ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА, 2025, № 9, с. 5–15

ПАРОТУРБИННЫЕ, ГАЗОТУРБИННЫЕ, ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ И ИХ ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОНДЕНСАТОРА ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ

© 2025 г. А. Г. Шемпелев[a], Д. М. Суворов[a, *]

[a] Вятский государственный университет, Московская ул., д. 36, г. Киров, 610000 Россия

**e-mail: dmilar@mail.ru*

Поступила в редакцию 07.02.2025 г.
После доработки 07.04.2025 г.
Принята к публикации 24.04.2025 г.

Разработан программный комплекс для оценки эффективности эксплуатации конденсатора паровой турбины на базе его математической модели, в которой учитывается взаимодействие конденсатора и основного эжектора. Программный комплекс выполняет ряд важнейших функций по диагностике конденсационных установок, в том числе производит распределение по значимости факторов, влияющих на повышение давления в конденсаторе по сравнению с нормативным значением, а также определяет снижение электрической мощности вследствие отклонения каждого из факторов от нормативных значений. Его отличительной особенностью является учет взаимодействия конденсаторов и основных эжекторов в широком диапазоне паровых нагрузок и присосов воздуха в вакуумную систему и влияния этого взаимодействия на технико-экономические показатели турбоустановок. Установлено, что, согласно результатам проведенного сопоставления расчетных данных с нормативными (т.е. верификации), точность расчета по математическим моделям является более чем достаточной для решения задач эксплуатационной диагностики данной конденсационной установки. Программный комплекс позволяет осуществить анализ эффективности эксплуатации конденсатора паротурбинной установки, выявить основные причины ухудшения показателей его работы, предусмотреть мероприятия по устранению обнаруженных недостатков и наладке наиболее эффективных режимов эксплуатации конденсаторов. Используя программный комплекс, можно построить нормативные и фактические характеристики конденсатора во всем реально допустимом диапазоне влияющих параметров, провести диагностику состояния теплообменной поверхности конденсаторов любых паротурбинных установок ТЭЦ при задании необходимых и достаточных исходных данных по конструктивным параметрам конденсаторов и эжекторов и после выполнения верификации.

Ключевые слова: паротурбинная установка, мониторинг состояния, конденсатор, эжектор, диагностика, математическая модель, эффективность, программный комплекс, верификация

DOI: 10.56304/S0040363625700985

Одна из задач современной энергетики – разработка и внедрение диагностических систем мониторинга состояния оборудования в реальном времени. Применение таких систем для паротурбинных установок (ПТУ) позволяет выполнять их качественное обслуживание и ремонт, повышать надежность и эффективность эксплуатации оборудования.

Большинство диагностических систем конденсационных установок (КУ) [1–3] содержат базы данных (свидетельств неисправностей) и знаний (гипотез неисправностей), составленные, например, с использованием нормативно-технических документов и литературных источников [4–8]. Однако не для всех имеющихся свидетельств можно подобрать соответствующую гипотезу, позволяющую однозначно выявить причину неисправности и оценить степень ее влияния на показатели эффективности КУ.

Одним из недостатков современных систем мониторинга является отсутствие возможности выбрать обоснованные режимы эксплуатации турбоустановок при технических и сезонных ограничениях располагаемой электрической мощности ТЭЦ, приводящих к недовыработке электрической энергии. В то же время для паровых теплофикационных турбин типа ПТ при сокращении потребления пара производственного отбора или полном его отсутствии возникает необходимость обеспечить повышенный пропуск пара в конденсатор. Такая проблема характерна, например, для ТЭЦ, принадлежащих крупным

металлургическим и химическим предприятиям. При необходимости круглогодичной выработки максимального количества электрической энергии требуется эксплуатация турбоустановок типа ПТ в конденсационном режиме. Основной проблемой при этом является ограничение мощности по давлению в конденсаторе [9–12].

В инструкциях по эксплуатации большинства турбоустановок обычно указано предельно допустимое абсолютное давление в конденсаторе в эксплуатационных условиях 12 кПа. Для турбоагрегатов среднего давления и при ухудшенном вакууме возможны и другие ограничивающие значения давления отработавшего пара. Выбор этого параметра связан с обеспечением надежной работы турбинных ступеней и основных эжекторов, а также термомеханическим состоянием части низкого давления турбины [13, 14].

Ограничения мощности могут возникнуть вследствие несоответствия параметров циркуляционной системы (расхода и температуры охлаждающей воды) конденсационным нагрузкам турбоагрегатов [15–17] или ухудшения характеристик конденсатора и основных эжекторов в процессе эксплуатации [18–23].

Ограничение мощности по давлению в конденсаторе может быть установлено в рамках систем мониторинга состояния оборудования низкопотенциального комплекса и его диагностики. Этой проблеме посвящен ряд работ, в которых рассматриваются причины отклонения отмеченных ранее параметров и их влияние на располагаемую мощность турбоустановки [24, 25]. К настоящему времени разработаны различные системы мониторинга, которые могут быть встроены в систему автоматизированного управления технологическим процессом [24–28]. При использовании таких систем предполагается в том числе и решение постоперативных задач, включающих в себя диагностирование состояния вспомогательного оборудования, и технико-экономических задач [9, 27, 29].

Одно из центральных мест в системах диагностики состояния оборудования занимают применяемые в них математические модели, в частности математические модели конденсаторов, в которых предусматриваются цифровые алгоритмы определения дефекта [28, 30]. От типа алгоритма зависит степень определенности выявляемого дефекта [31]. Анализ опубликованных результатов исследований, выполненных с помощью математических моделей конденсаторов ПТУ, позволил установить, что в них отсутствуют данные по оценке взаимодействия режимов работы конденсаторов и основных эжекторов в широком диапазоне паровых нагрузок и присосов воздуха в вакуумную систему турбоустановки.

Целью настоящей работы является разработка программного комплекса для оценки эффективности эксплуатации конденсатора паровой турбины на базе его математической модели, учитывающей влияние взаимодействия конденсатора и основного эжектора на технико-экономические показатели турбоустановки. Главная задача разработки программного комплекса – обеспечить выполнение им следующих функций:

распределение по значимости факторов, влияющих на повышение давления в конденсаторе по сравнению с нормативным значением;

определение недовыработки электрической энергии (вследствие уменьшения электрической мощности) при отклонении каждого из факторов от нормативных значений и их суммарного влияния на снижение мощности;

представление в графической форме фактических и нормативных характеристик конденсатора по заданным значениям расхода и температуры охлаждающей воды и расхода пара в конденсатор.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве рабочей методики расчета конденсаторов ПТУ в данной работе использована модернизированная в Вятском государственном университете методика Всероссийского теплотехнического института (базовая методика), позволяющая учесть влияние присосов воздуха на давление пара в конденсаторе путем расчета парциального давления воздуха в его паровом пространстве [32, 33]. На основе этой методики разработана математическая модель конденсатора, реализованная в специальной программе. Особенностью предложенной авторами модели является ее универсальность, т.е. пригодность для расчета любого конденсатора после соответствующей адаптации к конкретным геометрическим характеристикам конденсатора и основного эжектора, номинальным тепловым нагрузкам, диапазонам изменения рабочих значений расхода пара в конденсатор и изменений расходов и начальных температур охлаждающей воды.

