Рисунок 2.1 – Графики зависимостей $\eta_e = f(\pi_k)$ для базового и проектных вариантов тепловых схем ГТД

2.3. Исследование характеристик ГГПА при использовании ГТД сложных схем

Если конструктивно возможно включение в состав ГТД промежуточных камер сгорания, воздухоохладителей и регенератора (возможна установка или необходимый разворот входных и выходных патрубков, установка встроенных воздухоохладителей и промежуточных камер сгорания), если региональные условия допускают транспортировку и монтаж ГТУ сложных схем, по приложению Б оценивается возможная тепловая схема ГГПА Ша варианта и параметры газа, обеспечивающие $\eta_e^{\text{Ша}} \geq \eta_e^{\text{сер}}$, и заполняется таблица 2.1.

Для предварительной оценки увеличения капитальных затрат можно принять увеличение стоимости ГТУ сложной схемы 0,5% на 1% увеличения η_e по сравнению с ГТУ простой схемы.

Далее производится предварительный расчет цикла ГТД, внесение в память ЭВМ исходных данных для расчетов, автоматический счет и распечатка результатов счета. САПР ГТД не предусматривает расчет ГТУ с промежуточным подогревом газа, поэтому в предварительном расчете перед ТНД принимается выбранная температура газа, автоматический счет производится без промежуточного подогрева, а далее производится

корректировка расчета с изменением температуры газа перед ТНД и расхода топлива.

Предварительный анализ результатов расчетов заключается в построении зависимости $\eta_e = f(\pi_k)$ и в анализе показателей эффективности и массо-габаритных характеристик при сопоставлении их с результатами предшествующих расчетов. При значительном увеличении $(\pi_k)_{opt}$ и невозможности его реализации на ГТД базовой конструкции вариант снимается с рассмотрения.

2.4. Исследование характеристик ГГПА при использовании теплоутилизационного контура

Данная работа выполняется в случае невозможности изменения тепловой схемы базового варианта для прямоточных транспортных ГТД простого цикла. Предполагается, что паровая турбина использует пар от нескольких утилизационных котлов ГГПА (возможно использование одного утилизационного котла для двух ГГПА с использованием высокотемпературных газоплотных заслонок Нелл Диск) и паровая турбина приводит во вращение ЦБН или генераторы переменного тока. Паротурбинный цех расположен отдельно от КЦ.

Строится таблица параметров функционирования базового и оптимального проектного вариантов ГТД и его систем с графами: параметры и их размерность, пределы изменения параметров при нормальной эксплуатации, параметры срабатывания аварийно-предупредительной сигнализации и параметры срабатывания защит системы регулирования ГТД. Уставки на превышение параметров можно выбирать по прототипу.

3. ТРЕТИЙ РАЗДЕЛ КП

В третьем разделе выполняются многовариантные габаритно-прочностные расчеты проточной части ГТД оптимальной тепловой схемы и на параметры рабочих сред, выбранных в разделе 2.

Программа МУ [1,2] переделана для расчета ГГПА и требует подстановки в процессе расчета оборотов ЦБН, а при расчете цикла ГТУ с ТУК мощность ГГПА не изменяется, а мощность паровой турбины рассчитывается отдельно.

Анализируя варианты расчета проточной части компрессоров следует помнить:

- при **постоянном наружном диаметре** к последним ступеням компрессора средний диаметр увеличивается, следовательно, увеличивается

средняя окружная скорость, возрастает напорность ступеней и уменьшается их число, упрощается изготовление корпуса цилиндрической формы, радиальный зазор между рабочими лопатками и корпусом компрессора не зависит от места установки упорного подшипника, однако возможно сильное уменьшение длины последних лопаток, увеличение концевых потерь и КПД ступени;

- при **постоянном внутреннем диаметре компрессора** получаются более длинные последние лопатки последних ступеней, но средний диаметр их уменьшается, следовательно, уменьшаются средние окружные скорости и напорность ступеней и растет их число, упрощается технология изготовления цилиндрического ротора, величины радиальных зазоров зависят от расположения упорного подшипника.

Исходные данные из расчета цикла оптимального варианта и принимаемые величины (стр. 6,7 [1,2]) определяют эффективность и прочностные характеристики ГГПА.

В расчетно-пояснительной записке выполняется эскиз проточной части ГГПА с указанием размеров, оборотов роторов, принятые материалы и запасы прочности лопаток.

После принятия окончательного варианта расчета описывается конструкция ГТД: рамы - маслобака, корпуса, роторов, подшипников, облапатывания компрессоров и турбин, камеры сгорания, системы охлаждения высокотемпературных частей газовых турбин и лопаток и приводится перечень используемых материалов.

Далее производятся расчеты и конструктивные проработки модернизируемых узлов.

Выбирается конструкция, расположение и производится расчет габаритов регенератора [8, 13]. Прорабатывается изменение конструкции корпуса ГТД, трассировка воздухопроводов и газоходов и их конструкция, компенсация тепловых расширений, крепления, изоляция.

При использовании высокотемпературных ГТД выбирается конструкция сопловых и рабочих охлаждаемых лопаток, охлаждения дисков и корпуса турбин.

При разработке ГТД с ТУК выбирается расположение и конструкция утилизационного котла, его расположение и опоры для установки, тепловое расширение газоходов. Для снижения капитальных затрат рассматривается вариант с использованием одного УК на двух ГГПА с системой шиберов типа Нелл Диск.

