

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

4



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1952

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

4

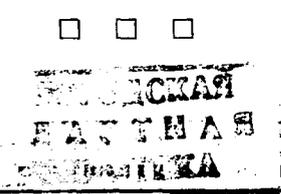
АПРЕЛЬ
1952

Орган Министерства электростанций СССР

23-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Передовые борцы за техниче- ский прогресс	3	ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ	
Н. Ф. Рысаков — Реконструкция прямоточ- ного котла	6	И. И. Бендерский и Л. М. Гухлернер — Ис- пользование Г-образного крана грузо- подъемностью 25 т под нагрузку 40 т	50
В. М. Сыромятников — Приближенный рас- чет шайбования пароперегревателей	9	Ю. М. Сегал — Проточка шеек роторов тур- бин и генераторов	51
П. И. Варенец и Е. К. Корчинский — Регу- лирование производительности центро- бежных насосов задвижкой на входе воды	13	Б. А. Кучинский — Передвижной агрегат для бетонирования фундаментов опор	53
С. А. Шохат — Отключение на чистку одного из двух конденсаторов турбины	15	ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ	
Е. П. Шубин — О технико-экономических показателях проектируемых тепловых сетей	18	Ю. Ф. Куваев , В. Я. Лях и Ю. Л. Маршак — Деформации пластинчатого воздухопо- догревателя при повышенном перепаде давлений воздуха и газов	55
А. С. Львов — Блочный способ монтажа тру- бопроводов	21	В. К. Еременко — Из опыта эксплуатации турбин	56
Н. И. Силов — Дополнительные данные об эффективности автоматического пов- торного включения линий	26	В. П. Смерчинский — Повреждение транс- форматоров тока	56
А. Я. Меерсон — Опыт внедрения метода инженера Ковалева в котельной элек- тростанции	27	Б. К. Перец — Ремонт турбогенератора с проволочным бандажем на роторе	57
Г. Ф. Бардик и Я. М. Бейлихес — Приме- нение метода инженера Ковалева в ко- тельном цехе	28	С. И. Хазан — Усиление крепления центри- рующего кольца ротора турбогенератора	58
Е. Ф. Иоффе , В. С. Моськин , А. А. Ряза- нов и П. Г. Федоров — Скоростные ре- монты выключателей	31	В. И. Муратова — О повышении внутриба- ковой изоляции выключателя ВМ-35	59
Б. Е. Вдовин — О скорости сушки транс- форматоров под вакуумом	34	А. Г. Рысс — Изменение коэффициента транс- формации трансформаторов	59
И. О. Фидельман — Опыт сушки трансфор- матора	35	Ф. Ф. Дерюгин — Неправильная работа им- пендансной защиты с высокочастотной блокировкой	60
М. В. Хомяков — К вопросу о сушке транс- форматоров	36	Н. А. Корж — Эксплуатация изоляции силь- но загрязняемой открытой подстанции 38 кв	61
А. М. Рыцлин и Г. Ш. Юровский — О суш- ке трансформаторов под вакуумом	38		
И. А. Сыромятников — Применение сухих реакторов для пуска синхронных ком- пенсаторов	40	ХРОНИКА	
К. Н. Боголюбский — Проверка прочности древесины опор	42	В Техническом управлении Министерства	
ДИСКУССИЯ		О внедрении самосинхронизации генерато- ров и компенсаторов в качестве нор- мального способа синхронизации	62
О барботаже в деаэраторах питательной воды		О схемах максимальной токовой защиты с одним реле серии ЭТ с раздельным вклю- чением обмоток	62
М. М. Пик	44		
Д. А. Савиновский , Б. Н. Ухин и Г. П. Сутоцкий	46	КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
И. Т. Деев и В. Л. Подгаевский	47	Л. И. Двоскин — Рецензия на книгу „Элек- трическая часть станций и подстанций“, под редакцией А. А. Глазунова	63
М. И. Чиркин	48		
Е. В. Халапсина	48		



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

**А. А. Боровой, П. Г. Грудинский, К. Д. Лаврененко, С. Г. Мхитарян,
В. А. Попов, Б. М. Соколов, И. А. Сыромятников, С. Ц. Фаерман, Д. Г. Чижов**

Главный редактор Д. Г. Чижов

**Адрес редакции: Москва, Ветошный пер., ГУМ, III корпус, I эт., ком. 165.
Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора К 4-44-10 и комм. К 1-02-80, доб. 2-10**

ПЕРЕДОВЫЕ БОРЦЫ ЗА ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОГРЕСС

Постановление Совета Министров СССР о присуждении Сталинских премий за выдающиеся работы в области науки, изобретательства, литературы и искусства за 1951 г. свидетельствует о новых победах нашего народа во всех областях хозяйственного и культурного строительства.

Забота коммунистической партии и Советского правительства о новаторах науки и техники получила новое овеянное отражение в работах, за которые присуждены высокие награды.

Каждая новая машина, новый метод, новый технологический режим или новое организационное решение важной технической задачи — это все дополнительный материал для построения величественного здания коммунизма, средство для повседневного улучшения благосостояния трудящихся. В этом величайший стимул и источник подлинного творческого вдохновения для наших новаторов, ибо, как говорил В. И. Ленин: «Раньше весь человеческий ум, весь его гений творил только для того, чтобы дать одним все блага техники и культуры, а других лишить самого необходимого — просвещения и развития. Теперь же все чудеса техники, все завоевания культуры станут общенародным достоянием, и отныне никогда человеческий ум и гений не будут обращены в средства насилия, в средства эксплуатации».

Вот почему присуждение Сталинских премий встречается каждым советским человеком как подлинный праздник, с чувством большой гордости за передовиков советской науки и техники, как новое достижение, приближающее нас к заветной цели — коммунизму.

Сталинскими премиями отмечен ряд работ в области энергетики и в смежных с ней областях энергетического машиностроения и гидроэнергетического строительства.

Среди лауреатов — группа работников Ленинградского металлического завода им. Сталина, под руководством заместителя главного конструктора бюро К. А. Спиридонова, разработавшая конструкцию и освоившая производство унифицированной серии паровых турбин высокого давления. Помимо руководителей бюро, секторов и заводской лаборатории творческое участие в создании новых, более совершенных турбин приняли представители славной армии ленинградских металлургов — формовщик М. М. Власов и электросварщик А. А. Сидоров. В этом едином созидательном процессе все больше стирается грань между трудом умственным и физическим.

Идея унификации отдельных узлов и деталей оборудования все больше осуществляется в энергетическом машиностроении.

В отечественном котлостроении уже нашла широкое применение разработанная советскими теплотехниками идея унификации котлов для широкой гаммы углей СССР. В котле высокого давления Таганрогского завода «Красный котельщик», за разработку которого ранее была присуждена Сталинская премия, в зависимости от вида топлива и системы пылеприготовления, изменяются только нижняя половина экранов, вторые части перегревателя и водяного экономайзера. Все остальные элементы котлоагрегата остаются неизменными.

В серии турбин, за разработку которых присуждена Сталинская премия за 1951 г., степень унификации весьма высока. Это позволило усовершенствовать технологию производства турбин, повысить качество и снизить их стоимость.

Широкая унификация способствовала увеличению выпуска паровых турбин. При уменьшении занятых в этом производстве рабочих выпуск паровых турбин на Ленинградском металлическом заводе им. Сталина по мощности увеличился в несколько раз. Производство большого числа турбин высокого давления позволяет переводить советскую энергетику на новые параметры пара, что дает значительную экономию топлива, расходуемого на выработку электроэнергии.

Для эксплуатации турбин и их ремонта унификация большей части деталей и узлов представляет серьезные преимущества.

Техника высокого давления пронизывает всю социалистическую индустрию. Помимо создателей унифицированных паровых турбин мы видим в списке новых лауреатов группу работников того же славного Ленинградского металлического завода им. Сталина, награжденных Сталинской премией за создание под руководством начальника отдела завода А. А. Ломакина конструкции горячих крекинговых насосов высокого давления центробежного типа.

Группа работников Научно-исследовательского института химического машиностроения в тесном содружестве с работниками Сумского машиностроительного завода им. Фрунзе разработала конструкцию и освоила производство мощных компрессоров высокого давления. За эту работу, проведенную под руководством директора института Н. А. Доллежала, новаторы награждены Сталинской премией.

Гидравлические компрессоры сверхвысокого давления созданы работниками Института органической химии Академии наук СССР Л. Ф. Верещагиным (руководитель работы) и В. Е. Ивановым в содружестве с работниками завода П. И. Шавровым и П. Ф. Витковским. Эта работа также отмечена Сталинской премией.

— А. В. Щегляеву — профессору Московского энергетического института им. В. М. Молотова, доценту того же института С. Г. Смелъницкому и главному инженеру Каширской грэс Д. А. Ермакову присуждена Сталинская премия за разработку и внедрение новой системы регулирования паровых турбин. Созданный ими быстроходный бесшарнирный регулятор¹, управляющий турбиной за счет изменений упругих деформаций, возникающих при изменении скорости вращения турбины, позволяет достигнуть высокой чувствительности регулирующей системы. Регулятор не имеет изнашиваемых шарниров и работает с номинальной скоростью вращения турбины (3 000 об/мин) без промежуточного редуктора. Установленные на турбинах мощностью 22 и 50 тыс. квт, такие регуляторы работают безотказно, практически не требуя ремонта.

В данной работе еще раз сказалось превосходство советской науки и техники над наукой и техникой капиталистических стран. Заграничная турбинная техника не имеет столь совершенных конструкций для регулирования паровых турбин.

Ряд работ, авторы которых удостоены Сталинской премии, позволяет механизировать трудоемкие процессы и ускорить возведение грандиозных гидротехнических сооружений.

Коллектив авторов — новаторов производства гидротехнических работ на Волго-Доне награжден Сталинской премией за скоростной намыт земляной плотины Цимлянского гидроузла объемом около 25 млн. м³. Впервые в мировой практике на строительстве намыты плотины, имеющие песчаное ядро вместо глинистого.

Другая группа строителей Волго-Дона под руководством главного инженера управления Ф. Ф. Энгеля удостоена Сталинской премии за внедрение в гидротехническое строительство новых способов водопонижения. В котлованах общей площадью .80 га здесь ежемесячно откачивалось свыше 10 млн. м³ воды.

Скважины-колодцы, устроенные в котловане Цимлянкой водосливной плотины, рекордно снизили уровень грунтовых вод — на 23,5 м!

Группа профессоров и доцентов Московского геологоразведочного института им. С. Орджоникидзе и Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова совместно с инженерами Гидропроекта создала методическое руководство по инженерно-геологическим исследованиям для гидроэнергетического строительства, за что награждена Сталинской премией.

Две группы новаторов награждены Сталинскими премиями: за разработку и внедрение нового способа производства электроизоляционных изделий (под руководством П. О. Грибовского) и за усовершенствование технологии производства электрической изоляции (работники Всесоюзного электротехнического института им. В. И. Ленина и начальники цеха завода; руководитель работы Е. К. Лашев).

Коллектив авторов — работников завода

«Электроцит» Министерства электростанций создал и внедрил комплектные распределительные устройства высокого напряжения для станций и подстанций.

Распределительные устройства обычного типа имеют ряд недостатков: сложную строительную часть и большие габариты; высокую стоимость здания и большой объем монтажных работ.

Комплектные распределительные устройства имеют ряд преимуществ по сравнению с обычными: простота и небольшие габариты строительной части — здание залного типа без перегородок, одноэтажное, высотой 3,5 ÷ 4 м; небольшой объем монтажных работ на месте установки — в 8 ÷ 10 раз меньше, чем при обычных распределительных устройствах; удобство и безопасность обслуживания ячеек; упрощение и удешевление монтажных работ, а также проектирования, которое сводится к простому набору соответствующих стандартных ячеек. Подобные распределительные устройства можно в случае необходимости легко и быстро перебрасывать с одной установки на другую.

Заводом «Электроцит» освоено и налажено серийное изготовление распределительных устройств 3 ÷ 6 кв нового типа с одинарной системой шин на максимальный ток 900 а, оборудованных высоковольтной аппаратурой нормального исполнения, выпускаемой отечественными аппаратостроительными заводами. Эти устройства предназначены для собственного расхода электростанций.

Значительное количество ячеек комплектных распределительных устройств завода «Электроцит» работает на ряде энергетических установок Советского Союза. Их применение значительно ускоряет и удешевляет сооружение распределительных устройств, что имеет большое значение при широких масштабах энергетического строительства в СССР.

Среди новых лауреатов Сталинской премии в области энергетики значатся имена создателей мощных ртутных выпрямителей во главе с руководителем работы В. К. Крапивинным; коллектива в составе М. Р. Найфельда, Г. В. Сербиновского, Г. С. Матюхина и др., разработавших и осуществивших систему электроснабжения высокой надежности; коллектива сотрудников Московского энергетического института им. В. М. Молотова в составе проф. Г. Н. Петрова (руководитель работы), С. С. Окуня и В. Т. Прыткова, создавших и внедривших в содружестве с работниками треста «Энергоремтрест» и завода «Электроаппарат» трансформаторы тока с новой системой компенсации.

Применение нового метода компенсации позволило разработать и внедрить в промышленность новые типы трансформаторов тока, обладающие значительно меньшим весом и габаритами. В среднем уменьшение веса активных материалов — стали и меди — составляет до 50%.

Компенсация погрешностей по методу МЭИ представляет собой оригинальное советское изобретение, значительно превосходящее по эффективности, простоте выполнения и стабильности погрешностей заимствованные из заграничной

¹ См. статью указанного коллектива авторов. «Новая система регулирования паровой турбины», «Электрические станции», № 8, 1950.

техники методы компенсации, еще до недавнего времени применявшиеся в СССР.

В настоящее время большинство трансформаторов тока массового применения напряжением до 10 кв включительно выпускается с компенсацией погрешностей по методу МЭИ.

Принцип компенсации погрешностей трансформаторов тока заключается в создании значительного магнитного поля рассеяния при помощи магнитных шунтов весьма простой конструкции и особого расположения обмоток. Как известно, погрешности трансформаторов тока в значительной степени определяются величиной активного и индуктивного сопротивления вторичной обмотки. Применение магнитного шунта позволяет автоматически по мере уменьшения первичного тока изменять эти сопротивления в сторону их снижения. При малых значениях первичного тока удается получить отрицательные значения не только индуктивного, но и эквивалентного активного сопротивления вторичной обмотки.

Наличие ряда легко регулируемых параметров компенсации (конструкция и местоположение магнитного шунта, размещение вторичной обмотки на сердечнике и др.) позволяет видоизменять кривые погрешности и придавать им наиболее благоприятную форму.

Сталинской премией награжден профессор Московского энергетического института им. В. М. Молотова И. И. Соловьев, автор учебного пособия «Автоматизация энергетических систем».

В этой книге впервые в систематизированном и сжатом виде изложены основные вопросы современной автоматики энергосистем, над которыми работает инженер-электроэнергетик в своей практической деятельности. Она содержит в себе теорию и принципы действия устройств автоматики, а также методы расчета их настройки в условиях эксплуатации.

Труд проф. И. И. Соловьева, являясь единственным пособием для студентов и инженеров соответствующей специальности, представляет собой результат сочетания большого практического опыта с передовой теорией.

Выход книги проф. И. И. Соловьева является знаменательным событием в советской технической литературе, подводящим итоги огромного труда многочисленного коллектива советских энергетиков. Книга намечает ближайшие пути дальнейшего развития и дает целеустремленную направленность для подготовки кадров в этой области новой техники.

Авторами многих работ, отмеченных постановлением правительства о присуждении Сталинских премий, наряду с академиками и профессорами являются рядовые рабочие и мастера, практики, новаторы дела, про которых товарищ Сталин сказал: «Бывает и так, что новые пути науки и техники прокладывают иногда не общеизвестные в науке люди, а совершенно неизвестные в научном мире люди, простые люди, практики, новаторы дела».

Научные организации вступают в тесное творческое содружество с производством — заводами, электростанциями. Высокая эффективность этой новой формы социалистической организации научно-технических исследований, в которой явно проступают ростки будущих коммунистических творческих общественных отношений, подтверждается многочисленными работами в области энергетики и в смежных с ней областях, отмеченными высокими наградами.

Дальнейшие работы энергетиков — работников науки и практики, направленные на разрешение наиболее важных для энергетики проблем, приведут к еще большим творческим победам и усилению хозяйственной и политической мощи нашей великой Родины.



Реконструкция прямоточного котла

Инж. Н. Ф. Рысаков

Прямоточный котел системы Рамзина типа 24 СП 200/140, построенный на высокое давление из-за отсутствия потребности в паре высокого давления эксплуатируется при давлении 32 ат и температуре перегретого пара 420° С.

При низком давлении и работе на челябинском буром угле максимальная производительность котла составляла всего 125—150 т/час. Уже при этих нагрузках наблюдалось шлакование топочной камеры. Щелевые пылеугольные горелки работали неудовлетворительно, в результате чего топочный объем полностью не использовался. Холодная воронка имела трубы с плавниками, которые часто выходили из строя. В конвективных поверхностях нагрева наблюдался большой износ золой из-за высоких скоростей газов, принятых при проектировании котла в 1936—1937 гг.

Из-за изношенности воздухоподогревателя коэффициент избытка воздуха на участке котел — всас дымососа доходил до 1,8.

С целью повышения максимальной паропроизводительности до 160 т/час, а также обеспечения надежной работы была намечена реконструкция котлоагрегата, предусматривавшая:

1) установку нового водяного экономайзера с меньшими скоростями газов;

- 2) установку новых пылеугольных горелок;
- 3) изменение холодной воронки с установкой гладких труб вместо плавниковых;
- 4) замену изношенного воздухоподогревателя;
- 5) замену переходной зоны котла и изменение схемы ее включения;
- 6) переделку дымососов по типу дымососов Оргрэс.

Переходная зона котла при реконструкции включалась между верхней радиационной частью и пароперегревателем, что позволяло максимально понизить влажность пара, выходящего из переходной зоны (влажность на выходе 3,6%), а между нижней и верхней радиационной частями устанавливался внутрикотловый подогреватель¹.

Назначение внутрикотлового подогревателя — максимально возможный подогрев питательной воды после водяного экономайзера, перед входом в радиационную часть, для стабилизации внутрикотловых процессов. При этом закипание воды в подогревателе исключается благодаря разнице в давлениях обогреваемой пароводяной смеси и нагреваемой воды.

Внутрикотловый подогреватель позволяет создать подобно котлам с естественной циркуляцией неподвижную зону кипения, что должно улучшить условия работы радиационных экономайзерных и испарительных поверхностей нагрева, сократить межземевиковую пульсацию и снизить вынос солей с перегретым паром.

Сокращение межземевиковой пульсации позволяет увеличить диаметр шайб во входных змеевиках и тем самым уменьшить гидравлическое сопротивление котла.

По новой схеме² питательная вода поступает в водяной экономайзер, затем, пройдя внутрикотловый подогреватель, направляется в коллектор холодной воронки (рис. 1).

Равномерное распределение воды по трубам холодной воронки осуществляется с помощью дроссельных шайб диаметром 11 мм, установленных в змеевиках за входным коллектором. Змеевики холодной воронки непосредственно переходят в ленты нижней радиационной части топки.

Из выходного коллектора нижней радиационной части по соединительному трубопроводу и разгонной трубе диаметром 194×25 мм пароводяная смесь попадает во входной коллектор нагревающего агента внутрикотлового подогревателя.

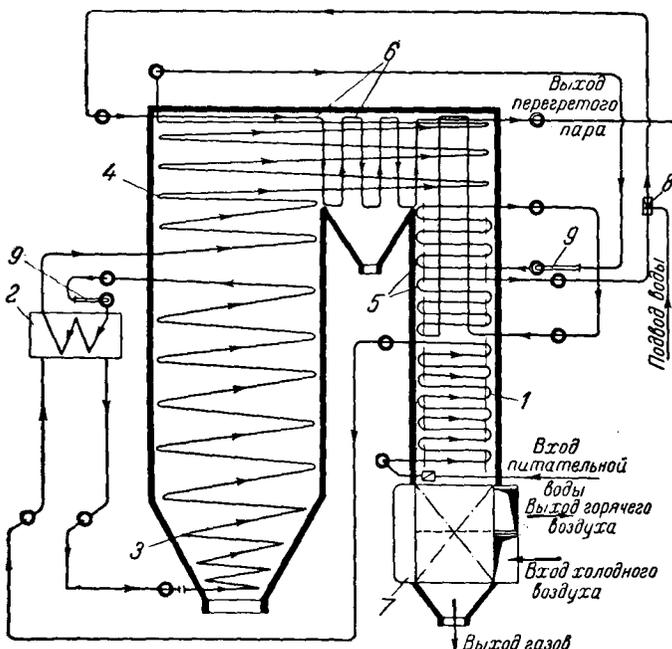


Рис. 1. Схема модернизированного прямоточного котла.

1 — водяной экономайзер; 2 — внутрикотловый подогреватель; 3 — нижняя радиационная часть; 4 — верхняя радиационная часть; 5 — переходная зона; 6 — пароперегреватель; 7 — воздухоподогреватель; 8 — вспыскивающее устройство; 9 — разгонная труба.

¹ По предложению инженера БПК Б. К. Липпе.

² Проект реконструкции разработан Проектным бюро Уралэнергомонтажа.

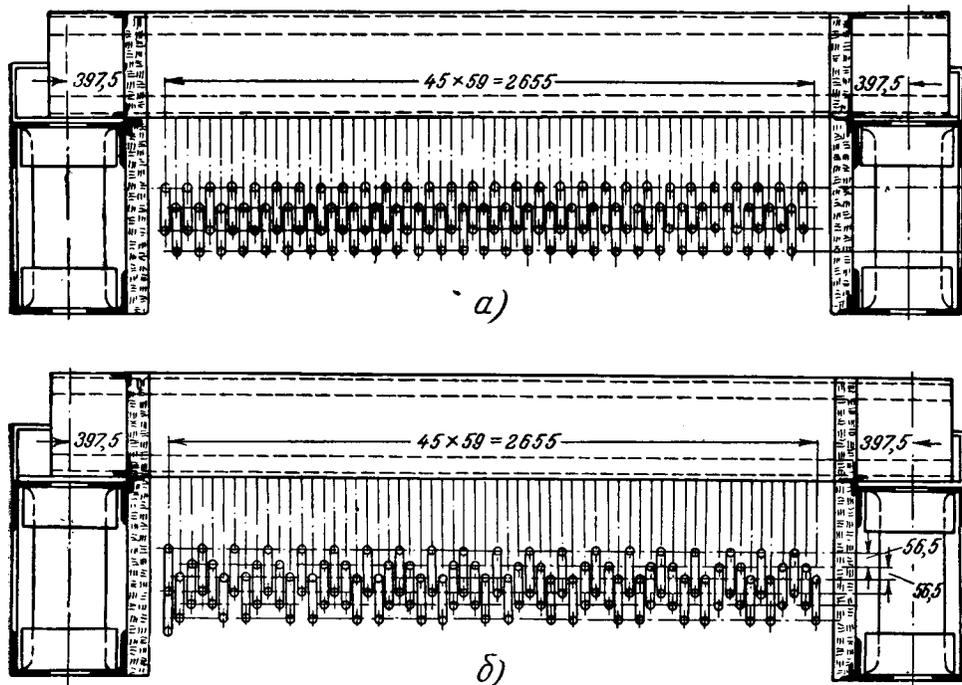


Рис. 2. Схемы размещения змеевика водяного экономайзера в газоходе.
а — до реконструкции; б — после реконструкции.

В 40 параллельно включенных змеевиках диаметром 51×5 мм внутрикотлового подогревателя тепло паро-водяной смеси частично передается питательной воде. Змеевики внутрикотлового подогревателя непосредственно переходят в ленты верхней радиационной части, из которой через разгонную трубу диаметром 114×6 мм паро-водяная смесь направляется во входной коллектор переходной зоны.

Последняя состоит из двух полупакетов, соединенных последовательно. Из переходной зоны пар направляется в пароперегреватель, состоящий из радиационной и конвективной частей. Радиационная часть образуется из 52 параллельно включенных потолочных труб топочной камеры, которые затем переходят в змеевики конвективной части пароперегревателя.

Регулирование температуры перегрева осуществляется изменением соотношения расходов воды и топлива и дополнительно с помощью впрыскивающего устройства, установленного перед входным коллектором пароперегревателя. Расчетные данные по котлоагрегатам следующие:

Паропроизводительность	160 т/час
Давление	34 ата
Температура перегрева	420° С
Теплотворная способность угля	3700 ккал/кг
Влажность угля	19%
Зольность на рабочую массу	24,3%
Температура питательной воды	150° С
" на выходе из топки	1125° С
" уходящих газов	180° С
" воздуха	240° С
Скорость газов в переходной зоне	13,4 м/сек
То же в водяном экономайзере	9,3 "
" в воздухоподогревателе	12,3 "
Тепловое напряжение топочного объема	137 000 ккал/м ³ час

К. п. д. агрегата 87,4%
Гидравлическое сопротивление агрегата 63,7 ата

Конструктивные размеры котлоагрегата сведены в таблицу.

Наименование	Поверхность нагрева, м ²	Диаметр труб, мм	Число параллельно включенных витков
Топочная камера			
Холодная воронка 0-I ленты	69	42×6	50
" " II-IV "	206	42×6	50
" " V-VI "	135	52×6	40
Потолок	59	38×3	152
Окно пароперегревателя	21	38×3	152
Конвективный пароперегреватель			
Конвективный пучок	265	38×3	152
Боковые стенки	9	52×6	40
Поворотная камера			
Окно пароперегревателя	21	38×3	—
Окно переходной зоны	18	54×7	—
Потолок	22,5	38×3	—
Задняя и боковая стенка	39,5	52,6	—
Переходная зона			
I ступень	345	54×7	26
II ступень	415	54×7	26
Подвесные трубы	20	54×7	—
Водяной экономайзер	1560	40×5	60
Воздухоподогреватель	5470	51×115	—

Из всех проведенных работ остановимся на реконструкции водяного экономайзера, пылеугольных горелок и на установке внутрикотлового подогревателя.

Сложность реконструкции водяного экономайзера заключалась в том, что необходимо было в

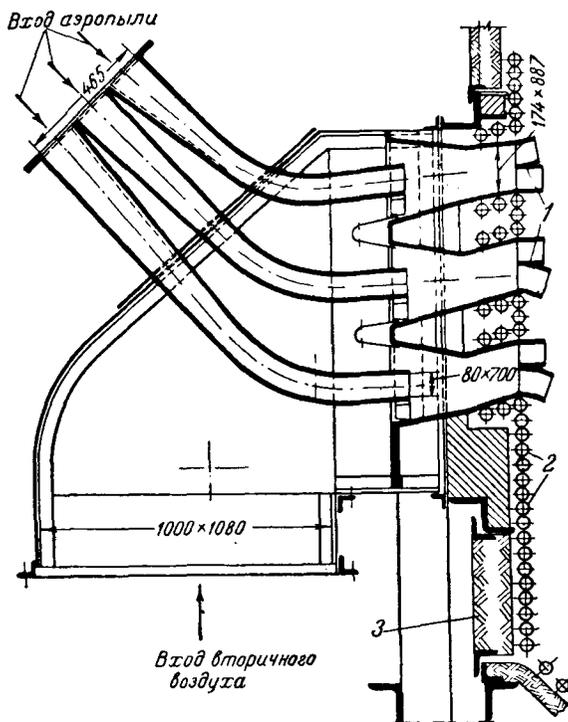


Рис. 3. Общий вид щелевой горелки.
1 — насадки; 2 — трубы радиационной части;
3 — обмуровка топки.

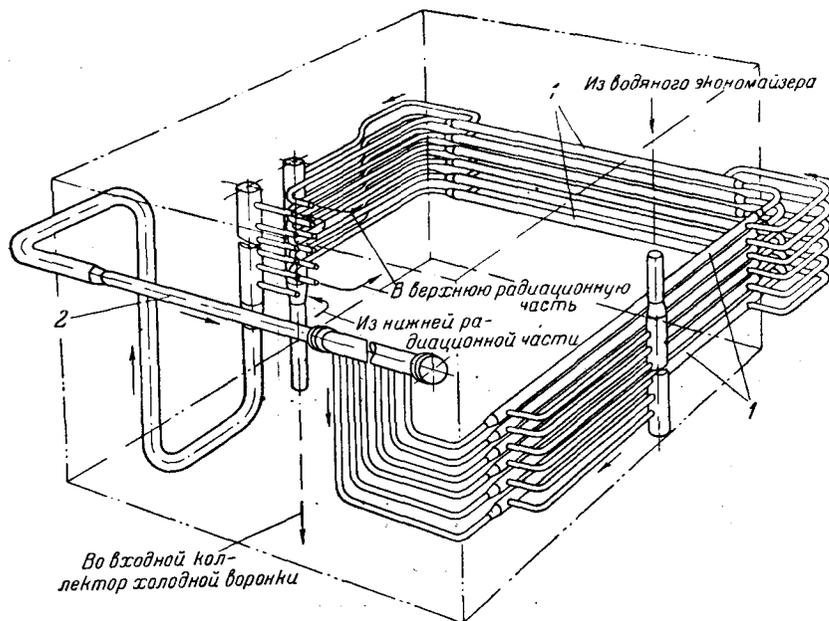


Рис. 4. Схема внутрикотлового подогревателя.
1 — подогреватели; 2 — разгонная труба.

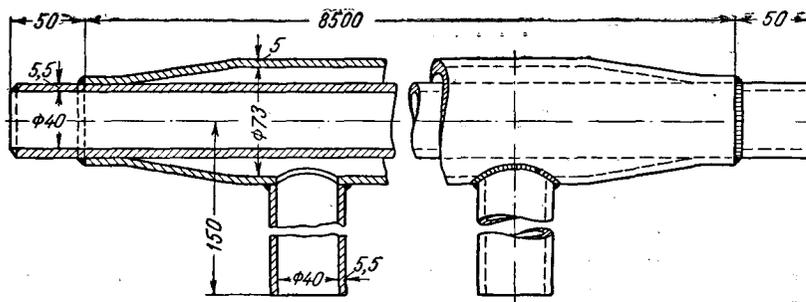


Рис. 5. Общий вид трубчатого подогревателя.

тех же габаритах (в плане) разместить новый экономайзер с тем же количеством змеевиков, но с увеличенным живым сечением для снижения скорости газов.

Примененное смещенное расположение труб в шахматном порядке позволило увеличить живое сечение с 13,36 до 16,55 м², т. е. почти на 24% (рис. 2). Расчетная скорость газов в новом экономайзере при нагрузке котла 160 т/час составила 9,3 м/сек.

Поверхность нагрева водяного экономайзера была увеличена с 1300 до 1500 м², в связи с чем воздухоподогреватель был опущен на 1,6 м.

Пылеугольные горелки, установленные на боковых стенках, были заменены новыми типа БПК. Эти горелки (рис. 3) помимо лучшего перемешивания потока пыли с воздухом имеют специальные струйные насадки, которые делят на отдельные струи поток аэропыли, направляемый в топочную камеру и тем самым способствуют нормальному заполнению камеры факелом. Это в свою очередь дает возможность повышать тепловое напряжение топочного объема.

Внутрикотловой подогреватель поверхностью нагрева 109 м² расположен снаружи на двух стенках котла (рис. 4). Конструктивно он представляет собой 80 простейших трубчатых подогревателей, смонтированных в две группы, по 40 параллельно включенных на каждой стене. Группы включены последовательно.

Каждый трубчатый подогреватель (рис. 5) длиной 8,5 м состоит из внутренней и наружной труб. Наружная труба по концам имеет конусные переходы и приваривается к внутренней трубе.

Такая жесткая конструкция при наличии разной температуры в трубах на первый взгляд является ненадежной, особенно в местах приварки наружных труб к внутренним.

Однако расчет показывает, что благодаря небольшой разности температуры в наружной и внутренней трубах возникающие напряжения от тепловых деформаций как в трубах, так и в швах невелики и находятся в допустимых пределах.

После проведения всех работ по реконструкции котел был включен в эксплуатацию. Несколько месяцев бесперебойной работы показали целесообразность проведенных мероприятий. Котлоагрегат несет нормальную нагрузку 140 т/час и максимально длительную — 160 т/час и даже 170 т/час.