Адаптация математической модели конденсатора к его нормативным характеристикам, представленным в графическом виде, производится по давлению в одной точке характеристики, соответствующей номинальному расходу пара в конденсатор при расчетных значениях температуры охлаждающей воды и ее расхода, путем подбора нормативного значения коэффициента чистоты в формуле Бермана $a_н$ для исходных данных поверочного расчета. При этом присосы воздуха в вакуумную систему принимаются равными нормативным или значениям в нормативной характеристике. Полученная таким образом адапти-

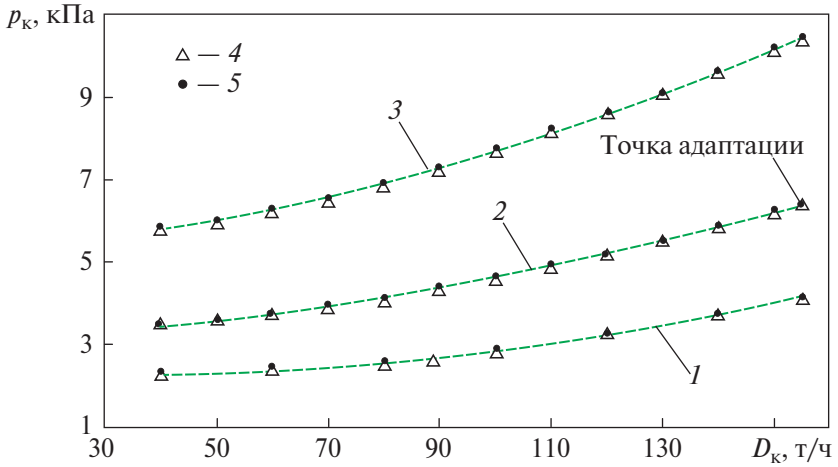


Рис. 1. Сопоставление расчетных и нормативных характеристик конденсатора 50КЦС-4 при расходе охлаждающей воды 8000 т/ч, присосах воздуха в вакуумную систему 18.75 кг/ч, $a_н = 0.8$.
$t_{1в}$, °С: *1* – 10; *2* – 20; *3* – 30; *4* – данные по расчетным характеристикам; *5* – данные по нормативным характеристикам

рованная модель с нормативным значением $a_н$ может быть использована для поверочных расчетов с целью получить нормативные данные при измеренных значениях температур охлаждающей воды и ее расхода (либо указанных температур и расхода пара в конденсатор) и сравнить их с фактическими данными. В рамках программного комплекса подстановка таких измеренных значений происходит автоматически. Фактические данные параметров конденсации получают путем подстановки результатов непосредственных измерений в расчетную модель с заданным значением коэффициента чистоты в формуле Бермана $a_г$, учитывающим наличие только загрязнений (грязи) на поверхностях теплообмена, которое может быть получено автоматически при обработке результатов периодических испытаний.

Такие адаптации проводились авторами для турбоустановок Т-50-12.8 с конденсатором К2-3000-2, Т-110/120-12.8 с конденсатором КГ2-6200-III, Т-185-12.8 с конденсатором КГ2-12000-1, ПТ-60/65-12.8/1.3 с конденсатором 60КЦС-4, ПТ-80/100-12.8/1.3 с конденсатором 80КЦС, турбины Т-250/300-23.5 с конденсатором К-14000, турбины К-500-23.5-2 с конденсатором К-11520 и ряда других. Все адаптированные модели прошли верификацию (валидацию) на основе нормативных характеристик соответствующих конденсаторов и зависимостей, полученных при обработке результатов периодических и исследовательских испытаний.

В качестве примера на рис. 1 показаны нормативные характеристики конденсатора 50КЦ турбоустановки ПТ-60/65-12.8/1.3 и расчетные значения давления в конденсаторе $p_к$ в зависимости от расхода пара в него $D_к$ при различной температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор $t_{1в}$. За точку адаптации принята точка на нормативной характеристике при $D_к = 155$ т/ч и $p_к = 6.4$ кПа. После адаптации математической модели к конденсатору данного типа в результате анализа по предельным режимам значение коэффициента чистоты составило $a_н = 0.8$, присосы воздуха в вакуумную систему турбоустановки – 18.75 кг/ч. На основании полученных данных были выполнены расчеты конденсатора в переменных режимах для верификации адаптированной модели. Верификацию проводили при температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор 30, 20 и 10°С.

По результатам проведенного сопоставления расчетных данных с нормативными можно сделать следующие выводы:

точность расчета по математической модели является более чем достаточной для решения задач эксплуатационной диагностики указанной конденсационной установки;

на практике точность получаемых при использовании математической модели результатов будет зависеть, в первую очередь, от точности измерений и правильности ввода (с учетом размерности) необходимых параметров, в частности давления в конденсаторе.

После верификации модели, адаптированные к конденсаторам конкретной ТЭС, могут быть реализованы в составе программного комплекса. В этом случае исходные данные для расчета конденсаторов автоматически используются в двух вариантах, первый из которых обеспечивает получение нормативных характеристик, а второй – фактических.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОНДЕНСАТОРА ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ

Разработанный программный комплекс применяется для обработки результатов периодического контроля интенсивности загрязнения трубок конденсатора согласно [4] не реже чем через каждые 10 дней при расходах пара в конденсатор не менее 70% номинального. При обработке данных контроля с помощью программного комплекса определяется коэффициент $a_г$, значение которого и динамика его изменения во времени служат показателями необходимости обследования поверхности нагрева конденсатора со стороны охлаждающей воды. При анализе результатов текущего ежедневного контроля этот коэффициент используется для развернутой оценки параметров, характеризующих эффективность эксплуатации конденсатора.

С помощью программного комплекса производится оценка эффективности путем задания исходных данных (на выбор пользователя) по расходам пара на турбину и в производственный отбор или по расходу охлаждающей циркуляционной воды (в зависимости от того, что более точно, по мнению пользователя, измеряется). При желании диагностика одного и того же режима может быть выполнена при задании исходных данных сначала одним способом, а затем другим и результаты сопоставлены между собой.

