

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-1-35-40>
УДК 621.165

Повышение надежности турбоустановок ТЭС и АЭС с подогревателями смешивающего типа в системе регенерации

Сухорукова Е. А., Синцова Т. Г., Николаенкова Е. К., Колпаков С. П.*

Открытое акционерное общество «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ») *Атаманская ул., д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия*

Поступила / Received 27.01.2020

Принята к печати / Accepted for publication 03.03.2020

При разработке конструкций смешивающих теплообменных аппаратов, применяемых в системе регенерации низкого давления для турбоустановок мощностью от 200 до 1200 МВт ТЭС и АЭС, особое внимание уделяется защите проточных частей турбины от попадания капельной влаги.

Многолетний опыт работ ОАО «НПО ЦКТИ» по исследованию, разработке и внедрению подогревателей низкого давления (ПНС) показал, что их установка в вакуумной зоне конденсатного тракта, а также в зоне относительно малого избыточного давления обеспечивает максимальную экономичность и надежность работы систем регенерации турбоустановки. Однако, незначительная разность рабочих давлений в корпусе ПНС и греющего пара из отборов паровых турбин, свойственная типовым вариантам подключения подогревателей, требует разработки дополнительных организационно-технических мероприятий по предупреждению попадания воды в турбину. Для стационарных режимов работы предусматривается две ступени защиты от повышения уровня в аппарате, обеспечивающие надежное удаление воды через систему аварийного перелива или путем остановки конденсатных насосов. В случаях аварийного сброса нагрузки турбоустановки процесс увеличения уровня в ПНС идет существенно быстрее, вплоть до вскипания всего объема конденсата.

Рассмотрены возможные условия образования и попадания капельной влаги в проточную часть турбины. Проведен анализ известных натуральных и лабораторных исследований работы ПНС в наиболее неблагоприятных режимах эксплуатации (в частности, при сбросе нагрузки турбоустановки).

Приведено описание процесса вскипания воды в смешивающих ПНД при сбросе нагрузки турбины. Предложен вариант методики оценки времени набухания уровня воды в смешивающих ПНД. Представленные теоретические обоснования позволяют оценить время образования и роста пузырьков в деаэрированной воде. Исследуемый физический процесс характерен для условий работы смешивающих подогревателей системы регенерации низкого давления турбоустановок и представляет интерес для обоснования времени быстрого действия системы защиты турбины от попадания влаги в турбину с обратным потоком пара.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Надежность системы регенерации ТЭС и АЭС, смешивающий подогреватель низкого давления, время набухания уровня воды, безопасность турбины

Адрес для переписки:

Колпаков С. П.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ») *ул. Атаманская, 3/6, 191167, г. Санкт-Петербург, Россия, e-mail: KolpakovSP@ckti.ru*

Address for correspondence:

Kolpakov S. P.

Joint Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» (JSC «NPO CKTI») *3/6, Atamanskaya Str., Saint-Petersburg, Russia 191167 e-mail: KolpakovSP@ckti.ru*

Для цитирования:

Сухорукова Е. А., Синцова Т. Г., Николаенкова Е. К., Колпаков С. П., *Повышение надежности турбоустановок ТЭС и АЭС, в системе регенерации которых используются подогреватели смешивающего типа. Надежность и безопасность энергетики. 2020. – Т. 13, №1 – С. 35–40. <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-1-35-40>*

For citation:

Sukhorukova E. A., Sincova T. G., Nikolaenkova E. K., Kolpakov S. P. [Improving reliability of turbine units of TPPs and NPPs with mixing heaters in regeneration system] *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2020, vol. 13, no. 1, pp. 35–40. (in Russian) <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-1-35-40>*

Improving reliability of turbine units of TPPs and NPPs with mixing heaters in regeneration system

Sukhorukova E. A., Sintsova T. G., Nikolaenkova E. K., Kolpakov S. P.*

Open Joint-Stock Company «Scientific and industrial association for research and design of energy equipment named after I. I. Polzunov»

Atamanskaya Street 3/6 191167, St. Petersburg, Russia

When developing designs of mixing heat exchangers used in low-pressure regeneration system for turbines with power from 200 to 1200 MW of TPPs and NPPs, special attention is paid to protecting the turbine flow parts from dripping moisture.

