

Диагностическая модель конденсатора

^{1*}ШАВДИНОВА Мадина Джалалдиновна, магистр, старший преподаватель, shavdinova@dku.kz,

²БОРИСОВА Нина Гавриловна, к.ф.-м.н., доцент, borni-hpe@rambler.ru,

¹Казахстанско-Немецкий университет, Казахстан, 050010, Алматы, ул. Пушкина, 111,

²Алматинский университет энергетики и связи им. Гумарбека Даукеева, Казахстан, 050013, Алматы, ул. А. Байтурсынова, 126/1,

*автор-корреспондент.

Аннотация. Рассмотрены разработанные математические и диагностические модели конденсатора паровой турбины. Разработана диагностическая модель конденсатора паровой турбины, в основе которой лежит методика раздельного влияния загрязнений и присосов воздуха на давление пара в конденсаторе. Диагностическая модель прошла апробацию на АлЭС ТЭЦ-2. Приведены результаты расчетов нескольких значений расхода пара в конденсатор КГ2-6200 для 2-х видов пароструйных эжекторов ЭПО-3-200 и ЭП-3-25/75. Графически представлены общие характеристики конденсатора КГ2-6200 и эжектора ЭПО-3-200 и конденсатора КГ2-6200 и эжектора ЭП-3-25/75. Из расчетов выявлено, что отклонение фактического давления от нормативного определяется загрязнением трубок. Из совместных характеристик установлено, что при расходах пара в конденсатор более 100 т/ч и присосах воздуха до 30 кг/ч влияние воздуха может отсутствовать. Влияние воздуха может появиться при $D_k \leq 60$ т/ч. Диагностическая модель позволяет эксплуатационному персоналу станции принимать оперативные решения о проведении ремонтных работ на конденсаторе и эжекторе.

Ключевые слова: конденсатор паровой турбины, диагностическая модель, загрязнения трубок, присосы воздуха, пароструйный эжектор, характеристика эжектора.

Введение

Диагностические модели конденсатора паровых турбин строятся на его математических моделях. Существует множество разработанных математических моделей, которые имеют свои особенности. Так, например, в [1] представлена математическая модель конденсатора пара в изменяющихся условиях. Авторами работы [2] разработана программа измерения потоков на стороне трубы и на стороне корпуса, а также теплопередачи в конденсаторе электростанции. В [3], [4] предложена двухмерная математическая модель, позволяющая моделировать работу конденсатора.

Есть модели конденсаторов паровых турбин, которые используются для диагностики и мониторинга состояния оборудования. Например, в [5] описана модель, определяющая сроки замены конденсаторных трубок паротурбинных установок. В [6] представлена модель, позволяющая давать оценку состояния и прогноз остаточного ресурса конденсаторов паровых турбин [7] на основе статистического анализа.

В [8] описана математическая модель конденсатора паровой турбины, позволяющая проводить диагностику оборудования и исследования по повышению эффективности конденсатора, например, с использованием витых труб.

В данной работе рассматривается модель для

диагностики состояния конденсатора паровой турбины за счет влияния трубных загрязнений и присосов воздуха [9-11].

Материалы и методы

Диагностическая модель включает общую характеристику конденсатора и эжектора. Для расчета характеристики конденсатора можно использовать любую из известных методик расчета конденсатора [7]. В работах [8, 11] описаны основные методики расчета.

Расчет конденсатора выполнен по методике Всероссийского технологического института (ВТИ). Значение коэффициента состояния поверхности теплообмена конденсатора принимаем $\alpha = 0,7$.

Расчеты проводились для значений расхода пара, близкого к номинальному. Сначала определяем давление пара $P_{кл}$, кПа, зная температуру циркуляционной воды $t_{1в}$, °С. Используя характеристику эжектора для сухого воздуха, определяем давление в эжекторе $P_{эж}^{\Phi}$ при фактических присосах воздуха. Также по данной характеристике определяем $P_{эж}^{экв}$ при эквивалентных присосах воздуха $G_{эжв}$, кг/с [7, 9]:

$$G_{эжв} = \frac{G_{возд}}{(0,18 \cdot \epsilon + 0,72) \epsilon}, \quad (1)$$

где ϵ – содержание воздуха в паре:

$$\varepsilon = \frac{1}{1 + 0,622 \frac{P_{кт}}{P_{эж}}}, \quad (2)$$

$P_{эж}^{\phi}$ – давление в эжекторе при фактических присосах воздуха, кПа;

$P_{эж}^{\text{эжв}}$ – давление в эжекторе при эквивалентных присосах воздуха, кПа.