Разрабатывается укрытие УК, площадки обслуживания, предусматривается ремонтпригодность УК с осушением и выемкой пакетов змеевиков пароперегревателя, испарительных поверхностей и экономайзера

для ремонта; расположения сепараторов, теплого ящика, циркуляционных и питательных насосов.

Если выполняется комплексный ККП, то вторым студентом выполняется проект машинного зала, рассчитывается мощность и количество УПТГ, располагаются распределительные щиты, циркуляционный и конденсатный насосы и другое оборудование УПТГ.

4. ЧЕТВЕРТЫЙ РАЗДЕЛ КП

В разделе 4 разрабатываются мероприятия по технической эксплуатации ГТД, ГГПА.

В подразделе 4.1 описываются особенности условий эксплуатации:

- климатические условия, в т.ч. среднегодовая температура, максимальная и минимальная температуры и относительная влажность наружного воздуха, интенсивность снегопадов и их продолжительность, возможность пыльных бурь, возможность подсоса морской влаги с солями и т.д.;

- особенности нагрузки ГТД, ее колебания и их интенсивность, величины сбросов и набросов нагрузки, суточная и сезонная неравномерность нагрузки;

- квалификация обслуживающего и ремонтного персонала;

- судовой (МКП, судно), станционный (КЦ КС) или агрегатный заводской ремонт агрегатов или узлов на заводе;

- наличие монтажных плавкранов, подъездных железнодорожных путей или морских и речных портов.

В подразделе 4.2 перечисляются типовые отказы ГГПА данного типа или аналогичных, признаки отказов и методы их устранения [6, 9,18].

В подразделе 4.3 описывается регламент и содержание ТОР для разрабатываемого агрегата [5, 8, 9, 10,18].

Если в результате модернизации к ГГПА добавляются узлы, необходимо включить их в систему ППР.

В случае перехода с регламентного метода ТОР на метод с регламентом контроля технического состояния, перечисляются нештатные методы технической диагностики, с помощью которых можно произвести техническую диагностику технического состояния ГГПА, ГТГ, СГТД и продлить ресурс до следующего ТО или ремонта.

В подразделе 4.4 производится расчет эксплуатационно-ремонтного цикла (ЭРЦ) для модернизируемого ГГПА.

Рассчитываются теоретический, среднестатистический по «Газпрому», ГТПО, КЦ ЭРЦ и на основе последнего эксплуатационно-ремонтного цикла по КЦ строится оптимальный эксплуатационно-

ремонтный цикл с учетом уменьшения простоя в резерве, на плановом и аварийном ремонтах [12]. Данные вносятся в таблицу и строятся графики эксплуатационно-ремонтного цикла на листах формата А4. В таблицах 4.1 и 4.2 приведены характеристики современных судовых ДВС.

Таблица 4.1 - Основные характеристики судовых ГТД

Модель ГТД	Фирма, страна	Режим (условия ISO)						π_K	$G_{в},$ кг/с	$n,$ мин ⁻¹	Температура газов, °С		Масса (сухая), кг	Габариты, м
		номинальный			максимальный						на входе в ТВД	на вы- ходе из ТВД		
		$N_e,$ кВт	$g_e,$ $\frac{кг}{кВт \cdot ч}$	$\eta,$ %	$N_e,$ кВт	$g_e,$ $\frac{кг}{кВт \cdot ч}$	$\eta,$ %							
LM 500	1 4 5 "GE Marine and Indus- trial" США	4180	0,272	31,1	4480	0,269	31,5	14,4	15,9	7000	779*	565	613	2,1x0,9x0,9
LM 1600		13980	0,228	37,2	14920	0,226	38,0	22,2	44,9	700	1243	503	3430	4,5x1,9x2,1
LM 1600 STIG		17190	0,206	41,1	-	-	-	22,2	52,5	700	1243	446	3430	4,52x1,96x2,1
LM2500 STIG		27400	0,205	41,3	-	-	-	19,3	75,2	3800		500	4682	6,5x2,1x2,1
LM2500		22800	0,220	37,6	-	-	-	19,3	68,9	3600	865*	552	4680	6,52x2,1x2,1
LM2500+		27600	0,227	37,3	-	-	-	22	83,0	3600	815*	508	5080	6,9x2,1x2,1
LM5000		37300	0,221	38,3	41030	0,218	38,8	26,1	126,0	3600	718*	443	14560	8,25x2,85x2,7
LM600		41820	0,210	40,3	41930	0,210	40,3	29,6	127,0	3600	832*	471	8210	7,2x2,5x2,5
SM1C	6 7 "Rolls- Roys" Англия	19510	0,226	37,4	-	-	-	21,9	66,7	5500	710*	457	24640	7,4x2,25x3,3
SM2C		19510	0,226	37,4	-	-	-	21,9	66,7	5500	710*	457	15880	6,0x2,25x2,76
WR-21		25250	0,200	42,4	-	-	-	16,2	73,0	3600	851*	355	54430	7,95x2,6x4,5
WR-21		9330	0,204	41,5	-	-	-	8,1	39,0	2600	851*	355	54430	7,95x2,6x4,5
ГТД3000	8 "Маш- проект" НПО "Заря", Украина	3360	0,280	30,5	4180	0,268	31,6	14,5	16,5	9700	1020	445	2500	2,5x1,8x1,0
ГТД3000R		3170	0,294	28,8	3950	0,28	30,3	14,5	16,5	8800	1020	452	2500	2,4x0,8x1,0
ГТД6001		6790	0,275	30,8	8500	0,260	32,5	13,9	31,0	3000	1015	420	3500	3,2x1,6x1,8
ГТД6002		6790	0,275	30,8	8500	0,260	32,5	13,9	31,0	7000	1015	420	3500	3,2x1,6x1,8
ГТД6003		6790	0,275	30,8	8500	0,260	32,5	13,9	31,0	9300	1015	420	3500	3,2x1,6x1,8
ГТД6002R		6340	0,288	29,4	7900	0,275	30,8	13,9	36,0	6400	1015	428	3500	3,2x1,6x1,8
ГТД6004R		6340	0,288	29,4	7900	0,275	30,8	13,9	36,0	4750	1015	428	3500	3,2x1,6x1,8