Many years of work of JSC "NPO CKTI" on the research, development and implementation of low-pressure heaters (LPH) have shown that their installation in the vacuum zone of the condensate path, as well as in the zone of relatively low overpressure, ensures the maximum cost-efficiency and reliability of the turbine plant regeneration systems. However, an insignificant difference in operating pressures in the LPH and the heating steam from steam turbine extractions, typical for connection options for heaters, requires the development of additional organizational and technical measures to prevent water from entering the turbine. For stationary operating modes, there are two stages of protection against rising levels in the apparatus, providing reliable removal of water through the emergency overflow system or by stopping condensate pumps. In cases of emergency load dump of a turbine unit, the process of increasing the level in the LPH is much faster, up to boiling the entire volume of condensate.

The article discusses the possible conditions for the formation and penetration of droplet moisture into the flow part of the turbine. Analysis of well-known field and laboratory studies of the operation of LPH in the most unfavorable operating conditions (in particular, load shedding of a turbine unit) is carried out.

A description of the process of boiling water in mixing LPH during turbine load shedding is given. A variant of methodology for estimating the time of swelling of the water level in mixing LPH is proposed. The presented theoretical justifications make it possible to estimate the time of formation and growth of bubbles in deaerated water. The physical process under study is characteristic of the operating conditions of mixing heaters of the low-pressure regeneration system of turbine units and is of interest from the point of view of substantiating the action speed of the system for turbine protection from moisture entering the turbine with a return steam flow.

KEYWORDS: Reliability of regeneration system of TPPs and NPPs, low-pressure mixing heater, water level swelling time, turbine safety

На современных отечественных энергоблоках ТЭС и АЭС мощностью 200÷1200 МВт широко применяются комбинированные системы регенерации низкого давления, в вакуумной зоне которых установлены один или два подогревателя низкого давления смешивающего типа (ПНС). Многолетний опыт работ ОАО «НПО ЦКТИ» по исследованию, разработке и внедрению ПНС показал, что их установка в вакуумной зоне конденсатного тракта, а также в зоне относительно малого избыточного давления обеспечивает максимальную экономичность и надежность работы систем регенерации турбоустановки [1–3].

ПНС могут быть включены в схему регенерации как с перекачивающими насосами, так и по гравитационному принципу. Оба варианта обеспечивают устойчивую работу системы регенерации во всем диапазоне предусмотренных нагрузок турбоустановок, и существенных преимуществ относительно друг друга не имеют.

В то же время незначительная разность рабочих давлений в корпусе ПНС и греющего пара из отборов паровых турбин (давление не более 0,15 МПа), свойственная обоим вариантам, требует разработки дополнительных организационно-технических мероприятий по предупреждению попадания воды в турбину. В стационарных режимах работы предусматривается две ступени защиты от повышения уровня в аппарате при

отказе откачивающих насосов или регулирующего клапана:

- установка в отсеке нагрева патрубка аварийного перелива, соединенного с конденсатором через специальный безарматурный гидрозатвор;

- отключение насосов, подающих воду в аппарат при достижении уровня воды до величины уставки защиты.

Поступление воды в проточную часть турбины из ПНС возможно и при резком снижении мощности. При скорости разгрузки, превышающей постоянную времени аппарата, произойдет вскипание находящейся на линии насыщения воды и набухание уровня. При достижении пароводяной смеси уровня патрубка подвода пара возможно попадание воды в проточную часть турбины с обратным потоком пара.

Для исключения указанного явления в смешивающем подогревателе предусмотрена перегородка, отделяющая отсек нагрева от отсека сбора нагретого конденсата. Конструкция перегородки, обеспечивающая минимально допустимый объем воды на ней, снабжена устройством для слива конденсата и уравнительными патрубками. Площадь сечения уравнительных патрубков ограничивает скорость падения давления в отсеке сбора конденсата, а, следовательно, набухание уровня в нем и расход пара в отсеке нагрева, что исключает заброс воды в проточную часть турбины.

При эксплуатации возможно наложение двух ситуаций: отказ откачивающих насосов и сброс нагрузки турбины. Это приводит к накоплению находящейся на линии насыщения воды в отсеке нагрева, ее вскипанию, набуханию уровня и обратному току пара в турбину при отказе обратного парового клапана или его отсутствия в конструктивной схеме ПНС.