В результате должно быть выполнено равенство $P_{эж}^{\phi} = P_{эж}^{\text{эжв}}$.

Давление в конденсаторе $P_{к0} = P_{эж} / 0,92$, кПа, и по полученному давлению $P_{к0}$ определяем температуру пара $t_{к0}$, °С.

Далее определяем значение температуры насыщения t_n , °С:

$$t_n = \frac{D_k}{D_{к1}} (t_{к1} - t_{к0}) + t_{к0}, \quad (3)$$

где D_k – текущий расход пара в конденсатор, кг/с;

$D_{к1}$ – расход пара в конденсатор, кг/с, определяемый по формуле:

$$D_{к1} = \frac{1}{2 - \left(\frac{t_{к0} - t_{1в}}{t_{к}^{\text{ном}} - t_{1в}} \right)} D_{к}^{\text{ном}}. \quad (4)$$

Давление пара в конденсаторе $P_{к1}$, кПа при расходах пара от 0 до $D_{к1}$, кг/с определяем по температуре насыщения t_n (3), °С.

При расходе $D_{к1}$, кг/с, используя математическую модель конденсатора, определяем значения давления пара в конденсаторе $P_{к1}$, кПа и соответствующую температуру пара $t_{к1}$, °С.

Определяем повышенные присосы воздуха ΔP_v , кПа и наличие загрязнений ΔP_3 , кПа.

По этой методике разработан программный комплекс, реализованный в Microsoft Excel. На рисунке 1 показано окно диагностической модели

№	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Формула	Значение
1	Температура охлаждающей воды на входе в ОП	t1в	С		26,40
2	Давление пара при t1в	Pkt	кПа		3,44
3	Номинальный расход пара в конденсаторе	Dкном	кг/с		90,29
4	Номинальное давление пара	Pкном	кПа		7,99
5	Номинальная температура пара	tkном	С		41,49
6	Фактические присосы воздуха	Gв факт	кг/с	данные со станции	0,0068
7	Характеристика эжектора ЭПО-3-200	Pэж с	кПа	при Gв факт	0,74
		Pэж вс	кПа	при Gэжв	0,74
8	Содержание воздуха в паре	ε	-	$\varepsilon = \frac{1}{1 + 0,622 \frac{P_{кт}}{P_{эж}}}$	0,26
9	Расчет воздуха, эквивалентный расходу паровоздушной смеси	Gэжв	кг/с	$G_{\text{эжв}} = \frac{G_{\text{своб}}}{(0,18\varepsilon + 0,72)\varepsilon}$	0,0000096
10	Разница давлений	ΔP	кПа	Pэж(эжв) - Pkt	-2,70
11	Давление в конденсаторе	Pк0	кПа	$P_{к0} = P_{эж}^{\text{эжв}} / 0,92$	0,81
12	Температура	tk0	С	при Pк0	32,51
13	Безразмерная характеристика	Δ0	-	$\Delta_0 = \frac{t_{к0} - t_{1с}}{t_{к}^{\text{ном}} - t_{1с}}$	0,40
14	Расход пара в конденсаторе	Dк1	т/ч	$D_{к1} = \frac{1}{2 - \Delta_0} D_{к}^{\text{ном}}$	56,60
15	Давление в конденсаторе	Pк1	кПа		6,50
16	Температура	tk1	С		37,62
17	Текущее значение расхода пара в конденсатор	Dk	кг/с	из данных станции	49,03
18	Температура насыщения	tn	С	$t_n = \frac{D_k}{D_{к1}} (t_{к1} - t_{к0}) + t_{к0}$	36,94
19	Давление в конденсаторе	Pк расч	кПа	при tn	6,41
20	Давление в конденсаторе	Pкфакт	кПа	из данных станции	13,93

Рисунок 1 – Окно диагностической модели

конденсатора. Желтым цветом вносятся значения, полученные на станции, голубым цветом – значения, полученные в результате расчета.