Фактическая температура питательной воды составляет 100° С, чему соответствует следующая температура уходящих газов:

при паропроизводительности агрегата . . .	140 т/час	180° С
при паропроизводительности агрегата . . .	160	187° С

Температура подогрева воздуха составляет всего 195° С. Фактическое

гидравлическое сопротивление котла оказалось равным при нагрузке 148 т/час 46 ат и при нагрузке 166 т/час 60 ат, т. е. ниже расчетного.

При работе котлоагрегата наблюдается некоторое шлакование холодной воронки и паропере-

гревателя, что можно частично объяснить недостаточной наладкой топочного режима.

В целом реконструированный котлоагрегат по отзывам эксплуатации станции работает вполне надежно.

ОТ РЕДАКЦИИ

Произведенная реконструкция и, в частности, устройство внутрикотлового подогревателя представляют большой технический интерес. Вместе с тем нужно отметить, что по имеющимся сведениям за 7500 час. работы данного котла до реконструкции тоже не было зафиксировано образования кольцевых трещин в нижней радиационной части. При проведении большого объема реконструктивных работ и последующей наладки котла нужно было бы добиться ликвидации шлакования и существенного снижения температуры уходящих газов, чего достигнуто не было.



Приближенный расчет шайбования пароперегревателей

Инж. В. М. Сыромятников

Простого и наглядного расчета шайбования пароперегревателей в настоящее время не имеется. Обычно пользуются работами Н. Я. Малофеева (ЦКТИ) и М. Д. Панасенко (ВТИ)¹ или же, особенно во время наладочных работ, производят шайбование с помощью грубо приближенных расчетов.

Предлагаемый расчет может быть использован для перегревателей с несовершенными гидравлическими схемами, а с некоторыми изменениями и для водяных экономайзеров, у которых также иногда встречается неравномерное распределение воды по отдельным змеевикам. Типичные схемы включения перегревателей показаны на рис. 1.

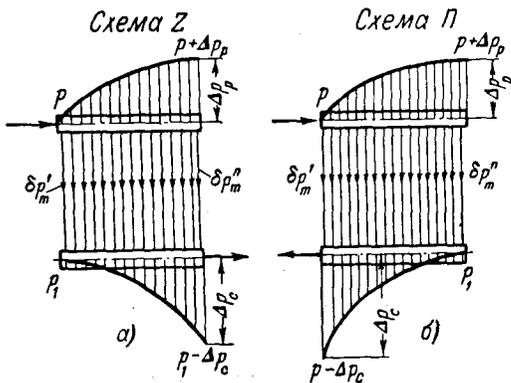


Рис. 1. Схемы пароперегревателя.
а — схема Z; б — схема П.

Начнем с рассмотрения схемы Z пароперегревателя (рис. 1, а), при которой, как известно, получается наибольшая неравномерность в распределении пара по змеевикам.

Для определения изменения давления по коллекторам имеем следующие формулы, предложенные ЦКТИ. Для распределяющего коллектора:

$$\Delta p_p = k_p \frac{\gamma_p}{2g} (W_0^2 - W_p^2) \quad (1)$$

и для собирающего коллектора:

$$\Delta p_c = k_c \frac{\gamma_c}{2g} W_c^2, \quad (2)$$

где W_p и W_c — скорости пара в коллекторах, м/сек;

W_0 — начальная скорость пара в распределяющем коллекторе, м/сек;

k_p и k_c — опытные коэффициенты;

γ_p и γ_c — соответственно удельные веса пара в распределяющем и собирающем коллекторах.

Значения коэффициента k_p зависят от способа подвода пара в коллектор. При торцевом подводе

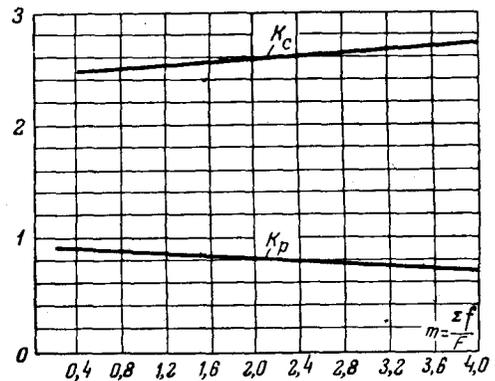


Рис. 2. Значение коэффициентов k_p для распределяющего и k_c для собирающего коллекторов.

трубой сечением меньшим, чем сечение коллектора k_p по данным ЦКТИ определяется из выражения

$$k_p = 2(\beta_0 - 1) + k'_p, \quad (2')$$

где k'_p берется из графика рис. 2, а

$$\beta_0 = \frac{F_{кол}}{F_{шт}}. \quad (2'')$$

При входном штуцере на боковой поверхности коллектора в случае если $D_{шт} > 0,6D_{кол}$ и расстояние от штуцера до первой трубки $l \approx 2D_{кол}$ можно принять $\beta_0 = 1$. Коэффициент k_c определяется по рис. 2.

¹ См. сборник „Борьба с авариями пароперегревателей“, ОНТИ, 1939.

Для определения скорости пара в змеевиках можно с достаточной точностью предположить, что скорость пара изменяется по закону прямой линии.

Для определения скоростей пара первого и последнего ряда по рис. 1 напишем равенство:

$$p - p_1 = \delta p'_m,$$

$$p + \Delta p_p - (p_1 - \Delta p_c) = \delta p''_m,$$

откуда, исключив $p - p_1$, получаем уравнение:

$$\delta p''_m - \delta p'_m = \Delta p_p + \Delta p_c \quad (3)$$

и пользуемся уравнением:

$$\frac{W_n + W_1}{2} = W_{cp}, \quad (4)$$

где $\delta p''_m$ и $\delta p'_m$ — перепады давления в змеевиках в последнем и первом рядах по ходу пара в распределяющем коллекторе, $кг/м^2$;

W_n и W_1 — соответственно скорости пара в последнем и первом рядах змеевиков, $м/сек$;

W_{cp} — средняя скорость пара в пароперегревателе (по насыщенному пару), $м/сек$, равная

$$W_{cp} = \frac{v_k}{\Sigma f_3}$$

(где v_k — количество пара, $м^3/сек$, проходящее через пароперегреватель; Σf_3 — суммарная площадь всех змеевиков, $м^2$, присоединенных к распределяющему коллектору).

Перепад давления (гидравлическое сопротивление) змеевика определяется из выражения

$$\delta p_m^k = \xi_m^k \frac{\gamma_p}{2g} W_k^2, \quad (5)$$

где ξ_m^k — гидравлический коэффициент сопротивления змеевика ряда, имеющего порядковый номер k ;

W_k — скорость пара в этом змеевике, $м/сек$.

Коэффициент сопротивления змеевика равен

$$\xi_m^k = \xi_{ex}^k + \left(\lambda \frac{l}{d} + \Sigma \xi_{\text{л}} \right) \frac{2\gamma_p}{\gamma_p + \gamma_c} + \xi_{вых}^k \frac{\gamma_p}{\gamma_c}, \quad (6)$$

где ξ_{ex}^k — коэффициент сопротивления входа в змеевик k -го ряда (он определяется по графику рис. 3);

λ — коэффициент трения в трубе;

l и d — длина и внутренний диаметр змеевика, $м$;

$\Sigma \xi_{\text{л}}$ — сумма местных сопротивлений в змеевике;

$\xi_{вых}^k$ — коэффициент сопротивления выхода из змеевика по ЦКТИ, равный единице для всех змеевиков.

Зная скорости W_n и W_1 , легко найти скорости в любом ряду змеевиков из выражения:

$$W_k = W_1 + \frac{W_n - W_1}{n} \cdot k, \quad (7)$$

где n — количество всех рядов змеевиков в коллекторе.

После шайбования змеевиков перепад давления в них увеличится на величину $\Delta p_{доб}$. Эта

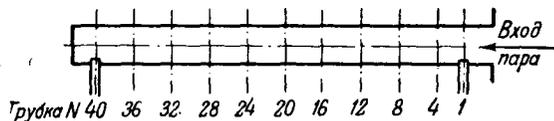
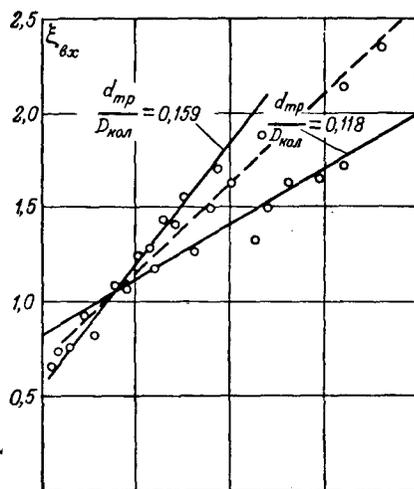


Рис. 3. Зависимость коэффициента сопротивления входа в трубку от отношения $d_{тр}/D_{кол}$ и от места установки трубки.

величина определяется при предположении, что скорость во всех змеевиках после шайбования будет одинаковая и равная W_{cp} из следующего выражения:

$$\Delta p_{доб} = (W_{cp}^2 - W_1^2) \xi'_m \frac{\gamma_p}{2g}. \quad (8)$$

Сопротивление шайбы любого змеевика может быть найдено из выражения:

$$\Delta p_m^k = \frac{\gamma_p}{2g} (\xi_m^k W_k^2 - \xi_m^{k'} W_{cp}^2) + \Delta p_{доб}, \quad (9)$$

где ξ_m^k и $\xi_m^{k'}$ — коэффициенты сопротивления k -й трубы до и после шайбования.

Скорость пара в шайбе равна

$$W_{ш}^k = \sqrt{\frac{\Delta p_m^k 2g}{\xi_m^k \gamma_p}}, \quad (10)$$

где $\xi_{ш}^k$ — коэффициент сопротивления шайбы k -го змеевика.

По скорости пара в шайбе определяем площадь ее живого сечения и, наконец, диаметр шайбы

$$f_{ш}^k = \frac{v_n}{N \cdot W_{ш}^k} \quad (11)$$

и

$$d_{ш}^k = \sqrt{\frac{f_{ш}^k \cdot 4}{\pi}}, \quad (12)$$

где N — количество змеевиков пароперегревателя рассматриваемого хода.

Для уяснения способа расчета по предлагаемому методу выполним расчет шайбования I хода пароперегревателя четырехбаранного котла ЛМЗ 750 $м^2$, 36 ат. Пароперегреватель двухходовой (рис. 4). Движение пара в каждом ходе происходит по схеме Z. Змеевики имеют три петли: две длинные и одну короткую. Диаметр

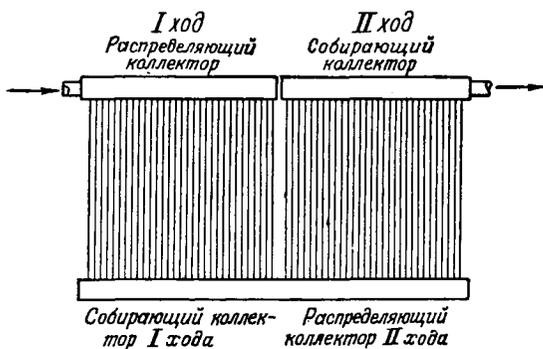


Рис. 4. Схема двухходового пароперегревателя четырехбарабанного котла ЛМЗ 750 м², 36 ата, 425° С.

трубок 38×4 мм. Трубки змеевиков ввальцованы в три коллектора диаметром 267×26 мм. Насыщенный пар подводится в пароперегреватель трубой диаметром 191×6,5 мм с торца раздающего коллектора I хода. Отвод перегретого пара из пароперегревателя симметричен подводу и осуществлен из собирающего коллектора II хода.

Пароперегреватель имеет следующие характеристики:

Средняя длина змеевика пароперегревателя l	17,25 м
Количество рядов змеевиков n	35
Число змеевиков в ряду n_1	3
Полное количество змеевиков в I ходе	105
Диаметр змеевиков d_m/D_m	30,38 мм
Площадь проходного сечения трубки змеевика f_3	$0,707 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$
Суммарное проходное сечение всех змеевиков Σf_3	$0,0742 \text{ м}^2$
Диаметр коллекторов d_k/D_k	215/267 мм
Площадь проходного сечения коллектора F_k	$0,0363 \text{ м}^2$
Отношение $\frac{\Sigma f_3}{F_k}$	2,04
Приведенный коэффициент трения для змеевика $d_m = 30 \text{ мм}$ $\frac{\lambda \cdot 10^3}{d_m}$	0,82
Диаметр трубы, подводящей насыщенный пар к коллектору $d_{шт}/D_{шт}$	178/191 мм
Площадь проходного сечения подводящей трубы $f_{шт}$	$0,0249 \text{ м}^2$
Отношение $\frac{F_k}{f_{шт}}$	1,46
Производительность котла D_k	60 т/час
Температура перегретого пара в I ходе t'_n	335° С
Удельный вес насыщенного пара γ_p	18,2 кг/м ³
Удельный вес перегретого пара γ_c	14 кг/м ³

Можно привести следующий расчет шайбования I хода пароперегревателя котла ЛМЗ 750 м², 36 ата:

Секундная производительность $v_k = \frac{D_k}{3,6 \cdot \gamma_p}$	0,915 м ³ /сек
Средняя скорость пара в пароперегревателе по насыщенному пару $W_{cp} = \frac{v_k}{\Sigma f_3}$	12,3 м/сек
Максимальная скорость пара в распределяющем коллекторе $W_0 = \frac{v_k}{F_k}$	25,2 м/сек
Максимальная скорость пара в собирающем коллекторе $W_c = W_0 \cdot \frac{\gamma_p}{\gamma_c}$	32,8 м/сек

Коэффициент k_p [по формуле (2') и по рис. 2]	1,72
Коэффициент k_c (по рис. 2)	2,6
Максимальная разность давлений в распределяющем коллекторе Δp_p [по формуле (1)]	1 000 кг/м ²
Максимальная разность давлений в собирающем коллекторе Δp_c [по формуле (2)]	2 020 кг/м ²
Скорость пара в первом ряду змеевиков W_1	[по формулам (3) и (4)] 8,70 м/сек
Скорость пара в последнем ряду змеевиков W_n	
Степень гидравлической неравномерности $\eta = \frac{W_n}{W_1}$	1,83
Коэффициент сопротивления входа в змеевик $\xi_{вх}$ (см. табл. 1)	—
Коэффициент местных сопротивлений в змеевике $\Sigma \xi_m$	$5 \cdot 0,15 = 0,75$
Коэффициент сопротивления выхода из змеевика $\xi_{вых}$	1,0
Коэффициент сопротивления змеевиков (см. табл. 1)	—
Разность перепадов давлений после шайбования и до шайбования $\Delta p_{доб}$ [по формуле (8)]	1 460 кг/м ²

В табл. 1 приведено продолжение расчета шайбования змеевиков пароперегревателя.

Таблица 1

№ змеевиков	Скорость пара в змеевиках до шайбования W^k [по формуле (7)], м/сек	Коэффициент сопротивления входа в змеевик $\xi_{вх}^k$ (рис. 3)	Полный коэффициент сопротивления змеевика $\xi_{ш}^k$ [по формуле (6)]	Коэффициент сопротивления змеевика после шайбования $\xi_{ш}^k$	Коэффициент сопротивления шайбы $\xi_{ш}^k$ [по формуле (14)]	Скорость пара в шайбе $W_{ш}^k$ [по формуле (10)], м/сек	Сопротивление шайбы $\Delta p_{ш}^k$ [по формуле (9)], кг/м ²	Площадь проходного сечения шайбы $f_{ш}^k$ [по формуле (11)], м.м ²	Диаметр шайбы $d_{ш}^k$ [по формуле (12)], м.м
1	8,70	2,58	20,73	18,15	—	—	—	—	—
7	10,09	2,24	20,39	18,15	2,74	18,0	828	484	24,8
14	11,53	1,90	20,05	18,15	2,4	24,9	1381	350	21,1
21	12,97	1,57	19,72	18,15	2,07	32,1	1990	271	18,6
28	14,41	1,24	19,39	18,15	1,74	40,5	2660	215	16,6
35	15,90	0,91	19,06	18,15	1,41	50,5	3360	172	14,8

Коэффициент сопротивления змеевиков после шайбования определяем по формуле (6), за вычетом $\xi_{вх}^k$, так как это сопротивление входа перешло к шайбе.

Коэффициент сопротивления шайбы $\xi_{ш}^k$ равен коэффициенту сопротивления входа в шайбу, который принимаем равным коэффициенту сопротивления входа в соответствующую трубку змеевика $\xi_{вх}^k$ и коэффициенту сопротивления выхода из шайбы в змеевик²

$$\xi_{ш.вых}^k = 1 - \left(\frac{f_{ш}}{f_m} \right)^2 \approx 0,5. \quad (13)$$

Таким образом,

$$\xi_{ш}^k = \xi_{вх}^k + 0,5. \quad (14)$$

² Такой способ подсчета сопротивления шайбы справедлив, если она достаточно толста, чтобы отверстие в ней было цилиндрическим соплом, а не отверстием в стенке. Ред.

Для подбора шайб наносим полученные значения $d_{ш}$ на график рис. 5 и выбираем шайбы для змеевиков ступенями. Змеевики 1, 2 и 3 остаются без шайб; в змеевиках 4—10 устанавливаются шайбы диаметром 24,8 мм, в змеевиках 11—17 — диаметром 21,1 мм и т. д. согласно графику.

При расчете шайбования по предложенному способу легко можно учитывать наличие устойчивых тепловых перекосов в газовой камере пароперегревателя. Для этого тепловым расчетом нужно определить, какая должна быть скорость в змеевике, получающем то или другое дополнительное тепло.

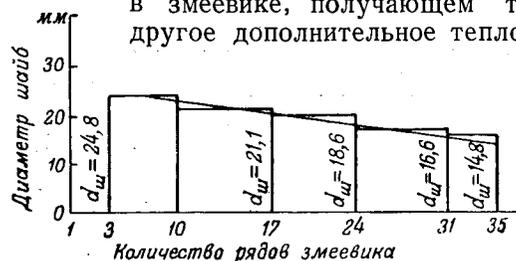


Рис. 5. График распределения диаметров шайб по змеевикам.

Зная скорость пара, которая получается после шайбования, можно довести ее до нужной величины, изменяя в данном змеевике диаметр шайбы или производя закоротку змеевика.

При изменении шайбовки змеевика можно использовать уравнение (9), подставив в него вместо скорости W_{cp} нужное нам значение скорости. Новое значение диаметра шайбы определяют тем же путем, который был указан ранее.

Закоротку змеевика можно произвести, задавая нужной скоростью пара или соответствующим подбором длины змеевика, добываясь нужной скорости в нем. Для решения этой задачи может быть использовано уравнение

$$\xi_m^k \frac{\gamma_p}{2g} W_n^2 + \Delta p_{доб} = \xi_m^n W_{зад}^2 \frac{\gamma_p}{2g}, \quad (15)$$

где ξ_m^n — коэффициент сопротивления закороченного змеевика;

$W_{зад}$ — новая заданная скорость в закорачиваемом змеевике.

Возвращаясь к разобранному выше примеру пароперегревателя четырехбарабанного котла ЛМЗ, определим скорости пара во II ходе пароперегревателя, в первом змеевике по направлению движения пара в коллектор, расположенном около газового коридора, предполагая, что скорости пара в змеевиках и их шайбование в точности соответствуют I ходу того же пароперегревателя (допускаем известную неточность). Принимаем еще, что и добавочный перепад давления после шайбования будет также одинаковым. Змеевик состоит из двух длинных петель длиной $2 \times 6,7 = 13,4$ мм и одной короткой длиной 3,3 (рис. 6).

Определим скорость пара в змеевике при его закоротке: 1) на одну короткую петлю длиной 3,3 м и 2) на одну короткую и одну длинную петлю общей длиной $3,3 + 6,7 = 10$ м.

В табл. 2 приведены результаты расчета закороченного змеевика I.

Для определения скорости пара в первом и последнем змеевиках в случае, если пароперегре-

Вариант	Длина закороченного змеевика $l, м$	Количество загибов в закорачиваемом змеевике	Полный коэффициент сопротивления закорачиваемого змеевика ξ_m^n [формула (6)]	Скорости пара в закорачиваемом змеевике $W_{зад}$ [формула (15)], м/сек
I	13,95	4	17,48	13,4
II	7,25	2	10,9	17,0

ватель работает по схеме II (рис. 1,б) имеем следующие два основных уравнения:

$$\delta p_n - \delta p_1 = \Delta p_p - \Delta p_c, \quad (16)$$

$$W_1 + W_n = 2W_{cp}, \quad (4)$$

Подставляя соответствующие значения в уравнение (16) и (4), имеем:

$$\xi_m^k \frac{\gamma}{2g} W_1^2 - \xi_m^n \frac{\gamma_p}{2g} W_n^2 = k_c \frac{\gamma_c}{2g} W_c^2 - k_p \frac{\gamma_p}{2g} W_p^2 \quad (16')$$

и окончательное

$$19,2W_1^2 - 17,7W_n^2 = 1020. \quad (16'')$$

Решая уравнение (16'') совместно с уравнением (4), имеем: $W_1 = 13,2$; $W_n = 11,4$ и $\frac{W_1}{W_n} = \frac{13,2}{11,4} = 1,16$.

Из приведенных данных расчета видно, что в пароперегревателе схемы II в отличие от схемы I $W_1 > W_n$ и гидравлическая неравномерность его при всех прочих равных условиях значительно меньше, чем в перегревателе со схемой Z.

Расчет шайбования пароперегревателя, работающего по схеме II, производится так же, как и для пароперегревателя, работающего по схеме Z.

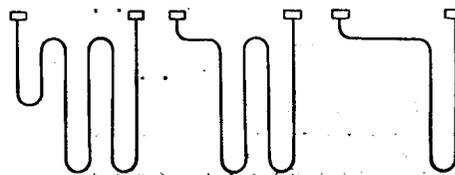


Рис. 6. Схема змеевика пароперегревателя и его закоротки.

Определим степень гидравлической неравномерности перегревателей с несколькими вводами и выводами в коллекторы согласно рис. 7 при двух, трех и четырех вводах и выводах. Расчетные данные для этого примера возьмем у рассмотренного нами перегревателя I хода котла ЛМЗ. Из рис. 7 видно, что при двух вводах и отводах перегреватель можно рассматривать состоящим как бы из двух частей, разделенных пунктирной линией BC, работающих по схеме II. При трех вводах и отводах перегреватель можно рассматривать состоящим из трех частей, разделенных пунктирными линиями, причем две крайние части работают по схеме II, а средняя по более благоприятной схеме, так как эту схему можно разбить для расчета на две схемы II с

более короткими участками коллекторов. При четырех вводах и отводах две крайние работают по П схеме, а две средние — по такой же улучшенной схеме. Таким образом, для гидравлического расчета следует рассмотреть только часть

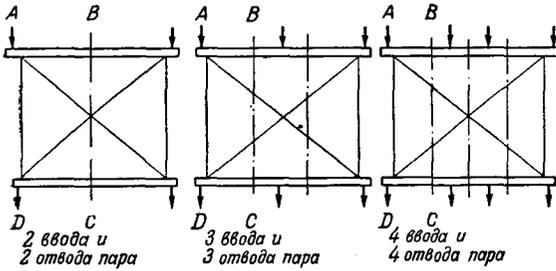


Рис. 7. Схемы пароперегревателей с несколькими подводами и отводами пара.

пароперегревателя, обозначенную на рис. 7 буквами ABCD.

Определение степени гидравлической неравномерности для пароперегревателей с несколькими вводами и отводами приведено в табл. 3.

Таблица 3

Наименование	Расчетные формулы	Расчетные данные		
		2	3	4
Число вводов и выводов i		2	3	4
Коэффициент сопротивления входа в первый змеевик $\xi_{вх}$	(по рис. 3)	2,58	2,58	2,58
Коэффициент сопротивления входа в последний змеевик $\xi_{н/i}$	(по рис. 3)	1,55	2,06	2,17
Коэффициент сопротивления первого змеевика ξ'_m	(из табл. 1)	20,73	20,73	20,73



Регулирование производительности центробежных насосов задвижкой на входе воды

Инж. П. И. Варенец и инж. Е. К. Корчинский

Регулирование производительности центробежных насосов производится обычно запорными задвижками на стороне выхода воды. В ряде случаев при наличии достаточного подпора на стороне входа воды может оказаться более экономичным производить регулирование производительности входной задвижкой, что видно на примере одной тэц.

В подогревательной установке системы теплофикации тэц установлены три основных и один подпиточный насос (рис. 1). Производительность сетевых насосов 300 м³/час, напор 120 м вод. ст., мощность электродвигателей 235 квт. Подпиточный насос — производительностью 100 м³/час, напор 110 м вод. ст.

«Обратная вода» из города поступает в конденсатор паровой турбины 7, работающей с улучшенным вакуумом. Наивысшая отметка теплотести по отношению к оси конденсатора 53 м. Ма-

Наименование	Расчетные формулы	Расчетные данные		
Коэффициент сопротивления последнего змеевика $\xi_{н/i}$	[по формуле (6)]	19,7	20,21	20,32
Коэффициент k_p	(по рис. 2)	0,84	0,9	0,92
Коэффициент k_c	То же	2,52	2,50	2,48
Максимальная скорость пара в распределяющем коллекторе W'_0 , м/сек	$\frac{W_0}{i}$	12,6	8,4	6,3
Максимальная скорость пара в собирающем коллекторе W'_c , м/сек	$\frac{W_c}{i}$	16,4	10,93	8,2
Наибольшая разность давлений в распределяющем коллекторе Δp_p , кг/м ²	[по формуле (1)]	124	59	34
Наибольшая разность давлений в собирающем коллекторе Δp_c , кг/м ²	[по формуле (2)]	484	214	119
Скорость пара в первом змеевике W_1 , м/сек	[по формулам (3) и (4)]	12,55	12,40	12,35
Скорость пара в последнем змеевике $W_{n/i}$, м/сек		12,05	12,20	12,25
Степень гидравлической неравномерности η	—	1,04	1,02	1,01

Из приведенной таблицы видно, что гидравлическая неравномерность фактически сведена к нулю во всех трех вариантах и что увеличение вводов и отводов больше двух в данном случае не имеет смысла.

Максимальная температура теплофикационной воды после конденсатора турбины 82—85° С. Дальнейшее повышение температуры воды в конденсаторе ограничивается температурой хвостовой части турбины. После конденсатора вода направляется к теплофикационным насосам 1, 2, 3 и затем через пиковый подогреватель 8 в город.

В работе постоянно находятся два сетевых насоса, третий — в резерве. Расход сетевой воды колеблется в пределах 600—700 м³/час. Подпитка осуществляется подпиточным насосом 4, в который вода с температурой около 100° С поступает из атмосферного деаэратора.

Давление перед конденсатором с помощью задвижки 5 поддерживалось порядка 1,5—2,0 атм; при этом подпор у входных патрубков сетевых насосов был равен 0,2—0,5 атм. Регулирование производительности сетевых насосов осуществлялось запорными задвижками 6.

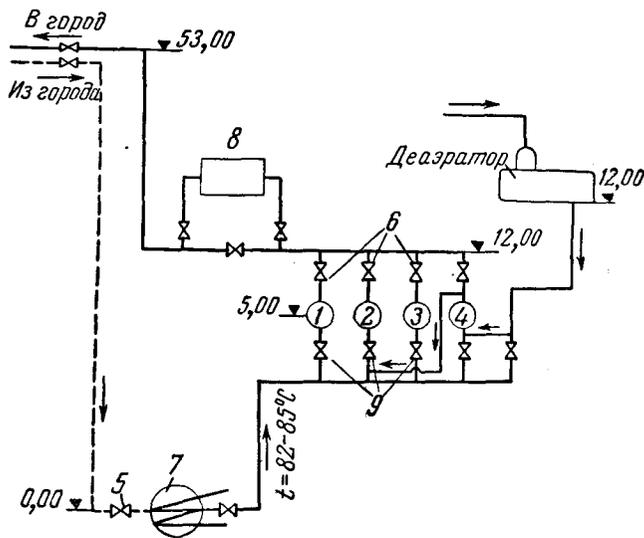


Рис. 1. Принципиальная схема установки сетевых насосов. сплошными линиями—горячая вода в город; пунктирными — обратная вода из города.

Расчеты конденсатора на прочность, проведенные на электростанции, показали, что давление в конденсаторе (по водяной стороне) может быть повышено до 3,7 *ати*, что дало возможность увеличить подпор воды на входе в сетевые насосы до 2,0—2,5 *ати*.

Для предохранения конденсатора от чрезмерного повышения давления при внезапных остановках сетевых насосов станцией запроектированы предохранительные клапаны и установлены за конденсатором предохранительные трубы диаметром 150 мм, высотой 32 м.

В связи с развитием тепловых сетей города потребовалось увеличение расхода и напора сетевой воды. Существующие насосы требуемого напора дать не могли. Увеличение подпора у входного патрубка насоса (см. участок *аб* на рис. 2) позволило обеспечить абонентов и улучшить режим их работы.

После проведения этого мероприятия стало также возможным проводить регулирование производительности насосов задвижками 9 у входа в насос. Для определения экономичности этого способа регулирования электростанций были проведены специальные испытания сетевого насоса 1. Испытание производилось летом после окончания отопительного сезона, что дало возможность создать любые режимы работы насоса и сети. Температура подаваемой воды была 28° С.

Полученные при испытании характеристики насоса и сети приведены на рис. 2 и в таблице.

Наименование	При регулировании задвижкой на выходе			Экономия мощности, <i>квт</i>
	потребляемая мощность, <i>квт</i>	повышение напора, <i>м вод. ст.</i>	При регулировании задвижкой на входе потребляемая мощность, <i>квт</i>	
Первое исходное положение характеристики сети	174,0	—	—	—
Вторая измененная характеристика сети	173,9	9,0	165,9	8,0
Третья измененная характеристика сети	173,9	18,1	157,7	16,2

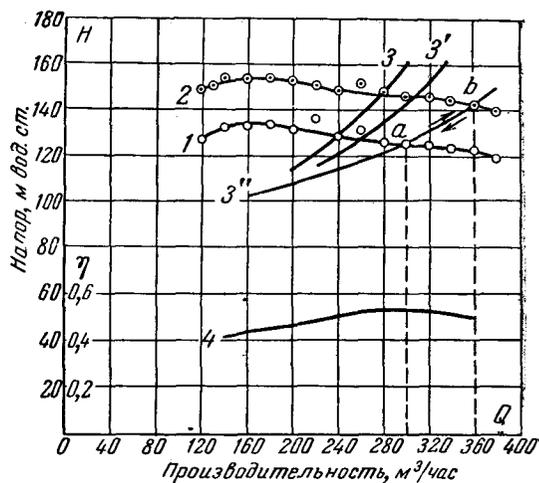


Рис. 2. Характеристика насоса и сети. 1—зависимость HQ при $H_{вх} = 0,2 \text{ ати}$; 2—то же при $H_{вх} = 2,1 \text{ ати}$; 3, 3', 3''—характеристики сети; 4—кривая к. п. д.

Кривые 1 (давление у входного патрубка 0,2 *ати*) и 2 (2,1 *ати*) эквидистантны и пересекаются с характеристиками сети в точках *a* и *b*.

Экономичность обоих методов регулирования определялась путем сравнения расходов электроэнергии на работу насоса при постоянном расходе воды в 240 *м³/час*: а) при регулировании производительности насоса задвижкой на выходе при полностью открытой задвижке на входе и б) при регулировании производительности насоса задвижкой на входе при полностью открытой задвижке на выходе.

Как видно из данных таблицы, экономия мощности составила в одном случае 8,0, во втором—16,2 *квт*.

При использовании метода регулирования производительности насосов входной задвижкой возникли опасения появления кавитации. Однако в течение двух лет работы ни у одного насоса не наблюдалось увеличенного кавитационного износа.

Используя имеющийся опыт, электростанция перевела все сетевые насосы на регулирование входной задвижкой. Эксплуатационный персонал был при этом соответственно проинструктирован; внимание его было обращено на то, что между давлением и температурой насыщения существует определенное соотношение. Указано, что во избежание закипания воды и запаривания насосов необходимо, чтобы давление воды перед входным патрубком было выше давления, соответствующего температуре перекачиваемой воды. В соответствии с этим для каждого насоса указаны возможные пределы регулирования.

Общая экономия электроэнергии, полученная электростанцией за 2 года применения способа регулирования производительности насосов входными задвижками, равна 185 тыс. *квтч*. По отдельным насосам экономия электроэнергии определялась по электрическим счетчикам сравнением фактических расходов до и после введения регулирования производительности насосов входной задвижкой.