Натурные и лабораторные исследования работы ПНС в наиболее неблагоприятных режимах эксплуатации (в частности, сброса нагрузки турбоустановки) позволили выработать рекомендации и технические решения для обеспечения безопасной работы турбины во всем диапазоне рабочих режимов. Так, в [4] предложено ограничивать высоту патрубка аварийного перелива над перегородкой не более 300 мм; в [1, 4] рекомендована установка сепарационных устройств и приведено расчетное обоснование величины максимального подъема слоя воды без анализа структуры слоя кипящей воды; в [1] также рекомендовано иметь заданный перепад высоты между патрубком подвода пара и перегородкой, обоснована установка обратного клапана на патрубке подвода пара или сохранение клапана обратного соленоидного (КОС) на паропроводе от отбора турбины к ПНС.

Установка обратного парового клапана (ОПК), вследствие наличия гидравлического сопротивления самого клапана, снижает нагрев основного конденсата на $2\div 3^\circ\text{C}$, и соответственно, мощность турбоустановки на $100\div 240$ кВт для турбины $N=1000$ МВт, а наличие КОС снижает нагрев на $5\div 6^\circ\text{C}$ и мощность до 500 кВт. Наличие 2-х и более обратных паровых клапанов в отсеке нагрева может приводить к автоколебаниям и металлическим стукам в аппарате. При гравитационной схеме включения смешивающих подогревателей возможен рост давления пара в нижнем аппарате и прекращение слива конденсата из верхнего подогревателя в нижний [2].

В настоящее время отсутствует однозначное мнение о целесообразности сохранения на паропроводе КОС или установке обратного клапана на патрубке подвода пара в отсек нагрева. В эксплуатации более 40 лет имеются аппараты с ОПК, с КОС и без ОПК и КОС [1, 2].

Исследования работы смешивающих подогревателей при нормальном уровне воды в отсеке сбора конденсата рассмотрены в [1–3]. Для принятия обоснованных решений следует рассмотреть физическую картину набухания уровня в отсеке нагрева в зависимости от режима работы турбоустановки.

Набухание уровня воды при кипении определяется количеством пара находящимся под уровнем и выделившимся из воды в паровое пространство. Количество пара, выделившегося в паровое простран-

ство, определяется скоростью всплытия паровых пузырей. Если размеры канала существенно больше диаметра крупных пузырей, то для определения скорости их всплытия рекомендуется формула Франк-Каменецкого [6]:

$$u_0 \approx 1,5 \sqrt[4]{\sigma g (\rho' - \rho'') / (\rho')^2}$$

где: σ — поверхностное натяжение; g — ускорение силы тяжести; ρ' — плотность тяжелой фазы; ρ'' — плотность легкой фазы.

Групповая скорость всплытия пузырей определяется:

$$u^* = \psi u_0 \quad (1)$$

где: $\psi = \psi(\rho'/\rho'')$ — фактор взаимодействия.

Из анализа экспериментальных данных получена следующая зависимость [6]:

$$\psi = 1,4 (\rho'/\rho'')^{1/5} (1 - \rho''/\rho')^5 \quad (2)$$

Формула (2) получена при барботаже в каналах относительно большого диаметра для которых обеспечена стабильность потока. При этом длина участка стабилизации при равномерном распределении пара по сечению барботажной колонки не превышает $0,1-0,2$ м. Таким образом, соотношения (1) и (2) правомерны для парожидкостных систем в условиях гидродинамической стабилизации потока.

В [1] показано, что скорость всплытия одиночных пузырей практически не зависит от их диаметра и составляет $0,2\div 0,4$ м/с (рисунок 1).

Данной скорости всплытия пузырей соответствует скорость падения давления пара и мощности турбоагрегата соответственно: $0,02\div 0,03$ МПа/с и $0,02\div 0,03 N_{\text{ном}}/с$, при которой пузыри всплывают и вы-