Продолжение таблицы 4.1.

Модель ГТД	Фирма, страна	Режим (условия ISO)						π_K	$G_{в}$, кг/с	n , мин ⁻¹	Температура газов, °С		Масса (сухая), кг	Габариты, м
		номинальный			максимальный						на входе в ТВД	на выходе из ТВД		
		N_e , кВт	g_e , $\frac{кг}{кВт \cdot ч}$	η , %	N_e , кВт	g_e , $\frac{кг}{кВт \cdot ч}$	η , %							
ГТД15002	8 НПП "Маш- проект" НПО "Заря", Украина	15820	0,240	35,2	18950	0,233	36,3	18,6	68,4	5100	1035	420	9000	5,0x2,6x2,8
ГТД15003R		14920	0,252	33,6	17900	0,245	34,5	18,6	68,4	4400	1035	428	9000	5,0x2,6x2,8
ДЖ59		17230	0,260	32,6	20665	0,252	33,6	12,8	98,0	3900	865	365	16000	5,9x2,7x3,1
ДЖ59R		16189	0,276	30,7	19400	0,268	31,6	12,8	98,0	3500	865	365	16000	5,9x2,7x3,1
ГТД25000		27900	0,230	36,8	31630	0,220	38,6	21,8	87,5	3300	1227	475	14000	10,0x3,9x3,4
ST6L-794	"Platt and Whitney Canada Inc." Канада	569	0,365	23,2	638	0,357	23,7	7,5	3,04	13	956	575	138	1,34x0,56x0,53
ST6L-812		674	0,357	23,7	777	0,344	24,6	8,5	3,8	30000 (1700)	956	550	164	1,45x0,48x0,56
ST6L-76		1075	0,395	21,4	1380	0,374	22,6	7,7	5,76	6600	956	550	336	1,8x1,2x1,2
ST6L-79		581	0,362	22,3	652	0,355	22,7	7,0	3,18	33000 (6200 2200 1900)	-	570	115	1,35x0,57x0,53
ST6L-81		705	0,351	24,1	809	0,338	25,1	8,5	3,80	30000 (1700)	-	550	154	1,27x0,5x0,56
SPW-127		1715	0,307	27,6	-	-	-	13,7	7,84	20000	-	522	336	1,5x0,6x1,8
501-KF		2 "Allison", США	3400	0,315	26,9	-	-	-	9,3	14,92	13820	-	540	1136
501-KF5	4200		0,305	27,7	-	-	-	10,1	15,60	14200	-	585	1136	2,64x1,35x1,35
501-KF	5740		0,254	33,3	-	-	-	12,7	19,7	11500	-	582	807	1,8x0,75x0,9

18

Продолжение таблицы 4.1.



Модель ГТД	Фирма, страна	Режим (условия ISO)						π_k	$G_{в},$ кг/с	$n,$ мин ⁻¹	Температура газов, °С		Масса (сухая), кг	Габариты, м
		номинальный			максимальный						на входе в ТВД	на вы- ходе из ТВД		
		$N_e,$ кВт	$g_e,$ кг. кВт·ч	$\eta,$ %	$N_e,$ кВт	$g_e,$ кг. кВт·ч	$\eta,$ %							
“Tyne”RM1C	“Kawasaki Heavy Industries” Япония	3980	0,287	29,5	-	-	-	12,5	20,9	3425	629*	435	12970	5,4x2,1x2,7
“Olimpus” TM3B		16040	0,312	27,1	20890	0,293	28,9	10,5	106,0	5660	585*	426	28600	9,0x2,7x3,6
“Spey” SM1A		11000	0,247	34,3	12760	0,241	35,1	18,5	55,3	5220	574*	385	25400	7,5x2,4x3,3
“Spey” SM1C		15520	0,231	36,7	18000	0,226	37,4	21,9	62,1	5500	646*	416	25500	7,5x2,4x3,3
FT8	3 “Turbo Power”, США	25200	0,218	38,9	27450	0,214	39,5	19,8	83,9	3600	1130	458	8620	5,7x2,4x2,4
MM 3142R	“Thomassen International” Голландия	6120	0,255	33,2	-	-	-	7,2	52,2	6500	955	354	104500	10,7x5,2x8,8
MM 5252R		18050	0,255	33,2	-	-	-	7,0	97,0	4670	929	337	180000	11,3x5,5x9,8
MM 5322R		22830	0,243	34,9	-	-	-	8,3	112,5	4670	932	353	210000	11,3x5,5x1,4
IM 831-800	“Garret Auxilary Power”, США	532	0,383	22,1	645	0,368	23,0	11,0	3,58	1800	962	498	794	1,2x0,9x0,9
ME 9901-6		4180	0,297	28,5	4660	0,290	29,0	12,6	20,0	7200	1037	515	2040	3,0x1,2x1,2
TF 15	“Textron Ly- coming”, США	1120	0,304	27,8	-	-	-	13,3	5,22	3000	-	479	1134	1,65x0,9x0,75
TF 25		1865	0,379	22,5	2240	0,358	23,4	6,5	9,98	14500	968	599	5370	1,5x0,9x1,2
TF 40		2980	0,298	28,4	3430	0,295	28,7	8,4	12,7	15400	1060	580	601	1,5x0,9x1,2
TF 80		5970	0,298	28,4	6860	0,295	28,7	8,4	12,7	15400	1060	580	4280	4,74x1,11x2,43
TF 80		5970	0,298	28,4	6860	0,295	28,7	8,4	12,7	15400	1060	580	4280	2,6x2,6x2,34
“Aztazou”	“Turbomeca” Франция	328	0,426	19,9	369	0,407	20,8	5,6	2,54	1500	-	490	340	1,3x0,7x0,7
“Makila” T1		887	0,298	28,4	948	0,288	29,4	9,9	5,6	5600	-	525	440	1,9x0,7x0,7