Отключение на чистку одного из двух конденсаторов турбины

Инж. С. А. Шохат

Турбины с двухпоточными цилиндрами низкого давления, как правило, снабжены двумя конденсаторами и в ряде конструкций с неразделенными потоками воды. Выхлопные патрубки цилиндра низкого давления (рис. 1) соединены уравнительной трубой, размеры которой, как и другие данные по десяти турбинам, приведены в табл. 1.

Таблица 1

№ п/п.	По рис. 1	Давление, ата	Температура, °С	Мощность, тыс. квт	Размеры уравнительной трубы, мм	Потоки воды в конденсаторах
1		116	500	50	∅1 000	Неразделенные
2		68	485	50	∅1 000	
3		55	475	35	1 300×750	
4	а	55	475	35	(эллипс)	"
5		19	415	50	∅1 250	
6		19	375	22	1 250×800	
7	б	29	400	50	Один выхлоп То же	Неразделенные
8		29	400	50		
9	в	90	500	100	∅1 200	Разделенные
10		29	400	100		

При несении турбинами базовой нагрузки весьма важно иметь возможность своевременно по очереди чистить каждый из конденсаторов без остановки турбины.

Возникает поэтому вопрос о допустимых режимах работы турбин при отключении одного из конденсаторов, представляющий некоторую сложность, если конденсаторы выполнены с неразделенными потоками воды (рис. 1, а). В этом случае, при отключении одного конденсатора на чистку возникает разность давления пара в выхлопных патрубках работающего и отключенного конденсаторов, определяемая сопротивлением уравнительной трубы. При недостаточном проходном сечении последней разность давления пара в выхлопных патрубках может привести к появлению значительного осевого усилия на двухпоточный ротор низкого давления, вполне уравновешенный в нормальных условиях.

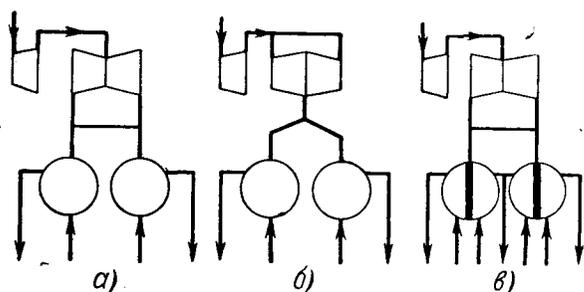


Рис. 1. Схемы выхлопа пара турбин с двухпоточными цилиндрами низкого давления и подвода охлаждающей воды к конденсаторам.

Для турбин, снабженных конденсаторами с разделенными потоками воды (рис. 1, в), возможность возникновения разности давления в выхлопных патрубках может быть исключена, если по данным ЛМЗ при чистке отключать одновременно по одной внутренней или наружной половине обоих конденсаторов. При этом нагрузка турбины определяется допустимой температурой цилиндра низкого давления, значение которой должно быть не выше 60° С.

Определение разности давления пара в выхлопных патрубках работающего и отключенного конденсаторов с неразделенными потоками воды ниже произведено приближенно, но с точностью, достаточной для ориентировки в практических целях¹.

Схематическое распределение потоков пара в турбине при работе одного конденсатора и отключении другого показано на рис. 2. Как следует из рисунка, при работе одного левого конденсатора пар, выходящий из правой части цилиндра низкого давления, проходит путь A_1B_1BC . Пар, выходящий из левой части этого цилиндра, проходит путь ABC . В связи с введением дополнительного сопротивления B_1B возникает перепад давления. Задача сводится к определению этого перепада, для чего воспользуемся следующими уравнениями при принятых обозначениях:

G_0 — расход пара на входе в цилиндр низкого давления, кг/сек;

g_L и g_R — искомый расход пара через левую и правую части цилиндра низкого давления, кг/сек;

C — коэффициент;

g_0 — номинальный расход пара через левую и правую части цилиндра низкого давления, кг/сек;

p_0 — номинальное давление пара на входе в цилиндр низкого давления (в ресивере), кг/м²;

p_L и p_R — искомое давление пара за последней ступенью левой и правой частей цилиндра низкого давления, кг/м²;

p_{L0} и p_{R0} — номинальное давление пара за последней ступенью левой и правой частей цилиндра низкого давления, кг/м².

Сумма расходов пара в единицу времени через правую и левую части цилиндра низкого давления равна количеству пара, поступающего из цилиндра высокого давления:

$$G_0 = g_L + g_R \quad (1)$$

Отношение расходов пара через левую и правую части цилиндра низкого давления

$$\frac{g_L}{g_R} = C \quad (2)$$

¹ Расчеты выполнены инж. Н. Н. Смелянской и инж. М. А. Альтшуллером.

Отношение расхода пара через левую и правую части к номинальному расходу через одну часть:

$$\frac{g_A}{g_0} = \sqrt{\frac{p_0^2 - p_A^2}{p_0^2 - p_{A0}^2}} \quad (3)$$

и

$$\frac{g_n}{g_0} = \sqrt{\frac{p_0^2 - p_n^2}{p_0^2 - p_{n0}^2}} \quad (4)$$

Деля (3) на (4) и имея в виду, что при номинальном режиме и включенных обоих конденсаторах $p_0^2 - p_{A0}^2 = p_0^2 - p_{n0}^2$, получим уравнение, выражающее соотношение расхода пара через левую и правую части цилиндра низкого давления в зависимости от квадрата разности давления в ресивере и за последней ступенью

$$\frac{g_A}{g_n} = \sqrt{\frac{p_0^2 - p_A^2}{p_0^2 - p_n^2}} \quad (5)$$

Расход и номинальное давление пара на входе в цилиндр низкого давления при данной нагрузке турбины являются заданными; заданным бывает также давление пара в трубке левого конденсатора.

Для решения поставленной задачи необходимо в пределах заданной нагрузки турбины и, следовательно, G_0 , задаться рядом значений g_A . По принятым g_A получаем g_n и строим кривую зависимости отношения g_A/g_n от g_A по уравнению (2).

На основе данных g_A и g_n подсчитываем падение давления по участкам (рис. 2) и определяем давление в точках A и A_1 , т. е. p_A и p_n .

Воспользуемся далее уравнением (5) и определим отношение g_A/g_n . По этим результатам подсчета строим другую кривую зависимости отношения g_A/g_n также от g_A .

Очевидно, что равенство отношений g_A/g_n по уравнениям (2) и (5) должно дать искомый расход пара g_A . Графически это отвечает пересечению двух указанных кривых.

Проследим изложенное на примере расчета турбины № 9 (табл. 1) при нагрузке в 15% от номинальной.

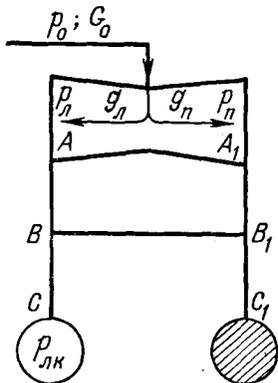


Рис. 2. Схематическое распределение потоков пара в турбине при выключенном правом конденсаторе.

Результаты расчета сведены в табл. 2, которая не требует дальнейших пояснений.

Таблица 2

g_A , кг/сек	g_n , кг/сек	p_n , кг/м ²	p_A , кг/м ²	$\sqrt{\frac{p_0^2 - p_A^2}{p_0^2 - p_n^2}}$
3	8,1	465	156,3	1,010
6	5,1	300	156,4	1,004
9	2,1	180	156,7	1,000

На рис. 3 по данным табл. 2 построены кривые отношения g_A/g_n в зависимости от g_A при нагрузке турбины в 15% от номинальной. Пересечение кривых дает искомый расход $g_A = 5,7$ кг/сек. По этому расходу получаем $g_n = 5,4$ кг/сек; $p_n = 315$ кг/м²; $p_A = 156,30$ кг/м² и $\Delta p = p_n - p_A = 159$ кг/м².

Результаты расчетов для нескольких нагрузок турбины № 9 табл. 1 показаны на рис. 4, где дана зависимость p_n и p_A от нагрузки турбины. Рис. 4 показывает увеличение Δp с ростом нагрузки турбины.

Расчетным путем можно только ориентировочно оценить разность давления пара за последней ступенью правой и левой частей цилиндра низкого давления в зависимости от нагрузки турбины при отключении одного из двух конденсаторов. В каждом отдельном случае, прежде чем окончательно определить предельную нагрузку турбины при ее работе с одним конденсатором (при втором отключенном), следует учесть эксплуатационные особенности данного турбоагрегата.

Необходимо учесть дополнительные осевые усилия на упорный подшипник, возникающие

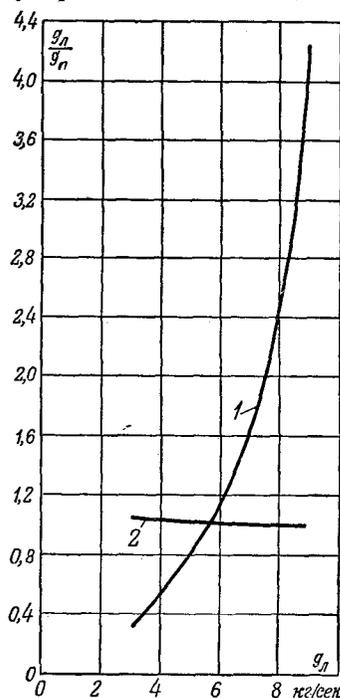


Рис. 3. Отношение расходов пара через левую и правую части цилиндра низкого давления в зависимости от расхода пара через левую часть.

1 — кривая по уравнению (2); 2 — кривая по уравнению (5).

О технико-экономических показателях проектируемых тепловых сетей¹

Инж. Е. П. Шубин

За последнее время в проектно-сметной документации особое внимание уделяется технико-экономическим показателям. Эти показатели должны обязательно подсчитываться для каждого проекта и характеризовать целесообразность и экономичность принятых в нем решений. В данной статье предлагается система таких показателей для тепловых сетей.

Основные требования, которым должна удовлетворять всякая система технико-экономических показателей по тепловым сетям, вытекают из назначения тепловых сетей как сооружений, предназначенных для транспорта тепла от источников теплоснабжения до потребителей (абонентов сети), причем расположение этих источников и потребителей, а также количество транспортируемого тепла являются заданными.

Не вдаваясь здесь в анализ достаточно сложного вопроса о правильном выборе соотношения между первоначальными затратами и эксплуатационными расходами по тепловым сетям, укажем лишь, что в практике проектирования и эксплуатации этих сетей уже выявлены достаточно устойчивые значения для определяющих это соотношение величин. Во всяком случае для полноты системы технико-экономических показателей она обязательно должна характеризовать оба вида показателей: первоначальные затраты и годовые эксплуатационные расходы.

Для возможности сопоставления между собой различных по масштабу тепловых сетей эти показатели должны носить характер не абсолютных, а удельных, и должны быть выбраны таким образом, чтобы они как можно меньше зависели от исходных данных, не подлежащих изменению, т. е. от взаимного расположения источников теплоснабжения и потребителей, а также от расхода тепла отдельными потребителями и по всей сети в целом.

Между первоначальными затратами K и материальной характеристикой M сети можно установить в целом зависимость, близкую к линейной:

$$K = a + b \cdot M \text{ руб.} \quad (1)^*$$

где a и b — коэффициенты, зависящие от местных условий;

$$M = 2 \sum d_{\text{усл}} l \text{ м}^2. \quad (2)$$

Здесь $d_{\text{усл}}$ — условный диаметр труб на данном участке сети, m .

Расходы по эксплуатации тепловых сетей слагаются из следующих основных статей: амортизация и ремонт, обслуживающий персонал, тепловые потери, а в водяных сетях также расход энергии на перекачку сетевой воды. Первое

слагаемое в точности, а второе — приближенно пропорционально первоначальным затратам. Для тепловых потерь в качестве укрупненного показателя иногда пользуются отношением годовых тепловых потерь к годовому отпуску тепла из сети $\frac{Q_{\text{год}}^{\text{пот}}}{Q_{\text{год}}^{\text{от}}}$ ($5 \div 6\%$). Нам уже приходилось ука-

зывать на принципиальную неправильность такого показателя, не учитывающего ни протяженности, ни разветвленности тепловой сети. Несколькo отчетливее проявляется связь между этими потерями и материальной характеристикой, хотя по ряду причин тепловые потери не пропорциональны диаметрам труб, а при прочих равных условиях растут медленнее, чем эти диаметры. Отношение годовых тепловых потерь к материальной характеристике по проектным данным колеблется в пределах

$$\frac{Q_{\text{год}}^{\text{пот}}}{M} = 2 \div 3,5 \text{ мккал/м}^2 \text{ год.}$$

Годовой расход электроэнергии на перекачку сетевой воды (включая ее расход на подпитку сети), как правило, относится к годовому отпуску тепла из сети, составляя обычно $\frac{\mathcal{E}_{\text{год}}}{Q_{\text{год}}^{\text{от}}} = 12 \div 20 \text{ квтч/мккал}$. Однако такое отнесение также по существу неправильно, так как не учитывает протяженности и разветвленности тепловой сети.

Для того чтобы значения материальной характеристики, тепловых потерь и расхода энергии на перекачку воды, являющиеся тремя основными показателями сооружения и эксплуатации тепловых сетей², можно было бы сравнивать между собой для различных сетей, их надо делить на показатель, который характеризовал бы одновременно пропускную способность, протяженность и разветвленность тепловой сети. Таким показателем не может служить суммарный отпуск тепла из сети — максимально часовой $Q_{\text{макс}}^{\text{от}}$ или годовой $Q_{\text{год}}^{\text{от}}$, так как концентрация потребителей тепла и их расположение относительно источников теплоснабжения в различных тепловых сетях могут резко различаться между собой. Не может им служить и суммарная протяженность сети по трассе $L_{\text{мс}}$ или длина труб L , так как количество абонентов и их расход тепла на 1 км трассы могут меняться в широких пределах и также не поддаются нормированию. Еще в меньшей мере, очевидно, таким показателем может явиться площадь теплофицируемого района, особенно при выборочной, а не сплошной тепло-

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

* В технических проектах первоначальные затраты определяются сметой. Ред.

² Для эксплуатации сетей основным показателем являются также расходы по содержанию эксплуатационного персонала. Ред.

фикации, или количество абонентов тепловой сети.

Остается, таким образом, в качестве основного показателя принять аналогично тому, как это принято в железнодорожном и других видах транспорта, общий оборот или поток тепла в сети, равный сумме произведений из расхода тепла (максимально часового или годового) каждым абонентом тепловой сети на его расстояние до источника теплоснабжения, т. е. величины

$$\left. \begin{aligned} S_{\text{макс}} &= \sum q_{\text{макс}}^{ab} \cdot l_{ab} \text{ мгкал} \cdot \text{м/час}, \\ S_{\text{год}} &= \sum q_{\text{год}}^{ab} \cdot l_{ab} \text{ мгкал} \cdot \text{м/год}, \end{aligned} \right\} (3)$$

где $q_{\text{макс}}^{ab}$ или $q_{\text{год}}^{ab}$ — максимально часовой, мгкал/час, или годовой, мгкал/год, расход тепла каждым абонентом тепло-сети.

Что касается расстояния l_{ab} от узла присоединения этого абонента до источника теплоснабжения, то его можно оценивать двояко: по прямой линии l_{ab}^{np} или по трассе тепловой сети $l_{ab}^{m.c}$, м. В первом варианте этот оборот будет характеризовать только расположение абонентов относительно источника теплоснабжения и их тепловую нагрузку независимо от выбранной трассы тепловой сети. Во втором варианте этот оборот, кроме того, будет характеризовать также и эту трассу. Если взять отношение второго значения оборота к первому, то получится безразмерная величина, всегда большая единицы, которую можно назвать коэффициентом конфигурации сети. Эта величина будет характеризовать транзит тепла, связанный с отклонением трассы сети от прямой линии. Частично этот транзит, конечно, является неизбежным, но высокое значение коэффициента конфигурации уже будет свидетельствовать о неудачно запроектированной трассе с чрезмерным транзитом тепла.

Обычно достаточно ограничиться подсчетом коэффициента конфигурации только по максимальным часовым расходам, пользуясь формулой:

$$k = \frac{S_{\text{макс}}^{m.c}}{S_{\text{макс}}^{np}} = \frac{\sum q_{\text{макс}}^{ab} \cdot l_{ab}^{m.c}}{\sum q_{\text{макс}}^{ab} \cdot l_{ab}^{np}} \quad (4)$$

Подсчет коэффициента конфигурации может быть упрощен, если от определения оборотов тепла по отдельным абонентам перейти к их определению по отдельным участкам тепловой сети, используя данные ее гидравлического расчета.

Для этого надо воспользоваться тем обстоятельством, что оборот тепла по трассе сети, вычисленный по расходам тепла отдельными абонентами или по пропускам тепла отдельными участками сети, очевидно, остается одним и тем же, т. е.

$$\left. \begin{aligned} S_{\text{макс}}^{m.c} &= \sum q_{\text{макс}}^{ab} \cdot l_{ab}^{m.c} = \\ &= \sum q_{\text{макс}}^{yu} \cdot l_{yu} \text{ мгкал} \cdot \text{м/час}, \\ S_{\text{год}}^{m.c} &= \sum q_{\text{год}}^{ab} \cdot l_{ab}^{m.c} = \\ &= \sum q_{\text{год}}^{yu} \cdot l_{yu} \text{ мгкал} \cdot \text{м/год}, \end{aligned} \right\} (5)$$

где $q_{\text{макс}}^{yu}$ и $q_{\text{год}}^{yu}$ — пропуски тепла, максимально часовой или годовой, каждым отдельным участком тепловой сети длиной по трассе l_{yu} , м (эти пропуски тепла можно с достаточным приближением заменить расходами сетевой воды).

Для подсчета суммарного оборота тепла по сети достаточно точным является расчет по среднему для всей сети расходу сетевой воды на одну отпускаемую мегакалорию, равному в максимально часовом разрезе:

$$g = \frac{G_{\text{макс}}}{Q_{\text{от}}^{m.c}} = \frac{1000}{t_{\text{под}}^p - t_{\text{обр}}^p} \text{ т/мгкал}, \quad (6)$$

где $t_{\text{под}}^p$ и $t_{\text{обр}}^p$ — расчетные температуры сетевой воды соответственно в подающей и обратной линиях.

При качественном регулировании отпуска тепла отношение годового пропуску тепла к годовому расходу сетевой воды также близко к величине g . Исходя из этого, формулы (5) можно преобразовать следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} S_{\text{макс}}^{m.c} &\approx \sum \frac{G_{\text{макс}}^{yu}}{g} \cdot l_{yu} \approx \frac{t_{\text{под}}^p - t_{\text{обр}}^p}{1000} \times \\ &\times \sum G_{\text{макс}}^{yu} \cdot l_{yu} \text{ мгкал} \cdot \text{м/час}, \\ S_{\text{год}}^{m.c} &\approx \sum n \frac{G_{\text{макс}}^{yu}}{g} \cdot l_{yu} \approx \frac{n(t_{\text{под}}^p - t_{\text{обр}}^p)}{1000} \times \\ &\times \sum G_{\text{макс}}^{yu} \cdot l_{yu} \text{ мгкал} \cdot \text{м/год}, \end{aligned} \right\} (7)$$

где $G_{\text{макс}}^{yu}$ — расчетный расход сетевой воды на данном участке, т/час;

n — число часов использования максимума тепловой нагрузки для данной сети, принятое равным этому же числу часов использования ее по расходу сетевой воды, час/год.

Так как величины $G_{\text{макс}}^{yu}$ и l_{yu} по всем участкам сети известны из ее гидравлического расчета, то подсчет оборотов тепла по трассе тепловой сети по формулам (7) не вызывает затруднений. Несколько более громоздким является подсчет оборотов тепла по прямой линии по формулам (3), при котором приходится измерять по плану расстояния от каждого абонента до источника теплоснабжения по прямой линии l_{ab}^{np} .

Введение оборотов тепла, характеризующих одновременно и расположение абонентов и расходы ими тепла, а при учете коэффициента конфигурации также протяженность и разветвленность тепловой сети при выбранной трассе ее, позволяет создать новую систему технико-экономических показателей по транспорту тепла. В этой системе материальная характеристика тепловой сети, капитальные затраты на ее сооружение, а также тепловые потери и расход электроэнергии на перекачку сетевой воды должны относиться не к максимально часовому расходу тепла абонентами сети, а к ее максимально часовому обороту тепла. Полученные таким пу-

тем удельные показатели должны более правильно и точно отражать качество проектирования и эксплуатации тепловой сети, так как они учитывают фактор заданного расположения абонентов относительно источников теплоснабжения, который выпадал из поля зрения при прежней системе.

В развернутом виде новая система включает следующие технико-экономические показатели по транспорту тепла:

1. Коэффициент κ конфигурации тепловой сети, равный

$$\kappa = \frac{t_{под}^p - t_{обр}^p}{1000} \frac{\sum G_{макс}^{уч} l_{уч}}{\sum q_{макс}^{аб} l_{аб}} \quad (8)$$

характеризует собой правильность выбора трассы тепловой сети; чем он меньше и ближе к единице, тем более правильным является выбор трассы при данном расположении абонентов. Разумеется, этот выбор трассы частично связан с местными условиями: расположением улиц, наличием по трассе рек, оврагов, холмов и т. п. Поэтому практически значения коэффициента конфигурации не опускаются ниже некоторого предела, повидимому, близкого к $\kappa = 1,3 \div 1,4$. Однако в запроектированных тепловых сетях встречаются гораздо более высокие значения коэффициента конфигурации, доходящие до $\kappa = 2$, что свидетельствует уже о неудачном выборе трассы с чрезмерным транзитом тепла.

2. Удельную материальную характеристику, отнесенную к обороту тепла, проще всего — к максимальному часовому обороту тепла по трассе тепловой сети:

$$m = \frac{M}{S_{макс}^{m.c}} = \frac{2 \sum d_{уч} \cdot l_{m.c}}{\sum q_{макс}^{аб} \cdot l_{аб}^{m.c}} = \frac{2000}{t_{под}^p - t_{обр}^p} \frac{\sum d_{уч} \cdot l_{m.c}}{\sum G_{макс}^{уч} \cdot l_{уч}} \text{ м. час/мгкал.} \quad (9)$$

Чем меньше величина m , тем меньше материальные и капитальные затраты на сооружение тепловой сети при заданных нагрузках и расположении абонентов, т. е. тем экономичнее сеть с точки зрения первоначальных затрат. Как видно из формулы (9), понижение величины m возможно как путем увеличения температурного перепада по сетевой воде $t_{под}^p - t_{обр}^p$, так и путем выбора правильного соотношения между диаметрами труб и расчетными расходами сетевой воды по участкам.

Путем обработки некоторых проектных данных для тепловых сетей со значениями максимально часового расхода тепла абонентами $Q_{макс}^{от} = 10 \div 40 \text{ мгкал/час}$ и соответствующего оборота тепла $S_{макс}^{m.c} = 12000 - 50000 \text{ мгкал} \cdot \text{м/час}$ получились значения $m = 0,05 \div 0,10 \text{ м} \cdot \text{час/мгкал}$.

Удельные показатели материальной характеристики, отнесенные не к максимально часовому, а к годовому обороту тепла, очевидно, могут быть получены умножением величины m из формулы (9) на $\frac{1}{n}$, а отнесенные к обороту тепла

по прямой линии, а не по трассе тепловой сети, — ее умножением на κ .

3. Удельные тепловые потери, отнесенные к обороту тепла, проще всего определяются как произведение из величины $\frac{Q_{год}^{ном}}{M}$ годовых тепловых потерь, отнесенных к материальной характеристике, на величину $\frac{m}{n}$ удельной материальной характеристики, отнесенной к годовому обороту тепла. Поэтому в этой части можно сохранить введенный выше показатель $\frac{Q_{год}^{ном}}{M}$, составляющий, как уже было указано, от 2 до 3,5 $\text{мгкал/м}^2 \text{ год}$.

4. Годовой расход электроэнергии на перекачку сетевой воды (включая расход на подпитку сети) также целесообразно отнести к обороту тепла по трассе, в этом случае к годовому.

Полученный таким путем удельный показатель может быть охарактеризован формулой:

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_{год}}{S_{год}^{m.c}} = \frac{1000 \varepsilon_{год}}{n (t_{под}^p - t_{обр}^p) \sum G_{макс}^{уч} \cdot l_{уч}} \text{ квтч/мгкал} \cdot \text{м.} \quad (10)$$

Он может быть получен также и из обычно применяемого показателя $\frac{\varepsilon_{год}}{Q_{год}^{от}}$ путем деления на отношение годового оборота тепла по трассе к годовому отпуску тепла. Это отношение, как нетрудно выяснить, представляет собой средневзвешенную дальность транспорта тепла в данной тепловой сети:

$$L_{взв} = \frac{S_{год}^{m.c}}{Q_{год}^{от}} = \frac{\sum q_{год}^{аб} l_{аб}^{m.c}}{\sum q_{год}^{аб}} \approx \frac{\sum q_{макс}^{аб} l_{аб}^{m.c}}{\sum q_{макс}^{аб}} \text{ м.} \quad (11)$$

Путем обработки данных, относящихся к тем же пределам величин $Q_{макс}^{от}$ и $S_{макс}^{m.c}$, какие были указаны выше, для показателя ε были получены значения в пределах

$$\varepsilon = 0,008 \div 0,012 \text{ квтч/мгкал} \cdot \text{м.}$$

Разумеется, средние и практически достижимые минимальные значения показателей κ , m , $\frac{Q_{год}^{ном}}{M}$ и ε нуждаются в дальнейшем исследовании и уточнении. Однако есть все основания полагать, что эти показатели окажутся более устойчивыми и правильнее отражающими экономику транспорта тепла, чем применяемые обычно удельные показатели, отнесенные к 1 мгкал/час или 1 мгкал/год расхода тепла из сети.

В заключение надо отметить, что описанная методика построения системы технико-экономических показателей применима не только к тепловым сетям, но при внесении соответствующих корректив также и к другим городским сетям: газовым, водопроводным и т. п.



Блочный способ монтажа трубопроводов

Инж. А. С. Львов

Блочный способ монтажа паровых котлов за последние годы нашел самое широкое распространение во всех монтажных организациях Министерства электростанций. Вместе с тем блочный способ монтажа вспомогательного оборудования, в частности станционных трубопроводов, еще не нашел широкого, а главное систематического применения.

Ниже описывается опыт работы некоторых монтажных участков треста Центроэнергомонтаж Главпромэнергомонтажа по блочному способу монтажа трубопроводов, что может представить значительный практический интерес как для проектировщиков, так и для монтажников.

1. На одной электростанции необходимо было смонтировать паропровод высокого давления от коллекторов котлов № 1 и 2 к турбине. Паропровод предназначался для пара давлением 100 ат с перегревом 500° С.

Из общей протяженности трубопровода 105 м (без труб диаметрами 76 × 8 и 28 × 4 мм) на долю трубопровода диаметром 273 × 28 мм марки 15М приходилось 95 м.

Общий вес смонтированного трубопровода составил 33 т, в том числе:

Вес паропровода диаметром 168 и 273 мм	24,6 т
Вес опор под паропровод диаметром 168 и 273 мм	4,8 т
Вес дренажного, продувочного трубопроводов диаметром 76 и 28 мм вместе с опорами	3,6 т

На заводе-изготовителе трубопровода производились только погибы труб; концы труб под

сварку не обрабатывались, поэтому эту работу необходимо было произвести на монтажной площадке. Небольшие отрезки труб, кромки которых могли обрабатываться на станках, отправлялись непосредственно в мастерскую. Гнутые детали и длинные прямые участки трубопроводов, обрабатывались под сварку газовым резаком непосредственно на месте сборки трубопровода.

Монтаж трубопровода проводился блочным способом. В зоне котельной для монтажа блоков трубопроводов применялся тельфер. Для монтажа трубопровода вне зоны действия тельфера были установлены тали грузоподъемностью 3 т и электролебедка грузоподъемностью 3 т.

Вся трасса паропровода для монтажа была разбита на три участка (рис. 1): первая бригада монтировала участок АБ — от коллектора I очереди до коллектора II очереди; вторая бригада монтировала участок БВГДЕ — узел коллекторов II очереди, перемычку между коллекторами и участок паропровода в пределах насосного помещения и третья бригада — участок ЕЖ паропровода в пределах турбинного зала; монтаж дренажных и вспомогательных мелких паропроводов производился четвертой бригадой. Пятая бригада занималась изготовлением, монтажом и последующим демонтажем временного трубопровода для продувки и гидравлическим испытанием трубопровода. Установка всех опор и подвесок производилась теми же бригадами, которые монтировали паропровод. Подача оборудования к месту монтажа и подъем собранных блоков производились бригадой такелажников.

После подготовки всех элементов трубопровода, устройства лесов, установок опор, трубопровод сваривался в блоки. Всего было собрано 10 блоков. Характеристика блоков трубопроводов представлена в табл. 1.

Таблица 1

Блок	Количество элементов	Общий вес блока, т
I	7	2,518
II	7	3,534
III	2	1,094
IV	2	1,847
V	4	2,442
VI	4	2,202
VII	3	2,128
VIII	2	1,147
IX	3	0,711
X	3	1,612
	37	19,235

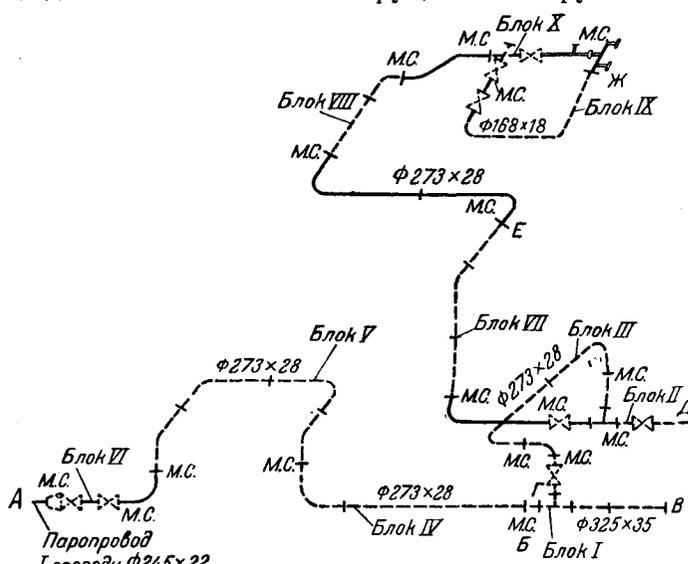


Рис. 1. Схема монтажа паропровода высокого давления (показанный пунктиром монтировался блоками). М. С. — монтажный стык.

Средний вес блока 1,92 т, при этом среднее число элементов в блоке 3,7. Коэффициент блочности смонтированного трубопровода, подсчитан-

ный только по весам труб большого диаметра (168 и 273 мм), равен 0,65.

Распределение сваренных стыков по диаметрам и месту производства сварки показано в табл. 2.

Таблица 2

Диаметр и толщина труб, мм	Сварено стыков		
	внизу	на смонтированном трубопроводе	Всего
325×35	4	—	4
273×28	18	21	39
168×18	2	3	5
Итого . . .	24	24	48
76×8 и 28×4	—	34	34
	24	58	82

Из 48 стыков большого диаметра внизу в удобных условиях сваривалось 24, т. е. 50%.

Термообработка сварных стыков производилась нагревом их индукционным способом.

Участки трубопровода, смонтированные блоками, отмечены на рис. 1 пунктиром. Остальные элементы трубопровода поднимались отдельно, и их подгонка, стыковка и сварка производились на месте монтажа. Монтажные стыки на всех рисунках показаны условно и обозначены М. С.

Подъем и монтаж собранных блоков трубопровода и отдельных деталей в районе коллектора производился тельфером, который перемещался по специальному монорельсу, приваренному под перекрытием на отметке 8,0 м, а на участке машинного зала — в основном с помощью мостового электрического крана; частично была использована таль грузоподъемностью 3 т, установленная на колонне.

До проведения гидравлического испытания трубопровода была произведена приварка всех бабышек для установки контрольно-измерительных приборов и измерения крипа.

Гидравлическое опробование смонтированного трубопровода производилось электрогидропрессом. Трубопровод предварительно наполнялся водой от питательного насоса.