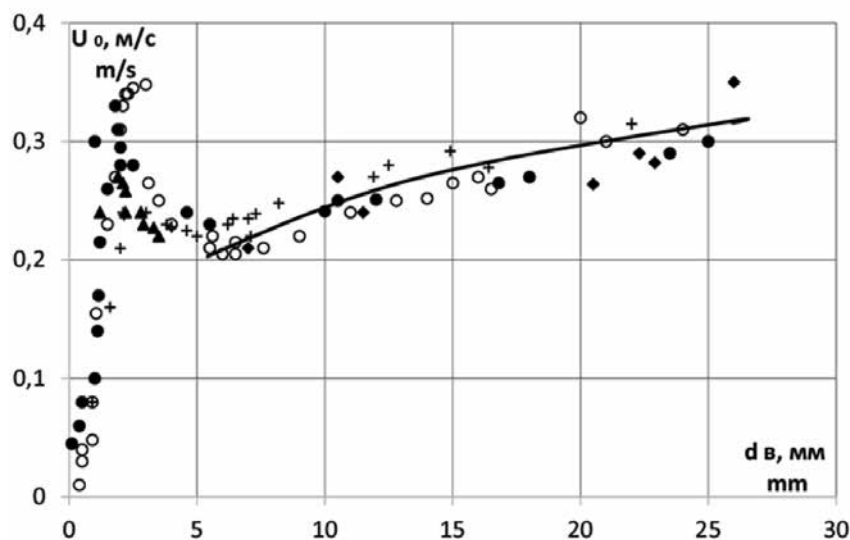


Рисунок 1. Зависимость скорости всплытия одиночных паровых пузырей от их диаметра. Условные обозначения: ●, ▲, ◆, ○, + — соответствуют сериям опытов [5].

Figure 1. Dependence of the rate of ascent of single vapor bubbles on their diameter. Legend: ●, ▲, ◆, ○, + — correspond to a series of experiments [5].

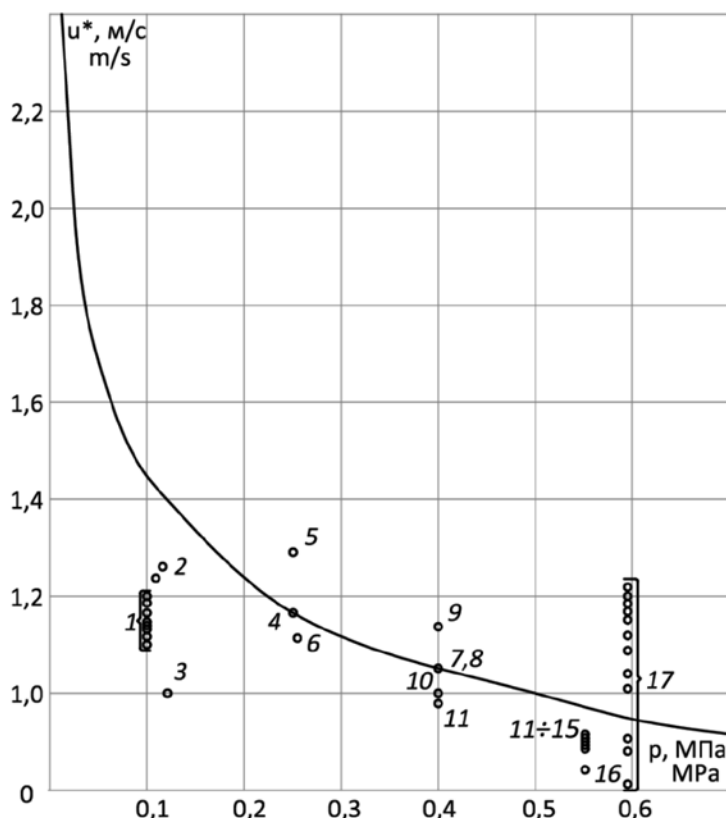


Рисунок 2. Зависимость групповой скорости всплытия паровых пузырей от давления. Цифрами 1 – 17 обозначены серии опытов по [4]

Figure 2. Dependence of the group velocity of the rise of steam bubbles on pressure. Numbers 1 – 17 show a series of experiments [4]

деляются из воды без набухания уровня.

На рисунке 2 представлена зависимость групповой скорости всплытия пузырей от давления согласно формулы (1), а также результаты ряда экспериментальных исследований [1]. При постоянном давлении пара в аппарате 0,1 МПа скорость всплытия пузырей составляет от 1,08 до 1,21 м/с, чему соответствует скорость изменения мощности не более $0,1 N_{\text{ном}}/\text{с}$.

Однако, при отключении энергоблока в аварийной ситуации скорость снижения давления пара и мощности на порядок выше и составляют соответственно $1-1,5 P_{\text{ном}}/\text{с}$ и $1-1,5 N_{\text{ном}}/\text{с}$. Поэтому, при данном режиме предложенные в [1, 2, 6] методики расчета набухания, основанные на скорости всплытия пузырей, не могут быть применены.