Разработанный программный комплекс представлен единым интерфейсом, состоящим из восьми вкладок, и может быть использован при обработке данных эксплуатационного контроля за работой конденсационной установки в автоматическом режиме (при ручном вводе данных) путем сравнения измеренного в условиях эксплуатации фактического давления пара в конденсаторе с определенным при тех же параметрах (паровой нагрузке конденсатора, расходе и температуре охлаждающей воды) нормативным давлением пара в конденсаторе, а также путем сопоставления фактического температурного напора конденсатора с нормативным (вкладки “Выбор конденсатора”, “Исходные данные”, “Коэффициент чистоты $a_ф$”, “Таблица 1”). Кроме того, обеспечивается определение максимально допустимой температуры циркуляционной воды на входе в конденсатор, соответствующей максимально допустимому давлению в нем. Эта температура фиксируется во вкладке “Таблица 1”, в которой также указаны расчетное значение расхода пара, соответствующее исходным данным, и оценка состояния поверхностей теплообмена по критерию $\beta_ф$, представляющему собой отношение фактического коэффициента теплопередачи к нормативному.

В качестве примера применения данного комплекса на вкладках, показанных на рис. 2–10, приведены результаты оценки эффективности работы конденсатора КП-1650-3 турбоустановки № 3 одной из промышленных ТЭЦ.

На первой вкладке “Выбор конденсатора” (см. рис. 2) представлены данные, необходимые для поверочного расчета конденсатора в нормативных и фактических режимах, которые будут автоматически откорректированы в таблице после заполнения окна “Исходные данные”. В этой вкладке может быть произведен расчет нормативных и фактических характеристик конденсатора в соответствии с исходными данными, содержащимися в окне “Исходные данные”.

Вторая вкладка “Исходные данные” (см. рис. 3) предназначена для ввода данных, полученных в результате текущего контроля состояния конденсатора, или данных, вводимых пользователем для исследования переменных режимов работы конденсатора выбранного типа. Ввод исходных данных производится в соответствующие ячейки рабочего поля вкладки.

Третья вкладка “Коэффициент чистоты $a_ф$” (см. рис. 4) предназначена для определения фактического коэффициента чистоты поверхностей теплообмена $a_ф$, представляющего собой отношение коэффициента теплопередачи $k_ф$, вычисленного на основании исходных данных, и коэффициента теплопередачи чистого конденсатора $k_ч$, рассчитанного при $a = 1$ (здесь a – коэффициент чистоты в формуле Бермана).

В окне вкладки указано значение коэффициента чистоты $a_г$, учитывающего наличие только загрязнений (грязи) на поверхностях теплообмена, полученное путем исключения присосов воздуха и количества заглушенных трубок, а также приведены значения критерия чистоты поверхностей теплообмена $\beta_ф$.

Таблица четвертой вкладки “Таблица 1” (см. рис. 5) составляется автоматически на основе результатов поверочных расчетов конденсатора с учетом раздельного влияния каждого из факторов, определяющих давление в конденсаторе. В таблице представлены расчетные значения давления, температуры насыщения при этом давлении и недогрева до температуры насыщения в конденсаторе нарастающим итогом от нормативных до фактических.

Таблица пятой вкладки “Таблица 2” (см. рис. 6) составлена на основе данных, представленных в “Таблице 1”, и позволяет установить распределение по значимости факторов, влияющих на повышение давления в конденсаторе по сравнению с нормативными значениями, а также по значению недогрева и уменьшению электрической мощности (на рис. 6 снижение электрической

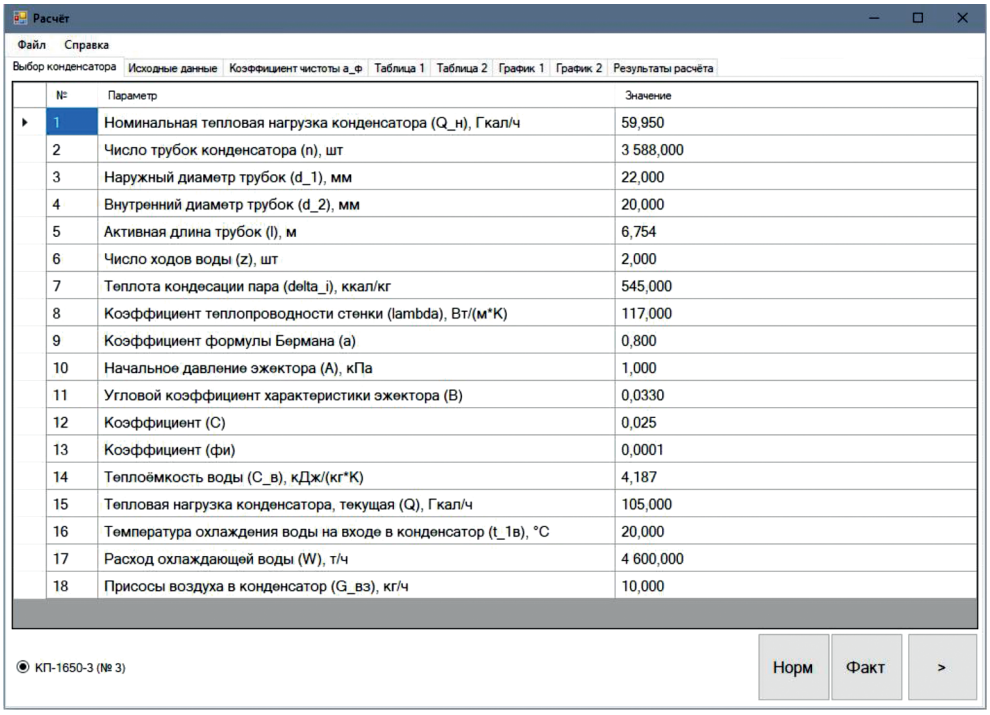


Рис. 2. Вкладка “Выбор конденсатора”