Общая затрата рабочей силы при выполнении всего указанного объема работ, включая гидрав-

Таблица 3

Наименование специальности	Количество рабочих				Всего	Трудозатраты чел.-час	
	7-го разряда	6-го разряда	5-го разряда	4-го разряда		по нормам	фактически
Бригада трубопроводчиков	1	—	—	4	5	515	390
То же	1	2	—	6	9	210	160
" "	1	1	1	3	6	330	280
" "	1	—	2	4	7	490	365
" "	1	—	3	2	6	370	280
Сварщики	4	—	—	—	4	222	148
Плотники	—	—	1	—	1	48	48
Такелажники	—	1	—	3	4	184	132
Газорезчики	—	—	—	3	3	216	154
Моторист	—	—	—	1	1	128	128
	9	4	7	26	46	2 713	2 085

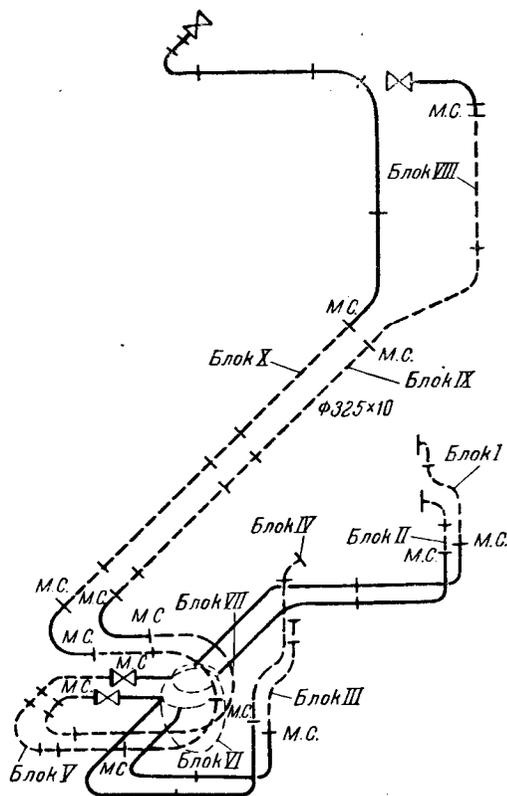


Рис. 2. Схема монтажа двух паропроводов (высокого давления).

лическое испытание, с изготовлением и последующим демонтажом временного паропровода для продувки приведена в табл. 3.

Подача трубопровода была начата 19 декабря 1950 г., монтажные работы — 21 декабря; 29 декабря была проведена гидравлика и 30 декабря 1950 г. была произведена продувка паропровода. Таким образом, за 10 дней был смонтирован (вместе с подготовкой) трубопровод высокого давления общим весом 33 т. Трудозатраты на 23% ниже нормативных.

II. На другом монтажном участке блочным способом монтировалось два паропровода (рис. 2): один высокого давления (100 ат, 500° С) и другой — повышенного давления (30 ат).

Паропровод высокого давления состоял из труб 15М нескольких диаметров (табл. 4).

Таблица 4

Диаметр и толщина труб, мм	Длина трубопровода, м	Вес, т
325×35	90	22,5
273×28	16	2,7
219×22	54	5,8
	160	31,0

Вес четырех задвижек 4,2 т; вес опор 6 т; общий вес паропровода (трубы и задвижки) составлял 35,2 т.

Для производства монтажных работ была организована комплексная бригада из 19 чел. В состав бригады входили трубопроводчики, такелажники, электросварщики и газорезчики.

Трубы и арматура подавались в машинный зал на железнодорожной платформе широкой колеи. Разгрузка и подача труб и арматуры в

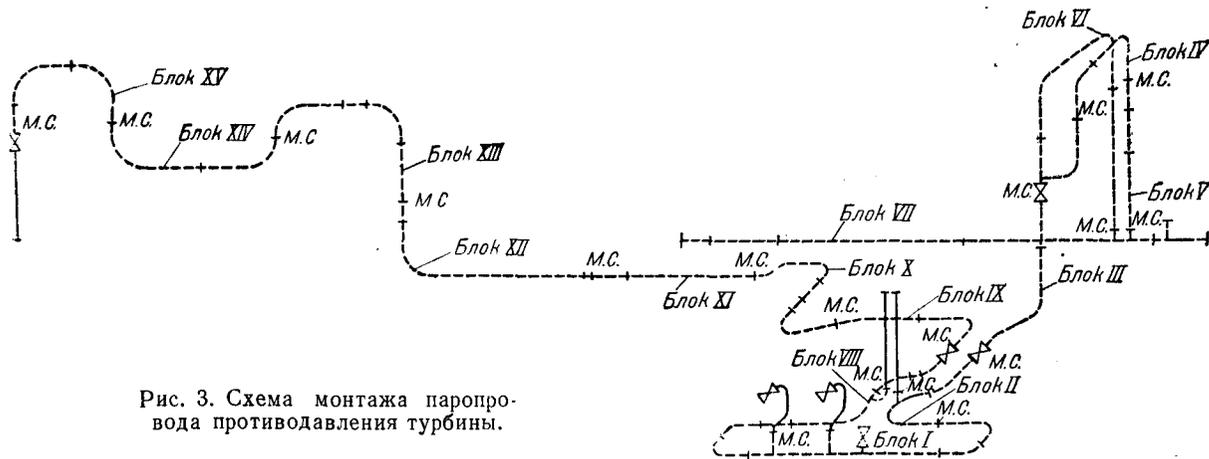


Рис. 3. Схема монтажа паропровода противодавления турбины.

монтажную зону осуществлялись мостовым электрическим краном.

Ввиду того что концы труб на заводе не обрабатывались под сварку, эту работу пришлось выполнять в монтажных условиях. Снятие фасок на трубах под сварку производилось газовым резаком, а зачистка фасок осуществлялась наждачным кругом с приводом от пневматической машинки ПМ-1. Все эти операции производились у места установки паропровода.

В период монтажа паропровода было сварено 72 стыка. Характеристика сваренных стыков приведена в табл. 5.

Таблица 5

Диаметр и толщина труб, мм	Сварено стыков		
	внизу	на смонтированном трубопроводе	всего
325×35	18	17	35
273×28	13	12	25
219×22	7	5	12
	38	34	72

Из таблицы видно, что 53% всех стыков было сварено внизу.

Термообработка сваренных стыков производилась индукционным способом. Нагрев до 710° С производился с помощью голого медного провода, намотанного на место стыка.

Блоки паропровода собирались и сваривались внизу. Собранные при помощи мостового электрического крана и электролебедок блоки устанавливались на опоры, где производилась сварка остальных стыков. Всего было собрано 10 блоков общим весом 23,8 т при среднем весе блока 2,38 т (табл. 6).

Таблица 6

Блок	Количество элементов	Общий вес блока, т
I	3	1,2
II	3	1,2
III	3	1,2
IV	3	1,2
V	5	2,3
VI	3	4,8
VII	4	1,8
VIII	2	3,1
IX	4	3,2
X	4	3,8
	34	23,8

Трубопровод, показанный на рис. 2 пунктиром, монтировался блоками. Остальные элементы паропровода, в том числе четыре задвижки, монтировались индивидуально. Коэффициент блочности смонтированного паропровода, подсчитанный только для трубопровода (без опор и дренажных линий), равен 0,67.

Трудозатраты при выполнении данного монтажа приведены в табл. 7.

Таблица 7

Наименование специальности	Количество рабочих					Трудозатраты, чел.-час	
	7-го ряда	6-го ряда	5-го ряда	4-го ряда	всего	по нормам	фактически
Трубопроводчики	1	1	2	2	6	3 658	2 710
Электросварщики (для прихватки)	—	1	1	—	2		
Газорезчики	—	—	1	1	2		
Такелажники	1	—	—	3	4		
Электросварщики (сварка швов)	1	—	—	—	1	590	376
Электросварщики (термообработка)	1	—	—	1	2	671	430
Трубопроводчики (гидравлики)	1	—	—	1	2	29	16
	5	2	4	8	19	4 948	3 532

Трудозатраты на 29% ниже нормативных.

III. На той же электростанции монтировался паропровод противодавления турбины на 30 ат. Этот паропровод состоял из труб Ст-20 разных диаметров и веса (табл. 8).

Вес четырех задвижек 3,2 т; вес опор 9 т. Таким образом, вес собственно трубопровода равен 37,9 т (без опор).

Монтаж паропровода проводила комплексная бригада блочным способом. На рис. 3 пунктиром показаны участки трубопровода, смонтированные блочным способом.

Сборка блоков трубопровода производилась у места прокладки паропровода. Всего было со-

Таблица 8

Диаметр и толщина труб, мм	Длина трубопровода, м	Вес, т
377×16	177	29,2
273×12	50	4,6
219×10	14	0,9
	241	34,7

брано 15 блоков общим весом 26 т. В состав блоков входили от двух до одиннадцати элементов трубопровода (табл. 9),

Таблица 9

Блок	Количество элементов	Общий вес блока, т
I	10	4,8
II	3	1,6
III	2	0,9
IV	2	1,0
V	3	0,6
VI	3	0,9
VII	11	3,8
VIII	6	1,8
IX	2	0,6
X	4	1,8
XI	2	1,0
XII	3	1,0
XIII	4	1,8
XIV	2	1,8
XV	3	2,6
	60	26,0

Коэффициент блочности смонтированного паропровода равен 0,68. Всего было сварено 73 стыка (табл. 10).

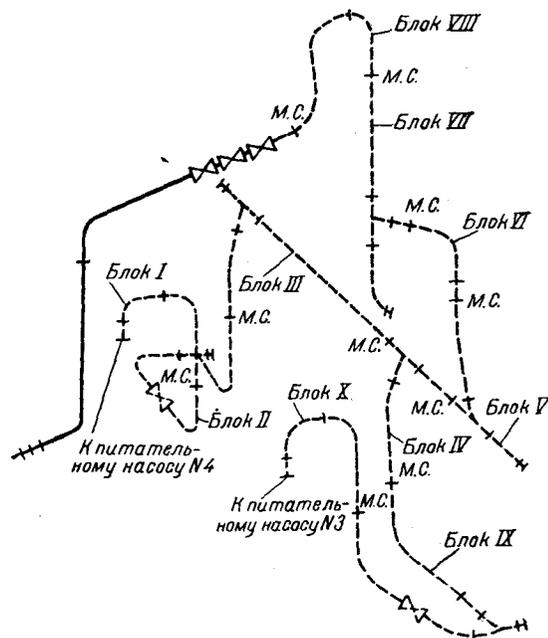


Рис. 4. Схема монтажа питательного трубопровода высокого давления.

Из табл. 10 следует, что внизу сварено 49% всех стыков.

Трудозатраты по блочному монтажу описываемого паропровода представлены в табл. 11.

Трудозатраты на 25% ниже нормативных.

IV. При расширении одной тэс проводился блочный монтаж отдельных участков трубопроводов. Блочным способом монтировались питательный трубопровод высокого давления и ряд трубопроводов в деаэрационном помещении.

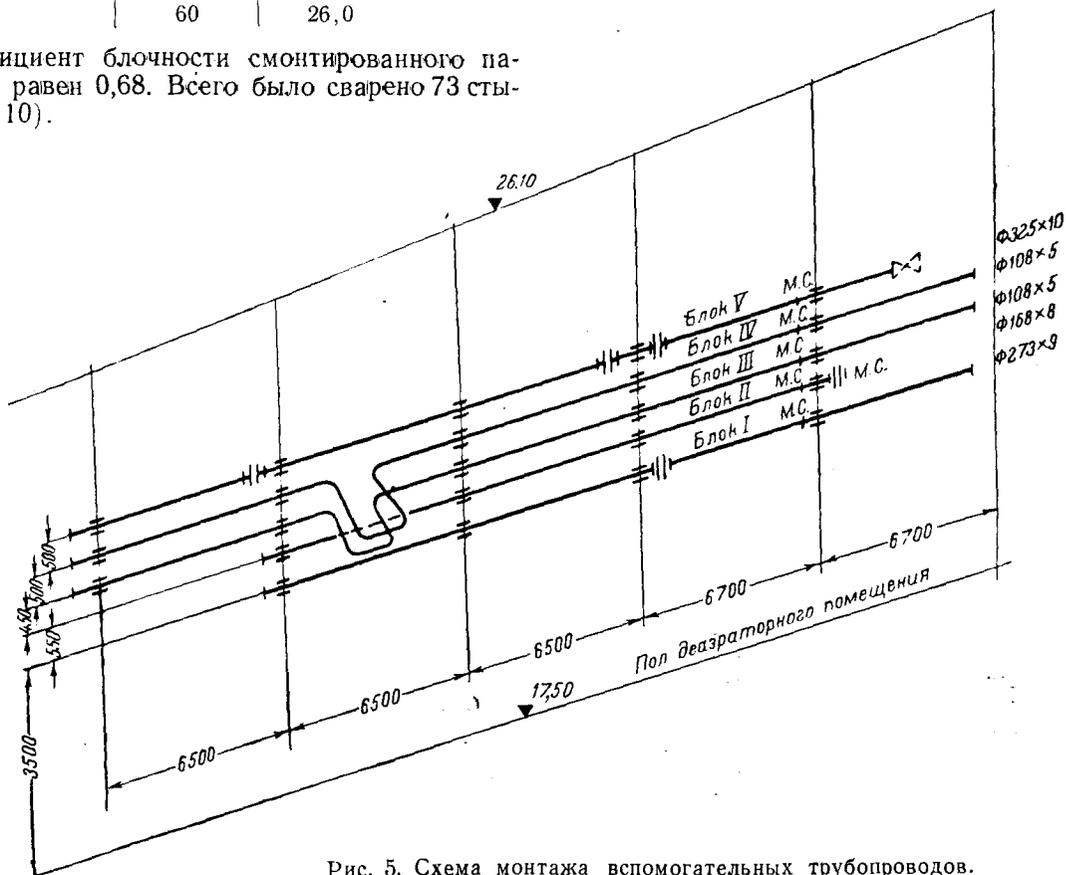


Рис. 5. Схема монтажа вспомогательных трубопроводов.

Таблица 10

Условный диаметр трубопровода, мм	Сварено стыков		
	внизу	на смонтированном трубопроводе	Всего
350	27	26	53
250	6	8	14
200	2	4	6
	35	38	73

Таблица 11

Наименование специальности	Количество рабочих					Трудозатраты, чел.-час.	
	7-го разряда	6-го разряда	5-го разряда	4-го разряда	всего	по норме	фактически
Трубопроводчики	1	—	2	2	5	2 731	2 023
Электросварщики (для прихватки)	—	1	1	—	2		
Газорезчики	—	—	—	2	2	845	651
Котельщики	1	—	1	2	4		
Электросварщики (для прихватки)	—	—	1	—	1	44	30
Газорезчики	—	—	—	1	1		
Трубопроводчики (гидроиспытание)	1	—	—	2	3	207	184
Электросварщики (сварка швов)	1	—	—	—	1		
	4	1	5	9	19	3 827	2 888

Питательный трубопровод из стали 20 весом 28,2 т монтировался из труб диаметром 273 × 28 мм. Вес опор 6,0 т. Пунктиром на схеме монтажа (рис. 4) показан участок, смонтированный блочным способом. Остальная часть трубопровода из-за тесноты монтировалась россыпью.

Всего было смонтировано 10 блоков общим весом 18,8 т.

Количество элементов, входящих в собираемые блоки, колебалось от 2 до 7. Коэффициент блочности, достигнутый при монтаже данного трубопровода, равен 0,67.

Монтаж блоков питательного трубопровода производился при помощи двух электролебедок грузоподъемностью 5 и 1,5 т и талей грузоподъемностью 1,5 т.

V. На этой же электростанции проводился блочный монтаж пяти вспомогательных трубопроводов (рис. 5), характеристика которых представлена в табл. 12.

Монтаж указанных трубопроводов производился путем сборки в один блок каждого трубопровода. Блоки собирались на полу деаэрационного помещения. Подъем блоков и установка их производились при помощи двух электролебедок грузоподъемностью в 3 и 5 т и 2-т тали.

Описанные работы по блочному способу монтажа трубопроводов еще раз показали, что для успешного его проведения необходимы следующие условия:

Назначение трубопровода	Диаметр и толщина труб, мм	Характеристика блока	
		примерная длина, мм	вес, т
Для конденсата подогревателей	273×9	21	1,250
Для конденсата турбин	168×8	22	0,700
Для конденсата от подогревателей высокого давления	108×5	35	0,450
Для конденсата испарителей	108×5	35	0,450
Паропровод	325×10	26	2,100

щие условия:

а) окончание всех строительных работ, чтобы можно было установить и укрепить опоры и подвески;

б) наличие на площадке всех элементов трубопроводов, вплоть до прокладок, болтов, гаек, а также опор и подвесок;

в) трубы должны поступать с завода на монтажную площадку с обработанными концами под сварку;

г) наличие всей технической документации, в том числе рабочего проекта установки трубопровода, проекта производства монтажных работ, проекта установки контрольно-измерительных приборов, технологических карт на монтаж трубопроводов.

Выводы

1. Коэффициент блочности смонтированных трубопроводов, отнесенный только к весу собственно трубопровода, может быть доведен до 70%.

2. Вес наибольшего блока трубопровода составляет ~ 5 т.

3. Количество элементов в блоках трубопровода колеблется от 2 до 11.

4. Блочный метод позволяет варить около 50% всех стыков трубопроводов внизу.

5. Фактические трудозатраты примерно на 30% ниже нормативных.

6. Средняя фактическая выработка на один человеко-месяц составляла около 3 т трубопровода (с учетом веса опор и гидравлического испытания).

7. Блочный способ монтажа трубопроводов должен найти широкое применение в монтажной практике, так как он сокращает сроки монтажа трубопроводов, повышает качество монтажных работ и снижает их стоимость.



Дополнительные данные об эффективности автоматического повторного включения линий

Инж. Н. И. Силонов

Анализ аварийности в высоковольтных сетях энергосистем дает некоторые дополнительные данные об эффективности применения автоматического повторного включения (АПВ) линий.

Эти данные основываются на сравнении количества тех аварийных отключений воздушных линий электропередачи, которые произошли из-за кратковременных и переходящих коротких замыканий, не вызвавших пережога и обрыва проводов.

Характер подобных самоликвидирующихся коротких замыканий, аварии от которых в большинстве случаев могут быть предотвращены действием АПВ, виден из таблицы.

Доля таких повреждений в общем количестве коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи велика, что подтверждается опытом эксплуатации уже установленных АПВ, дающих в последние годы по данным статистики 60—70% успешных действий.

Количество аварий от кратковременных коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи

Характер повреждений, сопровождавших аварийное отключение	Количество аварийных отключений за год		
	1948 г.	1949 г.	1950 г.
Оплавления проводов от набросов	28	25	10
Оплавления проводов от перекрытий на стрелы кранов, деревья, провода других линий и т. п.	17	11	12
Оплавления проводов от схлестывания при ветре, гололеде	15	6	6
Грозовые перекрытия линейных изоляторов	16	24	10
Перекрытия при грозовых расщеплениях древесины опор (без загорания)	10	5	7
Перекрытия линейных изоляторов, вызванные птицами	6	2	4
Перекрытия линейных изоляторов от загрязнения	3	6	2
Короткие замыкания по неустановленным причинам, (без явных следов повреждений (при грозе и пр.)	21	10	5
Итого	116	89	56

Подобные аварии имеют ярко выраженный сезонный характер: они в большинстве своем (75%) происходят в течение шестимесячного периода — с мая по октябрь включительно, что в значительной степени зависит от грозовой деятельности в летние месяцы (33%), как это видно из рисунка.

Аварии от кратковременных коротких замыканий на линиях за 1948, 1949 и 1950 гг. состав-

ляют соответственно 45, 40 и 28% от всего количества аварий на воздушных линиях.

Уменьшение общего количества подобных аварий, как и снижение их доли в общей аварийности сетей, безусловно является следствием того, что большая часть таких повреждений ликвидируется успешным действием АПВ и, следовательно, перестает учитываться в качестве аварий.



Это подтверждается тем, что количество аварий от кратковременных коротких замыканий в 1949 г. снизилось по сравнению с 1948 г. на 23,2%, а в 1950 г. — на 50%. Количество установленных АПВ в 1949 г. увеличилось на 28% и в 1950 г. — на 60% по сравнению с 1948 г. Связь между приведенными цифрами снижения аварийности и роста числа установленных АПВ очевидна.

Аварии от кратковременных коротких замыканий происходят еще вследствие неполной оснащённости линий электропередачи устройствами АПВ, особенно линий напряжением до 20 кв.

Только небольшая часть таких аварий возникает из-за отказа в работе имеющихся АПВ (1—2% от случаев их работы), часть же является следствием неуспешной работы АПВ — повторные перекрытия и восстановление дуги короткого замыкания после действия АПВ.

Следует обратить самое серьезное внимание на оснащение АПВ линий, до настоящего времени не имеющих их, особенно линий напряжением до 20 кв, которым в этом отношении уделяется меньше внимания. Нужно на основе уже имеющегося опыта шире применять АПВ на кабельных линиях с промежуточными пунктами, на которых возможны повреждения с открытой дугой; там, где отмечаются случаи неуспешного однократного АПВ при кратковременных коротких замыканиях, ставить двухкратное АПВ, а также внедрять АПВ на шинах подстанций.

Опыт внедрения метода инженера Ковалева в котельной электростанции

Инж. А. Я. Меерсон

Как показывает опыт, при внедрении метода инж. Ковалева нужно изучать работу не только лучших стахановцев, но и рядовых рабочих, так как иногда методы работы последних на отдельных операциях отличаются значительной эффективностью.

Необходимо изучить отдельные операции, из которых складывается весь процесс работы, и распространить наиболее эффективные из них.

Для внедрения метода инж. Ковалева на электростанции была проведена следующая организационная работа:

1. Создан технический совет под председательством главного инженера. Членами совета являются начальники основных цехов и эксплуатационного отдела и лучшие стахановцы котельного и топливного цехов.

2. В цехах организованы технические бюро в составе начальника цеха и лучших стахановцев.

3. Для оказания технической помощи к цеховым техническим бюро прикреплены инженерно-технические работники отделов электростанции.

4. Установлена очередность внедрения метода инж. Ковалева среди персонала электростанции: грузчиков и машинистов погрузочных кранов топливного цеха и кочегаров котельного цеха, представляющих наиболее важные и решающие профессии на электростанции.

Производилось «фотографирование» работы отдельных рабочих указанных профессий, изучение и анализ отдельных операций и распространение лучших методов работы по отдельным операциям среди остального персонала.

Ниже приведен опыт внедрения метода инженера Ковалева среди кочегаров котельного цеха.

Из всей работы кочегаров были выделены основные операции, влияющие на режим и показатели экономичной работы котельного агрегата:

1. Регулирование подачи топлива изменением скорости цепных решеток.
2. Регулирование общей подачи воздуха изменением скорости вращения электродвигателей вентиляторов.
3. Распределение подачи воздуха по зонам.
4. Регулирование тяги изменением скорости вращения электродвигателя дымососа.
5. Чистка подсушивающих сводиков.
6. Шуровка топлива в топках.
7. Очистка зонных камер.

Была изучена работа семи кочегаров, обслуживающих котлы с цепными решетками и снята «фотография» работы в течение всей смены при работе на торфе повышенной влажности ($W^p = 47-49\%$).

В приводимой таблице показаны все перечисленные операции. Оценкой работы служили отдельные показатели режима и общий показатель к. п. д. котлоагрегата.

Из таблицы видно, что методы работы кочегаров различны. Так, например, кочегар т. Гурова регулировала скорость решеток 18 раз (что вполне допустимо для поддержания нагрузки котла), регулировала подачу воздуха вентилятором 28 раз (что примерно соответствует количеству изменений подачи топлива), но недостаточ-

Операции кочегаров при ведении режима работы

Кочегар	Изменение скорости решеток	Изменение подачи воздуха	Изменение тяги	Изменение подачи воздуха по зонам	Чистка щелей	Шуровка топок	Чистка зонных камер	Показатели работы				
								Отклонения CO_2 , %	Отклонения пара, ат	Горючее в шлаках, %	Расход электроэнергии на 1 т пара квт,	К. п. д. котлоагрегата, %
Гурова	18	28	6	9	8	9	6	0,90	0,32	3,7	3,05	84,4
Петровичев	6	9	4	8	8	5	8	0,63	0,29	1,91	3,18	84,2
Баранов	10	8	10	7	13	7	4	0,75	0,3	2,85	3,4	83,7
Кутузов	21	24	24	18	13	14	11	0,51	0,34	1,85	2,9	84,7
Некрасов	18	24	17	12	8	10	9	0,7	0,43	0,8	3,15	83,5
Дмитриев	11	9	8	7	6	6	6	0,7	0,55	1,0	3,6	83,9
Червяков	10	10	6	10	7	8	6	0,65	0,4	0,7	3,7	84,4

но (всего 6 раз) пользовалась регулировкой тяги, что не соответствует количеству регулировок вентилятором. Это несоответствие вызвало колебания содержания CO_2 и дало за смену отклонение, равное 0,9%.

Несоответствие одновременного изменения подачи воздуха и изменения тяги у кочегаров тт. Некрасова и Червякова дало отклонение содержания CO_2 , равное 0,7%. У остальных кочегаров: тт. Петровичева, Димитриева и Баранова это соответствие выдержано, но вследствие редкого пользования регулировкой подачи топлива, воздуха и изменения тяги отклонение содержания CO_2 у них колеблется в пределах 0,63—0,75%. Несоответствие регулировки топлива воздуха и тяги привело и к различным показателям расхода электроэнергии на тягу и дутье. Недостаточное использование позонного регулирования подачи воздуха этими кочегарами (от 7 до 12 раз) также повлияло на величину отклонения содержания CO_2 .

Большое значение при сжигании торфа повышенной влажности имеет систематическая чистка щелей подсушивающих сводиков. Все кочегары, за исключением тт. Кутузова и Баранова, проводили чистку щелей по 6—8 раз, но не всеми она производилась равномерно в течение смены.

Систематическая расшуровка слоя топлива на решетке также не соблюдалась всеми кочегарами, что дало различное содержание горючих в шлаках.

Различное ведение режима работы привело и к разным результатам по отдельным показателям и по общему показателю работы — к. п. д. котлоагрегата.

Сравнивая работу кочегаров, можно выделить ведение режима работы кочегаром т. Кутузовым, который во всех операциях благодаря своевременному регулированию нагрузки при соответствии в подаче топлива, воздуха и изменении тяги, более частой регулировке распределения воздуха по зонам и равномерной в течение смены чистке щелей имеет лучшие результаты по отдельным показателям режима и по к. п. д.

Метод работы кочегара т. Кутузова был записан, после чего была организована передача опыта его работы остальным кочегарам путем сравнения и анализа работы на отдельных операциях и непосредственного показа т. Кутузовым работы на рабочих местах.

В результате внедрения метода инж. Ковалева были получены повышение к. п. д. котлоагрегатов у 11 кочегаров из 15 и общее повышение к. п. д. котельной на 0,6%.

Следует считать необходимым изучение и распространение лучшего опыта не только по экономической, но и по безаварийной работе персонала, для чего нужно установить следующие основные объекты для изучения: приемка и сдача смены, наблюдение за работой оборудования, выполнение операций по пуску и остановке котлоагрегатов, по переключениям и т. д.



Применение метода инженера Ковалева в котельном цехе

Инж. Г. Ф. Бардик и инж. Я. М. Бейлихес

Почин инж. Ковалева нашел горячую поддержку среди коллектива рабочих и инженерно-технических работников котельного цеха завода.

Ниже освещены методика изучения и практические результаты внедрения передового опыта стахановцев кочегаров котлов, работающих на пылевидном топливе.

Целью работы являлось выявить и изучить наиболее рациональные приемы и методы работы стахановцев кочегаров по регулированию и ведению экономичного режима эксплуатации котлоагрегата, обеспечивающих его работу с высокой производительностью при максимальном к. п. д.

Объектом изучения явились следующие элементы теплового процесса котлоагрегата и приемы работы кочегаров: организация приема смены; регулирование подачи топлива, первичного и вторичного воздуха; регулирование тонины помола угольной пыли; температура уходящих газов; регулирование тяги.

Как было установлено произведенными наблюдениями, эти приемы и методы осуществля-

лись наиболее рационально тремя стахановцами кочегарами тт. Будовым, Пустомолотовым и Шуляком. Поэтому их работа подвергалась тщательному изучению путем проведения одновременно наблюдения за приемами кочегаров и работой оборудования по контрольно-измерительным приборам.

Наблюдение и изучение рациональных методов ведения теплового процесса проводились по заранее разработанной программе, утвержденной методическим бюро предприятия. Наблюдение проводилось непрерывно в течение двух суток, в двух сменах работы каждого кочегара на одном и том же котле квалифицированными работниками, хорошо знающими правила технической эксплуатации котлоагрегата.

Прикрепленный к каждому кочегару наблюдатель фиксировал наблюдаемые приемы. Второй наблюдатель через каждые 10 мин. записывал показания контрольно-измерительных приборов, смонтированных на щите управления, указывающих расход, давление и температуру перегретого пара, температуру питательной воды, температу-

ру в топке, температуру газов за котлом и за воздухоподогревателем, температуру аэросмеси, давление воздуха до и после воздухоподогревателя, давление аэросмеси перед горелками, давление воздуха перед мельницей, разрежение в топке за воздухоподогревателем, за батарейным циклоном и др.

Контроль за работой котлоагрегата проводился работниками цеховой лаборатории по заранее разработанному графику анализов.

Показания автоматического газоанализатора контролировались прибором Орса каждые 30 мин. Тщательно изучались ход теплового процесса и влияние действий кочегара на режимные показатели.

Наблюдениями было установлено, что приемы и методы у кочегаров неодинаковы.

Наиболее рационально осуществляет прием смены кочегар т. Пустомолотов, который, как правило, принимает смену за 20—30 мин. до начала работы. Характерным в организации приема им смены является:

а) строгая последовательность в ознакомлении с техническим состоянием котлоагрегата и вспомогательного оборудования в момент приема смены;

б) тщательная проверка режима работы котлоагрегата по показаниям контрольно-измерительных приборов.

Тов. Блудов не всегда тщательно проверяет работу котлоагрегата, не соблюдает определенной последовательности в приеме смены, вследствие чего у него непроизводительно затрачивается рабочее время, что не дает ему возможности всегда осуществлять прием смены качественно и в полном объеме.

Резкая разница в приемах ведения режима топки и котла была выявлена в работе кочегаров, что видно из данных табл. 1.

Кочегар т. Шуляк в своей работе большое внимание уделяет регулированию подачи пыли, первичного и вторичного воздуха и осуществляет регулировку более рационально, чем кочегары тт. Пустомолотов и Блудов.

Регулировку подачи топлива в мельницу т. Шуляк производит в строгом соответствии с нагрузкой котла, соблюдая при этом постоянство давления и температуры пара.

Характерным в регулировке подачи топлива в мельницу у т. Шуляка является то, что он лишь в исключительных случаях прибегает к отключению питателя сырого угля. Кочегары тт. Пустомолотов и Блудов к регулировке подачи топлива в мельницу включением и отключением питателя прибегают гораздо чаще. Так, например, т. Блудов в течение смены произвел 39 отключений питателя, т. Пустомолотов — семь отключений, в то время как т. Шуляк произвел всего пять отключений.

Тов. Шуляк гораздо чаще производит подрегулировку подачи топлива. Так, наблюдения показали, что он в течение смены произвел 57 подрегулировок, в то время как Блудов производит 47 подрегулировок и т. Пустомолотов — 25. Благодаря этому т. Шуляк достигает большего постоянства давления пара в котле и устойчивого процесса горения пыли.

Тов. Шуляк осуществляет комплексный контроль за процессом горения пыли по внешним признакам (цвет пламени и характер расположения факела в топочной камере) и сопоставляет их с показаниями контрольно-измерительных приборов на щите.

Регулирование подачи воздуха т. Шуляк производит гораздо чаще, чем тт. Блудов и Пустомолотов. Так, например, в период наблюдения количество регулировок подачи первичного воздуха в течение смены составило: у т. Шуляка — 20, а у т. Блудова — 15 и у т. Пустомолотова — 16.

Тов. Шуляк в процессе работы выдерживает правильное соотношение подачи первичного и вторичного воздуха и добивается равномерного распределения аэросмеси и вторичного воздуха между двумя горелками. Благодаря равномерной подаче первичного воздуха он добивается наивысшей температуры аэросмеси в пределах нормы режима (70—80°С). Так, например, средняя температура аэросмеси за смену составляет у т. Шуляка 73,1°С, у т. Блудова 69,7°С и у т. Пустомолотова 68,8°С.