Продолжение таблицы 4.1.



Модель ГТД	Фирма, страна	Режим (условия ISO)						$\pi_{\text{к}}$	$G_{\text{в}}$, кг/с	n , мин ⁻¹	Температура газов, °С		Масса (сухая), кг	Габариты, м
		номинальный			максимальный						на входе в ТВД	на вы- ходе из ТВД		
		N_e , кВт	g_e , $\frac{\text{кг}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$	η , %	N_e , кВт	g_e , $\frac{\text{кг}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$	η , %							
“Taurus”60M	“Solar Tur- bines” США	4890	0,265	32,0	5250	0,262	32,2	11,5	26,3	12760	-	498	2890	3,57x1,68x x1,68

Примечания. Значения расхода воздуха, степени повышения давления в компрессоре, частоты вращения и температуры газов турбины приведены для режима номинальной мощности. Звездочкой (*) обозначены значения температуры газов на входе в силовую турбину.

1 – ГТД LM 500, LM 1600, LM 2500, LM 2500+, LM 5000, LM 6000 выпускаются также фирмами “Fiat Avio”, “Kvaerner Energy”, “Stewart and Stevevson”. Фирма MTI выпускает ГТД LM1600, LM2500; фирма “Fiat Avio” – LM 500, LM2500.

2 – ГТД 501-KF, 501-KF5 и 571-KF выпускаются также фирмой “Stewart and Stevevson”.

3 – ГТД FT8 выпускается также фирмой “Mitsubishi Heavy Industries”.

4 – ГТД с впрыском пара (система STIG – Steam injected gas turbine): $G_{п}=4,0$ кг/с; $t_{п}=404$ °С; $p_{п}=3,1$ МПа.

5 – ГТД с впрыском пара (система STIG): $G_{п}=6,3$ кг/с; $t_{п}=315$ °С; $p_{п}=2,4$ МПа.

6 – ГТД работает по циклу с промощаждением на частичных нагрузках.

7 – характеристики ГТД WR-21 при работе на частичных нагрузках.

8 – ГТД с реверсивной силовой турбиной.



Таблица 4.2 – Характеристики ГТУ, выпускаемых в Украине

Марка	Мощность, МВт	КПД, %
UGT-3000	3,36	31,0
UGT-6000	6,7	31,5
UGT-10000	10,78	36,0
UGT16000	16,3	31,0
UGT-15000	17,5	35,0
UGT-15000+	20,0	35,5
UGT-25000	26,7	36,5

5. ПЯТЫЙ РАЗДЕЛ КП

В разделе 5 приводится описание устройства и регламент технической эксплуатации систем ГГПА (ГТД) [14].

Топливные газовые системы для ГГПА МКП должны соответствовать требованиям МРС [15].к системам газообразного топлива и быть связанными с технологической схемой КЦ.

Топливные системы ГТД, ГТГ и ГГПА на жидком топливе также подчиняются требованиям МРС [15] и при использовании тяжелых газотурбинных топлив должны включать систему подготовки топлив [16].

В подразделе приводится краткое описание топливной системы, разрабатывается её эскиз со спецификацией, регламент ТОР (сроки проведения ТО и их объём) и порядок технического использования (подготовка к пуску, пуск, техническое использование при работе ГТД, остановка и ТО в резерве).

Для системы смазки приводится требования МРС [15]. краткое описание масляной системы (для ГГПА система смазки для ГТД выполняется с системой смазки ЦБН если они объединены), разрабатывается её эскиз со спецификацией, регламент ТОР (сроки проведения ТО и их объём) и порядок технического использования (подготовка к пуску, пуск, техническое использование при работе ГТД, остановка и ТО в резерве).

Для КВОУ описывается его устройство и система ТОР в условиях шторма и обледенения.

Для охлаждения ГТД должен быть выбран тип системы охлаждения корпуса, ротора, лопаток ГТД. Для воздухоприемных и газовыпускных устройств приводятся требования нормативных документов.