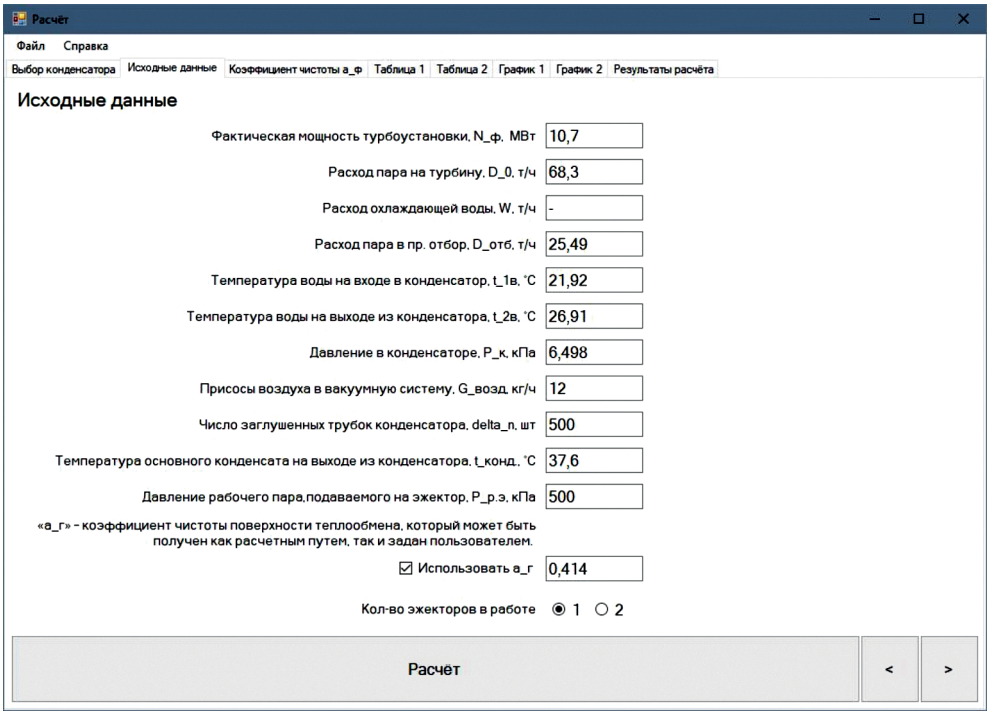


Рис. 3. Вкладка “Исходные данные”

мощности охарактеризовано широко применяемым на производстве и в технической документации термином “недовыработка”). Уменьшение мощности в этом режиме рассчитывается по отклонению давления в конденсаторе от нормативного и затем распределяется по отдельным факторам в зависимости от прироста давления в конденсаторе под влиянием каждого из них.

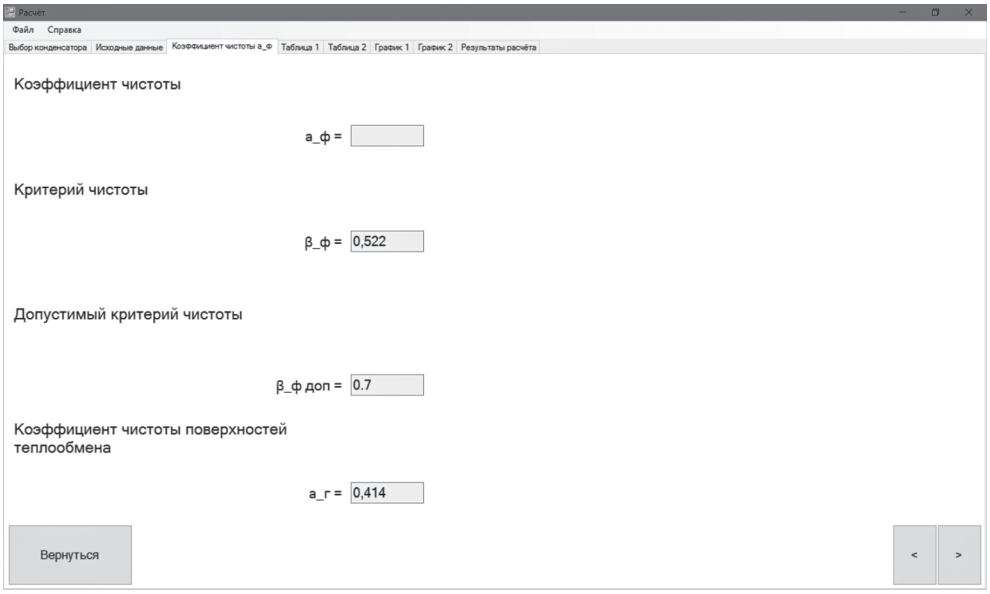
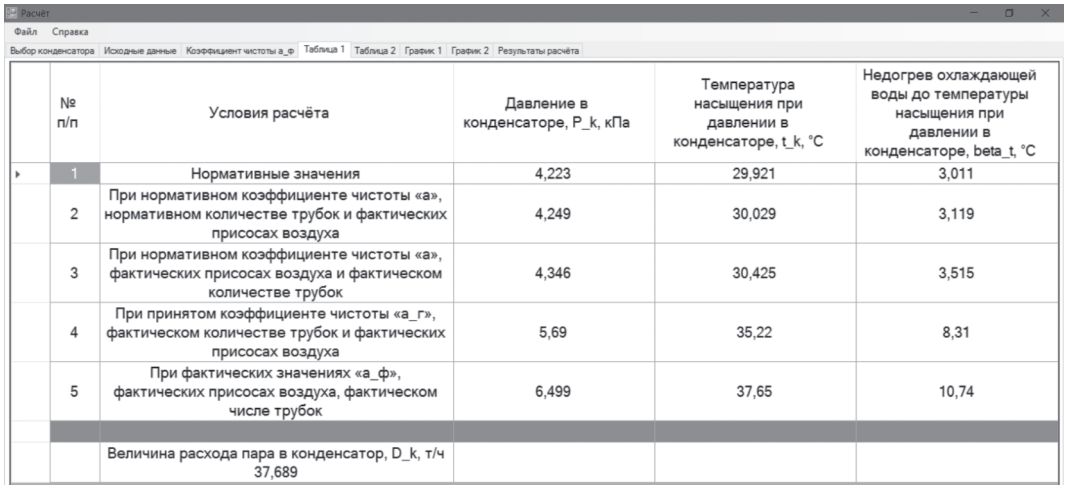
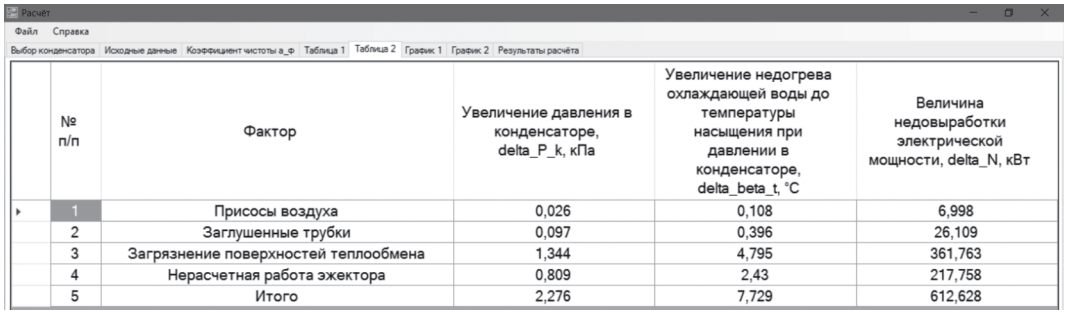


Рис. 4. Вкладка “Коэффициент чистоты $a_ф$”