Кочегар т. Шуляк уделяет большое внимание устранению присосов холодного воздуха в пылеприготовительную систему и в топку. Применяя перечисленные эффективные приемы ведения топочного процесса, т. Шуляк достигает наилучших показателей по содержанию CO₂ и полного устранения потери тепла от химической неполноты горения. При норме по содержанию CO₂ в уходящих газах 12—14% при сжигании 50% угля марки ПЖ и 50% промпродукта т. Шуляк поддерживает содержание CO₂ 12,6%, т. Блудов 11,6% и т. Пустомолотов 11,2%.

Весьма серьезное внимание уделяет т. Шуляк

Таблица 1

Наименование операции и показателей	Кочегары		
	Шуляк	Блудов	Пустомолотов
Количество случаев:			
регулирования подачи топлива	57	47	25
отключения питателя	5	39	7
изменения тяги	12	8	5
регулирования подачи первичного воздуха	20	15	16
регулирования подачи вторичного воздуха	15	11	13
расшлаковок	7	2	4
Паропроизводительность котлоагрегата, <i>т/час</i>	28,4	27,4	27,6
Давление пара, <i>атм</i>	12,1	11,7	11,6
Содержание CO ₂ за котлом, %	12,6	11,6	11,2
Температура уходящих газов, °С	180	193	191
Содержание горючих в шлаке, %	0,8	2,0	2,4
Содержание горючих в уносе, %	11,98	16,12	16,84
Температура аэросмеси, °С	73,1	69,7	68,8
К. п. д. котлоагрегата	0,77	0,742	0,738

вопросу регулирования тонины помола топлива и давления перед горелками первичного и вторичного воздуха, что обеспечивает устойчивый и экономичный процесс горения пыли.

Осуществляя регулирование тонкости помола и процесса горения, т. Шуляк добился, по сравнению с другими кочегарами, наименьших потерь от механического недожога.

Одним из важных показателей работы котлоагрегата является поддержание температуры уходящих газов на заданном уровне.

Наилучших показателей по температуре уходящих газов т. Шуляк добился систематическим наблюдением за чистотой поверхности нагрева котлоагрегата; своевременным устранением присосов воздуха в топку и газоходы котла через неплотности обмуровки и гарнитуры; поддержанием минимально необходимого коэффициента избытка воздуха в топке $\alpha_m = 1,25$; поддержанием минимально необходимого разрежения в верхней части топки 3—4 мм вод. ст.; комплексным использованием показаний контрольно-измерительных приборов и внешних признаков при ведении топочного процесса.

Взаимосвязь между смежными рабочими местами имеет большое значение для ритмичной работы котельной.

Тов. Шуляк в своей работе осуществляет постоянную взаимосвязь со всеми рабочими местами (водосмотром, машинистом мельниц, дежурным у питателя сырого угля, зольщиком). Он осведомляется и своевременно принимает все необходимые меры для предотвращения неполадок, могущих повлечь расстройство нормального режима работы котлоагрегата. В течение смены т. Шуляк инструктирует подчиненный персонал и контролирует исполнение своих распоряжений.

Осуществляемая в работе т. Шуляка постоянная взаимосвязь между рабочими смежных рабочих мест обеспечивает ему слаженную работу всех участков и высокую производительность котлоагрегата при наилучших технико-экономических показателях.

Анализ работы Блудова, Пустомолотова и Шуляка позволил вскрыть неправильные приемы в ведении топочного режима отдельными кочегарами.

Результаты наблюдений, после тщательной инженерной обработки, были обсуждены на техническом совещании инженерно-технических работников и кочегаров котельной. При этом были детально обсуждены как неправильные, так и

наиболее рациональные приемы ведения топочного режима, дающие наилучшие технико-экономические показатели работы котлоагрегата.

С целью обучения всех кочегаров передовым методам работы была организована стахановская школа. В теоретической части занятий были изложены пути повышения к. п. д. котлоагрегатов и условия, обеспечивающие безаварийную их эксплуатацию.

Передача приемов работы другим кочегарам производилась т. Шуляком непосредственно на рабочем месте. Он изучал работу каждого кочегара, вскрывал причины низких технико-экономических показателей и давал практические советы по улучшению экономических показателей.

Консультант стахановской школы — технический руководитель цеха давал на рабочих местах разъяснения по вопросам ведения топочного процесса и анализировал технико-экономические показатели работы каждого кочегара.

Опыт внедрения метода инженера Ковалева в эксплуатации котлоагрегатов оказался плодотворным.

В результате внедрения передовых методов работы и повседневного применения производственного инструктажа коллективом цеха были улучшены технико-экономические показатели работы котлоагрегатов (табл. 2).

Таблица 2

Наименование показателей	До внедрения метода Ковалева, март 1951 г.	После внедрения метода Ковалева, апрель — май 1951 г.	
		апрель	май
Коэффициент полезного действия котельного цеха	72,8	73,2	73,6
Экономия топлива, т условного топлива	—	—	19,3
Содержание горючих в шлаках, %	1,87	1,28	1,21
Содержание CO ₂ в отходящих газах, %	11,2	11,8	12,3

Дальнейшая работа по выявлению и использованию производственных резервов путем глубокого изучения и инженерной обработки передового опыта работы стахановцев и быстрее его внедрение в производство будут способствовать успешному решению коллективом цеха поставленных перед ним задач.



Скоростные ремонты выключателей

Инж. Е. Ф. Иоффе, инж. В. С. Моськин, инж. А. А. Рязанов
и ст. мастер П. Г. Федоров

Скоростные ремонты выключателей 110 кв типа МКП-160-Д, МКП-153, МКП-140 и др. по способу мастера П. Г. Федорова начали внедряться в Высоковольтной сети Горэнерго с июля 1950 г.

Способ П. Г. Федорова отличается от описанного в брошюре «Метод Ф. Л. Ковалева на электростанции» (В. С. Белоусова, А. Д. Дубинчика, С. Г. Селенкова и А. М. Шабарова) тем, что вместо последовательного ремонта каждой фазы все они ремонтируются параллельно, одновременно, т. е. используется весь возможный фронт работы.

Лучшие фактически достигнутые трудозатраты на ремонт выключателя составляют 62,12 чел.-часа. Использование метода Ф. Л. Ковалева позволяет запроектировать их снижение до 50,16 чел.-часа.

При обычной численности бригады в 3 чел. длительность ремонта выключателя составляет 16,7—20,7 часа, т. е. выходит за пределы двух рабочих дней.

Организация ремонта по способу П. Г. Федорова позволяет применить одновременный труд 5—7 чел., что обеспечивает выполнение всего объема ремонтных работ в течение одного восьмичасового рабочего дня. Общие трудозатраты при этом, включая работы по замене масла во вводах и разборке главных контактов, не превышают 56 чел.-час., т. е. находятся на уровне опубликованных фактически достигнутых результатов и даже улучшают их. Совмещение этого способа с методом Ф. Л. Ковалева дает возможность запроектировать снижение трудозатрат до 42 час.

При длительности ремонта выключателя (в 2 дня и более) возникает необходимость «запетлеть» его. Этот общепринятый способ ремонта выключателей приводит к тому, что подстанция с двумя системами шин на длительное время превращается в подстанцию с одной несекционированной системой шин, что, как известно, является наименее надежной схемой.

В настоящее время подстанции, имеющие две системы шин, стараются эксплуатировать по схеме, предусматривающей постоянное использование обеих систем шин, с фиксированным присоединением линий и трансформаторов, дифференциальной защитой и устройством резервирования на случай отказа выключателя.

Запетление выключателя для ремонта сводит на нет всю эту работу, направленную на повышение надежности электроснабжения.

Организация скоростного ремонта выключателя, разработанная П. Г. Федоровым, в подавляющем большинстве случаев исключает необходимость «запетления» выключателя.

Как показывает опыт, длительность «запетления» и «распетления» выключателя со всеми пе-

реключениями соизмерима с длительностью ремонта выключателя.

Для потребителей второй и третьей категорий, которые снабжаются по одноцепным линиям, легче один раз в выходной день приспособиться к перерыву в подаче энергии, чем делать это дважды.

При двухцепных или кольцевых линиях запетление, очевидно, становится излишним.

Таким образом, организация ремонта выключателей, позволяющая выполнить всю работу в течение 8 час., коренным образом улучшает эксплуатацию подстанций с двумя системами шин, резко сокращает перерыв в электроснабжении для подстанций, имеющих одну систему шин, и позволяет выполнить ремонт выключателей на блоках генератор-трансформатор за время текущего ремонта турбины или генератора, а это особенно важно, учитывая удлинение периода между ремонтами основного оборудования, применяющееся на электростанциях. В этом — основная ценность организации ремонта, разработанной П. Г. Федоровым.

Первые опыты скоростных ремонтов выключателей в 1951 г. усовершенствованы рядом предложений рабочих и инженерно-технических работников и в настоящее время графики ремонта имеют вид, показанный на стр. 32 и 33.

Все работы велись на открытом воздухе.

Основной инвентарь при ремонте должен состоять из одного-двух фильтрпрессов производительностью 3 т/час, насоса производительностью 5 т/час, тары, рассчитанной на количество масла во всех трех фазах, сосудов с маслом для временного хранения съемных деталей, брезентов для укрытия на случай дождя.

Перед ремонтом подготавливается также запас некоторых съемных деталей (контактные части и др.), что дает возможность заменить ими изношенные, обнаруженные после вскрытия выключателя.

Из третьего графика видно, что совмещая этот способ с методом инж. Ф. Л. Ковалева, можно снизить общие трудозатраты до 42 чел.-час., а длительность ремонта до 7 час.

Проведению ремонта по способу П. Г. Федорова обязательно должна предшествовать организационная и техническая подготовка, которая сводится к следующему:

1. Тщательное ознакомление мастера с состоянием выключателя по имеющейся документации (акты предшествовавшего ремонта, ведомость дефектов, состояние масла, данные оперативного персонала).

2. Определение объема предстоящего капитального ремонта (необходимость замены масла во вводах, в баках, необходимость замены контактов, тяг и т. д.).

№ п/п.	Наименование работ	Часы ремонта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Подготовка инструмента. Открытие наряда по форме № 2	Не произво									
	Подготовка инструмента. Открытие наряда по форме № 1	Не произво									
2	Слив масла из трех баков выключателя. Разбалчивание трех люков. Снятие, чистка, установка трех масломерных стекол	Не произво									
3	Измерение переходного сопротивления контактов. Отсоединение трех фаз	Не произво									
4	Осмотр привода и механизма включения выключателя	Не произво									
5	Снятие экранов, нижних и верхних полукамер, промежуточных и главных неподвижных контактов трех фаз	Не произво									
6	Подготовка вводов. Слив, промывка, заливка маслом шести вводов выключателя	Не произво									
7	Обработка контактной системы. Чистка внутренних частей трех баков	Не произво									
8	Установка верхних и нижних полукамер, главных и промежуточных контактов трех фаз	Не произво									
9	Регулировка рычажной системы трех фаз. Центровка контактной системы. Измерения. Сборка схемы и проверка одновременности замыкания контактов. Измерения переходного сопротивления контактов	Не произво									
10	Частичная приемка выполненных работ начальником подстанции (внутри баков)	Не произво									
11	Установка экранов. Промывка внутренних частей баков. Закрытие люков с креплением	Не произво									
12	Взятие проб масла из шести вводов с последующей доливкой масла	Не произво									
13	Фильтрация масла после слива его из трех баков	Не произво									
14	Заливка масла в баки выключателя с отбором проб и испытанием его на диэлектрическую прочность. Испытание изоляции	Не произво									
15	Фильтрация масла в трех баках после заливки, с отбором проб и испытанием масла	Не произво									
16	Ошиновка трех фаз, с обтиркой вводов. Окончательная приемка работ начальником подстанции. Оформление документации по ремонту. Уборка инструмента, инвентаря. Очистка рабочего места	Не произво									

1-й график — без смены масла во вводах; трудозатраты 48 чел.-час.; состав бригады: мастер — 1, рабочих 7-го разряда — 4, 5-го
 2-й график — со сменой масла во вводах; трудозатраты 56 чел.-час.; состав бригады: мастер — 1, рабочих 7-го разряда — 4, 5-го
 3-й график — со сменой масла во вводах; трудозатраты 42 чел.-часа; состав бригады тот же, что и по 2-му графику (проектный,

Начало — конец работ	Затрата времени в минутах каждого монтера по разрядам:						
	7	7	7	7	5	5	
6 ⁰⁰ —6 ¹⁵ 6 ⁰⁰ —6 ¹⁵ д и т с я					15	15	15
7 ⁰⁰ —7 ²⁰ 7 ⁰⁰ —7 ²⁰ 6 ³⁰ —6 ⁴⁵	20	20	20	20	20	15	15
6 ¹⁵ —7 ³⁵ 6 ¹⁵ —7 ³⁵ 6 ⁴⁵ —7 ²⁰					65	65	65
7 ²⁰ —7 ⁵⁰ 7 ²⁰ —7 ⁵⁰ 6 ⁴⁵ —7 ²⁰	30	30	30	30	30	30	
7 ²⁰ —11 ¹⁰ ; 13 ⁴⁰ —14 ⁵⁰ 7 ⁵⁰ —10 ⁵⁰ ; 13 ⁴⁰ —15 ²⁰ 6 ⁴⁵ —9 ⁵⁰ ; 11 ¹⁰ —11 ⁵⁰ ; 12 ⁵⁰ —13 ³⁰	300 300 265						
7 ⁵⁰ —8 ⁴⁰ 7 ⁵⁰ —8 ³⁰ 7 ²⁰ —7 ⁴⁵		50 40 25	50 40 25	50 40 25	50 40 25	50 40 25	40 25
д и т с я					90	180	180
7 ²⁰ —11 ¹⁰ 7 ⁴⁵ —11 ⁵⁰					80	120	120
8 ⁴⁰ —10 ¹⁰ 8 ³⁰ —10 ⁰⁰ 7 ⁴⁵ —9 ⁰⁵		90 90 80	90 90 80	90 90 80			
10 ¹⁰ —11 ¹⁰ 10 ⁰⁰ —10 ⁵⁰ 9 ⁰⁵ —9 ⁵⁰		60 50 45	60 50 45	60 50 45	60 50 45	60 50 45	50 45
11 ¹⁰ —12 ⁴⁰ 10 ⁵⁰ —12 ²⁰ 9 ⁵⁰ —11 ¹⁰	90 90 80	90 90 80	90 90 80	90 90 80	90 90 80		
12 ⁴⁰ —13 ⁰⁰ 12 ²⁰ —12 ⁴⁰ 11 ¹⁰ —11 ²⁵		20 20 15	20 20 15	20 20 15	20 20 15		
13 ⁰⁰ —13 ³⁰ 12 ⁴⁰ —13 ¹⁰ 11 ²⁵ —11 ⁵⁰		30 30 25	30 30 25	30 30 25	30 30 25		
8 ⁴⁰ —10 ⁰⁰ 14 ¹⁰ —15 ³⁰ 12 ⁵⁰ —13 ³⁰				80 40	80 40	80 40	40
7 ³⁵ —13 ³⁰ 10 ¹⁰ —13 ¹⁰ 6 ⁴⁵ —11 ⁵⁰				10	90 50	90 50	50
13 ³⁰ —14 ⁵⁰ 13 ¹⁰ —14 ³⁰ 11 ⁵⁰ —12 ³⁰				30	80 50 40	80 50 40	50 40
14 ⁵⁰ —16 ⁰⁰ 14 ³⁰ —16 ⁰⁰ 12 ³⁰ —13 ³⁰	З а с ч е т с о в м е щ е н и я р а б о т						
14 ³⁰ —16 ⁰⁰ 14 ¹⁰ —16 ⁰⁰ 11 ⁵⁰ —13 ³⁰	70 40	90 110 40	90 110 40	90 30	10 30	10 30 40	30 40

разряда — 2 (фактически достигнутый).
разряда — 3 (фактически достигнутый).
по методу инж. Ковалева).

3. Составление уточненного графика ремонта на основе типового и распределение работы среди членов бригады.

4. Подготовка и доставка на место работ тары, инвентаря, инструмента, приборов, а также деталей для замены ими изношенных частей выключателя.

Бригады, имеющие опыт двух-трех скоростных ремонтов выключателей, легко осваивают график, работа идет слаженно, рабочий день уплотнен.

Бригада начинает работать по наряду по форме № 2 немедленно после отключения выключателя и разъединителей, выполняя работы, не связанные с необходимостью иметь заземления на выключателе. Сюда входит присоединение маслопроводов, выкачка масла.

Затем после установки заземлений и вывода присоединения в ремонт бригада получает наряд по форме № 1 и начинает работать на тоководущих частях. Такое совмещение работы оперативного и ремонтного персонала дает выигрыш во времени. Выход на работу членов бригады увязан с графиком ремонта, так что переработка исключается.

Скоростные ремонты в системе Горэнерго не ограничиваются только выключателями 110 кв. Уже имеется опыт скоростного ремонта выключателей 6 кв. Бригада в 2 чел. за восьмичасовой рабочий день выполняет ремонт двух присоединений с выключателями ВМ-23.

Выводы

1. Скоростные ремонты выключателей улучшают эксплуатацию сетевого хозяйства, повышают надежность электроснабжения и заслуживают всемерного распространения.

2. Способ ремонта выключателей, разработанный П. Г. Федоровым, позволяет выполнить ремонт выключателя 110 кв за один рабочий день, что в ряде случаев исключает необходимость «запетления» и нарушения надежных схем электроснабжения.

3. Назрела настоятельная необходимость подтянуть до достигнутых результатов остальные виды ремонта и эксплуатационного обслуживания (релейная защита), чтобы добиться дальнейшего снижения простоев оборудования в ремонте.

4. Целесообразно подготовить и создать совещание по обмену опытом скоростных ремонтов электрооборудования, где обсудить полученные результаты (графики работ, инструкции, документацию) и наметить пути дальнейшего ускорения ремонтов.

ОТ РЕДАКЦИИ

Скоростной ремонт выключателей во всех энергосистемах должен получить самое широкое внедрение. Скоростные ремонты увеличивают надежность энергоснабжения и сокращают аварийность из-за ненормальных схем в сети во время ремонтов.

Следует отметить, что в приведенном графике ремонта выключателя МКП-160 Горэнерго пропущены некоторые работы, как, например, снятие кривых скоростей включения и отключения выключателя, испытание вводов и внутриоборудовательной изоляции и т. п.

О скорости сушки трансформаторов под вакуумом

Инж. Б. Е. Вдовин

Сушка трансформаторов под вакуумом в собственном кожухе с нагревом за счет индукционных потерь считается общепризнанной как с точки зрения качества, так и скорости выполнения работ в условиях электростанций и подстанций.

В практике производства работ по сушке трансформаторов под вакуумом принято считать средний срок сушки трансформаторов большой мощности с сильно увлажненной изоляцией в пределах 200—250 час. Примерно, такая же цифра фигурирует в справочных материалах¹.

Длительность сушки в практике производства работ колеблется в довольно широких пределах (от 180 до 300 час.), часто вне зависимости от основных параметров, при которых производится сушка: температуры величины вакуума, степени увлажнения изоляции.

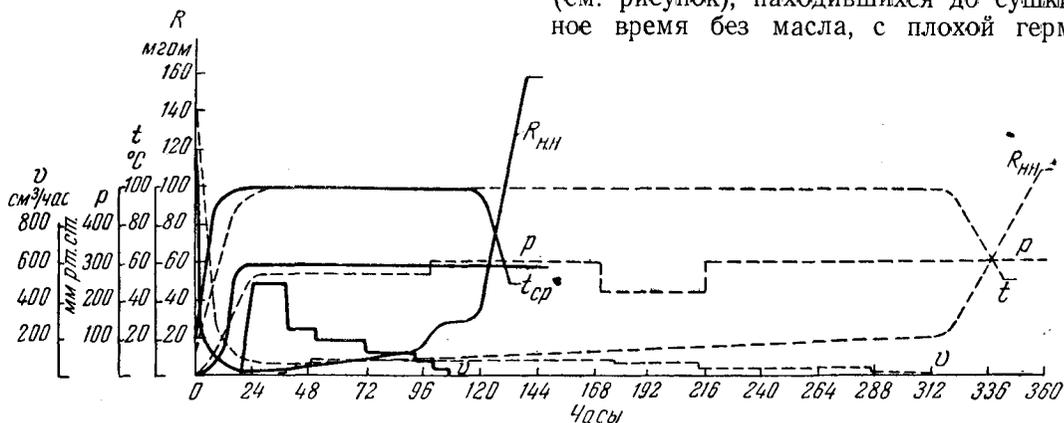
Приступая к подготовке трансформатора для сушки под вакуумом, обычно стараются достичь хорошей герметичности кожуха. По достижении

удаётся поддерживать за счет увеличения производительности вакуумнонасоса.

Практически установлено, что при наличии нормальной температуры нагрева (100° С) и соответствующего вакуума (200—300 мм рт. ст.) повысить скорость сушки можно путем более правильной организации вентиляции и создания колебаний температур внутри кожуха. Эти условия осуществлялись путем периодического открытия вентиля, расположенного в наиболее удаленной от штуцера вакуумного насоса точке (нижний вентиль, расположенный по диагонали бака по отношению к отсасывающей трубе).

При таком состоянии поток воздуха наиболее полно охватывает выемную часть трансформатора, и удаление влаги происходит наиболее благоприятно.

Насколько эффективны указанные мероприятия, можно видеть по кривым сушки двух одинаковых трансформаторов 30 тыс. кВа 38/10 кВ (см. рисунок), находившихся до сушки длительное время без масла, с плохой герметизацией



Кривые сушки двух трансформаторов мощностью 30 тыс. кВа, 38/10 кВ.

— кривые при сушке со сменой среды в кожухе путем периодической продувки; - - - кривые при сушке обычным путем; $R_{НИ}$ — сопротивление изоляции низкого напряжения; t — температура внутри кожуха трансформатора; p — вакуум; v — количество выделяющегося конденсата за час.

соответствующей температуры начавшийся внутри кожуха процесс сушки задерживается вследствие насыщения среды влагой. В этом случае обмен ее происходит, по существу, за счет случайных и совершенно недостаточных подсосов извне.

Более быстро проходит процесс сушки в том случае, когда имеются неплотности в креплении крышки и заглушки кожуха, а заданный вакуум

кожуха. Сушка производилась на одном и том же оборудовании с поддержанием одинаковых параметров.

Нужно сказать, что длительность сушки без подачи воздуха не случайна, так как таким способом была произведена сушка двух одинаковых трансформаторов, одного из них в течение 288 час., другого—300 час.

Сушка с периодической вентиляцией кожуха произведена в течение 110 час., при этом вентиляция производилась путем открытия нижнего вентиля через каждый час на 5—10 мин. в нача-

¹ См. „Электротехнический справочник“, под редакцией М. В. Хомякова, Госэнергоиздат, 1950.

ле сушки и через каждые $1\frac{1}{2}$ часа в конце сушки. Во время производства продувки величина вакуума поддерживалась путем увеличения производительности вакуумнасоса. Увлажненность всех трансформаторов, как показывает количество выделенного конденсата (примерно по 25 л), была одинаковой.

Нагрев во всех случаях сушки производился за счет индукционных потерь в кожухе с дополнительным обогревом dna электрической печью и утеплением асбестовым полотном и брезентом.

Необходимо отметить, что полученный срок сушки трансформаторов может быть еще уменьшен за счет периодического снижения температуры внутри кожуха, т. е. использования явления термодиффузии.

□ □ □

Опыт сушки трансформатора

Инж. И. О. Фидельман

В энергосистеме проводилась сушка силового трансформатора мощностью 12,5 тыс. *квa*, напряжением 30/6 *кв*. Сушка была проведена в кожухе, без масла. Трансформатор нагревался методом потерь в кожухе до температуры 100—106° С под вакуумом, доходящим до 550 мм рт. ст.

Перед сушкой трансформатор был вскрыт, осмотрен, а кожух очищен. Несмотря на большую продолжительность сушки (~40 суток), сушка под вакуумом не дала результатов.

Трансформатор перед сушкой был настолько тщательно уплотнен, что в процессе сушки вакуум в пределах 400—500 мм рт. ст. поддерживался путем включения вакуумной установки только на 10—15 мин. в час.

Так как обмотка 6 *кв*, расположенная внутри обмотки 30 *кв*, в смысле сушки находилась в худших условиях, то для ускорения процесса решено было осуществить подвод горячего воздуха. Для этого к нижнему центральному фланцу для крепления радиатора была присоединена газовая труба диаметром 19 мм; между трубой и фланцами был установлен вентиль, а на трубу была надета трубчатая электрическая печь; вентиль был приоткрыт, и вакуумная установка стала засасывать в кожух подогретый сухой воздух. Для предотвращения засоса внутрь кожуха загрязненного воздуха на конце всасывающей трубы был сделан фильтр из асбестового шнура.

Эффект от этого мероприятия сказался немедленно. На исходе второго часа включения подсоса воздуха усилилось выделение влаги и началось сравнительно резкое повышение сопротивления изоляции обмотки 6 *кв* по отношению к земле, повысилось также сопротивление изоля-

Выводы

1. Описанный опыт сушки трансформаторов под вакуумом с применением периодической вентиляции указывает на возможность увеличения скорости сушки в два-три раза.

2. Необходимо провести специальные опыты для определения оптимальных режимов сушки трансформаторов.

3. Инструкции Министерства электростанций по сушке трансформаторов следует дополнить указаниями о режиме сушки с вентиляцией кожуха, что позволит резко сократить время сушки, уменьшить расход электроэнергии на нагрев, а также уменьшить затраты на обслуживающий персонал.

ции и обмотки 30 *кв*. Так, если суточное нарастание сопротивления изоляции обмотки 6 *кв* составляло раньше 0,1—0,15 *мгом* и ко времени включения подсоса воздуха ее абсолютная величина была равна 0,65 *мгом*, то через сутки после включения подвода воздуха она достигла значения 1,3 *мгом*, на вторые сутки 2,7 *мгом*, на третьи 5,00 *мгом* и на четвертые 7,8 *мгом*. К этому времени сопротивление изоляции обмотки 30 *кв* достигло значения 150 *мгом*. Последние дни сушки температура кожуха удерживалась около 100° С. На исходе вторых суток сушки с подводом воздуха произошло снижение количества часового выделения влаги, которая состояла из масла (в значительной мере) и воды.

Подсос воздуха был сильно ограничен тем, что в баке поддерживался вакуум в пределах 450 мм рт. ст., что не могло не сказаться на раз- мере внутренней диффузии влаги, и тем не менее эффект от применения подсоса воздуха оказался разительным.

По окончании сушки трансформатор был осмотрен. На дне кожуха оказалось загрязненное масло весьма густой консистенции толщиной слоя около 80 мм, которое не могло быть удалено вакуумированием: наличие его подтвердило сильную загрязненность трансформатора.

На основании сказанного можно заключить, что в случаях сильных загрязнений и высокой влажности обмоток трансформатора, когда сушка протекает неэффективно, следует ее прерывать, произвести осмотр трансформатора, очистить кожух, обмыть обмотку сухим маслом и затем возобновить сушку; сушка значительно ускоряется применением подвода горячего осу- шенного воздуха.

□ □ □

К вопросу о сушке трансформатора

Инж. М. В. Хомяков

Работа по сушке трансформаторов весьма трудоемка и связана с затратой электроэнергии, а неправильно выбранный режим сушки приводит к существенному ухудшению свойств электроизоляционных материалов.

За последние несколько лет в энергосистемах была проделана большая работа по усовершенствованию методов сушки трансформаторов в условиях эксплуатации и накоплен значительный опыт.

Большую работу в решении практических задач по сушке трансформаторов проделал в ВЭС Мосэнерго инж. Вересотский. Внедренный им с 1946 г. безвакуумный метод сушки трансформаторов значительно сократил сроки их сушки и дал большую экономию электроэнергии.

Ряд энергосистем успешно применяет этот метод сушки для трансформаторов не только средней мощности, но и для крупных трансформаторов [Л. 1].

Работниками энергосистем предложен также способ ускорения процесса сушки трансформаторов методом термодиффузии [Л. 2 и 3].

Однако не все еще инженерно-технические работники энергосистем, монтажных и наладочных организаций поняли преимущества новых методов сушки, поэтому следует на них остановиться.

Методы сушки

Как правило, сушка производится путем подъема температуры подлежащих сушке материалов или окружающей их среды.

Могут быть применены два принципиально различных метода сушки изоляции, а именно: вакуумная сушка и воздушная сушка. При вакуумной сушке используется эффект понижения температуры испарения воды. Вакуумная сушка дает хорошие результаты, когда процесс сушки ведется при глубоком вакууме с высокопроизводительным мощным вакуумнасосом 100—500 м³/час.

Применение в эксплуатации вакуумной сушки при относительно низком вакууме (100 ÷ 200 мм рт. ст.) и малопроизводительных насосах (3 ÷ 5 м³/час) не только не дает никаких преимуществ, но даже затрудняет и замедляет этот процесс по сравнению с процессом воздушной сушки с подводом воздуха.

Для того чтобы при воздушной сушке при температуре ниже 100°С испарить влагу из внутренних слоев изоляции, следует применять метод термодиффузии влаги. Термодиффузия — это перемещение влаги в изоляционном материале по направлению потока тепла под влиянием температурного градиента. Если влажный материал нагревать, то под влиянием температуры влага станет перемещаться от нагретой части к холодной. При сушке трансформаторов обычно нагрев происходит с наружной стороны изоляции, и влага перемещается во внутренние слои изоляции. После того как свободная влага будет извлечена и выделение конденсата уменьшится, следует

применять термодиффузию влаги из внутренних слоев изоляции.

Термодиффузия может быть получена путем снижения температуры наружных слоев изоляции. В некоторых случаях может быть с успехом применен прием подогрева внутренних слоев изоляции путем пропускания постоянного или переменного тока через обмотки трансформатора.

Метод воздушной сушки трансформаторов с индукционным обогревом имеет значительные преимущества перед сушкой горячим воздухом при помощи воздуходувок. При сушке воздуходувками горячий воздух расходуется не только для извлечения влаги, но также и на обогрев; при этом способе требуется воздуха в 100—200 раз больше, чем при воздушной сушке с индукционным обогревом. При сушке воздуходувками есть опасность загрязнения изоляции трансформаторов вследствие больших объемов проходящего воздуха. При воздушной сушке с индукционным обогревом требуются небольшие объемы воздуха: 3 ÷ 5-кратный обмен воздуха в начале сушки и 1 ÷ 2-кратный обмен в конце сушки.

Высушивание изоляционных материалов будет происходить тем быстрее, чем выше температура и чем меньше относительная влажность воздуха.

Опыт сушки трансформаторов с подсосом воздуха

В ВЭС Мосэнерго была проведена сушка ряда как крупных, так и мелких трансформаторов в своем баке без масла с подсосом воздуха, при этом была установлена высокая эффективность такого метода. Принципиальная схема соединения основного оборудования при сушке трансформаторов в своем баке приводится на рисунке.

По этой схеме была проведена сушка ответственных трансформаторов напряжения со сложной бумажной изоляцией на рабочее напряжение 220 кВ, а также крупного трехфазного трехобмоточного трансформатора 100 тыс. кВА, 220/110/10 кВ.

Трансформатор 100 тыс. кВА проходил ремонт; в течение нескольких недель выемная

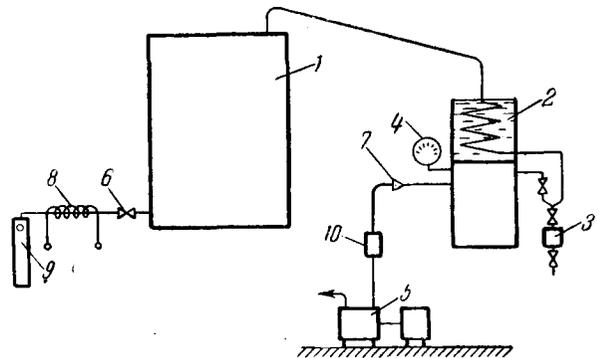


Схема ускоренной сушки трансформатора в своем баке без масла с постоянной вентиляцией бака.

1 - трансформатор; 2 - охладитель конденсата; 3 - сборник конденсата; 4 - вакуумметр; 5 - воздушный насос; 6 - регулировочный вентиль; 7 - обратный клапан; 8 - печь для подогрева воздуха; 9 - осушитель поступающего в бак воздуха; 10 - газовый счетчик.