Если $\Delta P_v > 0,5$ кПа, выводится диагностическое сообщение – «Отклонение вакуума в конденсаторе из-за повышенных присосов воздуха – велико. Провести поиск мест присосов вакуумной системы».

Если $\Delta P_3 > 0,5$ кПа, выводится диагностическое сообщение – «Отклонение вакуума в конденсаторе из-за отложений на трубках – велико. Необходимо очистка конденсатора».

Результаты

Диагностическая модель прошла апробацию на АО «Алматинские электрические станции» (далее – АлЭС) ТЭЦ-2. Проведены расчеты для нескольких значений расхода пара в конденсатор КГ2-6200 для 2-х видов эжекторов: ЭПО-3-200, ЭП-3-25/75 (таблица).

На рисунках 2 и 3 приведена общая характеристика конденсатора и эжекторов ЭП-3-25/75 и ЭПО-3-200.

Из таблицы видно, что отклонение фактического давления от нормативного объясняется загрязнением конденсаторных трубок с водяной стороны. Загрязнения конденсаторных трубок на внутренней поверхности возникают в основном из-за отложений накипи.

Из расчетов получено, что при значениях расхода пара в конденсатор выше 27,78 кг/с и присосах воздуха до 0,008 кг/с влияние воздуха может отсутствовать. Влияние воздуха может появиться при $D_k \leq 17$ кг/с.

Совокупность конденсаторных трубок, на которых осуществляется конденсация пара, называется трубным пучком. Трубный пучок конденсатора КГ2-6200 разбит на две части: основной и встроенный пучок. Основной пучок предназначен для конденсации отработавшего в турбине пара, встроенный пучок предназначен для подогрева сетевой воды. Используя данную методику, при расчетах можно брать расходы пара, идущие на весь конденсатор или на основной и встроенный пучки.

Дополнительно диагностическая модель мо-

Результаты расчета								
Параметр / Эжектор	ЭП-3-25/75	ЭПО-3-200	ЭП-3-25/75	ЭПО-3-200	ЭП-3-25/75	ЭПО-3-200	ЭП-3-25/75	ЭПО-3-200
Расход пара в конденсатор, D_k , кг/с	33,56	39,25	39,25	39,25	47,17	47,17	49,03	49,03
Фактическое давление в конденсаторе, $P_{\text{факт}}$, кПа	8,380	8,380	8,675	8,675	7,639	7,639	13,925	13,925
Расчетное давление пара в конденсаторе, $P_{\text{расч}}$, кПа	4,75	4,59	4,88	4,65	4,78	5,3	7,23	6,41
Давление в конденсаторе при учете влияния воздуха, P_k , кПа	4,8	4,62	4,9	4,7	4,68	5,33	7,25	6,25
Повышенные присосы воздуха, ΔP_v , кПа	0,05	0,03	0,02	0,05	-0,1	0,03	0,02	-0,16
Загрязнения поверхности теплообмена, ΔP_3 , кПа	3,580	3,760	3,775	3,975	2,959	2,309	6,675	7,675