Методики расчета времени набухания уровня воды на линии насыщения при большой скорости падения давления, когда пузырьки пара не успевают выделиться из воды для смешивающих подогревателей паровых турбин, отсутствуют. Ниже предложена методика расчета для указанного случая.

падению давления, чем в недеаэрированной воде. Центрами образования и роста пузырей являются микронеровности на поверхностях элементов конструкции аппарата, микрочастицы в воде, микропузырьки и неустойчивая структура состояния воды [9].

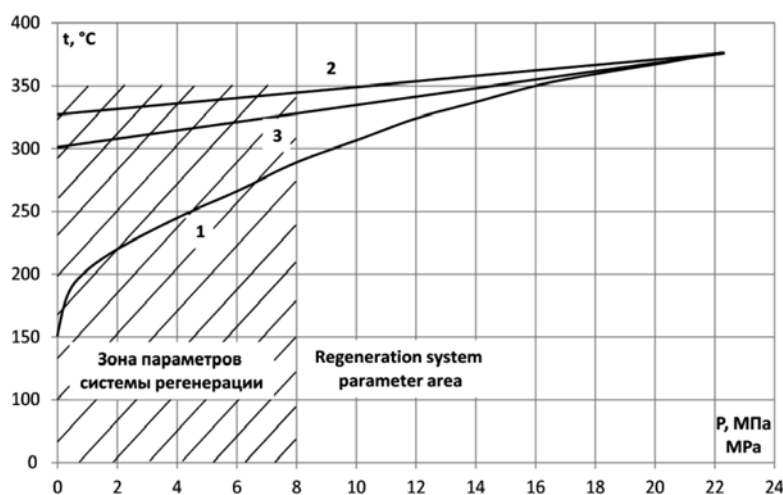


Рисунок 3. Иллюстрация метастабильного состояния воды в $t - P$ координатах. Приведена зона параметров системы регенерации. Цифрами обозначены: 1 — бинодаль, 2 — спинопаль, 3 — линия постоянной скорости образования пузырей

Figure 3. Illustration of the metastable state of water in $t - P$ coordinates. The zone of parameters of the regeneration system is given. The numbers indicate: 1 — binodal, 2 — spinodal, 3 — line of constant bubble formation rate

Время набухания уровня пароводяной смеси в паровом отсеке включает в себя следующие составляющие:

$$\tau = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3$$

где: τ_1 — время падения давления при конденсации массы пара, находящегося в отсеке нагрева с учетом обратного потока пара из отсека в турбину;

τ_2 — характерное время ожидания образования жизнеспособного парового пузырька;

τ_3 — время роста пузырька до момента разрушения.

τ_1 определяется из следующих соображений. При нормальной работе давление пара в камере отбора турбины больше давления в аппарате на величину гидравлического сопротивления тракта. При сбросе нагрузки энергоблока давление в отборе падает по экспоненциальной зависимости:

$$P = \frac{P_{\tau_0}}{10,3\tau^{2,2} + 1}$$

где: P_{τ_0} — давление пара в отборе турбины.

В начальный момент времени прекращается поступление пара из отбора в подогреватель и на струях холодной воды происходит конденсация пара, находящегося в отсеке нагрева. Время снижения давления от P_0 до P_1 , соответствующего среднеинтегральной температуре струй воды, определяется по выражению:

$$\tau_1 = \frac{V_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot r}{G_{\text{в}}(i_{\text{ввых}} - i_{\text{вх}})}$$

где: $V_{\text{п}}$, $\rho_{\text{п}}$ — объем и плотность пара в отсеке нагрева;

r — скрытая теплота парообразования;

$G_{\text{в}}$ — расход воды;

$i_{\text{ввых}}$, $i_{\text{вх}}$ — энтальпия воды на входе и выходе отсека нагрева.

Влияние истечения пара на падение давления в отсеке нагрева составляет 2–3 с, что исключает спонтанное, взрывное вскипание воды на перегородке. Фазовый переход при образовании и росте пузырей происходит по механизму гетерогенной нуклеации.

Поскольку возникновение парового пузырька носит случайный характер, то под временем τ_2 следует понимать среднее время ожидания зародыша. Величина $J = 1/\tau_2$ определяет частоту зародышеобразования, то есть среднее число зародышей, образующихся в данном объеме воды в единицу времени. Скорость зародышеобразования в единицу объема $J_1 = J/V$ и тогда $\tau_2 = 1/(J_1 V)$.