6. ШЕСТОЙ РАЗДЕЛ КП

В разделе 6 приводятся данные и схемы систем автоматизации ГТД и ГГПА и мероприятия по технической диагностике, разработанные для модернизируемого ГГПА, СГТД ГТД и др. в курсах «Автоматизация судовых энергетических установок»; «Техническая диагностика энергокомплексов специализированных судов»; «Автоматизация систем управления трубопроводным транспортом» для студентов специальности 7.100315 и «Техническая диагностика ГТЭК»; «Автоматизация судовых энергетических установок и систем управления» для студентов специальности 7.100302.

В разделе не нужно перечислять все методы, а остановиться на конкретных методах и устройствах конкретно применяемых к модернизируемому агрегату.

7. СЕДЬМОЙ РАЗДЕЛ КП

В разделе 7 курсового проекта в соответствии с нормами ЕСКД разрабатывается компоновка агрегатов в МО МКП, КЦ, укрытии, блок-боксе, машинном зале и МКО судна не менее, чем в двух проекциях в масштабе 1:25; 1:50: разрез по агрегату (ДП судна) и план машинного зала на листе формата А1. К листу обязательно разрабатывается спецификация, должны быть проставлены габаритные размеры.

Для модернизируемых узлов обязательная проработка в трех проекциях в виде выносов или видов по стрелкам.

Для судов обязательно выполнение требований Морского Регистра, для береговых сооружений соответствующих СНиПов.

В расчетно-пояснительной записке даются пояснения к чертежам и описываются системы обеспечения:

- обитаемости;
- противопожарных систем;
- грузоподъемные средства.

8. ВОСЬМОЙ РАЗДЕЛ КП

В разделе 8 приводятся мероприятия по охране окружающей среды, разработанные для модернизируемого агрегата в соответствии с требованиями МАРПОЛ 73/78 при эксплуатации специализированных судов и газонефтепроводов.

9. ВЫВОДЫ В КП

В выводах по результатам модернизации агрегата подводится итог проделанной работы и перечисляются предложения по дальнейшей работе в дипломном проекте.

10. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

В графическую часть проекта входят:

- конструктивные проработки модернизации агрегата на листе формата А1;
- конструктивные проработки вновь проектируемого узла агрегата на листе формата А1.

Графическая часть уточняется с руководителем курсового проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Расчет цикла ГТД [Электронный ресурс]. –Прикладная прогр. Разр. Очеретяный В.А., Слободянюк Л.И. (0,929 Мб). –Севастополь: Выч. центр каф. ЭМСС СевНТУ, 2009.
2. Расчет проточной части ГТД [Электронный ресурс].– Прикладная прогр. Разр. Очеретяный В.А., Слободянюк Л.И. (0,574 Мб). – Севастополь: Выч. центр каф. ЭМСС СевНТУ, 2007.
3. Слободянюк Л.И. Проектирование и САПР судовых ГТД. Методические указания, части 1, 2 /Л.И. Слободянюк. –Севастополь: КМУ СПИ, 1987. – 22, 28 с.
4. Шуровский В.А., Проклов И.А. и др. Технические решения по реконструкции и переоснащению газокompрессорных цехов/ В.А. Шуровский, И.А. Проклов и др.. –М.: ВНИИЭГазпром, Серия. Транспорт и хранение газа. – 51 с.
5. Поршаков Б.П. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций/П.Б. Поршаков. –М.: Недра, 1992. –271 с.
6. Юращик И.Л. Утилизация теплоты приводных газотурбинных установок /И.Л. Юращик, Л.Ф. Глущенко, А.С. Моторин. –К.: Техника, 1991.
7. Седых З.С. Эксплуатация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом/З.С. Седых - М.: Недра, 1989. –203 с.

8. Ревзин Б.С. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты /Б.С. Ревзин. –М.: Недра, 1986. –215 с.
9. Шварц В.А. Конструкция газотурбинных установок /В.А Шварц. –М.: Машиностроение, 1990. – 436 с.
10. Моверман Г.С. Ремонт импортных ГПА /Г.С. Моверман, И.И. Радчик. –М.: Недра, 1989. – 98 с.
11. РТМ 108.022.105-77. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты. Регламент технического обслуживания.
12. Временная инструкция по техническому обслуживанию ГГПА. Приложение к «Положению о ППР ГГПА». –М.: Газпром, 1980. –58 с.
13. Литошенко В.Н. Расчет оптимального эксплуатационно-ремонтного цикла ГГПА. Методические указания /В.Н. Литошенко. –Севастополь: КМУ СПИ, 1990. –8 с.
14. Слободянюк Л.И. Проектирование судовых газотурбинных двигателей/Л.И. Слободянюк. –К.: ИЗМН, 1996. –166 с.
15. Лисняк Ю.А.Техническая эксплуатация систем СЭУ. Учебное пособие/ Ю.А. Лисняк, В.Н. Литошенко. –Севастополь: Изд-во СевНТУ, 2005. –135 с.
16. 15. Правила классификации и постройки морских судов. Морской Регистр судоходства. –С-Пб.: Регистр России, 2001. – 843 с.
17. Артёмов Г.А.Совершенствование судовых газотурбинных установок/Г.А. Артёмов. –Л.: Судостроение, 1984. – 228 с.
18. Правила технической эксплуатации морских и речных судов. Газовые турбоагрегаты. КНД 31.2.002.-96.–43 с.