№ п/п	Условия расчёта	Давление в конденсаторе, P_k, кПа	Температура насыщения при давлении в конденсаторе, t_k, °C	Недогрев охлаждающей воды до температуры насыщения при давлении в конденсаторе, beta_t, °C
1	Нормативные значения	4,223	29,921	3,011
2	При нормативном коэффициенте чистоты «a», нормативном количестве трубок и фактических присосах воздуха	4,249	30,029	3,119
3	При нормативном коэффициенте чистоты «a», фактических присосах воздуха и фактическом количестве трубок	4,346	30,425	3,515
4	При принятом коэффициенте чистоты «a_г», фактическом количестве трубок и фактических присосах воздуха	5,69	35,22	8,31
5	При фактических значениях «a_ф», фактических присосах воздуха, фактическом числе трубок	6,499	37,65	10,74
	Величина расхода пара в конденсатор, D_k, т/ч 37,689			

Рис. 5. Вкладка “Таблица 1”



№ п/п	Фактор	Увеличение давления в конденсаторе, delta_P_k, кПа	Увеличение недогрева охлаждающей воды до температуры насыщения при давлении в конденсаторе, delta_beta_t, °C	Величина недовыработки электрической мощности, delta_N, кВт
1	Присосы воздуха	0,026	0,108	6,998
2	Заглушенные трубки	0,097	0,396	26,109
3	Загрязнение поверхностей теплообмена	1,344	4,795	361,763
4	Нерасчетная работа эжектора	0,809	2,43	217,758
5	Итого	2,276	7,729	612,628

Рис. 6. Вкладка “Таблица 2”

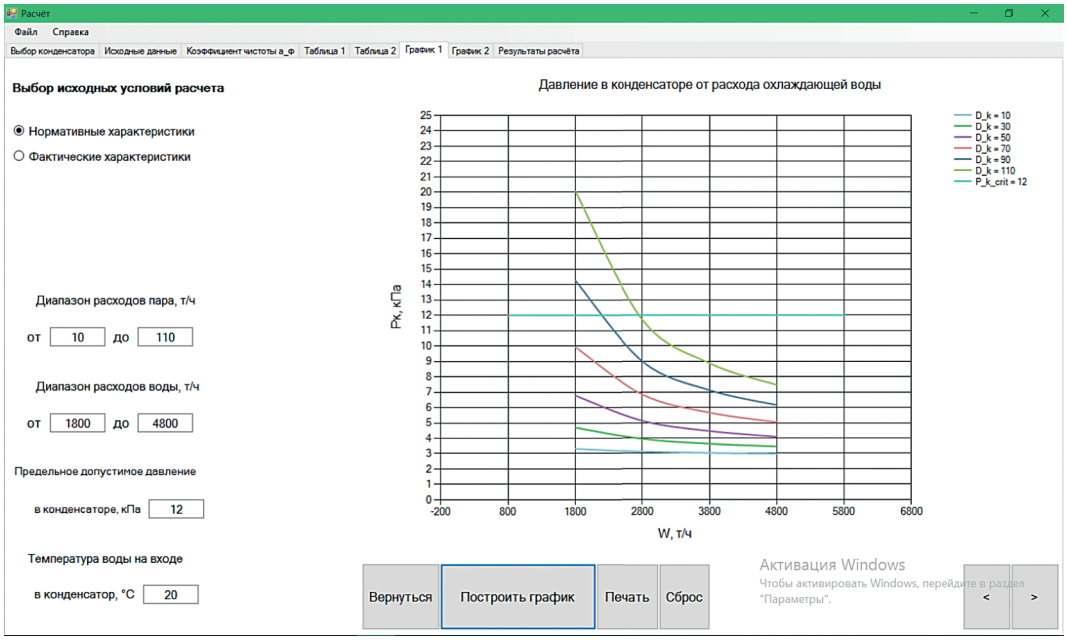


Рис. 7. Вкладка “График 1” при нормативных значениях $a_г$, присосов воздуха и количества трубок

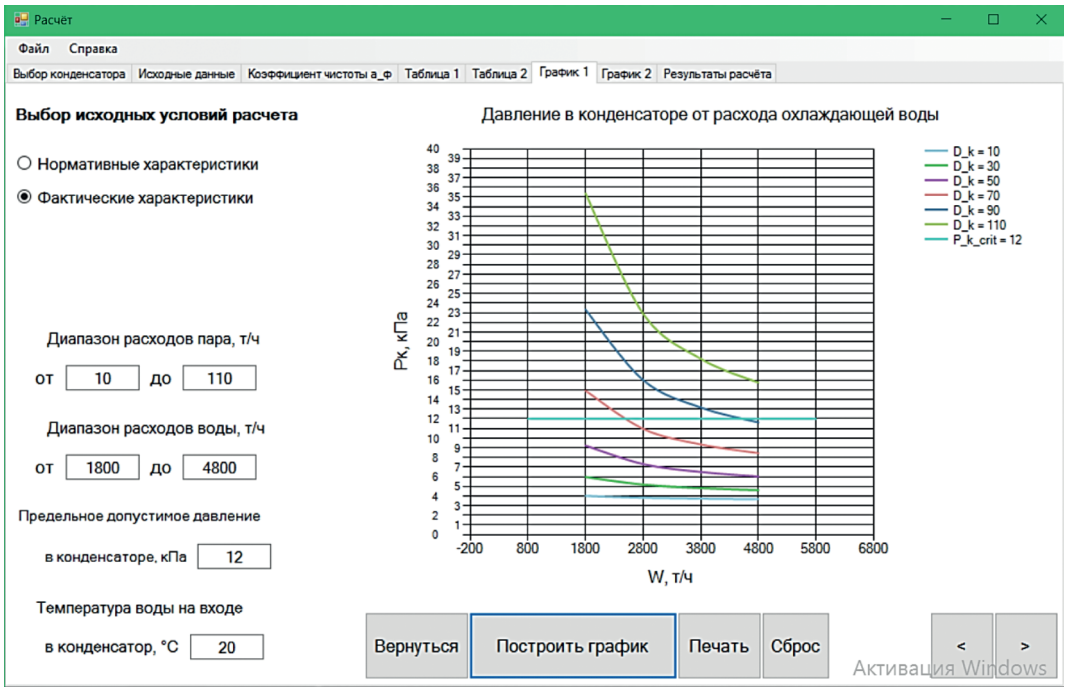


Рис. 8. Вкладка “График 1” при фактических значениях $a_г$, присосов воздуха и количества трубок

Общее уменьшение электрической мощности для каждого режима вычисляется путем использования заложенных в программном комплексе поправок к мощности на отклонение давления в конденсаторе от нормативного значения. Такие поправки в зависимости от влияющих факторов действительно определяются типоразмером турбины, содержатся в документации заводов-изготовителей и прилагаются к каждой турбине, а для использования в составе программного комплекса они аппроксимируются (оцифровываются). Использование данных “Таблицы 2” позволяет выявить основные причины повышенных давлений в конденсаторе и разработать мероприятия по их устранению.