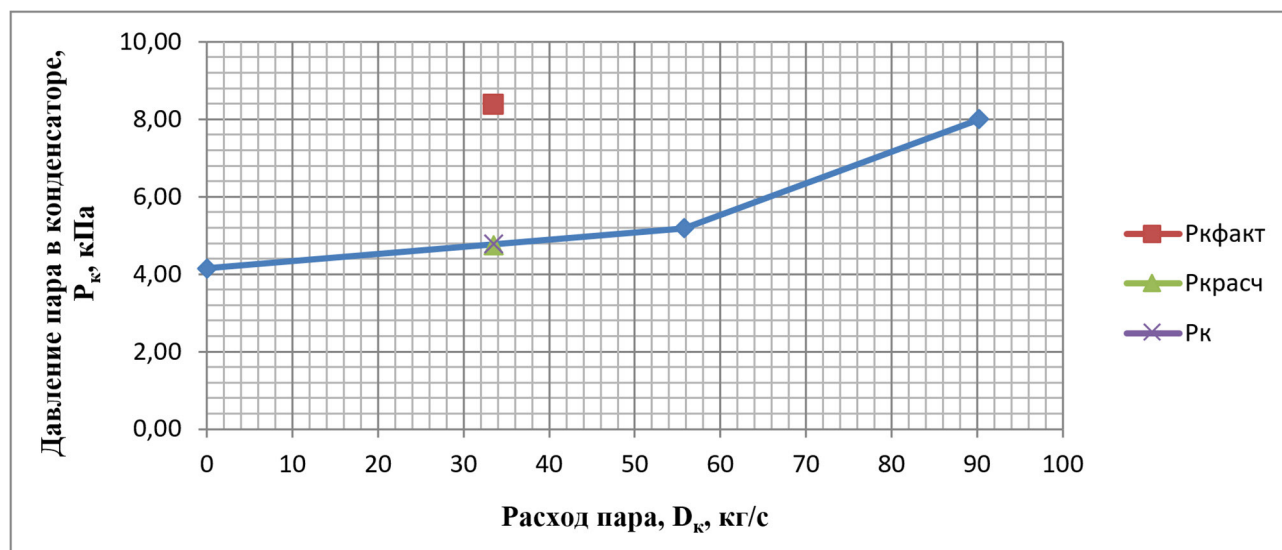


Рисунок 2 – Общая характеристика конденсатора КГ2-6200 и эжектора ЭП-3-25/75 при $D_k = 33,56$ кг/с и $G_{\text{факт}} = 0,008$ кг/с

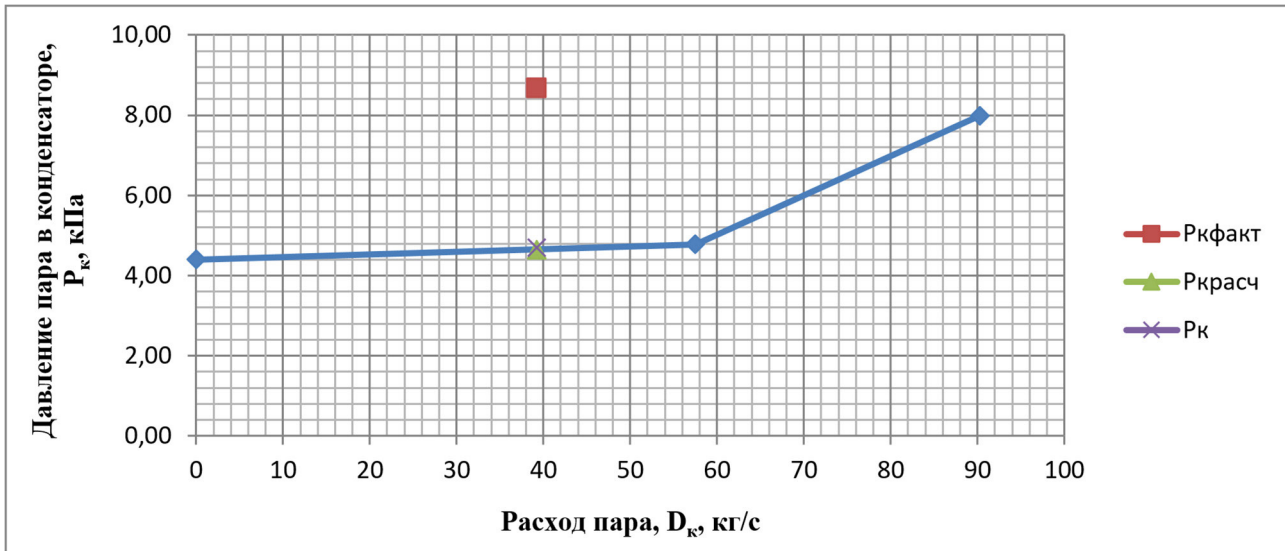


Рисунок 3 – Общая характеристика конденсатора КГ2-6200 и эжектора ЭПО-3-200 при $D_k = 39,25$ кг/с и $G_{сфакт} = 0,008$ кг/с

жет определить примерную толщину отложений, которые приводят к таким отклонениям вакуума, и оценить изменение гидравлического сопротивления конденсатора по воде.