Приложение А

Таблица А.1 - Показатели альтернативных ГГПА [3]

Показатель	Т и п ГГПА, ГТД, год выпуска														
	ГПА-2,5	ГПУ-6 ДТ-71	ГТН-6У	ГПА-Ц-6,3 Д-336	ГПА-Ц-6,3Г НК-14ст	«Балтика» 10/12,5 г=0,83	ГПУ-16А ДН-90	ГПА-Ц-16А НК-38ст	ГПА-Ц-16АЛ НК-31ст	ГН-25-1	ГТН-25А	ГПА-Ц-25 НК-36ст	ГТК-10 ИР г=0,83	ГТН-25 ИР г=0,83	ДОН г=0,83
	1994	1993	1993	1993	1993	1993	1993	1996	1994	1991	1993				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ne, кВт	2500	6300	$\frac{6300}{8000}$	6300	$\frac{6300}{8000}$	$\frac{10000}{12500}$	16000	16000	16000	25000	25000	25000	8500	25000	6000
η_e , %	28,5	30,5	30,5	29	29/30	35,5	34	36,5	33,5	32	35	34,5	32,5	36,5	31,5
t_r , °C		950	$\frac{920}{1100}$	970	$\frac{900}{950}$	$\frac{1050}{1110}$	1070	1183	1167	1050	1177	1147	925	950	800
t_4 , °C		420	400	400	$\frac{403}{470}$	$\frac{395}{405}$	450	443	488	460	425	410	540	500	
π_k		14	12/12,5		97/10	11/12,1	19,5	25,9	19	13	25	23,1	7,1	8,2	
G_b , г/с		30,5	33	32,0	36,6/37	44/51,7	65	54,6	57,4	101,5	95	101,4	51	118,5	
$n_{гнд}$, об/мин		8200	8200	8200	8200	РСА 6500	5300	5300	5300	5700	5200	5000	РСА 6500	РСА 4670	РСА



Продолжение таблицы А.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Тип ЦБН		Н-196-1,45	Н-196-1,45	Н-196-1,45	Н-196-1,45	235-21-1	Н-16-76-1,44	Н-16-76-1,44	Н-16-76-1,44	650-22-2	650-22-2	650-22-2	PCL 802/24	PCL 1002/40	370-17-1
Q, млн.м ³ /сут	4,3	11	11/14, 5	11	11/14, 6	17,5	33	33	33	47	47	47	16,5 17,2	45	19,6
i ЦБН	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,5	1,5	1,5	1,5	1,44	1,5	1,5	1,5	1,5	1,24
η _п ЦБН, %	80	83	83	83	83	83	84	84	84	83	83	83	0,81	0,845	0,86
масло m _{ГТД} , Т	М+С 4,5	М+С 4,5	М+С (15)	М+С 1,5	М 3,7	М+С (50)	М+С 10,5	М+С 5,9	М+С 5	М (70)	М (35)	М+С 7	М 55	М 83	М
m _{ГПА} , Т	40*	80*	80	80*	80*	200*	170*	170*	170*	225	200*	190*	Регенер. 73,7	Регенер. 2x73,7	56
τ _{ср} ^{ГТД} замена тыс.ч	25	20	25	10	15	12	25	25	10-15	25	25	15	8,16	8,16	12
τ _{кр} ^{ГПА} , тыс.ч		25		30	30	25	25	25	25		25	25	30	30	25
τ _Σ ^{ГТД} , тыс. ч	40	40	100	30	50	50	40	45	30	100	50	30	100	100	100
τ _Σ ^{ГПА} , тыс. ч	75	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

*с контейнером, м а с л о: М - Т_п-22С минеральное для ЦБН; С - ИПМ-10 синтетическое для ГТД.

Таблица А.2 - Показатели высокоэффективных зарубежных ГГПА [3]

А - авиационная

П - промышленная

Пр - промышленная с регенерацией

Показатель	Тип ГГПА, марка ГГ, фирма, страна																	
	570-КС	571-КС	«Торнадо»	ТНМ 1203	PGT-10	Марс	ТНМ 1304	CW-182	GOB 3145	GT-60	GT-35 Юпитер	COB 2556	PGT-25	COB-6462	GT-71	Тип-10	CW-352	PGT-10
	А	А	П	Пр	П	П	Пр	Пр	А	А	П	А	А	А	А	П	Пр	Пр
	"Аллисон" США	"Аллисон" США	"Растон" Англия	"Испано-сюза" Франция	"Нуово Пиньоне" Италия	"Солар" США	"Испано-сюза" Франция	"Вестингауз" Канада	"Купер Роллс" США	"Дрессер Ренд" США LM-1600	"Сталь" Швеция	"Купер Роллс" США Эйвон	"Нуово Пиньоне" Италия LM-2500	"Купер Роллс" США RB-211	"Нуово Пиньоне" Италия LM-5000	"Зульцер" Швейцария	"Вестингауз" Канада	"Нуово Пиньоне" Италия
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Ne, кВт	4880	5910	6340	5400	7500 10500	9400	9450	9900	12550	12380	16700	15550	22000	26100	33930	22600	26600	7500-10500
η_e, %	29,6	33	31,5	33	32-34	33,1	35,5	37,4	34,3	35,3	32,6	30,4	36,9	37,3	37,7	33,8	38	36
t_r, °C	1138	1158	1000	905	1070	1057	1000	1010	988	1193	835	921	1200	1164	1199	1100	1010	1070
t_4, °C	565	534	470	-	465	465	-	340	404	485	368	468	513	465	417	517	365	-
π_k	12,1	12,7	12	7,6	14	15,7	10	7,2	19	21,5	12	9	18	20	31,3	13,6	7,3	14
G_b, кг/с	18,6	20	27,2	34	41	38,1	45,6	46	57	43,5	91,5	77,1	66,7	90	130,5	78	97	41