часть его находилась без масла, вследствие чего изоляция увлажнилась. Диэлектрические потери всех обмоток, измеренные при напряжении 3 кВ и температуре 19° С, имели значение 9,3 ÷ 9,7%. Вследствие отсутствия вакуумного шкафа соответствующего размера, а также вакуумного насоса большой производительности сушку решено было производить в собственном баке. Нагрев бака трансформатора производился паровыми змеевиками, расположенными по его внешней боковой поверхности и под дном. Кроме того, производился дополнительный подогрев обмоток 110—220 кВ постоянным током. Две фазы обмотки 220 кВ соединялись параллельно, а затем последовательно с двумя фазами обмотки 110 кВ. Через определенный промежуток времени производилось чередование отдельных фаз обмоток для получения равномерного нагрева. Ток в цепи был порядка 150—200 а при напряжении постоянного тока ~ 200 в.

Температура внутри бака трансформатора контролировалась в различных точках обмотки магнитопровода и корпуса бака при помощи термопар и дистанционных термометров, а также определялась средняя температура обмоток по измерению сопротивления меди. По достижении температуры внутри бака 60° С через 16 час. была начата вентиляция сухим, подогретым воздухом через полностью открытые вентили. Поступавший в бак воздух подсушивался и очищался через силикагелевый фильтр. Для отсасывания паров влаги использован вакуумнасос производительностью 75 м³/час. Объем воздушного пространства в баке трансформатора равен 46 м³. Сушка проводилась при температуре 100° С. На шестые сутки были закрыты вентили и был установлен вакуум ~ 350 мм рт. ст. (ограничен условиями прочности бака), при этом выделение конденсата было незначительным: 60 ÷ 80 см³/час. Через 16 час. был создан подсос подогретого и осушенного воздуха, вакуум снизился до 100 ÷ 150 мм рт. ст., выделение конденсата резко возросло (до 500 см³/час). Через 20 час. количество конденсата снизилось до 60 ÷ 80 см³/час. Вновь были закрыты вентили и установлен вакуум.

Далее периодически, на 3 ÷ 4 часа в сутки, создавался подсос воздуха. При отсутствии подсоса выделялось 40 см³/час влаги, а при наличии его — порядка 100 см³/час. На тринадцатые сутки выделение влаги прекратилось, но продолжа-

лось выделение масла. Температура внутри бака была снижена со 100 до 80° С и был создан подсос воздуха, в результате чего началось снова выделение конденсата в количестве 40 ÷ 60 см³/час. При прекращении подсоса и создании вакуума ~ 350 мм рт. ст. количество выделявшегося конденсата практически не изменилось. Выделение влаги и масла прекратилось на шестнадцатые сутки. Всего сушка длилась 17 суток, и за время ее было извлечено из трансформатора 39,2 л воды.

После сушки диэлектрические потери обмоток, измеренные при 10 кВ и температуре 26° С, снизились до 1—2%. Коэффициент абсорбции R_{60}/R_{15} стал более двух, а в начале сушки имел значение, близкое к единице.

Емкость между обмотками высокого и среднего напряжения при комнатной температуре в начале сушки составляла 15 тыс. пф, а в конце сушки 12 тыс. пф. Отношение емкостей, измеренных при частотах 2 и 50 пер/сек (C_2/C_{50}) в начале сушки составляло 2,5, по окончании сушки 1,25.

Этот пример подтверждает эффективность применения при сушке трансформаторов подсоса воздуха и явления термодиффузии.

Выводы

Из изложенного следует, что сушка трансформаторов при организованном подсосе подсушенного воздуха может быть очень эффективной, ускоряя процесс сушки по сравнению с сушкой при неглубоком вакууме, применяемом обычно при сушке в собственном кожухе. Необходимо провести широкое опробывание этого метода энергосистемами и монтажными организациями.

Техническому управлению МЭС необходимо организовать дальнейшую работу по изучению новых, более эффективных способов сушки, обобщить опыт их применения в энергосистемах и внести необходимые изменения в инструкцию по эксплуатации трансформаторов.

Литература

1. И. Т. Легезо, Безвакуумная сушка трансформаторов в собственном баке без масла, „Электрические станции“, 1948, № 9.
2. Ю. Ф. Бурцев и Г. М. Шелеместьев, Сушка силовых трансформаторов с ускорением процесса внутренней диффузии, „Электрические станции“, 1949, № 7.
3. А. В. Лыков, О термической диффузии влаги, Журнал прикладной химии, 1935, № 8.

ОТ РЕДАКЦИИ

Редакция считает, что в помещенных выше статьях И. О. Фидельмана, Б. Е. Вдовина и М. В. Хомякова указывается новый способ улучшения сушки трансформаторов, применение которого в ряде случаев может значительно сократить продолжительность сушки. Редакция рекомендует дальнейшую проверку предлагаемого метода в эксплуатационных условиях и просит читателей поделиться результатами своих наблюдений на страницах журнала.



О сушке трансформаторов под вакуумом

Инж. А. М. Рыцлин и инж. Г. Ш. Юровский

В инструкции по эксплуатации силовых трансформаторов¹ указано, что «...сушка может считаться законченной при одновременном выполнении следующих условий:

а) если в течение 6 час. подряд прекратится выделение конденсата;

б) кривая сопротивления изоляции, падающая в начале сушки и затем снова повышающаяся, в течение 6 час. будет параллельна на оси абсцисс (при неизменной температуре)...».

Следует отметить, что требования этой инструкции к показателям оценки состояния изоляции в конце сушки, в части выделения конденсата, являются значительно более жесткими, чем требования старых, потерявших сейчас свою законную силу инструкций завода МОТЭЗ (1936 г.) и ЭО-12 (1940 г.).

Как известно, в этих инструкциях указывалось, что «...сушка может считаться законченной, если кривая конденсата воды установится параллельно оси абсцисс и ежечасное выделение конденсата в течение 6 час. подряд будет не более 0,001% объема кожуха...»².

В то же время многолетний опыт сушки и монтажа трансформаторов показал, что в большинстве случаев полного прекращения выделения конденсата в конце сушки практически добиться не удавалось.

Причиной этого, очевидно, является невозможность создания полной герметичности уплотнений под крышками, люками и фланцами силовых трансформаторов.

Непрерывный подсос содержащего влагу воздуха через неплотности в прокладках при постоянно поддерживаемом в баке выкууме неизбежно ведет к выделению конденсата в отстойнике вакуумнасоса даже и в том случае, когда изоляция трансформатора совершенно не содержит влаги.

Невозможность обеспечения полной герметичности уплотнений в трансформаторах подтверждается рекомендациями МОТЭЗ в части проверки герметичности трансформаторов по прибытии их с завода на место установки.

Согласно этим рекомендациям герметичность уплотнений трансформатора может быть признана практически достаточной, если в течение часа после создания в его баке избыточного давления 0,15 ат оно снизится до величины не менее 0,11 ат*.

В силу изложенного ужесточение требований новой инструкции к показателям окончания сушки трансформаторов, в частности выделения конденсата, является чрезмерным и лишеным серьезных оснований.

¹ Госэнергоиздат, 1946.

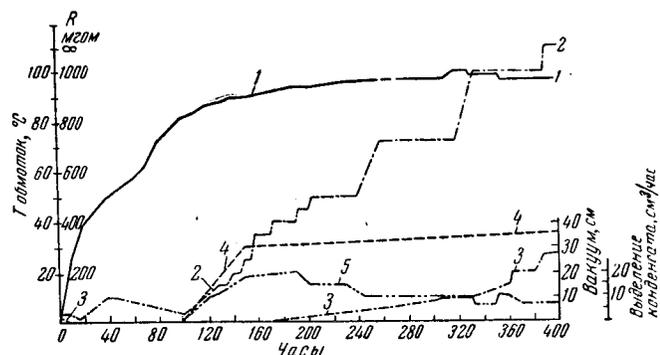
² Инструкция «Монтаж трансформаторов МОТЭЗ», 1936, стр. 13—16 и «Инструкция по эксплуатации силовых трансформаторов, ЭО-12», 1940, приложение № 1, стр. 107—108.

* А. И. Сяница. Ремонт и восстановление трансформаторов, Госэнергоиздат, 1946, гл. IX, раздел 1, стр. 49.

Более того, это требование, будучи принято к исполнению, неизбежно ведет к ненужному и вредному длительному продолжению процесса сушки даже после того, как изоляция трансформатора уже избавлена от влаги.

Это положение весьма наглядно подтверждается следующим примером из практики сушки мощных силовых трансформаторов.

В ноябре 1950 г. на одной подстанции энергосистемы производилась после восстановительного ремонта сушка вольтодобавочного трансформатора 110 кв мощностью 60 тыс. ква. Главная и витковая изоляции обмоток в период их ремонта и транспортировки с ремонтного завода на подстанцию были сильно увлажнены.



Кривые сушки вольтодобавочного трансформатора 60 тыс. ква, 110 кв.

1—температура обмоток; 2—сопротивление изоляции обмотки высокого напряжения по отношению к кожуху и обмотки высокого напряжения — к низкому; 3—сопротивление изоляции обмотки низкого напряжения по отношению к кожуху; 4—вакуум; 5—выделение конденсата.

Сушка производилась методом индукционного подогрева в собственном баке трансформатора под вакуумом. Как видно из кривых (см. рисунок), процесс сушки протекал, хотя и медленно, но вполне нормально.

Через 392 часа после начала сушки кривые сопротивления изоляции, резко снизившиеся в начале, поднялись до значительной величины (сопротивление обмотки высокого напряжения по отношению к кожуху равно бесконечности; сопротивление обмотки низкого напряжения по отношению к кожуху равно 270 мгом) и далее на протяжении 10 час. продолжали идти параллельно оси абсцисс.

Кривая выделения конденсата воды при этом, хотя и снизилась значительно, однако не была сведена до нуля и продолжала в течение послед-

Таблица 1

Схема измерения	Измерения ПКВ-4			Измерения кенотронированием	
	C_{50} , пф	C_2 , пф	$\frac{C_2}{C_{50}}$	U, кв	I, мка
Обмотка высокого напряжения — корпус	1 100	1 400	1,275	20	1,0
Обмотка низкого напряжения — корпус	13 000	17 800	1,37	11	1,0

Схема измерения	°С	Измерение ПКВ-4			Измерение мегомметром 2500 в			Измерение тока утечки	
		C_{50} , пф	C_2 , пф	$\frac{C_2}{C_{50}}$	15 сек.	60 сек.	60 15	U, кв	I, мкА
Обмотка высокого напряжения—корпус	41	1 030	1 050	1,05	—	—	1,0	20	1,0
Обмотка низкого напряжения—корпус (без масла)		12 000	13 000	1,08	3 000	5 000	1,66	11	1,0
Обмотка высокого напряжения—корпус	2	7 600	7 900	1,04	10 000	10 000	1,0	20	1,0
Обмотка низкого напряжения—корпус (в масле)		21 000	22 500	1,07	7 000	7 000	1,0	11	1,0

них 25 час. итти параллельно оси абсцисс (еже- часовое выделение конденсата воды составляло при этом 7 см^3 , или $0,000014\%$ емкости бака).

Не имея права, исходя из требований инструкции по эксплуатации трансформаторов (изд. 1946 г.), прекратить сушку и будучи в то же время уверены в том, что выделение конденсата объясняется присосом содержащего влагу воздуха, работники энергосистемы вынуждены были прибегнуть к дополнительным испытаниям.

Не прекращая подогрева трансформатора, произвели испытания его обмоток:

а) измерение емкости прибором ПКВ-4 при частоте 50 и 2 пер/сек;

б) измерение токов утечки кенотронированием.

В результате измерений, произведенных при средней температуре 96°С , были получены следующие результаты (табл. 1).

Руководствуясь опытом применения прибора ПКВ в Ленэнерго³, наметившим для неувлажненной изоляции предельное значение отношения $\frac{C_2}{C_{50}} = 1,9$ при температуре 70°С , и учитывая острую необходимость ввода в действие вольтодобавочного трансформатора, работниками энергосистемы было принято решение сушку прекратить.

В процессе последующего постепенного охлаждения трансформатора были произведены дополнительные измерения, давшие результаты, приведенные в табл. 2.

Как видно из табл. 2, результаты измерений показали вполне удовлетворительное состояние изоляции.

После ремонта указанный трансформатор был установлен на фундамент, залит маслом и после соответствующих испытаний введен в работу. В течение последующего месяца его непрерывной работы был установлен систематический контроль за состоянием заполняющего его масла. Результаты проверки масла за этот период оказались

³ См. статью инж. В. Н. Звездкина, «Электрические станции», 1950, № 8.

следующими: влага отсутствовала и напряжение (в кв) пробоя было:

29/XI (после заливки)	46
1/XII	49,4
10/XII	44,4
19/XII	44,0
29/XII	45,2

Как видно из приведенных данных, увлажнение масла за первый месяц работы трансформатора после ремонта установлено не было. Увлажнение масла не последовало и в течение следующего месяца работы.

Выводы

Изложенные выше соображения и приведенный пример из практики сушки трансформаторов позволяют сделать следующие выводы:

1. В тех случаях, когда кривые сопротивления изоляции после соответствующего их подъема в течение последующих 6 час. идут параллельно оси абсцисс (при неизменной температуре), а выделение конденсата в результате присоса продолжает иметь место, сушку можно считать законченной при соблюдении следующих условий:

а) количество ежечасно выделяющегося конденсата воды в течение 6 час. подряд не превышает $0,001\%$ емкости бака трансформатора;

б) отношение величины емкости обмоток, измеренных прибором ПКВ-4, $\frac{C_2}{C_{50}}$ не превышает величины 1,9 при температуре более 70°С ;

в) результаты измерений мегомметром при 15 и 60 сек. длительности измерения указывают на отсутствие увлажнения изоляции.

2. В этих случаях при постепенном охлаждении трансформатора следует производить дополнительные контрольные измерения прибором ПКВ-4 и мегомметром при различных значениях температуры для убеждения в правильности принятого решения о прекращении сушки.

За состоянием масла в таких трансформаторах после их включения в работу следует установить учащенный контроль.

ОТ РЕДАКЦИИ

В новой редакции «Инструкции по эксплуатации трансформаторов», находящейся в печати, количество выделяющегося конденсата не является показателем окончания сушки. В соответствии с указанием эксплуатационного циркуляра № 3/Э (апрель 1951 г.) окончание сушки определяется по сопротивлению изоляции.



Применение сухих реакторов для пуска синхронных компенсаторов

Канд. техн. наук И. А. Сыромятников

В настоящее время в качестве пусковых реакторов для синхронных компенсаторов применяются масляные реакторы. Ниже будет показано, что в качестве пусковых реакторов можно применить нормальные сухие реакторы, применяемые для ограничения токов короткого замыкания. Эксплуатация таких реакторов значительно проще, габариты их меньше и цена ниже, чем у масляных реакторов.

Сечение токопровода пускового реактора из меди может быть определено по формуле¹

$$q = I \sqrt{\frac{at_n}{150\tau}} \text{ мм}^2, \quad (1)$$

где I — действующее значение пускового тока за время пуска, a ;

a — число пусков;

t_n — время одного пуска, сек.;

τ — допустимое превышение температуры меди реактора за время at_n , °С.

Формула (1) выведена без учета охлаждения реактора за время пуска и увеличения активного сопротивления за счет вытеснения тока.

Как известно, потери в роторе компенсатора за время пуска практически равны кинетической энергии ротора, так как механические потери компенсатора очень малы. Если принять, что активное сопротивление ротора за время пуска остается неизменным и пренебречь током намагничивания, то потери в роторе могут быть выражены формулой

$$\frac{T_a P_{ном}}{2} = 3I^2 R'_2 t_n, \quad (2)$$

где T_a — механическая постоянная времени синхронного компенсатора, сек.;

$P_{ном}$ — номинальная мощность синхронного компенсатора, $ва$;

R'_2 — приведенное активное сопротивление ротора, $ом$.

Из уравнений (1) и (2) получим:

$$q = \sqrt{\frac{T_a P_{ном} a}{6 \cdot 150 \tau R'_2}} \quad (3)$$

Активное сопротивление ротора

$$R'_2 = \frac{m_{нач} P_{ном}}{3I_n^2}, \quad (4)$$

где $m_{нач}$ — кратность начального момента синхронного компенсатора при номинальном напряжении;

I_n — ток в момент пуска при номинальном напряжении без учета постоянной составляющей, a .

Механическая постоянная времени

$$T_a = \frac{GD^2 n_{ном}^2}{364 P_{ном}},$$

где GD — маховой момент, $кг \cdot м^2$;

$n_{ном}$ — номинальное число оборотов в минуту.

Подставляя значение R'_2 и T_a в уравнение (3), получим:

$$q = I_n n_{ном} \sqrt{\frac{GD^2 a}{2 \cdot 150 \cdot \tau m_{нач} \cdot 364 P_{ном}}}. \quad (5)$$

Поскольку определение сечения реактора производится нами без учета теплоотдачи, то расчет можно производить, исходя из одного пуска, так как практически повторные пуски без сколь-нибудь длительного перерыва не могут иметь места. Однако, учитывая, что при принятых выше допущениях сечение реактора получается несколько преуменьшенным, примем число пусков $a = 3$. Превышение температуры обмотки реактора за время пуска примем равным $\tau = 100^\circ \text{С}$. Подставляя эти значения в формулу (5), получим:

$$q = \frac{I_n n_{ном}}{1900} \sqrt{\frac{GD^2}{m_{нач} P_{ном}}}. \quad (6)$$

Определим сечение реакторов для синхронных компенсаторов типа КС.

В таблице даны основные параметры синхронных компенсаторов по данным завода и сечение реактора для $m_{нач} = 1,5$ за исключением компенсатора 30 000 $квa$, у которого по данным опыта $m_{нач} = 0,7$.

Синхронный компенсатор	$n_{ном}$	GD^2 , $т \cdot м^2$	X_d'' , $ом$	q , $мм^2$
5 000 $квa$, 6,6 $кв$	1 000	3,7	0,16	32
7 500 " , 6,6 "	1 000	8,6	0,15	64
15 000 " , 6,6 "	750	24,8	0,15	114
15 000 " , 10,5 "	750	24,8	0,19	57
30 000 " , 10,5 "	600	105,2	0,3	122

Нормальные сухие реакторы при номинальных значениях тока от 150 до 600 a имеют плотность тока порядка 2 $a/мм^2$. Таким образом,

¹ И. А. Сыромятников. Режим работы асинхронных двигателей, Госэнергоиздат, 1950.

по условиям нагрева для пуска синхронных компенсаторов в соответствии с данными таблицы могут быть применены реакторы на номинальный ток, не превышающий 300 а, с проводом сечением 150 или 135 мм².

Сопротивление пускового реактора должно быть выбрано таким, чтобы напряжение на компенсаторе в момент пуска было достаточно для его пуска.

Если обозначить кратность момента сопротивления компенсатора при неподвижном состоянии через $m_{нач.с}$, то напряжение, необходимое для пуска компенсатора, может быть определено по формуле

$$\frac{U}{U_{скн}} = \sqrt{\frac{m_{нач.с}}{m_{нач}}} \quad (7)$$

По данным испытания $m_{нач.с} \approx 0,05$, тогда для $m_{нач} = 1$

$$\frac{U}{U_{скн}} = \sqrt{0,05} = 0,223 \quad (8)$$

и для $m_{нач} = 1,5$

$$\frac{U}{U_{скн}} = \sqrt{\frac{0,05}{1,5}} = 0,182. \quad (9)$$

Для обеспечения некоторого запаса можно принять, что пуск синхронных компенсаторов будет обеспечен при напряжении порядка 0,25 ÷ 0,3 от номинального.

Напряжение на компенсаторе при пуске

$$\frac{U}{U_1} = \frac{x_d''}{x_d'' + x_p + x_c}, \quad (10)$$

откуда

$$x_p = \frac{x_d'' - (x_d'' + x_c) \frac{U}{U_1}}{\frac{U}{U_1}}, \quad (11)$$

где x_p — сопротивление реактора;

x_d'' — сверхпереходное реактивное сопротивление синхронного компенсатора;

x_c — сопротивление между шинами, к которым подключен компенсатор и источником питания;

U_1 — напряжение источника питания.

Пример 1. Для синхронного компенсатора 30 тыс. ква, 10,5 кВ, 1655 а нужно выбрать пусковой реактор. Сопротивление между источником питания и шинами, к которым подключен

компенсатор, отнесенное к мощности 30 тыс. ква, равно $x_c = 0,05$. Сопротивление компенсатора равно $x_d'' = 0,3$.

Принимая $\frac{U}{U_1} = 0,3$, получим:

$$x_p = \frac{0,3 - (0,3 + 0,05) 0,3}{0,3} = 0,65.$$

По сечению нужно выбрать реактор на 300 а.

Сопротивление реактора, отнесенное к его номинальному току 300 а, должно быть

$$0,65 \frac{300}{1655} = 0,12, \text{ или } 12\%.$$

Так как реакторы на 300 а имеют сопротивление не выше 8%, то выберем реактор на 8%. Сопротивление реактора, отнесенное к мощности компенсатора, равно 0,44. Напряжение в момент пуска на компенсаторе по формуле (10)

$$\frac{U}{U_1} = \frac{0,3}{0,3 + 0,44 + 0,05} = 0,37,$$

что вполне допустимо. Стоимость такого реактора составляет ~ 14 000 руб. Поставляемый электропромышленностью масляный реактор для пуска такого компенсатора типа ПРТМ 24 000/10 стоит 44 тыс. руб., общий вес 9,71 т, вес масла 2,56 т.

Пример 2. Проверить возможность использования сухого реактора 6 кВ, 100 а, 5% в качестве пускового для синхронного компенсатора 7500 ква, 6,6 кВ, 660 а; $GD = 9700 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$; 750 об/мин.

Для этого компенсатора из опыта короткого замыкания при пониженном напряжении определено $x_d'' = 1,04 \text{ ом}$; $R_2 = 0,285 \text{ ом}$. Механическая постоянная времени

$$T_a = \frac{9700 \cdot 750^2}{364 \cdot 7500 \cdot 10^3} = 2 \text{ сек.}$$

Минимальное сечение пускового реактора по формуле (3) для $a = 3$ и $\tau = 100^\circ$

$$q = \sqrt{\frac{2 \cdot 7500 \cdot 10^3 \cdot 3}{6 \cdot 150 \cdot 100 \cdot 0,285}} = 42 \text{ мм}^2.$$

Имеющийся реактор имеет сечение меди 50 мм² и, следовательно, может быть использован для пуска синхронного компенсатора 7500 ква. Этот реактор был использован для пуска и надежно работает несколько лет.

Рассмотренные примеры убедительно показывают преимущества сухих реакторов перед масляными.

□ □ □

Проверка прочности древесины опор

Инж. К. Н. Боголюбский

Поступающий на строительство или эксплуатацию действующих линий электропередачи лес для опор, именуемый кратко «энергостолбами», обычно сопровождается только вагонной ведомостью с указанием породы дерева и размеров (длины и диаметра), но без указания минимально необходимых данных о его технических качествах.

Известно, что в зависимости от породы древесины, времени заготовки и способа транспорта меняются качественные ее данные. Кроме того, для контроля присвоенной лесу сортности и правильного использования его необходимо также учитывать суковатость, косослой, влажность, слоевые просмолки, морозобой и т. д.

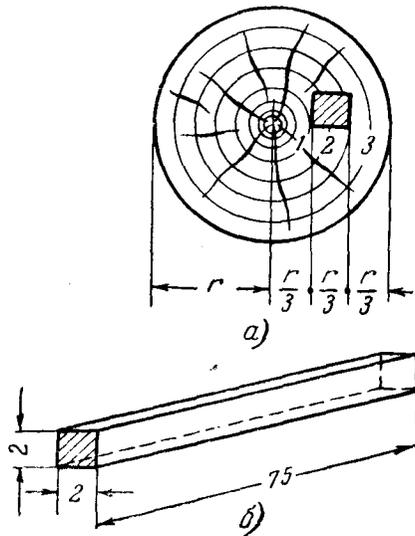


Рис. 1. Отбор образца древесины.
а—место отбора образца; б—вырезанный образец.

Показателем для оценки качества леса могут служить данные испытания образцов поставленной партии древесины на временное сопротивление изгибу.

Типовые деревянные опоры ТЭП образца 1950 г., рассчитанные по нормам 1947 г., ориентированы на применение сосны второго сорта. Новые конструкции опор по сравнению с ранее существовавшими 1939 г. более напряжены, за счет чего достигнута экономия в лесе до 15%. Эти нормы обязывают при их применении более тщательно отбраковывать применяемый лес, чтобы не снижать прочности конструкции против расчетной, принятой в проекте.

Заслуживает внимания опыт электросети Ярэнерго по определению временного сопротивления на изгиб образцов линейной древесины.

На нескольких линиях 35 кВ, построенных из случайного, местного леса, наблюдались неоднократные случаи падения опор с изломом совершенно здоровых на вид пасынков и стоек.

Поломки опор происходили в условиях, допустимых для данного климатического района внешних нагрузок, при ветре со скоростью, не превышающей 12—15 м/сек.

Образцы аварийной древесины были подвергнуты испытаниям прочности на изгиб, а также были сравнены с результатами испытаний образцов заведомо качественной высоковольтной древесины. Методика испытаний была принята следующей.

Временному сопротивлению на изгиб, в лабораторных условиях, подвергались образцы воздушно сухой древесины в форме брусков сечением $2 \times 2 \text{ см}^2$, длиной 75 см (рис. 1). Они не имели сучьев, слоевых просмолок, косослоя и были выпилены из средней трети радиуса ствола. Бруски были точно простроганы со всех сторон по размеру. Испытание проводилось по схеме однопролетной балки, нагружаемой в ее опасном сечении — в середине — до излома, грузом, действующим в плоскости, перпендикулярной к плоскости слоев (рис. 2). В качестве груза применялся сухой песок, позволяющий удобно и постепенно увеличивать нагрузку.

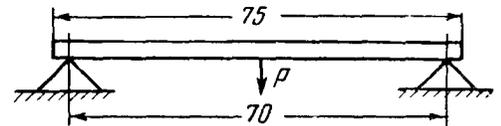


Рис. 2. Схема испытания образца на изгиб.

Напряжение при изгибе определялось по формуле:

$$\sigma = \frac{M}{W} \text{ кг/см}^2, \quad (1)$$

где M — изгибающий момент при разрушении образца;

W — момент сопротивления образца.

Для принятой схемы испытания

$$M = \frac{Pl}{4}, \quad (2)$$

где P — груз, приложенный в середине балки в ее опасном сечении, кг;

l — пролет балки, см.

Для квадратного сечения балки

$$W = \frac{a^3}{6}, \quad (3)$$

где a — ширина грани балки, см.

Таким образом, для испытываемой балки сечением $2 \times 2 \text{ см}^2$ при расстоянии между точками опор в 70 см напряжение при изгибе соответственно будет

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{Pl}{\frac{a^3}{6}} = \frac{P \cdot 70}{\frac{2^3}{6} \cdot 4} = 13,1 P \text{ кг/см}^2 \quad (4)$$

Испытаниями различных образцов аварийной и заведомо хорошей древесины были получены средние величины временного сопротивления на изгиб, приведенные в табл. 1.

Результаты испытания образцов древесины показали, что величины временного сопротивле-

Таблица 1

Образцы	Груз, кг	Временное сопротивление на изгиб, кг/см ²
Древесина стойки	54,2	710
То же	39,0	510
Древесина пасынка	36,4	476
То же	25,0	327
Заведомо хорошая древесина . .	74,2	972

ния на изгиб значительно разнятся между собою, хотя по внешнему виду образцы кажутся сделанными из равнопрочного материала.

Абсолютные величины временного сопротивления древесины на изгиб, полученные при первом опыте, оказались завышенными вследствие не точно выдержанной геометрической схемы испытания (груз P прикладывался не на геометрическое сечение по линии, а на поверхность, определяемую шириной охватывающего брусок хомутика; табл. 1 и рис. 2). Поэтому ими пользовались лишь как сравнительными показателями значений временного сопротивления изгибу для разных образцов.

Указанные испытания позволили энергосистеме установить, что действительной причиной имевших место поломок опор является низкосортность поставленной при сооружении линий древесины, не соответствующей по своей прочности расчетным значениям.

Во избежание повторения аналогичных аварий на линиях электропередачи было принято решение заменить опоры из низкосортного леса, что осуществлялось вследствие большого объема работ в течение 3 лет.

В дальнейшем опыты испытания древесины таким методом были расширены и производились непосредственно на линейном участке с изменением сечения испытуемых «балочек» с $2 \times 2 \text{ см}^2$ на $4 \times 4 \text{ см}^2$ при сохранении в остальном той же схемы испытания.

Для нового сечения образцов напряжение на изгиб подсчитывалось по формуле:

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{P \cdot 70}{\frac{4^3}{6 \cdot 4}} = 1,65 P \text{ кг/см}^2. \quad (5)$$

При испытании были получены величины временного сопротивления образцов древесины на изгиб, приведенные в табл. 2.

При испытаниях, кроме того, была выявлена характерная особенность ели — разрушаться

Таблица 2

Образец	Груз, кг	Временное сопротивление на изгиб, кг/см ²	Характеристика образца
1	300	495	Ель хорошего качества
2	350	577	То же
3	375	618	Сосна мелкослойная—заболонная часть
4	325	536	Сосна мелкослойная—ядровая часть
5	350	577	Сосна крупнослойная—заболонная часть
6	325	536	Сосна крупнослойная—заболонная и ядровая части
7	300	495	Сосна крупнослойная—ядровая часть
8	275	453	То же
9	425	701	Сосна мелкослойная, пропитанная креозотом; заболонь—пропитанная
10	400	660	Сосна мелкослойная, пропитанная креозотом; заболонная и ядровая части—пропитанные
11	400	660	То же, образец другой детали
12	350	577	Сосна крупнослойная; пропитанная креозотом—ядровая часть
13	375	618	Сосна мелкослойная, пропитанная креозотом; заболонная часть стойки, простоявшей 10 лет,—пропитанная
14	300	495	Сосна, мелкослойная, пропитанная креозотом, ядровая часть стойки, простоявшей 10 лет,—непропитанная

сразу, без отслоения растянутых волокон, что обычно имеет место при разрушении сосновых образцов.

Пропитанные образцы в сравнении с непропитанными разрушаются более медленно, с большими интервалами между обрывами растягиваемых слоев, что свидетельствует о преимуществах пропитанного леса, более гибкого, чем непропитанный.

Сравнивая полученные результаты временного сопротивления изгибу с нормативными 600 кг/см^2 для первого сорта и 500 кг/см^2 для второго сорта сосны, легко проверить качество поставляемого лесоматериала и соответствие его техническим условиям для сооружения опор.

Выводы

Описанный несложный способ испытания древесины на изгиб можно рекомендовать для широкого использования при строительстве и ремонте линий электропередачи, поскольку он определяет основной показатель, характеризующий прочность применяемого для линий леса.

ОТ РЕДАКЦИИ

Описанный опыт проверки прочности древесины опор представляет известный технический интерес и подтверждает необходимость уделения большего внимания вопросам качества древесины, идущей для сооружения линий электропередачи.

Однако рекомендуемый метод испытания нельзя признать совершенным для такого неоднородного материала, как дерево. На результаты испытаний могут оказать большое влияние тщательность обработки образцов, наличие трещин, возможное несовпадение плоскости слоев с гранями образца и т. п. Поэтому результаты отдельных единичных испытаний не могут достаточно точно характеризовать не только партию древесины, но даже свойства других частей данного столба.

Разработка более совершенных методов контроля качества древесины является задачей проектирующих и строительных сетевых организаций.



О барботаже в деаэраторах питательной воды¹

Инж. М. М. Пик — Оргрэс

Проведенные за последние годы обследования, испытания и наладка деаэраторов более чем на 30 станциях показывают, что во многих случаях содержание кислорода в деаэрированной воде превышает установленные нормы, в результате чего наблюдается коррозия питательного тракта.

Вместе с тем нередко интенсивная коррозия питательного тракта обнаруживается при систематическом отсутствии кислорода в питательной воде по эксплуатационным химическим анализам. Некоторые специалисты и в их числе А. П. Мамет объясняют происхождение коррозии в этих случаях погрешностью химического анализа, производимого по наиболее распространенному в эксплуатации методу Винклера, а также присутствием в воде свободной и, по видимому, связанной углекислоты.