Шестая вкладка “График 1” (см. рис. 7, 8) предназначена для определения расходов охла-

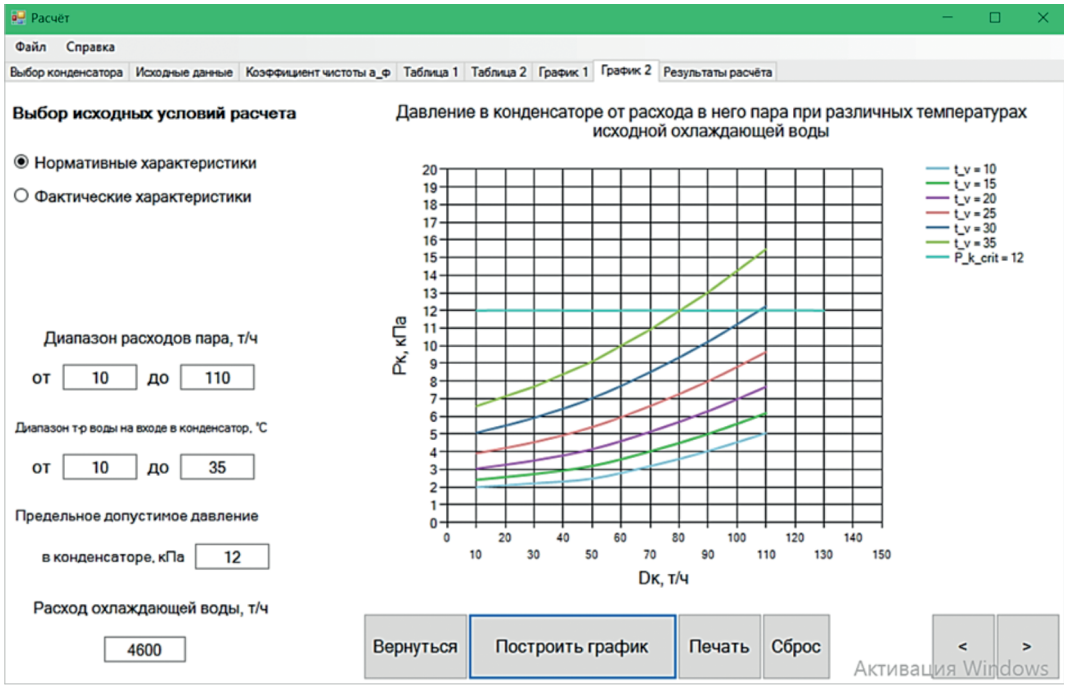


Рис. 9. Вкладка “График 2” при нормативных значениях $a_г$, присосов воздуха и количества трубок

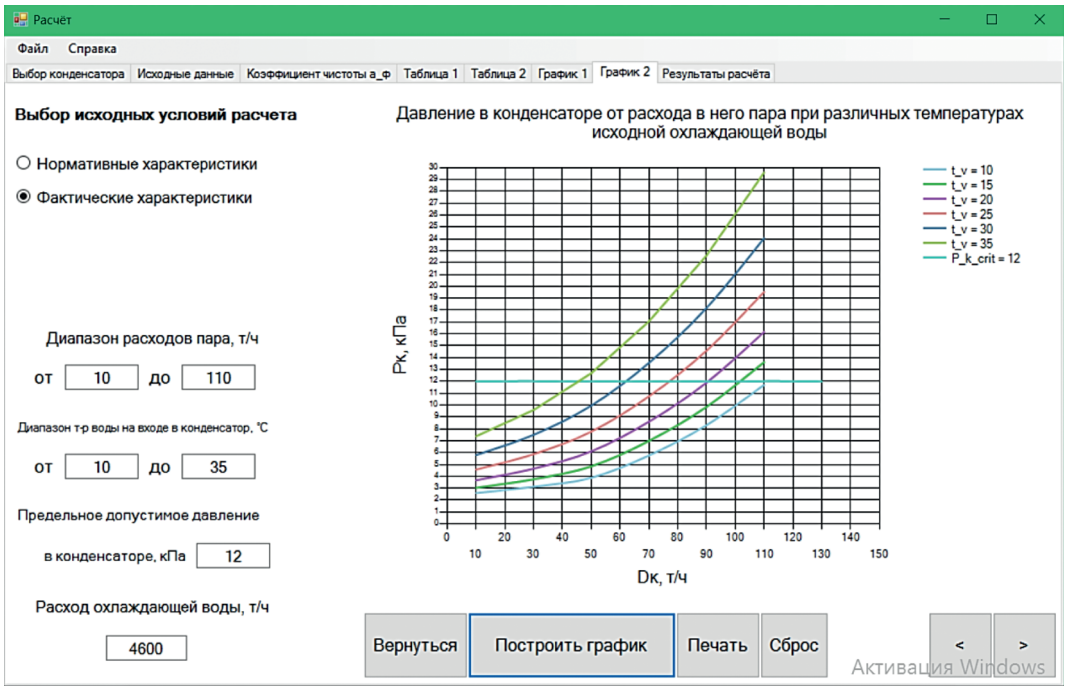


Рис. 10. Вкладка “График 2” при фактических значениях $a_г$, присосов воздуха и количества трубок

ждающей воды через конденсатор, обеспечивающих безопасную эксплуатацию турбоустановки и минимизацию снижения электрической мощности. Выбор этих расходов производится путем автоматического построения графических зависимостей давления в конденсаторе от расхода охлаждающей воды при различных расходах пара в конденсатор и построения линий постоянного допустимого давления при температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор, указанной во вкладке “Исходные данные”.

С помощью седьмой вкладки “График 2” (см. рис. 9, 10) можно установить расходы пара в

конденсатор, обеспечивающие безопасную эксплуатацию турбоустановки и минимизацию снижения электрической мощности. Для определения этих расходов осуществляется автоматическое построение графических зависимостей давления в конденсаторе от расхода пара, поступающего в него, при различных температурах охлаждающей воды на входе в конденсатор и линий постоянного допустимого давления при постоянном расходе охлаждающей воды через конденсатор, задаваемом во вкладке “Исходные данные”.

Восьмая вкладка “Результаты расчета” представляет собой результаты расчета конденсатора выбранного типа при нормативных или фактических параметрах.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ, ПОЛУЧЕННЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

С помощью разработанного программного комплекса можно оценить параметры, приведенные далее.