Продолжение таблицы А.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
n_{гвд}, об/мин	-	15000	-	-	11000	10780	11700	-	5220	-	6945 5535	7550	9170	-	-	9770	-	11000
n_{гид}, об/мин	1150 0	11500	10000	7800	8400	9500	8000	7250	6350	6800	6000	4950	6500	4800	4000	7700	5000	8400
Тип масла	С+М	С+М	М	М	М	М	М	М	С+ + М	С+ + М	М	С+М	С+М	С+М	С+М	М	М	М
Тип ЦБН				70	802	601	708			244			802	288			62	802
Q, млн.м³ сут				15,6	17,6		23,7		24,7	21		24,6	33,9	36,5			37,6	17,6
P_{гв}, МПа				5,67	7,55	12,1	5,67		7,7	7,55		7,7	7,64	7,65			7,59	7,55
i_{ЦБН}				1,244	1,48	1,5	1,244		1,55	1,48		1,585	1,5				1,51	1,48
η_п ЦБН, %				0,85	0,832	-	0,84		0,81	0,822		0,81	0,832	0,832			0,842	0,832
m_{гтд} + + m_{рег}, Т			39,7	25	31	27,2	28	59+ + 41	21,8	20,4	50,6	77,2	43,5	82,2	34,5	30	97,3+ +81,8	31+ +27
m_{ЦБН}, Т			21	9,9	43	17,6	16,7	40	34,8	40		43,4	43	50			35,3	43
m ГПА без кон- тейнера, Т			60,7		74	54,8		140	56,6	60,4		120,6	90- 100	132,2			214,4	101
	С - синтетическое ИПМ-10 - синтетическое для ГТД М - минеральное Т _п -22С - минеральное для ЦБН																	



Таблица А.3 - Показатели серийных ГГПА [3]

Показатель	Тип ГГПА, фирма, год													
	ГТ-750-6 НЗЛ	ГТ-6-750 УТМЗ 1976	ГТН-6 УТМЗ 1975	ГПА-Ц-6,3 СМ НПО 1975	ГТК-10-4 НЗЛ 1969	ГТНР-10 НЗЛ 1989	ГПУ-10 ПО «Заря» 1979	ГПУ-16 ПО «Заря» 1988	ГТН-16 УТМЗ 1982	ГПА-Ц-16 СМ НПО 1982	ГТН-25 НЗЛ 1983	ГТК-10И	ГТН-25И	«Кобер-ра» 182
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ne, кВт	6000	6000	6300	6300	10000	10000	10000	16000	16000	16000	25000	9700	25000	12900
η_e , %	27	24	24	24	29	32,5	27,5	30	29	27,5	28,1	26,2	27,2	28,1
t_r , °C	750	760	760	710	780	830	785	862	920	794	900	925	950	837
π_k	4,6	6,2	6	8,9	4,4	4,6	10,3	12,7	11,5	9,7	12,5	7,1	8,2	9
t_4 , °C	476	415	415	410	495		385			380	385	540	500	411
$n_{ТВД}$	5200	6200	6200	8200	5200		5620 7660		6900	5244 6874	4340 5050	7100	5100 4670	7500
$n_{ТНД}$	5300	6150	6150	8200	4800		3500	4800- 5300	6500	5300	3700	6500	4670	5000
$G_{в}$, кг/с	58,2	45,5	45,5	56	86,2		80,2		89	102	175	51	118,5	76
r	0,66	0	0	0	0,7	0,83	0	0	0	0	0	0	0	0
Тип масла	T _п -22C	T _п -22C	T _п -22C	T _п -22C	T _п -22C	T _п -22C	T _п -22C	ИПМ-10 T _п -22C	T _п -22C	T _п -22C	T _п -22C	T _п -22C	T _п -22C	T _п -22C



Продолжение таблицы А.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Тип ЦБН	370-14-1 370-17-1	Н-300-1,23	Н-300-1-1,23	Н-196-1,45	235-21-1 370-18-1	235-21-1 370-18-1	235-21-1 370-18-1	Н-16-76-1,44	Н-16-76-1,44	Н-16-76-1,44	650-22-2	PCL 802/24	PCL 1002/40	ЧВВ-30
Q, млн.м³/сут	19,5 19,8	19	20	10,7	19,6 37	19,6 37	19,6 37	33,3	31	33,25	47	16,5 17,2	45	21,8
i_{ЦБН}	1,25	1,25	1,24	1,45	1,44 1,23	1,44 1,23	1,44 1,23	1,44	1,44	1,44	1,5	1,5	1,5	1,5
η_п ЦБН	0,86	0,83	0,84	0,82	0,83 0,85	0,83 0,85	0,83 0,85	0,83	0,83	0,83	0,84	0,81	0,845	0,82
m_{ГТУ}, т	96	46,5	50	23	56		25	15	58	7,8	116	63	92	43,8
m_{ГПА}, т	118	66,5	128	73*	220	270	105	170*	206	170*	284	106*	167	80
τ_Σ ГПА, тыс.ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
τ_Σ ГТД, тыс.ч	100	100	100	30	100	100	40	40	100	30	100	100	100	20
* с контейнером														