Дискуссия

Опираясь на методику [8, 9], разработана модель для диагностики состояния конденсатора паровой турбины, которая учитывает влияние присосов воздуха и загрязнений.

Диагностическая модель составлена по общей характеристике конденсатора и эжектора.

Расчет характеристики конденсатора в данной работе выполнен по методике ВТИ. Значения для второго участка взяты из характеристик эжекторов. Диагностическая модель апробирована на АлЭС ТЭЦ-2: на конденсаторе КГ2-6200 и эжекторах ЭПО-3-200 и ЭП-3-25/75.

Аналогичная методика описана в работах [12, 13]. В отличие от других работ, данная работа может использовать значения расходов пара, поступающие как на весь конденсатор, так и на основной и встроенные пучки. Кроме того, используя полученные результаты, можно рассчитать тол-

щину отложений и оценить изменение гидравлического сопротивления конденсатора по воде.

Заключение

Таким образом, разработана диагностическая модель конденсатора паровой турбины, учитывающая влияния присосов воздуха и загрязнений на давление пара в конденсаторе.

Диагностическая модель прошла апробацию на эжекторах ЭПО-3-200 и ЭП-3-25/75 и конденсаторе КГ2-6200. По результатам апробации выявлено, что отклонение фактического давления от нормативного определяется загрязнением трубок. Также установлено, что при значениях расхода пара в конденсатор выше 27,78 кг/с и присосах воздуха до 0,008 кг/с влияние воздуха может отсутствовать. Влияние воздуха может появиться при $D_k \leq 17$ кг/с.

Диагностическую модель конденсатора рекомендуется использовать на станциях. Она позволяет персоналу оперативно принимать решения о проведении ремонтных работ в конденсационной установке.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Rafal M.L. A mathematical model of a steam condenser – design operation. Journal of Power Technologies 92 (2) (2012), pp. 101-108. https://www.researchgate.net/publication/277190855_A_mathematical_model_of_the_steam_condenser_in_the_changed_conditions
2. Zhang C., et al. Measurements and Modelling: A 350 MWe Power Plant Condenser. Design and Operation of Heat Exchangers. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 1992, pp. 340-361. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-84450-8_31
3. Rusowicz A., et al. The numerical and experimental study of two passes power plant condenser. THERMAL SCIENCE: Year 2017, Vol. 21, No. 1A, pp. 353-362. DOI: 10.2298/TSCI150917011R <http://thermalscience.vinca.rs/pdfs/papers-2016/TSCI150917011R.pdf>
4. Rusowicz A. The numerical modeling and measurements for power plant condenser. Materials Science 2009. https://www.researchgate.net/publication/268055777_The_numerical_modeling_and_measurements_for_power_plant_condenser
5. Aronson K.E., et al. Development of a procedure for substantiating replacement terms for the condenser tubes of steam turbine installations. Thermal Engineering volume 60, pages 567–572 (2013) https://www.researchgate.net/publication/257846663_

- Development_of_a_procedure_for_substantiating_replacement_terms_for_the_condenser_tubes_of_steam_turbine_installations
6. Murmanskii V.E., et al. Estimation of the residual life of steam-turbine condensers based on statistical models. Thermal Engineering volume 62, pp. 785-789. (2015) https://www.researchgate.net/publication/282845015_Estimation_of_the_residual_life_of_steam-turbine_condensers_based_on_statistical_models
 7. Аронсон К.Э. Разработка и реализация системы мониторинга состояния теплообменных аппаратов паротурбинных установок в составе информационных комплексов ТЭС: Дисс. ... докт. техн. наук. – Екатеринбург, 2008. – 416 с.
 8. Shavdinova M., et al. Development of condenser mathematical model for research and development of ways to improve its efficiency, 2020. Journal of Applied Engineering Science. 18, 4, pp.578-585. https://www.researchgate.net/publication/346419537_Development_of_condenser_mathematical_model_for_research_and_development_of_ways_to_improve_its_efficiency
 9. Хае́т С.И. Разработка и реализация элементов диагностического модуля для мониторинга состояния конденсационной установки паровой турбины: Дисс. ... канд. техн. наук. – Екатеринбург, 2004. – 147 с.
 10. Шавдинова М.Д., Борисова Н.Г. Методики расчета конденсатора паровой турбины // Научный журнал «Вестник Торайгыров университета». Энергетическая серия. № 2 (2021). С. 209-216. <https://doi.org/10.48081/UOHV2676>
 11. Шавдинова М.Д., Борисова Н.Г. Методики расчета конденсатора паровой турбины // Там же. № 2. 2021. С. 209-215.
 12. Murmanskii I., et al. Features of steam turbines diagnostics. E3S Web of Conferences 178, 01059 (2020).
 13. Brodov Yu.M., et al. The current situation and trends in the design and operation of condensers of powerful steam turbines: a Training manual (Ekaterinburg, publishing house of the Ural University, 104, 2019).