Частота зародышеобразования определяется по уравнению Деринга – Фольмера:

$$J_1 = B \sqrt{\frac{6\sigma}{(3-b)\pi m}} \exp\left[-\frac{h}{kT}\right] \exp\left[-\frac{W_k}{kT}\right]$$

где: B — количество молекул в единицу объема; m — масса молекулы;

σ — поверхностное натяжение;

h — теплота парообразования в расчете на одну молекулу;

k — постоянная Больцмана;

W_k — работа по образованию критического зародыша.

Отношение $W_k/kT = G$ — число Гиббса, определяющее глубину проникновения жидкой фазы в паровую область, то есть степень метастабильности.

Время τ_3 определяется как время роста пузырька до критического состояния (до разрушения). Для условий отсека нагрева смешивающего подогревателя примем следующие допущения при росте пузырька при декомпрессии:

– пузырек имеет сферическую форму с одинаковой температурой и давлением на линии насыщения;

– влиянием вязкости и сжимаемости пренебрегаем вследствие большой скорости звука в паре и в воде;

– влиянием инерционных сил пренебрегаем в виду малой плотности пара.

Давление воды на границе пузырька определяется по зависимости:

$$P(R) = P_v(T) - \frac{2\sigma}{R}$$

где: $P_v(T)$ — давление насыщенного пара при температуре T на границе пузырька.

Начальный радиус пузырька R_0 определяется из соотношения:

$$\frac{2\sigma}{R_0} = P_v(T_0) - P_0$$

Тогда уравнение движения границы или скорости роста пузырька пара в деаэрированной воде с параметрами, характерными при работе системы регенерации низкого давления примет вид:

$$R \frac{d^2R}{dt^2} + \frac{3}{2} R^2 = \frac{P_v(T) - P_v(T_0) + \frac{2\sigma}{R_0} \left(1 - \frac{R_0}{R}\right)}{\rho}$$

Рост пузырька заканчивается при равенстве величин давления пара внутри и силы поверхностного натяжения пленки воды. После чего происходит разрушение пузырька с выделением пара и образованием капли воды.

Выводы

Таким образом, анализ ранее проведенных экспериментальных исследований, опыта эксплуатации смешивающих подогревателей на ТЭС и АЭС, а также представленные теоретические обоснования позволяют оценить время образования и роста пузырьков в деаэрированной воде. Исследуемый физический процесс характерен для условий работы смешивающих подогревателей системы регенерации низкого давления турбоустановок и представляет интерес с точки зрения обоснования времени быстрого действия системы защи-

ты турбины от попадания влаги в турбину с обратным потоком пара.

Список использованных источников

1. Готовский М. А. Актуальные проблемы систем регенерации паротурбинных установок. Конструкторские и научные проблемы совершенствования систем регенерации питательной воды и результаты их решения: монография / М. А. Готовский, Ю. Г. Сухоруков. LAP Lambert Academic Publishing 2015;: 239.
2. Ермолов В. Ф. Бездеаэрационные тепловые схемы / В. Ф. Ермолов, Н. Н. Трифонов, Ю. Г. Сухоруков // Машиностроение. Энциклопедия в 40 т. Т. IV-19 Турбинные установки. – М.: Машиностроение 2015;: 165–174.
3. Gotovsky M. A., Ermolov V. F., Mikhailov V. E., Sukhorukov, Yu. G., Trifonov N. N. On the prospects of using deaeratorless thermal schemes with direct contact low-pressure heaters at new Nuclear power plants. Proceedings of ICONE22, July 7–11, 2014, Prague, Czech Republic ICONE22-30487.
4. Пат. 2568027 Российская Федерация, МПК F 22 D 1/32. Смешивающий подогреватель системы регенерации паровых турбин / Ермолов В. Ф., Трофимова О. Б., Сухоруков Ю. Г., Юдина Н. Г., Сухорукова Е. А., Мухин В. В., Большаков Е. А.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова». – №2014148329/06; заявлено 01.12.14; Бюл. 2015; (31): 4.
5. Есин С. Б. Разработка и опыт совершенствования схем регенерации и ее оборудования турбин мощностью 100 – 800 МВт / С. Б. Есин, Н. Н. Трифонов, Ю. Г. Сухоруков, П. В. Егоров и др. // Надежность и безопасность энергетики 2017; 10(4): 340 – 347.
6. Ледуховский Г. В. Исследование технологических процессов атмосферной деаэрации воды / Г. В. Ледуховский, В. Н. Виноградов, С. Д. Горшенин, А. А. Коротков / под общ. ред. Г. В. Ледуховского; ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина» 2016;: 420 с.
7. Есин С. Б. Исследование бездеаэрационной тепловой схемы и ее оборудования при переменных режимах работы энергоблока / С. Б. Есин, Н. Н. Трифонов, Ю. Г. Сухоруков, П. В. Егоров // 2 Всероссийская спец. науч.-практическая конференция молодых специалистов «Современные технологии в энергетике»: – М. 2018;: 107–112.
8. Синцова Т. Г. Расчетное обоснование безопасной работы турбины при обратном потоке пара из смешивающего подогревателя / Т. Г. Синцова, Н. Н. Трифонов, Ю. Г. Сухоруков, Е. К. Николаенкова // Национальный конгресс по энергетике: сб. материалов докладов. – Казань. 2014;: 409–414.
9. Куперштох А. Л. Фазовые переходы жидкость – пар в сильных