Прежде всего оценивается степень загрязнения поверхностей теплообмена по значению показателя критерия чистоты $\beta_ф$. Например, для конденсатора КП-1650-3 по результатам измерений параметров при паровых нагрузках конденсатора более 70% с использованием программного комплекса определено фактическое значение коэффициента чистоты поверхностей теплообмена $a_г = 0.414$, которому соответствует критерий чистоты $\beta_ф = 0.522$ (см. рис. 4). При допустимом значении этого критерия, равном 0.7, состояние поверхностей нагрева оценивается как неудовлетворительное, что приводит к выводу о необходимости очистки трубок конденсатора от загрязнений. Далее при проведении текущего (ежедневного) контроля состояния поверхности нагрева конденсатора значение коэффициента $a_г$ в расчетах принято постоянным и равным 0.414 до выполнения специальных измерений. На рис. 3–6 представлены данные для контроля за состоянием конденсатора в текущем режиме и результаты этого контроля с использованием принятого значения $a_г$.

Следует отметить, что влияние загрязнений на изменение давления в конденсаторе возрастает с увеличением расхода пара в конденсатор, о чем свидетельствуют данные расчета соответствующих переменных режимов. В частности, для режима работы, параметры которого приведены на рис. 3, влияние загрязнения поверхностей нагрева на повышение давления в конденсаторе по сравнению с его работой при чистых трубках (нормативный режим работы) является основным. При этом повышение давления составляет 1.344 кПа, чему соответствует снижение электрической мощности на 362 кВт (см. рис. 6).

На следующей ступени анализа определяется влияние на давление в конденсаторе присосов воздуха в вакуумную систему, которые отражены на рис. 5, 6 (“Таблицы 1, 2”). Присосы при штатной работе эжектора и расходе пара в конденсатор, большем граничного значения, оказывают незначительное влияние на давление в конденсаторе. Напротив, при меньших расходах пара в конденсатор влияние присосов воздуха увеличивается со снижением паровой нагрузки, и при малых паровых нагрузках они практически полностью определяют давление в конденсаторе. Например, для режимов работы конденсатора, соответствующих данным на рис. 3, присосы воздуха в вакуумную систему равняются 12 кг/ч. Расход пара на турбину превышает граничное значение, и поэтому увеличение давления в конденсаторе по сравнению с нормативным невелико и составляет 0.026 кПа.

Оценивается также влияние числа заглушенных трубок трубной системы на давление в конденсаторе (см. рис. 5, 6). В модельном режиме работы турбоустановки, представленном на рис. 3, заглушено 500 трубок, при этом увеличение давления в конденсаторе небольшое – всего 0.097 кПа (см. рис. 6).

Оценка влияния нерасчетных режимов работы эжектора на давление в конденсаторе производится по данным, указанным на рис. 5, 6. При штатном режиме работы эжектора увеличение давления в конденсаторе составляет 0 (нуль), в остальных случаях, т.е. при нерасчетной работе эжектора, – положительное значение. Например, для представленного на рис. 3 режима нерасчетная работа эжектора приводит к дополнительному повышению давления в конденсаторе на 0.809 кПа, чему соответствует уменьшение электрической мощности на 218 кВт (см. рис. 6).

ВЫВОДЫ

1. С помощью предложенного диагностического программного комплекса может быть проведен анализ эффективности эксплуатации конденсатора паротурбинной установки, выявлены основные причины ухудшения показателей его работы, разработаны мероприятия по устранению обнаруженных недостатков.

2. При использовании программного комплекса можно построить нормативные и фактические характеристики конденсатора во всем реально допустимом диапазоне начальных условий (параметров), а также определить увеличение давления в конденсаторе и недовыработку электроэнергии вследствие отклонения каждого из влияющих факторов от нормативных значений.

3. Разработанный программный комплекс является универсальным, т.е. обеспечивает возможность диагностирования состояния теплообменной поверхности конденсаторов любых паротурбинных установок ТЭЦ, в том числе входящих в состав ПГУ, при задании необходимых и достаточных исходных данных по конструктивным параметрам конденсаторов и эжекторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Баран Л.С.** Система комплексной диагностики конденсационных установок паровых турбин // Труды ЦКТИ. 1992. № 273. С. 103–109.
2. **Беляев Д.В., Башуров Б.П.** Диагностирование технического состояния теплообменных аппаратов на основе математического моделирования // Теплоэнергетика. 2001. № 5. С. 69–72.
3. **Аронсон К.Э., Юродов Н.Н., Акифьева Н.Н.** Разработка элементов комплексной системы мониторинга состояния теплообменных аппаратов ПТУ // Тяжелое машиностроение. 2002. № 2. С. 32–34.
4. **МУ 34-70-122-85.** Методические указания по эксплуатации конденсационных установок паровых турбин электростанций. М.: Союзтехэнерго, 1986.
5. **МУ 37-70.** Методические указания по наладке и эксплуатации пароструйных эжекторов конденсационных установок турбин ТЭС и АЭС. М.: СПО “Союзтехэнерго”, 1982.
6. **Шкловер Г.Г., Мильман О.О.** Исследование и расчет конденсационных установок паровых турбин. М.: Энергоатомиздат, 1985.
7. **Берман Л.Д., Зернова Э.П.** Руководящие указания по тепловому расчету поверхностных конденсаторов мощных паровых турбин тепловых и атомных электростанций. М.: СПО “Союзтехэнерго”, 1982.
8. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. М.: ЗАО “Энергосервис”, 2003.
9. **Chuang C.C., Sue D.C.** Performance effects of combined cycle power plant with variable condenser pressure and loading // Energy. 2005. V. 30. Is. 10. P. 1793– 1801. https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.10.003
10. **Get A., Khandwawala A.I.** Thermodynamic analysis of 120 MW thermal power plant with combined effect of constant inlet pressure (124.61 bar) and different inlet temperatures // Case Studies Therm. Eng. 2013. V. 1. Is. 1. P. 17–25. https://doi.org/10.1016/j.csite.2013.08.001
11. **Михайский Д.В.** Исследование влияния режимов работы НПК на эффективность работы энергоблоков // Восточно-европейский журн. передовых технологий. 2005. № 3. С. 122–125.
12. **Влияние** давления пара в конденсаторе на показатели эффективности турбины Т-100-12.8 при работе с полностью закрытой диафрагмой по тепловому графику / К.Э. Аронсон, И.Б. Мурманский, М.Ю. Степанов, Ю.М. Бродов // Теплоэнергетика. 2020. № 12. С. 37–41. https://doi.org/10.1134/S0040363620120024
13. **РД 153-34.1-22.508-2001.** Методические указания по определению обеспеченности электростанций циркуляционными системами водоснабжения. М.: СПО ОРГРЭС, 2001.
14. **Бененсон Е.И., Иоффе А.С.** Теплофикационные паровые турбины. М.: Энергоиздат, 1986.
15. **Калатузов В.А.** Совершенствование систем технического водоснабжения с целью снижения ограничений мощности ТЭС // Промышленная энергетика. 2010. № 2. С. 1–9.
16. **Калатузов В.А.** Низкопотенциальная часть тепловых электростанций – одна из причин ограничения их мощности // Энергосбережение и водоподготовка. 2010. № 3 (65). С. 34–37.
17. **Hu N.-S., He N.-N., Hu S.** Fault diagnosis of the steam turbine condenser system based on SOM neural network // Proc. of the Intern. Conf. on Machine Learning and Cybernetics (IEE Cat. No. 03Ex693). 5 Nov. 2003. V. 5. P. 1222–1225. https://doi.org/10.1109/ICMLC.2003.1259673
18. **Cooperation** of a steam condenser with a low-pressure part of a steam turbine in off-design conditions / R. Laskowski, A. Smyk, J. Lewandowski, A. Rusowicz // Am. J. Energy Res. 2015. V. 3. Is. 1. P. 13–18. https://doi.org/10.12691/ajer-3-1-3
19. **Standards** for steam surface condensers. 11th ed. USA, Cleveland: Heat Exchange Institute, 2012.
20. **Ranga Nadig.** Evacuation systems for steam surface condensers: vacuum pumps or steam jet air ejectors? // Proc. of the ASME Conf. “Power 2016”. Charlotte, North Carolina, USA, 2016. https://doi.org/10.1115/POWER2016-59067
21. **ESDU** Ejectors and Jet Pumps Data Item 86030. London, UK, ESDU International Ltd, 1986.
22. **Современное** состояние и тенденции в проектировании и эксплуатации водоохлаждаемых конденсаторов паровых турбин ТЭС и АЭС (Обзор) / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков, М.А. Ниренштейн // Теплоэнергетика. 2019. № 1. С. 21–33. https://doi.org/10.1134/S0040363619010028
23. **Zorner W., Andreae K.-H.** Diagnosesystem zur Betriebsuberwachung von Dampfturbi-nenanlagen // VGB Kraftwerkstechnik. 1991. H. 6.
24. **Condition** monitoring and assessment of power plant components / C. De Michelis, C. Rinaldi, C. Sampietri, R. Vario // Power Plant Life Management and Performance Improvement. Woodhead Publishing, 2011. P. 38–109. https://doi.org/10.1533/9780857093806.1.38
25. **Nagel C.** Steam turbine condition monitoring (TCM) // Proc. of the ASME Power Conf. San Antonio, Texas, USA, 17–19 July 2007. P. 327–334. https://doi.org/10.1115/POWER2007-22062
26. **Rusinowski H.** Mathematical model of a steam turbine for the thermal diagnostics system // Proc. of the 17th Intern. Carpathian Control Conf. (ICCC 2016). High Tatras, Slovakia, 29 May–1 June 2016. P. 630–634. https://doi.org/10.1109/CarpathianCC.2016.7501172