Приложение Б

Таблица Б.1 - Эффективные КПД (числитель) и оптимальные степени сжатия ГГПА (знаменатель) [4]

Тип тепловой схемы	$t_r, ^\circ\text{C}$						
	750	800	850	900	950	1000	1100
Простая	$\frac{25-26}{9}$	$\frac{26-28}{10}$	$\frac{28-29}{11}$	$\frac{29-30}{12}$	$\frac{30-32}{14}$	$\frac{32-33}{15}$	$\frac{33-35}{18}$
Регенеративная $r = 0,75$	$\frac{29-30}{5}$	$\frac{31-33}{5}$	$\frac{33-34}{6}$	$\frac{34-35}{6}$	$\frac{35-36}{7}$	$\frac{36-37}{7}$	$\frac{39-40}{8}$
Промохлаждение воздуха	$\frac{26-27}{16}$	$\frac{27-28}{16}$	$\frac{29-30}{17}$	$\frac{30-31}{18}$	$\frac{32-33}{19}$	$\frac{33-34}{20}$	$\frac{35-37}{24}$
Промохлаждение воздуха и регене- рация $r = 0,75$	$\frac{29-30}{6}$	$\frac{30-31}{7}$	$\frac{32-33}{8}$	$\frac{33-34}{8}$	$\frac{34-35}{9}$	$\frac{36-37}{10}$	$\frac{38-40}{12}$
Промежуточный подогрев газа и регенерация $r = 0,75$	$\frac{26-27}{5-6}$	$\frac{28-29}{7}$	$\frac{30-31}{7}$	$\frac{31-32}{8}$	$\frac{33-34}{8}$	$\frac{35-36}{9}$	$\frac{38-40}{11}$
Промежуточное охлаждение воз- духа, подогрев га- за и регенерация $r = 0,75$	$\frac{33-34}{9}$	$\frac{34-35}{10}$	$\frac{35-36}{11}$	$\frac{36-38}{12}$	$\frac{39-40}{13}$	$\frac{40-42}{15}$	$\frac{44-46}{18}$
Энергетический ТУК	$\frac{33-34}{9}$	$\frac{34-35}{10}$	$\frac{35-36}{12}$	$\frac{36-37}{12}$	$\frac{38-39}{14}$	$\frac{39-40}{15}$	$\frac{41-42}{18}$
Промежуточный подогрев газа	$\frac{27-28}{20}$	$\frac{29-30}{21}$	$\frac{31-32}{21}$	$\frac{33-34}{22}$	$\frac{34-35}{23}$	$\frac{36-37}{24}$	$\frac{41-42}{27}$



Приложение В

Таблица В.1 - Параметры и виды рабочих сред в конденсаторах ТУК

Показатель	Охлаждающая жидкость											
	Забортная и циркуляционная вода					Теплосеть		Воздух				
$t_{\text{охл}}, ^\circ\text{C}$	2	5	15	24	30	50-60	50-60					
$t_{\text{х}}, ^\circ\text{C}$	10	13	23	32	38	133,5	152	40	46	52	58	68
$P_{\text{х}}, \text{МПа}$	0,0012	0,0015	0,0028	0,0048	0,0066	0,3	0,5	0,0074	0,01	0,0135	0,0181	0,0273



Приложение Д

Бланк задания на курсовой проект

З А Д А Н И Е

**на курсовой проект «Техническая эксплуатация ГЭУ ТСОШ»
по дисциплине «Техническая эксплуатация газотурбинных
энергетических установок ТСОШ»**

Выдано _____ студенту группы ЭД _____

Исходные данные: по теме ДП

С о д е р ж а н и е:

Введение

- 1 Системные требования отрасли к показателям надежности и экономичности агрегата в реальных условиях эксплуатации. Выбор направления модернизации.
- 2 Многовариантное исследование на ЭВМ характеристик тепловых схем и параметров рабочих сред функционирования агрегата. Обоснование проектного варианта. Разработка таблицы параметров функционирования агрегата.
- 3 Многовариантный габаритно-прочностной расчет проточной части агрегата. Расчетно-конструктивная проработка модернизированных элементов агрегата.
- 4 Техническая эксплуатация агрегата. Типовые отказы и методы их устранения. Метод TOP. Регламенты TOP и их содержание. Разработка оптимального ЭРЦ.
- 5 Техническая эксплуатация систем агрегата (топливной, масляной, КВОУ, циркуляционной, конденсатно-питательной – по выбору руководителя КП)
- 6 Разработка принципиальных схем автоматизации и технической диагностики агрегата.
- 7 Компоновка агрегата в энергетическом отсеке.
- 8 Разработка мероприятий по предотвращению загрязнений окружающей среды при эксплуатации агрегата.

Выводы по результатам модернизации и выработка предложений для продолжения работы в КП и ДП.

Библиография.

Графическая часть:

- Конструктивные проработки модернизации агрегата на листе формата А1.
- Конструктивные проработки модернизированного узла или системы на листе формата А1.
- Компоновка агрегата в энергетическом отсеке в двух проекциях на листе формата А1.
- ЭРЦ на листе формата А2.

Задание выдал _____ Задание принял _____