Анализ работы деаэрационных установок показывает, что интенсивная коррозия, обнаруживаемая при отсутствии кислорода в питательной воде по эксплуатационным химическим анализам, определяется не углекислотой и не методикой химического анализа, а плохой организацией химического контроля, способствующей неудовлетворительной эксплуатации деаэраторов. Известно, что до последнего времени на большинстве электростанций содержание кислорода в питательной воде проверяется разовыми химическими анализами, производимыми по определенному графику. Такая система химического контроля при ручном регулировании деаэраторов создает условия для наиболее точного ведения установленного режима преимущественно в периоды, предшествующие очередному отбору проб, и способствует нарушению режима в периоды между отборами проб. В результате этого некоторые электростанции работают длительное время с большим содержанием кислорода (до 3—4 мг/л), который и является источником выявляемой интенсивной коррозии при так называемом «отсутствии кислорода».

Водная лаборатория ВТИ, а также ЦКТИ и ряд работников электростанций переоценивают роль и эффективность барботажа греющего пара под слой воды в аккумуляторе. В статье проф. Копьева уже приведен ряд примеров отсутствия эффективности работы барботажных деаэраторов на электростанциях СССР. Перечень этих примеров можно дополнить опытом работы деаэраторов питательной воды тэц УЗТМ, где, несмотря на барботажный подвод пара, содержание кислорода в питательной воде периодически превышает установленные нормы. В настоящее время

для предотвращения коррозии питательного тракта на этой тэц в дополнение к барботажу установлены сталестружечные фильтры. Барботажный подвод пара на деаэраторах блока среднего давления тэц № 12 Мосэнерго, судя по эксплуатационным химическим анализам, не обеспечил полного устранения из питательной воды ни кислорода, ни свободной углекислоты.

Мнение проф. Голубцова о том, что правильно сконструированный барботажный деаэратор не может работать хуже деаэратора без барботажа, в основном возражений не встречает, хотя в отдельных случаях снижение глубины деаэрации все же наблюдается. К этому, однако, следовало бы добавить, что для достижения устойчивого эффекта глубины деаэрации, помимо хорошей конструкции барботажа, необходимы также своевременный ремонт оборудования, создание правильной схемы установки, правильная организация режима эксплуатации и химического контроля и соответствующая автоматизация регулирования, т. е. выполнение всех основных условий, обуславливающих нормальную работу и небарботажных деаэраторов.

К преимуществам барботажных деаэраторов т. Мамет относит защиту питательного тракта от так называемых «проскоков» кислорода и возможность деаэрации запаса воды в аккумуляторе при включении деаэратора после остановки. Опыт эксплуатации деаэрационных установок показывает, однако, что при выполнении необходимых условий для устойчивой работы деаэраторов «проскоков» не бывает, а необходимость «пусковой деаэрации» исключается режимными мероприятиями. При правильном включении деаэратора, после длительной остановки, имеется возможность обеспечить деаэрацию воды с момента включения деаэратора, начиная его не с воды, как это делают обычно, а с пара. При кратковременной остановке без спуска воды из аккумулятора деаэратор следует держать под постоянным избыточным давлением, что предотвратит аэрацию запаса воды и устранил необходимость ее последующей деаэрации.

Тов. Мамет утверждает, что без барботажа не удается освободиться полностью от свободной углекислоты даже при достаточно глубоком удалении кислорода, однако это утверждение в том смысле, как это понимает т. Мамет, не соответствует действительности. Правда, далеко не на всех электростанциях при проверке эффективности деаэрации проверялось содержание углекислоты, однако на ряде установок, и в частности на опытном пленочном деаэраторе в лаборатории Оргрэс, выявлено отсутствие свободной углекислоты в воде. Конечно, полное отсутствие в деаэрированной воде свободной углекислоты при наличии остаточной бикарбонатной щелочности

¹ Окончание. Начало дискуссии см. «Электрические станции», 1951, № 8.

практически невозможно, ибо при этом в греющем паре всегда содержится некоторое количество CO_2 . В этом смысле все анализы, показывающие отсутствие CO_2 в деаэрированной воде, будь то в барботажном деаэраторе или без барботажа, до некоторой степени неточны.

Тов. Мамет утверждает также, что с помощью барботажа достигается значительный эффект по разложению солей бикарбонатной щелочности и удалению из воды связанной углекислоты, хотя и оговаривает, что с точки зрения коррозии питательного тракта связанная CO_2 неопасна. Если исключить из последнего, естественно возникает вопрос, целесообразно ли, с точки зрения защиты от коррозии, удаление из воды связанной CO_2 ?

Тем не менее совершенно ясно, что связанная углекислота, содержащаяся в питательной воде после деаэратора, в последующем будет переведена в свободную CO_2 и, если считать, что свободная углекислота способна в отсутствие кислорода вызывать интенсивную коррозию оборудования электростанции, необходимо отнести эти агрессивные свойства и на связанную CO_2 . При этом следует признать, что эффект барботажа по освобождению питательной воды от связанной CO_2 ничтожен и не имеет практического значения; это видно хотя бы из опыта работы Казанской тэц и других промышленных и лабораторных установок, о которых уже указывалось проф. Копьевым.

Если принять бикарбонатную щелочность питательной воды в 2°H и разложение ее в деаэраторе за счет барботажа в 30% (т. Мамет рекомендует принимать 20—40%), то остаточное содержание связанной углекислоты в питательной воде снизится всего лишь на 15%, т. е. с 31,4 до 26,7 мг/л. При этих условиях барботажный подвод пара не освобождает от наличия углекислоты ни в котловой воде, ни в паре. Судя по опытам ВТИ, концентрация CO_2 в воде в полученных выше пределах практически не отражается на интенсивности коррозии стали, а тогда непонятно стремление добиться этого разложения.

Иногда указывают, что разложение части бикарбонатной щелочности обеспечивает повышение рН воды и служит гарантией полного освобождения воды от свободной CO_2 . Однако и эти мотивы не убедительны. Повышение рН воды при необходимости можно и следует производить другими, более дешевыми и надежными средствами. Что же касается свободной CO_2 , то, как уже указывалось выше, она в значительной мере удаляется и без барботажа, однако абсолютного освобождения воды от свободной углекислоты при наличии ее в греющем паре невозможно ни при барботаже, ни без него.

Из статьи инж. Калениченко видно, что вместо использования опыта наладки деаэраторов повышенного давления на Несветайгрэс, обеспечившей устойчивую работу деаэраторов с полным отсутствием кислорода, химическая служба Ростовэнерго требовала устройства барботажа на деаэраторах Шахтинской грэс и Каменской тэц, затянув этим проведение работ по действительной наладке режима эксплуатации и по авторегулированию более чем на два года. Оценка эффективности барботажа на электростанциях Ро-

стовэнерго, приведенная т. Калениченко, опровергается продолжающейся интенсивной коррозией оборудования (водяных экономайзеров).

Не подтверждаются также высказанные т. Калениченко положения об отсутствии влияния барботажа на работу авторегуляторов. При обследовании деаэрационных установок Шахтинской грэс и Каменской тэц, проведенном автором совместно с работниками Ростовэнерго и с участием т. Калениченко (по Шахтинской грэс) после опубликования статьи т. Калениченко, выявлено наличие ряда существенных дефектов в схеме деаэрационных установок и авторегулирования, а также ряда недостатков в режиме эксплуатации и химического контроля, без устранения которых невозможно добиться глубокой деаэрации питательной воды и устойчивой работы деаэраторов.

Специальными теплехимическими испытаниями одного из деаэраторов Шахтинской грэс установлено отрицательное влияние барботажа в части освобождения воды от растворенного кислорода. По данным этих испытаний среднее содержание кислорода (в мг/л) в деаэрированной воде составляло:

при полностью открытом вентиле на барботажном паропроводе	$\text{O}_2=0,0573$
при открытии вентиля на барботажном паропроводе на 50%	$\text{O}_2=0,0412$
при отключении барботажа	$\text{O}_2=0,0364$

При отсутствии ощутимой эффективности барботажный подвод пара снижает надежность работы основного оборудования электростанций за счет создаваемой возможности заброса воды из аккумулятора в турбину при резких колебаниях и сбросе электрической нагрузки. Эта опасность особо велика при деаэраторах повышенного давления. Правда, на отборных паропроводах турбин в большинстве случаев установлены обратные клапаны, однако полной гарантии в абсолютной плотности их, даже в конструкторских с принудительной посадкой, нет и быть не может, вследствие чего барботажный подвод пара может вызвать весьма серьезные последствия. Следует указать также, что и при наличии плотности обратного клапана попадание воды в паропровод может само по себе привести к серьезным последствиям вследствие вызываемых этим гидравлических ударов.

По этой причине пришлось, например, отказаться от проверки эффективности барботажа, выполненного по предложению ВТИ на деаэраторе 5 ата Несветайгрэс, ибо перед намечавшимся включением барботажного устройства на электростанции имел место сброс нагрузки. После этого Оргрэс было предложено демонтировать барботажные устройства, что и было принято станцией и утверждено Ростовэнерго. Таким образом, указание т. Мамета на то, что работники Оргрэс отключают барботаж, несостоятельно, ибо эти отключения делаются по необходимости.

Совершенно очевидно, что барботаж пара через слой воды в аккумуляторе по сравнению с подводом пара на деаэрационную головку требует повышения давления части или всего греющего пара, используемого для деаэрации, и связан, естественно, с энергетическими потерями и

понижением в той или иной степени к. п. д. электростанции. Предполагая, что эти потери малы и что они не определяют экономичности работы электростанции, не соответствуют действительности, а при сомнительной эффективности барботажа — совершенно не оправданы.

Если принять, что барботажный подвод пара на деаэратор потребует, по минимальным данным, повышения давления в отборе всего лишь на 0,3 ата, т. е. с 1,2 до 1,5 ата, то и в этом случае для теплофикационных турбин типа АТ с дроссельным регулированием повышение давления в отборе на 0,3 ата приведет к перерасходу топлива на тэц более чем на 3%.

Для турбин с сопловым регулированием типа ВТ эти тепловые потери будут несколько ниже за счет распространения недовыработки электроэнергии лишь на отборный пар. Однако и в этом случае при загрузке отбора потери будут не менее 2% от общего расхода топлива.

Для электростанций, оборудованных деаэраторами 6 ата, питание которых обычно производится из второго отбора турбин ВК-100, ВК-50 и ВТ-25 с давлением в отборе при максимальной нагрузке 15 ата, барботажный подвод пара ограничивает зону работы турбин, при которой может быть использован отборный пар.

По данным ЛМЗ им. Сталина, для барботажных деаэраторов ЦКТИ 6 ата давление в отборе должно быть не менее $8,7 \div 9,75$ ата, что сокращает зону работы турбин с нагрузками между 100% и $58 \div 65$ % от номинальной мощности, в то время как при подводе пара на головку деаэратора нагрузка турбины может быть снижена до 40%. При этом, указывает ЛМЗ, «...если для мощных конденсационных турбин базовых электростанций это до некоторой степени терпимо, то для турбин ВТ-25 совершенно нетерпимо».

Все приведенное позволяет сделать следующие выводы:

1. Любая конструкция термического деаэратора, распространенная на электростанциях СССР, при работе под давлением выше атмосферного может обеспечить глубокую и устойчивую деаэрацию без барботажа пара.

2. Устройство барботажного подвода пара под уровень воды в аккумуляторе без проведения других мероприятий не обеспечивает ощутимого углубления деаэрации воды. Барботаж оказывается эффективным лишь при очень плохой работе самого деаэратора.

3. Рекомендация барботажа как общего средства борьбы с коррозией питательного тракта способствует продолжению коррозии за счет отвлечения эксплуатационного персонала от принятия действенных мер по повышению качества питательной воды.

4. Частичный распад солей бикарбонатной щелочности, вызываемый барботажем, не обеспечивает ощутимого снижения содержания свободной углекислоты в котловой воде и в паре и, таким образом, не дает эффекта в снижении углекислотной коррозии оборудования.

5. В случае, если углекислота в отсутствие кислорода действительно способна вызвать коррозию, ограничивая срок службы отдельных элементов оборудования, освобождение питательной

воды от связанной углекислоты следует проводить другими, более эффективными методами, не связывая это с работой деаэратора.

6. Барботаж греющего пара через слой воды в аккумуляторе понижает надежность работы турбин и энергоснабжение потребителей.

7. Для электростанций, использующих для деаэрации отборный пар (и особенно из низкопотенциальных отборов), барботаж его через слой воды снижает экономичность станции.

Инж. Д. А. Савиновский, инж. Б. Н. Ухин —
Свердловэнерго
и инж. Г. П. Сутоцкий —
Уралсибэнергометаллургпром

Опыт эксплуатации уральских электростанций министерств электростанций и черной металлургии, а также многократные специальные испытания с несомненностью показали невозможность полного удаления кислорода из питательной воды пропуском ее только через деаэрационную головку нормального типа, даже при ее идеальном состоянии и автоматизированном процессе деаэрации. Известные нам примеры «отсутствия кислорода» на станциях, как правило, всегда оказывались следствием недостаточной точности применяемой методики определения кислорода.

В настоящее время наметились три основных направления в усовершенствовании процесса деаэрации на наших электростанциях, а именно: непрерывная химическая додеаэрация с помощью сульфита натрия; барботажная додеаэрация в аккумуляторах деаэраторов смешивающего типа; додеаэрация с помощью стальных стружек. Каждый из этих методов имеет свои достоинства и, к сожалению, свои недостатки.

Недостатком химической додеаэрации с помощью сульфита натрия является высокая стоимость, неприемлемость ее для прямоточных котлов и эксплуатационные трудности в организации непрерывной точной дозировки сульфита.

Недостатками сталестружечной деаэрации являются конструктивные затруднения при размещении выносных и внутренних фильтров в условиях действующего оборудования и неизбежность выноса части продуктов коррозии в котлы.

Проф. Копьев справедливо отмечает два существенных недостатка барботажной додеаэрации: ухудшение экономических показателей электростанции при использовании для барботажа пара более высокого потенциала, чем основной преющий пар, и возможность заброса воды в турбину при неожиданном сбросе нагрузки и одновременном заедании обратного клапана на отборе пара на барботаж.

Говоря только о недостатках барботажной додеаэрации, проф. Копьев несправедливо замалчивает ряд существенных преимуществ этого метода, а именно:

- 1) простота осуществления даже в условиях действующих электростанций и удобство эксплуатации;

2) повышение рН питательной воды за счет полного удаления свободной углекислоты и частичного разложения бикарбонатов;

3) удобство двойного питания по пару, позволяющее безболезненно отключать отдельные деаэраторы, а также обеспечивать деаэрацию в пусковой период деаэраторов;

4) безусловный эффект от снижения кислородозараженности питательной воды.

Проводившиеся тщательные испытания деаэраторов на ряде электростанций Урала (Красногорская тэц, тэц Ново-Тагильского металлургического завода, цэс Магнитогорского металлургического комбината) с применением при контроле «тройного метода отбора проб» показали, что применение барботажа снижает содержание кислорода в питательной воде на $0,01 \div 0,02 \text{ мг/л}$, что повышает возможный эффект деаэрации в атмосферных деаэраторах смешивающего типа на $30 \div 40\%$ и тем самым соответственно удлиняет срок службы труб экономайзеров котлов.

Проф. Копьев преувеличивает удельный вес барботажного пара, оценивая его в 50% от общего расхода пара вместо нормальных $10\text{—}15\%$, фактически расходуемых электростанциями. Достаточность указанного расхода барботажного пара подтверждена специальными испытаниями, проведенными в 1950 г. на Красногорской тэц Урало-Сибирским отделением Оргрэс.

Ссылка на неудовлетворительную работу барботажа на Казанской тэц, по меньшей мере, непонятна: в 1945 г. мы имели возможность наблюдать работу этих барботажных устройств и видели явное доказательство их полезности — значительное повышение рН питательной воды.

Неправильно утверждение проф. Копьева и о невозможности автоматизации работы деаэраторов при наличии барботажа. При удельном весе барботажного пара в $10\text{—}15\%$ расход барботажного пара должен быть постоянным и не может отражаться на работе автоматики, установленной на подводе основного греющего пара к головке. Указанное положение всецело подтверждается двухгодичным опытом эксплуатации полностью автоматизированной деаэрационной установки тэц Ново-Тагильского металлургического завода.

Метод барботажной додеаэрации является безусловно целесообразным и эффективным, однако этот рациональный принцип не нашел еще своего оптимального конструктивного оформления. Поэтому следует всячески приветствовать дальнейшие работы в этом направлении с целью улучшения условий контактирования барботажного пара с питательной водой.

Что касается справедливо отмеченных недостатков барботажной додеаэрации — снижение экономичности регенеративного цикла и возможности заброса питательной воды в турбину, то они в конкретных условиях каждой электростанции могут быть частично или полностью устранены следующими мероприятиями:

1) использованием для барботажа постоянно действующих дренажей паропроводов, парорасширителей непрерывной продувки, дренажей внутрибарабанных сепараторов котлов, пара сепараторов турбин и т. д.;

2) подачей всего греющего пара через барботажные устройства, что особенно целесообразно для электростанций, не имеющих турбин с теплофикационным отбором;

3) конструированием барботажных устройств для возможности использования на барботаже пара теплофикационного отбора $1,2\text{—}2,0 \text{ ата}$ (барботаж через верхний слой воды);

4) устройством предохранительных гидравлических затворов на линиях подвода барботажного пара при использовании отборного пара турбин для целей барботажа.

Инж. И. Т. Деев и инж. В. Л. Подгаевский — Молотовэнерго

Опыт эксплуатации Молотовэнерго опровергает утверждения проф. Копьева о том, что термическая деаэрация в деаэраторах нормальных типов давала хорошие результаты без применения барботажа. Это — только кажущееся благополучие, в действительности же дело обстоит иначе. Нередко бывает, что золотой износ водяного экономайзера опережает кислородную коррозию, которая остается неучтенной.

На одной уральской тэц, оборудованной деаэраторами ЛМЗ производительностью 200 т/час , давлением пара $1,2 \text{ ата}$, в течение длительного времени не фиксировались случаи кислородной коррозии. Одновременно с этим на тэц применялась химическая додеаэрация (сульфитирование) питательной воды. Водяные экономайзеры часто выходили из строя из-за золотого износа. После того как был устранен золотой износ, через три года работы на трубе водяного экономайзера одного из агрегатов образовался свищ вследствие кислородной коррозии. Вырезки контрольных труб на этом и на других агрегатах подтвердили наличие значительной кислородной коррозии. Оказалось, что кислородная коррозия труб водяных экономайзеров имела и раньше, но свищей не обнаруживали, так как трубы заменялись из-за золотого износа раньше, чем они выходили из работы из-за кислородной коррозии. При применении более точного тройного метода химического анализа на содержание остаточного кислорода было установлено, что содержание последнего колеблется после термических деаэраторов от $0,02$ до $0,05 \text{ мг/л}$, а иногда и выше.

Для выяснения работы деаэрационной головки было проведено наблюдение за работой деаэратора при снижении температуры воды в головке при относительно постоянной температуре воды в аккумуляторном баке деаэратора. В деаэрационной головке температура воды снижалась до 85°C , а в аккумуляторном баке она держалась не ниже 100°C . Содержание кислорода в деаэраторе увеличилось с $0,02$ до $0,10 \text{ мг/л}$.

Данное наблюдение подтверждает, что деаэрация в основном происходит в головке деаэратора, однако при наличии в аккумуляторном баке барботажных устройств проскок кислорода был бы устранен или значительно снижен. При работе деаэратора с отключенным барботажем содержание кислорода после деаэратора во время опыта составляло в среднем $0,041 \text{ мг/л}$ при колебаниях.

от 0,03 до 0,06 мг/л. При работе деаэратора с включенным барботажем содержание кислорода снижалось до средней величины 0,029 мг/л, при колебаниях от 0,025 до 0,04 мг/л, т. е. барботаж снизил содержание кислорода в данном случае на 30%.

Для осуществления барботажа не требуется большого количества пара. Вполне допустимо подавать 15—20% общего расхода на деаэратор, что практически не скажется на экономичности работы. Подвод пара на барботажное устройство должен устанавливаться с постоянным расходом, и он не будет иметь влияния на работу автоматического регулятора подачи основного пара.

Мы не разделяем опасения проф. Копьева о забросе воды в турбину, так как закрытие обратных клапанов на отборах и отключение отборов персоналом при отключении турбогенератора исключают опасность аварии турбины.

Агрессивность углекислоты очевидна. В нашей практике был случай сквозного разъедания внутренней поверхности стального корпуса регенеративного подогревателя, которое было вызвано действием углекислоты, содержащейся в дренажном конденсате.

Инж. М. И. Чиркин — Мосэнерго

С указанием проф. Копьева, что «при малых исходных содержаниях углекислоты и бикарбонатов (порядка 1—2° Н) барботаж дает эффект, почти неуловимый современными методами химанализа», нельзя согласиться, так как барботирование нужно не для умягчения или стабилизации воды, а для освобождения воды от растворенных в ней O₂ и CO₂ и определяется по окрашиванию пробы воды при добавлении в нее 2—3 капли спиртового 1%-ного раствора фенолфталеина.

В статье проф. Копьева сказано: «В настоящее время нам неизвестна ни одна установка, работающая с барботажем и получающая за счет него какой-либо эффект». В связи с этим можно отметить, что такая установка имеется на одной из электростанций Мосэнерго. Эффект от барботирования в ней виден из таблицы.

№ опыта	Деаэратор № 1					Деаэратор № 2				
	Щелочность, °Н	Ф. Ф.	М. О.	CO ₂ , мг/л	t, °C	Щелочность, °Н	Ф. Ф.	М. О.	CO ₂ , мг/л	t, °C
1	2,38	—	0,85	1,32	104	1,96	—	0,70	1,74	104
2	1,96	—	0,7	1,74	101	1,40	—	0,50	1,74	103
3	2,10	0,15	0,6	Отсут.	104	1,26	—	0,45	2,20	104
4	1,96	0,05	0,65	"	102,5	1,26	—	0,45	3,08	102
5	2,24	0,05	0,75	"	101,5	1,54	—	0,55	1,74	101
6	2,24	0,05	0,75	"	101	1,40	—	0,50	1,74	102,5
7	2,38	0,15	0,7	"	104	1,68	—	0,60	3,52	104
8	2,52	0,15	0,75	"	105	1,54	—	0,55	4,40	105
9	2,38	0,05	0,8	"	103	1,68	—	0,60	2,20	103
10	2,10	0,05	0,7	"	100,5	1,40	—	0,50	1,74	101

Примечание. Ф. Ф.—фенолфталеин; М. О.—метилоранж.

Опыты проводились на двух деаэраторах при одинаковой примерно температуре, причем деаэратор № 1 был оборудован паровым барботажем, а деаэратор № 2 не имел барботажа. Первые два опыта были проведены на деаэраторе № 1 без барботирования, в результате чего вода не окрашивалась от фенолфталеина и имела свободную CO₂. Последующие опыты на деаэраторе № 1 проводились с барботированием и для сравнения — на деаэраторе № 2 без барботирования.

Из приведенной таблицы видно, что в деаэраторе № 1 во всех опытах с открытым на барботирование паром вода полностью освобождалась от CO₂ и окрашивалась от фенолфталеина; это указывает одновременно и на то, что pH воды был выше 8. Таким образом, целесообразность барботирования доказывается проведенными опытами.

Необходимо отметить, что указанная водоочистка работает по прямоточной схеме с последующим подкислением очищенной воды, и вопрос освобождения воды от CO₂ является крайне важным.

Удаление CO₂ из воды, полученной при H—Na-катионировании, может быть реализовано только при барботировании и потому считать, что барботаж нецелесообразен, было бы большой ошибкой.

Инж. Е. В. Халасина — Техническое управление МЭС

Применение барботажа при деаэрации является целесообразным, особенно там, где питательная вода характеризуется присутствием бикарбонатов.

Кратковременность пребывания воды в головке деаэратора не позволяет добиться разложения бикарбонатов и даже, если это разложение в незначительной степени последует, то оно будет задержано спокойным стоянием воды в аккумуляторном баке, без отвода углекислоты.

Для того чтобы ответить на вопрос проф. Копьева: чем вызывается необходимость такого неприятного для станций дополнительного оборудования деаэраторов, что дает барботаж, можно привести один типичный пример.

В апреле 1941 г. на одной из волжских электростанций создалось тяжелое положение в связи с прогаром кипятильных труб секционных котлов 200 т/час, 32 ат из-за отдулин и свищей. Аварии начались несколько месяцев ранее и приняли угрожающий размер, так как котлы могли работать только 3—4 дня, после чего наступал прогар кипятильных труб.

Обследование на месте выявило, что котлы сильно загрязнены шламом чешуйчатой формы и аморфными отложениями, цементированными накипеобразователями. В некоторых кипятильных трубах нельзя было видеть трубу «на просвет». Коллекторы экранов также все были занесены цементированным шламом.

Питание котлов производилось конденсатом с добавлением умягченной воды (до 25—30%). Умягчалась речная вода по прямоточной схеме коагуляция—механические фильтры—катиониро-

вание, почему в умягченной воде присутствовали бикарбонаты $7 \div 10^\circ \text{H}$, и питательная вода содержала $1,5\text{—}3,0^\circ \text{H}$ бикарбонатов.

По данным химического контроля тэц, содержание кислорода в питательной воде большей частью было в норме. Жесткость питательной воды и конденсата характеризовалась $0,02^\circ \text{H}$. Фосфатирование котловых вод было поставлено плохо (избыток фосфатов в котловых водах в среднем за месяц $1\text{—}3 \text{ мг/л}$).

В промежуточных баках при температуре $60\text{—}80^\circ \text{C}$ протекала интенсивная коррозия: баки с толщиной стенки $10 \div 12 \text{ мм}$ прокорродировали до $1 \div 1,5 \text{ мм}$, в некоторых местах образовалась течь (особенно на уровне воды). Латунные трубы эжекторов турбин также сильно корродировали — в некоторых местах они были не толще листа бумаги, давали течь; при выемке — мялись в руках.

При полном анализе питательной, котловой воды и конденсатов турбин и пара было установлено, что во всех водах присутствовали медь и железо; реакция питательной воды, конденсатов турбин и пара — кислая; величина рН колебалась от 5 до 6,2; содержание углекислоты в питательной воде после деаэраторов, а также в паре колебалось от 30 до 70 мг/л.

Отобранные из разных мест котла отложения оказались состоящими в основном из железа ($50 \div 90\%$) и из меди ($1,5 \div 5\%$).

Интенсивная коррозия всей системы — питательный тракт, котлы, турбины — вызывалась углекислотой совместно с незначительным количеством кислорода, содержавшегося в питательной воде. Продукты коррозии (железо, медь), растворенные в питательной воде (в кислой среде), попадая в котловую воду, под влиянием щелочной среды, выпадали в осадок, зашламливая котлы. Шлам цементировался, прилипая к стенкам котла, особенно в кипяточных трубах, чему способствовало плохо поставленное фосфатирование котловых вод, что вело к перегреву и прогару кипяточных труб.

Вся система была насыщена углекислотой и в тех местах, где углекислота могла выйти из среды (открытые промежуточные баки, эжекторы турбин), реакция протекала наиболее интенсивно.

Для ликвидации этой коррозии нужно было освободить систему от присутствия углекислоты и удалять ее до входа в питательный тракт. Необходимо было реакцию питательной воды из кислой сделать щелочной, т. е. рН с $5 \div 6$ поднять до $8,3 \div 8,5$ (чтобы была окраска на фенолфталеин), а конденсаты турбин и пар из кислых перевести в нейтральные (рН = 7).

Проф. Рамзин рекомендовал оборудовать деаэраторы барботажем. Но прежде чем установить барботаж, надо было ликвидировать все неприятности, принесенные коррозией: в местах течи в промежуточных баках наложить заплаты и зацементировать как с наружной, так и с внутренней стороны; сменить трубы эжекторов турбин; произвести химическую чистку котлов.

При пуске барботажа пришлось преодолеть некоторые трудности. Только когда пребывание воды в аккумуляторной части деаэратора с $\frac{1}{2}$ часа увеличили до $2\frac{1}{2}\text{—}3$ час., бикарбонаты большей частью перешли в карбонаты, и вода все время стала окрашиваться на фенолфталеин; рН ее был $8,3\text{—}8,5$. Также постепенно стало снижаться и содержание углекислоты в паре.

С января 1942 г. в питательной воде котлов устойчиво держалось рН $\geq 8,3$. С тех пор прекратилась коррозия питательного тракта и все ее тяжелые последствия. Котлы стали работать с нормальной или предельной нагрузкой (вместо $50\text{—}70\%$ -ной) и в продолжение 9 лет не было прогара кипяточных труб, не производилась химическая чистка котлов и не наблюдалась коррозия ни в питательном тракте, ни в котлоагрегатах.

Таким образом, утверждение проф. Копьева о том, что устройство барботажа на данной электростанции, «несмотря на многократные переделки заметного эффекта не дало, а деаэратор стал работать лучше лишь после ремонта головки деаэратора», является необоснованным; пробные пуски деаэратора на работу без барботажа не только ухудшали качество питательной воды, повышая содержание углекислоты, но также увеличивали содержание кислорода, доводя его до значения, превышающего норму.

ОТ РЕДАКЦИИ

Подводя итог проведенной на страницах журнала дискуссии по вопросу о барботаже в деаэраторах, можно отметить, что подавляющее большинство ее участников (преимущественно работники электростанций) подтверждают эффективность барботажной додеаэрации как с точки зрения более глубокого обескислороживания воды, так и благоприятного повышения рН питательной воды и считают целесообразным осуществление этого мероприятия. В то же время почти все участники дискуссии признают справедливыми отмеченные в выступлениях сотрудников Оргрэнс недостатки такой деаэрации, приводящие к ухудшению экономических показателей электростанции и возможности заброса питательной воды в турбину, и предлагают ряд мероприятий, могущих в какой-то мере устранить эти недостатки. Несомненным также является несовершенство применяемых конструкций барботажных устройств и недостаточность проведенных по этому вопросу исследований и испытаний.

Таким образом, на основе проведенной дискуссии можно сделать следующие выводы:

1. Барботажная додеаэрация является полезным мероприятием, устраняющим коррозию питательного тракта и труб экономайзеров котлов.

2. Применяемые барботажные устройства недостаточно разработаны. Необходимо усовершенствование их конструкции на основе детального изучения условий работы этих устройств.

3. Научно-исследовательским и проектным организациям необходимо разработать указания и методику по определению оптимальных условий осуществления барботажной додеаэрации, а также разработать и проверить на действующих установках мероприятия по устранению имеющихся недостатков барботажа в деаэраторах.



Использование Г-образного крана грузоподъемностью 25 т под нагрузку 40 т

Использованию Г-образного крана при монтаже отдельных котлоагрегатов производительностью более 100 т/час препятствует большой вес барабанов котлов высокого давления, достигающий до 40 т.

Однако рядом искусственных приемов, как, например, подведением опоры под конечную часть хобота или перенесением точки приложения груза ближе к геометрической оси ствола, можно свободно увеличить грузоподъемность крана до 40 т, не нарушая при этом прочности конструкции хобота крана.

По первому варианту (рис. 1) кран устанавливается сбоку котла, у фронта. Барабан подается к основанию крана и укладывается параллельно фронту котла. Подъем его производится основным полиспастом крана и дополнительно подвешенным полиспастом, положение которых на хоботе показано соответствующими векторами M и N (рис. 2). Конец хобота опирается на вспомогательную конструкцию, устанавливаемую на потолке котла, причем высота ее доходит до 4 м и выполняется она в виде козел из швеллеров или труб. Давление на опору определяется в 12 т, из условия равновесия моментов от равнодействующей нагрузок 24 т и реакции опоры C в отношении точки O (см. рис. 2).

Что касается элементов хобота, то при такой схеме приложения нагрузок наибольшей нагрузке, равной 22,5 т, подвергается в нижнем поясе стержень 2—17. При площади поперечного сечения пояса, состоящего из двух уголков 90 × 10 мм, равной 34,4 см², напряжения в сечении составят:

$$\sigma_p = \frac{22\,500}{34,4} = 700 \text{ кг/см}^2 < 1\,200 \text{ кг/см}^2$$

Полученные результаты показывают, что краном можно поднимать 40 т при соблюдении описанной выше схемы приложения нагрузок.

По второму варианту (рис. 3) кран устанавливается перед фронтом на оси котла. Дополнительный полиспаст подвешивается к узлу нижнего пояса хобота, примыкающему к стволу крана. Тележка крана с основным полиспастом устанавливается на узле B , а конец хобота опирается на опору.