27. **Salamati S.A., Salamati S.M., Salmasi F.R.** Experimental identification and verification for a comprehensive model of multi-shaft combined cycle power plant // IEEE/IAS 54th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conf. (I&CPS). Niagara Falls, Ontario, Canada, 7–10 May 2018. P. 1–8. https://doi.org/10.1109/ICPS.2018.8467714

28. **Géczy G.** Dynamic simulation of heater condenser and extraction condenser steam turbine // Proc. of the 4th Intern. Youth Conf. on Energy (IYCE 2013). Siofok, Hungary, 6–8 June 2013. https://doi.org/10.1109/IYCE.2013.6604195

29. **Huzarek M., Duzinkiewicz K., Piotrowski R.** Static model of steam/water cycle for thermal and economic analysis // 20th Intern. Conf. on Methods and Models in Automation and Robotics (MMAR). Miedzyzdroje, Poland, 24–27 Aug. 2015. P. 65–86. https://doi.org/10.1109/MMAR.2015.7283885

30. **Ласковский Р.М.** Математическая модель конденсатора пара в нерабочем режиме // Журн. энергет. технологий. 2012. № 92. С. 101–108.

31. **Адаптация** алгоритмов диагностирования оборудования паротурбинных установок для конкретных условий ТЭС / К.Э. Аронсон, Б.Е. Мурманский, В.Б. Новоселов, Ю.М. Бродов, А.Ю. Сосновский, И.Б. Мурманский, Д.А. Изотин // Теплоэнергетика. 2020. № 11. С 28–33. https://doi.org/10.1134/S0040363620110016

32. **Свид. о гос. регистрации программы для ЭВМ 2014615561**. Поверочный тепловой расчет конденсаторов паровых турбин / А.Г. Шемпелев, П.В. Иглин. Заявка № 2014613553 от 18.08.2014 // Программы для ЭВМ. Базы данных. Типологии интегральных микросхем: Офиц. бюл. Федеральной службы по интеллектуальной собственности. 2014. № 6 (92).

33. **Шемпелев А.Г., Сущих В.М., Иглин П.В.** О результатах сопоставления расчетных и нормативных характеристик конденсаторов паротурбинных установок в широком диапазоне их паровых нагрузок // Энергетик. 2015. № 10. С. 60–64.

Development of a Software System for Estimating the Steam Turbine Condenser Performance

A. G. Shempelev[a] and D. M. Suvorov[a, *]

[a] Vyatka State University, Kirov, 610000 Russia

**e-mail: dmilar@mail.ru*

Abstract—A software system for estimating the performance of a steam turbine condenser has been developed on the basis of its mathematical model, which takes into account the condenser interaction with the main ejector. The software system performs a number of key functions for diagnostics of condensing installations; in particular, it ranks the factors causing a growth of pressure in the condenser in comparison with its standard value in their significance and determines the decrease of electric power output resulting from deviation of each of the factors from their standard values. A distinctive feature of the developed software system is that it takes into account the interaction between the condensers and main ejectors in a wide range of steam loads and air in-leakages in the vacuum system, and the effect of this interaction on the turbine unit technical and economic indicators. It has been determined that, according to the results of the accomplished comparison between the predicted and standard data (i.e., verification), the accuracy of computation according to the mathematical models is more than sufficient for settling matters concerned with operational diagnostics of the condensing installation considered. By using the software system, one can analyze the steam turbine unit condenser performance, reveal the main factors causing degradation of its performance indicators, and make provisions for the measures on removing the revealed drawbacks and adjusting the most efficient condenser operation modes. By using the software system, it is also possible to construct the condenser standard and actual characteristics in the entire really permissible range of influencing parameters, diagnose the condenser heat transfer surface condition for any steam turbine units at combined heat and power plants (CHPPs) when specifying the necessary and sufficient input data on the design parameters of condensers and ejectors, and after carrying out the verification.

Keywords: steam turbine unit, condition monitoring, condenser, ejector, diagnostics, mathematical model, performance, software system, verification