Конденсатордың диагностикалық моделі

¹**ШАВДИНОВА Мадина Джалалдиновна**, магистр, аға оқытушы, shavdinova@dku.kz,

²**БОРИСОВА Нина Гавриловна**, ф.-м.ғ.к., доцент, borni-hpe@rambler.ru,

¹Қазақстан-Неміс университеті, Қазақстан, 050010, Алматы, Пушкин көшесі, 111,

²Ғұмарбек Дәукеев атындағы Алматы энергетика және байланыс университеті, Қазақстан, 050013, Алматы, А. Байтұрсынұлы көшесі, 126/1,

*автор-корреспондент.

Аңдатпа. Бу турбинасының конденсаторының әзірленген математикалық және диагностикалық модельдері қарастырылды. Бу турбинасының конденсаторының диагностикалық моделі әзірленді, ол ластануымен ауа сормаларының конденсатордағы будың қысымына бөлек әсер ету әдістемесіне негізделген. Диагностикалық модель АлЭС ТЭО-2-де апробациядан өтті. Буағынды эжекторлардың ЭПО-3-200 және ЭП-3-25/75 деген екі түрі үшін КГ2-6200 конденсаторында бу шығынының бірнеше мәндерін есептеу нәтижелері келтірілді. КГ2-6200 конденсаторы мен ЭПО-3-200 эжекторының және КГ2-6200 конденсаторы мен ЭП-3-25/75 эжекторының бірлескен сипаттамалары графикалық түрде келтірілді. Есептеулерден көрініп тұрғандай, нақты қысымның нормативтік қысымнан ауытқуы түтіктердің ластануымен анықталады. Бірлескен сипаттамалардан анықталғандай, конденсаторға бу 100 т/сағ. артық жұмсалған кезде ауа сормалары 30 кг/сағ. дейін болған кезде ауаның әсері болмауы мүмкін. Ауаның әсері $D_k \leq 60$ т/сағ. кезінде туындауы мүмкін. Диагностикалық модель станцияның эксплуатациялық қызметкерлеріне конденсаторда және эжекторда жөндеу жұмыстарын жүргізу туралы шұғыл шешімдер қабылдауға мүмкіндік береді.

Кілт сөздер: бу турбинасының конденсаторы, диагностикалық модель, түтіктердің ластануы, ауа сормалары, буағынды эжектор, эжектордың сипаттамасы.

Condenser Diagnostic Model

¹**SHAVDINOVA Madina**, master, Senior Lecturer, shavdinova@dku.kz,

²**BORISOVA Nina**, Cand. of Phys. and Math. Sci., Associate Professor, borni-hpe@rambler.ru,

¹Kazakhstan-German University, Kazakhstan, 050010, Almaty, Pushkin Street, 111,

²Almaty University of Power Engineering and Telecommunications n.a. Gumarbek Daukeyev, Kazakhstan, 050013, Almaty, A. Baitursynova Street, 126/1,

*corresponding author.

Abstract. Developed mathematical and diagnostic models of steam turbine condenser were reviewed. There was developed a diagnostic condenser model based on a separate effect of air inflows and tube contamination on the steam pressure in the steam turbine condenser. Diagnostic model was tested on AIES HPP-2. The results of several calculations of steam flow to condenser KG2-6200 for 2 types of steam jet ejectors EPO-3-200 and EP-3-25/75 are given. Joint features of condenser KG2-6200 with ejector EPO-3-200 and condenser KG2-6200 with ejector EP-3-25/75 are presented by a diagram. Calculations found that the difference between actual and rated pressure is determined by the tube contamination. Based on joint features it was found out that air influence can not occur at condenser steam flow exceeding 100 t/h and condenser air inflow max. 30 kg/h. Air influence can occur at $D_k \leq 60$ t/h. Diagnostic model enables operation personnel of the station to take prompt decisions on repair works in condenser and ejector.