электрических полях / А. Л. Куперштох, Н. В. Гаврилов, Е. В. Ерма-
нюк // Современная наука: исследования, идеи, результаты, техно-
логии. «НПК Триакон». – Днепропетровск 2013; – 1(12): 389–395.

References

1. Gotovsky M. A., Sukhorukov Yu. G. Actual problems of steam turbine plant regeneration systems. Design and scientific problems of improving feedwater regeneration systems and the results of their solution. Lap Lambert Academic Publishing 2015;: 239.
2. Ermolov V. F. Deaeration-free thermal circuits / V. F. Ermolov, N. N. Trifonov, Yu. G. Sukhorukov // Mechanical Engineering. Encyclopedia in 40 t. T. IV–19 Turbine units. – M.: Mechanical Engineering 2015;: 165–174.
3. Gotovsky M. A., Ermolov V. F., Mikhailov V. E., Sukhorukov, Yu. G., Trifonov N. N. On the prospects of using deaeratorless thermal schemes with direct contact low-pressure heaters at new Nuclear power plants. Proceedings of ICONE22, July 7–11, 2014, Prague, Czech Republic ICONE22-30487.
4. Pat. 2568027 Russian Federation, IPC F 22 D 1/32. Mixing heater of a steam turbine regeneration system / Ermolov V. F., Trofimova O. B., Sukhorukov Yu. G., Yudina N. G., Sukhorukova E. A., Mukhin V. V., Bolshakov E. A.; applicant and patent holder Joint Stock Company "I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment" – No. 2014148329/06; stated on 12/01/14; publ. 11/10/15, Bull. 2015; (31): 4.
5. Yesin S. B. Development and experience in improving regeneration schemes and its equipment for turbines with a capacity of 100–800 MW / S. B. Yesin, N. N. Trifonov, Yu. G. Sukhorukov, P. V. Egorov et al. // Reliability and safety of energy 2017; 10(4): 340–347.
6. Ledukhovskiy G. V. Research of technological processes of atmospheric deaeration of water / G. V. Ledukhovskiy, V. N. Vinogradov, S. D. Gorshenin, A. A. Korotkov / under the total. ed. G.V. Ledukhovskiy; FGBOUVO "Ivanovo state. energetic. un-t them. IN AND. Lenin" 2016;: 420.
7. Yesin S. B. Investigation of a deaeration-free thermal circuit and its equipment under variable operating conditions of a power unit / S. B. Yesin, N. N. Trifonov, Yu. G. Sukhorukov, P. V. Egorov // 2 All-Russian special. scientific and practical conference of young specialists (with international participation) "Modern technologies in the energy sector": Sat. reports. – M. 2018;: 107–112.
8. Sintsova T. G. Calculation substantiation of safe operation of a turbine with a reverse steam flow from a mixing heater / T. G. Sintsova, N. N. Trifonov, Yu. G. Sukhorukov, E. K. Nikolaenkova // National Congress on Energy: Sat. materials of reports. – Kazan 2014;: 409–414.
9. Kuperstokh A. L. Liquid – vapor phase transitions in strong electric fields / A. L. Kuperstokh, N. V. Gavrilov, E. V. Yermanyuk // Modern science: research, ideas, results, technologies. "NPVK Triakon." – Dnipropetrovsk 2013; 1(12): 389–395.