Keywords: *steam turbine condenser, diagnostic model, tube contamination, air inflows, steam-jet ejector, ejector features.*

REFERENCES

1. Rafal M.L. A mathematical model of a steam condenser – design operation. *Journal of Power Technologies* 92 (2) (2012) 101-108. https://www.researchgate.net/publication/277190855_A_mathematical_model_of_the_steam_condenser_in_the_changed_conditions
2. Zhang C., et al. Measurements and Modelling: A 350 MWe Power Plant Condenser. *Design and Operation of Heat Exchangers*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 1992, pp. 340-361. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-84450-8_31
3. Rusowicz A., et al. The numerical and experimental study of two passes power plant condenser. *THERMAL SCIENCE: Year 2017, Vol. 21, No. 1A*, pp. 353-362. DOI: 10.2298/TSCI150917011R <http://thermalscience.vinca.rs/pdfs/papers-2016/TSCI150917011R.pdf>
4. Rusowicz A. The numerical modeling and measurements for power plant condenser. *Materials Science* 2009. https://www.researchgate.net/publication/268055777_The_numerical_modeling_and_measurements_for_power_plant_condenser
5. Aronson K.E., et al. Development of a procedure for substantiating replacement terms for the condenser tubes of steam turbine installations. *Thermal Engineering* volume 60, pages 567–572 (2013) https://www.researchgate.net/publication/257846663_Development_of_a_procedure_for_substantiating_replacement_terms_for_the_condenser_tubes_of_steam_turbine_installations
6. Murmanskii B.E., et al. Estimation of the residual life of steam-turbine condensers based on statistical models. *Thermal Engineering* volume 62, pp.785-789. (2015) https://www.researchgate.net/publication/282845015_Estimation_of_the_residual_life_of_steam-turbine_condensers_based_on_statistical_models
7. Aronson K.E. Razrabotka i realizatsiya sistemy monitoringa sostoyaniya teploobmennyykh apparatov paroturbinnyykh ustanovok v sostave informatsionnykh kompleksov TES [Development and implementation of a system for monitoring the state of heat exchangers of steam turbine plants as part of information systems of TPPs]: Diss. ... dokt. tekhn. nauk [Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences]. Yekaterinburg, 2008. 416 p.
8. Shavdinova M., et al. Development of condenser mathematical model for research and development of ways to improve its efficiency, 2020. *Journal of Applied Engineering Science*. 18, 4, pp. 578-585.
9. Khayet S.I. Razrabotka i realizatsiya elementov diagnosticheskogo modulya dlya monitoringa sostoyaniya kondensatsionnoy ustanovki parovoy turbiny [Development and implementation of elements of a diagnostic module for monitoring the condition of a condensing unit of a steam turbine]: Diss. ... kand. tekhn. nauk [Dissertation for the degree of candidate of technical sciences]. Yekaterinburg, 2004. 147 p.
10. Shavdinova M.D., Borisova N.G. Metodiki rascheta kondensatora parovoy turbiny [Steam turbine condenser calculation methods] // *Nauchnyy zhurnal «Vestnik Toraygyrov universiteta»* [Scientific journal «Bulletin of Toraigyrov University»]. *Energeticheskaya seriya* [Energy series], no. 2 (2021), pp. 209-216. <https://doi.org/10.48081/UOHV2676>
11. Shavdinova M.D., Borisova N.G. Metodiki rascheta kondensatora parovoy turbiny [Steam turbine condenser calculation methods] // *Tam zhe*, no. 2, 2021, pp. 209-215.
12. Murmanskii I., et al. Features of steam turbines diagnostics. *E3S Web of Conferences* 178, 01059 (2020).
13. Brodov Yu.M., et al. The current situation and trends in the design and operation of condensers of powerful steam turbines: a Training manual (Ekaterinburg, publishing house of the Ural University, 104, 2019).