Барабан подается в промежутке между фронтом котла и стволом крана и поднимается до отметки опор барабана двумя указанными полиспастами. После этого тележка пере-

тягивается в положение над узлом A и барабан опускается на место.

При этой схеме давление на вспомогательную опору хобота равняется (рис. 4)

$$p = \frac{24 \cdot 1,7}{13,6} = 3 \text{ т.}$$

Наибольшей сжимающей нагрузке, 15 т, подвергаются стержни 8-5-6, состоящие из двух уголков 75 × 8 мм, площадь сечения которых равняется 23 см², радиус инерции которых $\rho = 5,4$ см, длина $l = 212$ см, гибкость $\lambda = 39$ и коэффициент понижения допускаемых напряжений $\varphi = 0,92$, откуда

$$\sigma_{cm} = \frac{15\,000}{0,92 \cdot 23} = 710 \text{ кг/см}^2 < 1\,200 \text{ кг/см}^2$$

Учитывая незначительную величину этого напряжения, хобот крана подвергается проверке при нагрузке его без опирания на вспомогательную опору и при положении тележки над узлом A . В этом положении, как видно из диаграммы рис. 4, наибольшей растягивающей нагрузке, равной 16,5 т, подвергается стержень 3(4)-5, составленный из двух уголков 130 × 10 мм площадью сечения 50,6 см².

Напряжения в этом поясе составляют

$$\sigma_p = \frac{16\,500}{50,6} = 330 \text{ кг/см}^2 < 1\,200 \text{ м/см}^2$$

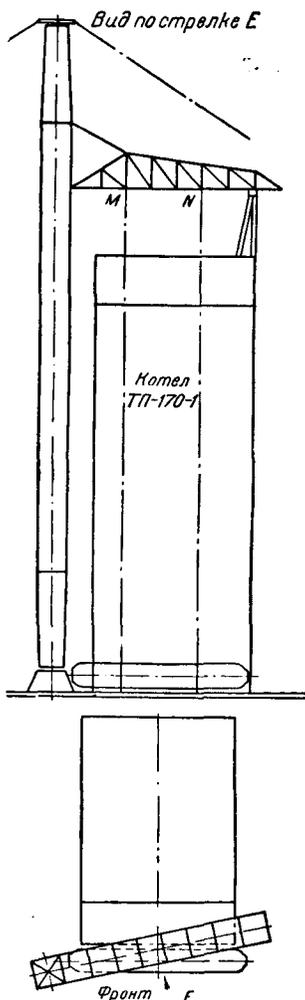


Рис. 1. Приложение нагрузки к Г-образному крану по I варианту.

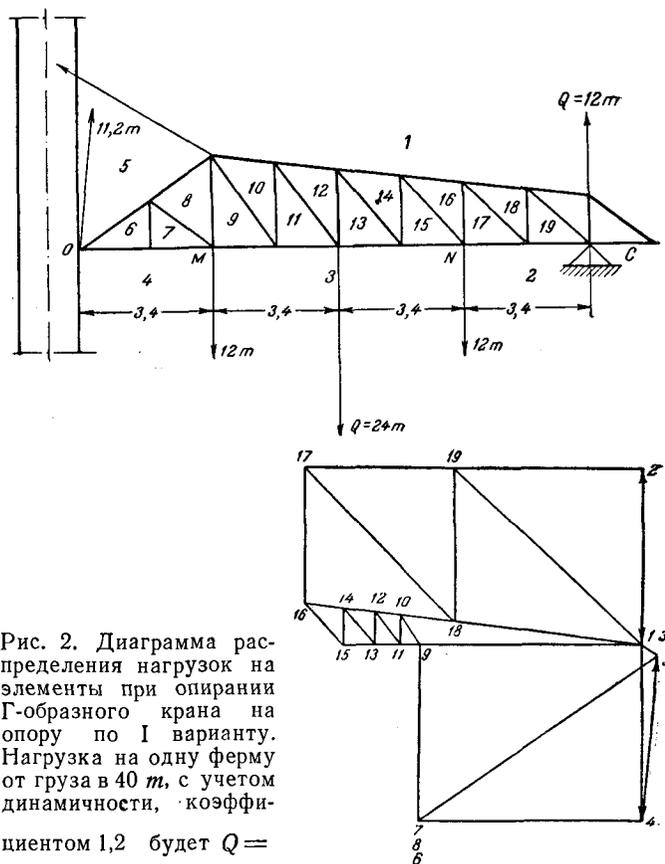


Рис. 2. Диаграмма распределения нагрузок на элементы при опирании Г-образного крана на опору по I варианту. Нагрузка на одну ферму от груза в 40 т, с учетом динамичности, коэффициентом 1,2 будет $Q =$

$$= \frac{40 \cdot 1,2}{2} = 24 \text{ т; давление на вспомогательную опору}$$

$$\text{хобота } p = \frac{24 \cdot 6,8}{13,6} = 12 \text{ т.}$$

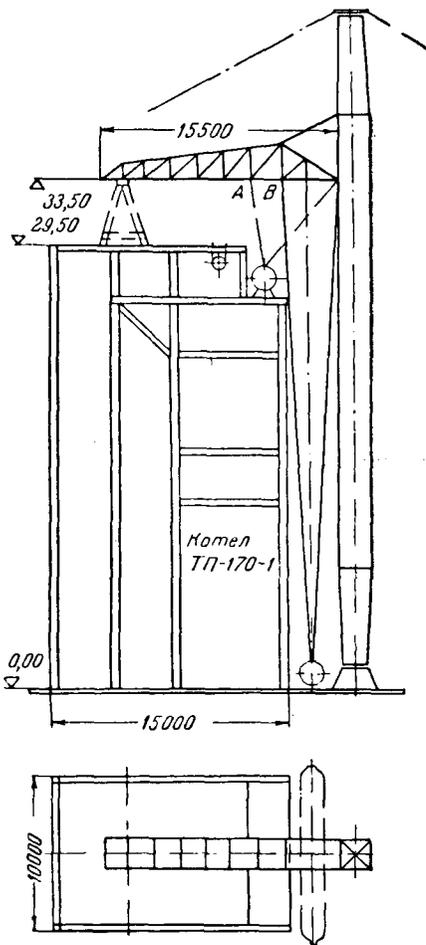


Рис. 3. Приложение нагрузки к Г-образному крану по II варианту.

Таким образом, на основании произведенной проверки на прочность конструкции хобота можно сделать заключение о возможности использования Г-образного крана грузоподъемностью 25 т для подъема груза весом в 40 т без опирания хобота, но с подвеской вспомогательного полиспаста грузоподъемностью 25 т, к нижнему узлу примыкания хобота к стволу.

Инж. И. И. Бендерский и Л. М. Гухлернер.

Проточка шеек роторов турбин и генераторов

На одной электростанции необходимо было привести в надлежащее состояние опорные шейки роторов турбин и генераторов, поврежденные коррозией в результате длительного хранения роторов вне помещений.

Чистовая механическая обработка шеек турбинных роторов весом 8 и 12 т была произведена на строительной площадке в механическом цехе, оборудованном 15-т мостовым краном. Для этой цели был использован имевшийся старый лобовой станок, с высотой центров 1 м и расстоянием между центрами 2,8 м.

Станок был отремонтирован и установлен на двух забетонированных фундаментных двутавровых балках (рис. 1). Станина станка 2 с суппортом 3, фартуком 4 и задней бабкой 5 была отодвинута от передней бабки 1 на 3,2 м, чем было достигнуто увеличение расстояния между центрами до 6 м. Передняя бабка, задняя бабка и суппорт установлены на сварные подставки 6 с увеличением высоты центров до 1,5 м. Насажены новые, вращающийся задний центр 7, под который подведена дополнительная опора 8. Ввиду большого веса роторов часть нагрузки передается на люнеты 9 и 10, устанавливаемые рядом с протачиваемыми шейками валов. Колодка люнета 11 крепится двумя болтами к подставке 12. Последняя закреплена на станине болтами 13 и предохранена от боковых перемещений выступами 14.

Для более легких роторов применялись люнеты, снабженные устанавливаемыми на винтах сухарями с баббитовой заливкой. Установка вала на таком люнете легко регулируется винтами.

Смазка люнета осуществляется смесью турбинного и цилиндрического масла, капающей на открытую шейку из подвешенного над ней сосуда.

Установка станины на фундаментную раму выполнялась при помощи подкладок и боковых установочных винтов. Центровка станины производилась при помощи штанги 15, представляющей собой толстостенную трубу длиной более 4 м, с сваренными заглушками, снабженными гнездами для центров и центровочными выступами. На задний центр устанавливается и прикреплается болтами диск 16, проточенный с обеих сторон. Этот диск проверяется измерителем по торцу и окружности, а затем, вращая штангу, установленную в центрах, и изменяя положение станины с помощью подкладок, добиваются перпендикулярности оси штанги к плоскостям планшайбы и диска. По окончании центровки по штанге была произведена окончательная затяжка фундаментных болтов станины.

После предварительной установки люнета, регулируемого подкладками, делается проверочная установка ротора. Последний устанавливается таким образом, чтобы один конец его был зажат кулачками планшайбы, а другой лежал на заднем люнете.

В осевом направлении вал ротора фиксируется задним центром; вместо переднего центра устанавливается упор.

При проточке тяжелых роторов задний люнет сильно греется и дает вибрацию, а установка в кулачках быстро сбивается. Для устранения этого вес переднего конца вала частично передается на передний люнет, а вес заднего конца — на задний центр. Это достигается изменением толщины подкладок под люнетами.

По окончании установки вала была произведена проверка эллиптичности на шейках. При этом учитывались кривизна и эллиптичность шейки, измеренные предварительно микрометрической скобой. После достижения удовлетворительной установки (биение не более 0,02 мм) начата была проточка шейки. Проточка велась массивным резцом с закругленной режущей кромкой из самокала.

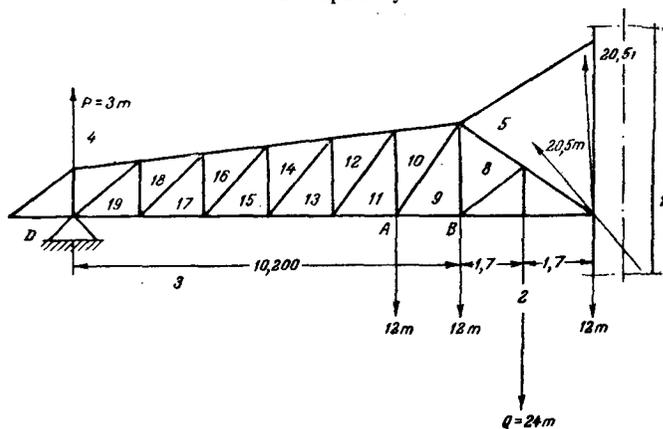
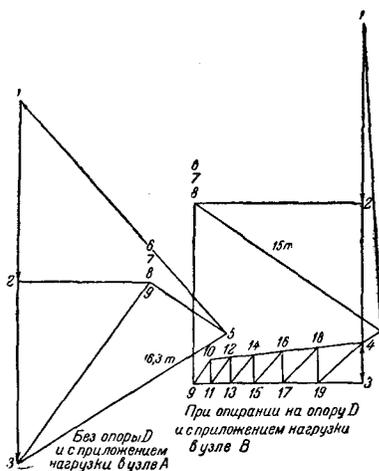


Рис. 4. Диаграмма распределения нагрузок на элементы хобота Г-образного крана по II варианту. Нагрузка на одну ферму от груза в 40 т, с учетом динамичности, коэффициентом 1,2, будет $Q = \frac{40 \cdot 1,2}{2} = 24 \text{ т}$,

давление на вспомогательную опору хобота $p = \frac{24 \cdot 1,7}{13,6} = 3 \text{ т}$.



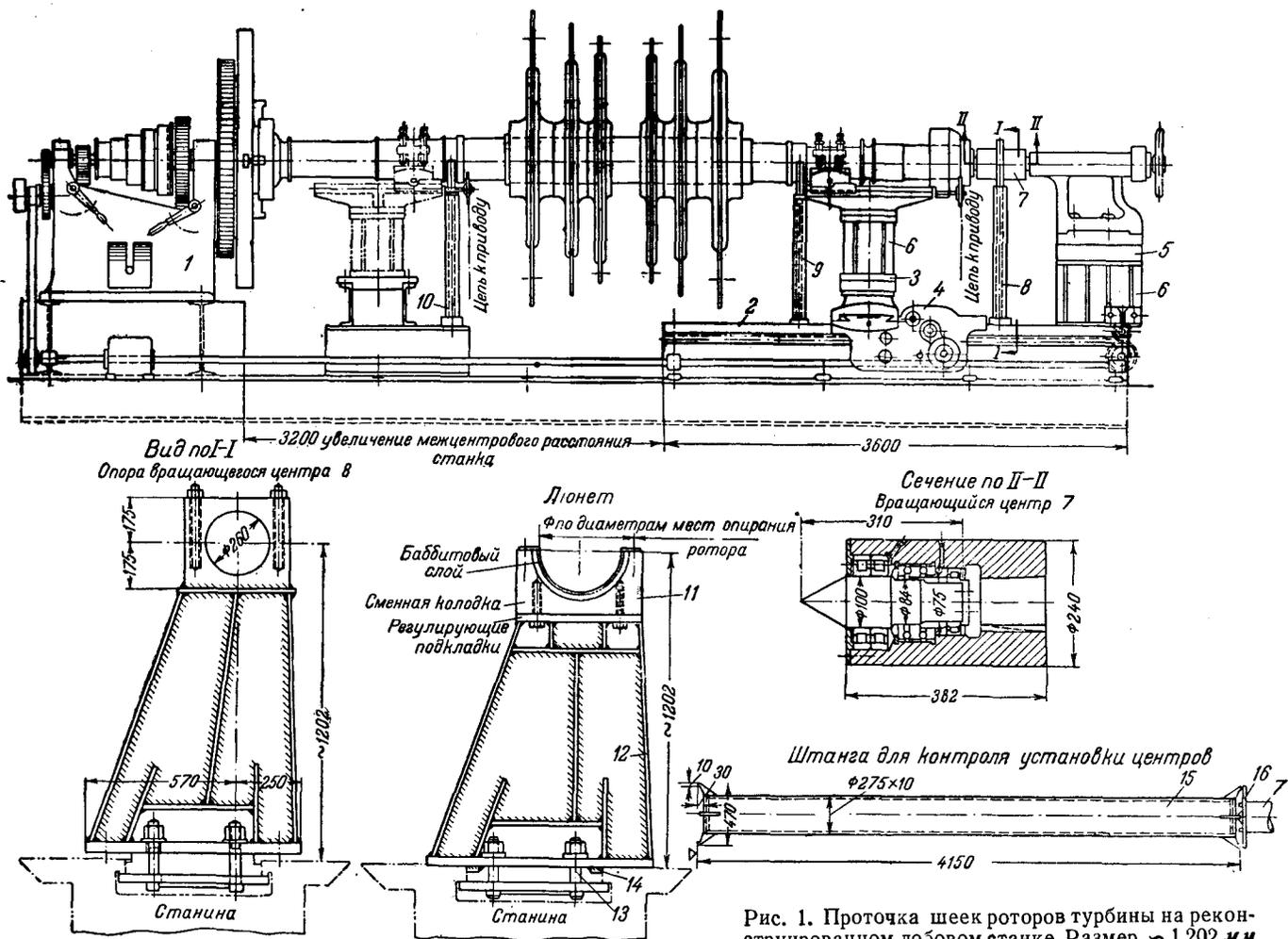


Рис. 1. Проточка шеек роторов турбины на реконструированном лобовом станке. Размер ~ 1202 мм

(колодка люнета и подставка) окончательно определяется после подгонки и центровки люнета по месту на станке в зависимости от толщины прокладок.

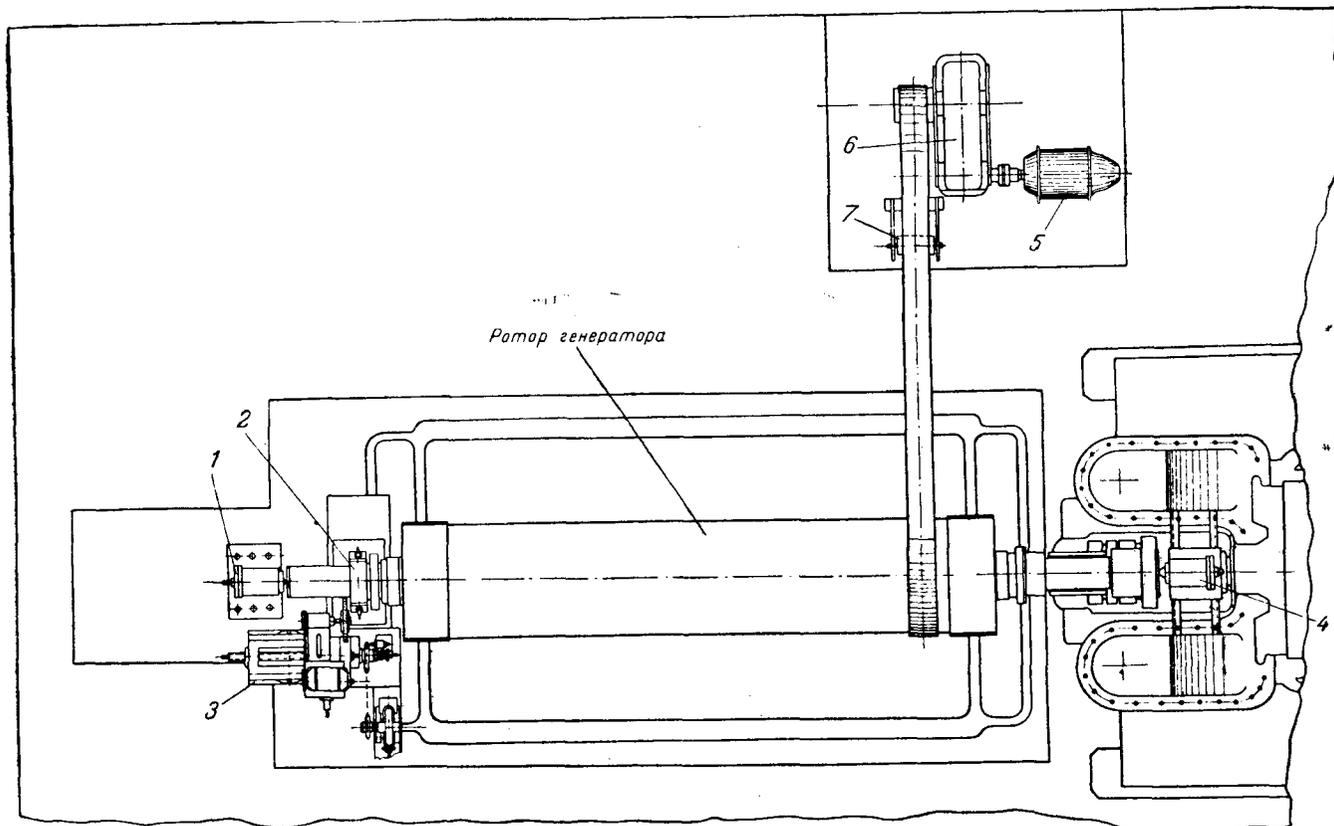


Рис. 2. Установка для проточки и шлифовки шеек ротора турбогенератора на его фундаменте.

Обработку шеек предпочтительно вести шлифовальным камнем, что дает лучшие результаты.

После проточки режком производилась шлифовка наждачным полотном, уложенным на войлочной подкладке в деревянную колодку. Последняя зажималась в резцедержатель и перемещалась суппортом, что гарантировало равномерность обработки.

Подставки под суппорт имеются отдельно у передней и задней бабок. По окончании обработки одной шейки суппорт переносится к другой.

Подготовка к обточке нового ротора требовала более 10 дней, а сама обточка шеек ротора занимала 2—3 дня. Повторная обточка одинаковых роторов занимала, конечно, меньше время.

Обточка шеек ротора турбогенератора ввиду его большого веса (24 т) не могла быть осуществлена в механическом цехе. Эта работа была проведена на месте, во время монтажа генератора. Устройство для обточки было оставлено на фундаментную плиту генератора при снятом статоре (рис. 2).

На месте заднего стула на фундаментной плите укрепляется болтами сварная рама, на которой устанавливаются: вращающийся центр 1, люнет 2 и суппорт 3. Люнет снабжен водяным охлаждением и проточной смазкой.

Передняя шейка ротора генератора опирается на свой подшипник. Для предотвращения осевых и боковых перемещений ротора во время обточки, против переднего конца ротора устанавливается центр 4, закрепляемый на разъеме заднего подшипника турбины.

После обработки задней шейки ротора, последний разворачивается на 180° и производится обработка передней шейки.

При обработке шеек ротор приводится во вращение электродвигателем 5 через редуктор 6 и ременную передачу с натяжным роликом 7. Двигатель, редуктор, реостат и натяжной ролик установлены на раме, закрепленной на фундаменте генератора. Приводной ремень перекидывается через бочку ротора, ближе к переднему концу, чтобы уменьшить влияние толчков от сшивки ремня. Для уменьшения пускового момента начальный толчок ротору дается мостовым краном через трос, один конец которого закреплен на малом крюке, а другой свободно навит на бочку ротора.

Мощность двигателя 16,2 квт, скорость вращения 950 об/мин, передаточное число редуктора 8, ширина ремня 300 мм, скорость вращения ротора при обточке 40 об/мин. Обработка шеек велась с помощью шлифовального камня при 1500 об/мин; продольная подача 5,1 мм/об. Для окончательной шлифовки использовался камень ПП-400 ГОСТ 2425-44, $B = 25$ мм, твердость СМ, зернистость 60. После шлифовки камнем поверхность шейки полировалась наждачным полотном, закрепленным на колодке, перемещаемой суппортом.

Качество обработки шеек, произведенной указанным способом, оказалось вполне удовлетворительным. При проверке измерителем эллиптичность на шейках не превышала 0,02 мм.

При решении вопроса о необходимости удаления поврежденного коррозией слоя металла на опорных шейках и других участках ротора следует учитывать, что коррозионные раковины оказывают вредное влияние не только на работу подшипников. В острых углах раковин возможно образование опасных концентраций напряжений, которые могут повести к возникновению трещин.

Инж. Ю. М. Сегал

Передвижной агрегат для бетонирования фундаментов опор

При выборе средств механизации строительных работ при сооружении линий электропередачи должны учитываться специфические особенности линейного строительства, а именно: большая разбросанность небольших объемов работ по трассе протяженностью в десятки и сотни километров, отсутствие дорог, жилья, электроэнергии и оборудованных мастерских для ремонта машин и механизмов.

Машины и механизмы, применяемые в линейном строительстве, должны быть самоходны или легко транспортируемы по бездорожью, иметь собственную силовую установку, обладать способностью быстро и просто переходить

из транспортного положения в рабочее и обратно без значительной затраты времени и дополнительных приспособлений. Наиболее трудоемкими в линейном строительстве являются бетонные работы, характерные тем, что на каждом пикете приходится укладывать небольшое количество бетона (15—25 м³), что требует применения маломощных (100—250 л) передвижных бетономешалок для приготовления бетона непосредственно на месте.

Для этих целей применяются бетономешалки типа С-98, С-99 и С-199, переоборудованные для привода от двигателя внутреннего сгорания и обеспечивающие по своей производительности бетонирование двух-трех фундаментов в смену.

Основная сложность применения этих бетономешалок заключается в передвижке их с места на место и обеспечении водой, годной для приготовления бетона.

В целях повышения транспортабельности бетономешалок и увеличения их производительности за счет сокращения времени на перемещение и установку трест Армстронг разработал и изготовил опытную партию агрегатов БМ с бетономешалками С-99 и С-199, установленными на шасси автомобиля ЗИС-151 (рис. 1).

Кроме бетономешалки агрегат БМ оборудован баком емкостью 1,5 м³ для хранения запаса воды и насосом для заполнения бака водой из водоема перед началом работы на пикете и питанием дозирочного бачка бетономешалки во время работы.

В целях повышения экономичности привод агрегата осуществлен не от автомобильного двигателя мощностью 90 л. с., а от отдельного двухцилиндрового бензинового двигателя типа Л-6/3 Ульяновского завода малолитражных двигателей, развивающего при 2200 об/мин мощность в 6 л. с.

Передвижной агрегат для бетонирования имеет следующую техническую характеристику:

Производительность за 8 час. работы . . .	32—35 м ³
Скорость вращения смесительного барабана . . .	16,3 об/мин.
Скорость подъема загрузочного ковша . . .	0,27 м/сек
Пределы дозирования водяного бака . . .	15—52 л
Время заполнения водяного бака емкостью 1,5 м ³	15—17 мин.
Высота всасывания насоса	8,0 м вод ст.

Габаритные размеры агрегата:	
длина	6 952 мм
ширина	3 000 "
высота	3 500 "

Вес заправленного агрегата с автомашиной 9 000 кг

Привод от двигателя 1 (рис. 2) через облегченную муфту сцепления 2 автомобиля ГАЗ-ММ передается первичному валу 3 зубчатого редуктора, на котором укреплен шкив 4 привода центробежного насоса марки ЦНШ-40, питающего агрегат водой из бака.

Отключение насоса во время работы двигателя может осуществляться только при помощи муфты сцепления 2 рукояткой 5, выведенной к рабочему месту машиниста. Сюда же подведена рукоятка 6 управления редуктором, которая через подвижную каретку 7 допускает отключение бетономешалки при работе двигателя и насоса.

Отключение бетономешалки позволяет использовать полную мощность двигателя для привода насоса во время заполнения бака; при этом производительность насоса может быть доведена до 14—17 м³/час.

При работе бетономешалки на долю насоса приходится только 1—1,5 л. с., что позволяет последнему развить производительность, обеспечивающую работу дозирочного бачка бетономешалки.

Для комплектования агрегата приняты серийные бетономешалки С-199 и С-99, которые без переделок, за исключением отрезки ходовых устройств, устанавливаются на раме агрегата, выполненной из двух продольных и нескольких поперечных швеллеров, на которых крепится водяной бак, двигатель с редуктором и насос.

Сверху рама агрегата перекрыта тонкими стальными листами, образующими платформу автомобиля и обеспечивающими свободный доступ ко всем механизмам агрегата для осмотра и обслуживания.

Система водоснабжения агрегата (рис. 3) состоит из центробежного насоса 1, бака 2 емкостью 1,5 м³, оборудованного поплавковым указателем уровня 9, трубопроводов 3, трехходовых пробковых кранов 4, 7, 8 для управления поступлением воды в систему и в бетономешалку, дозирочного бачка 5 и двухпозиционного распределителя 6.

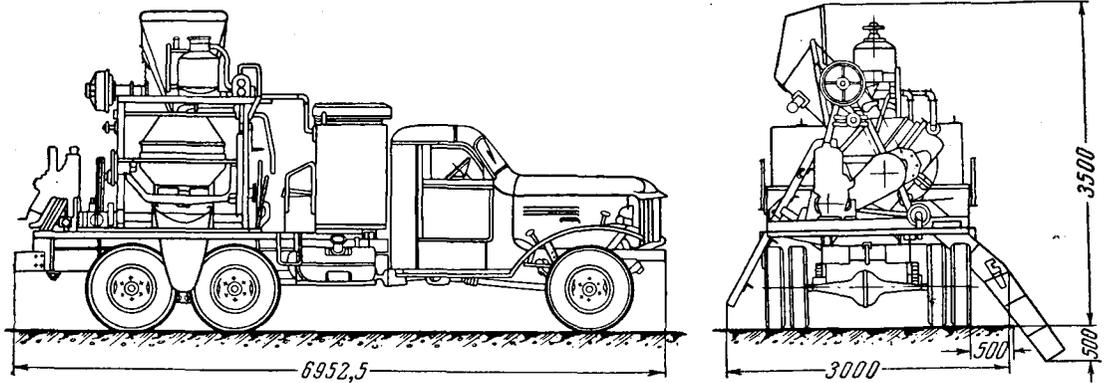


Рис. 1. Общий вид агрегата.

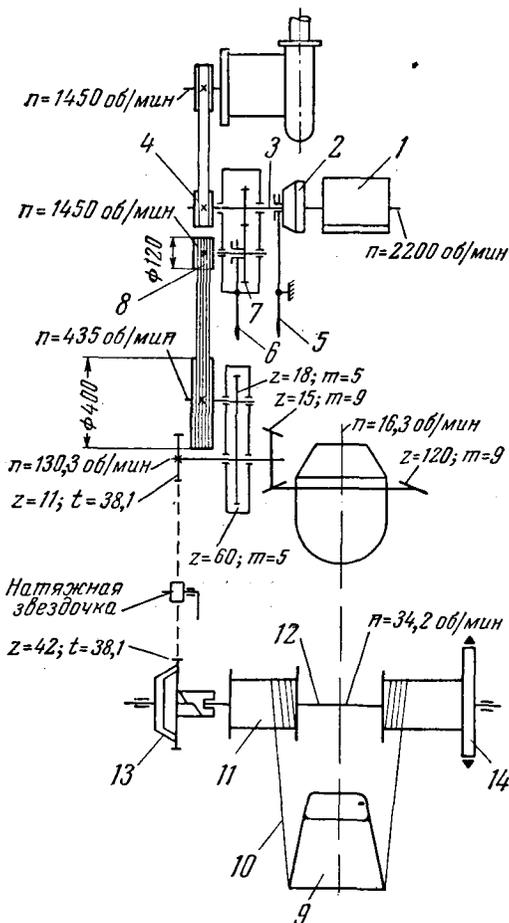


Рис. 2. Кинематическая схема агрегата.

Забор воды из водоема осуществляется гибким резиновым шлангом 11, снабженным на конце клапаном. Наполнение бака водой производится центробежным насосом ЦНШ-40 при соответствующем положении трехходовых кранов 4 и 8.

В период работы агрегата насос также все время находится в работе, забирая воду из расходного бака 2 по трубопроводу 3 и вновь возвращая ее в бак через трехходовой кран 4, создавая тем самым в гидравлической системе агрегата давление в 5—7 ат, необходимое для работы дозирующего бачка 5.

Соответствующим положением пробки крана 4 перекрывается доступ воде в бак 2 и она поступает в камеры распределителя 6 и далее в дозирующий бачок бетономешалки 5.

Спуск отмеренного объема воды из дозирующего бачка 5 в барабан бетономешалки осуществляется через распределитель 6 при помощи рукоятки 10.

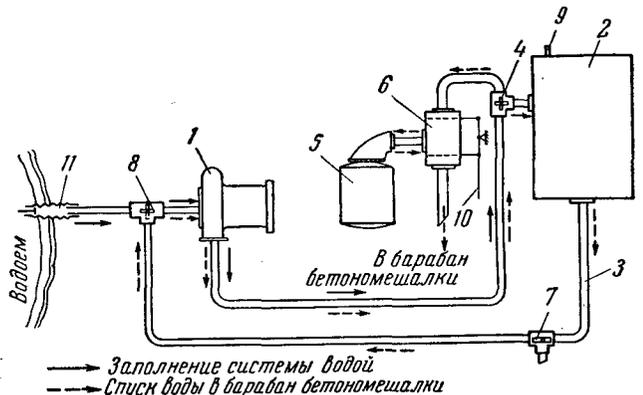


Рис. 3. Схема гидравлической системы агрегата.

Таким образом, управление системой водоснабжения агрегата производится двумя положениями крана 4 и рукоятки 10, выведенными к сиденью машиниста.

Краны 8 и 7 — вспомогательные и служат для наполнения бака 2 водой и опорожнения всей системы.

Рабочее место машиниста расположено в передней части машины, куда подведены все рычаги управления агрегатом, и обеспечивает хороший обзор рабочей площадки машины как со стороны загрузки инертных материалов, так и со стороны выгрузки готового бетона.

При переездах на автомашине размещается бригада рабочих из 4—5 чел.

Загрузка смесительного барабана инертными материалами, заблаговременно завезенными на пикеты, производится скиповым подъемником, которым оборудована бетономешалка.

Для возможности спуска скипа до уровня земли его наклонные направляющие удлинены и шарнирно связаны с рамой бетономешалки, что позволяет их складывать в транспортное положение при передвижении агрегата.

Подъем скипа 9 (рис. 2) для загрузки смесительного барабана осуществляется при помощи тросов 10, наматываемых на барабаны 11, установленные на верхнем валу бетономешалки 12 и управляемые посредством фрикционной муфты 13 и ленточного тормоза 14.

Выгрузка готового бетона производится в наклонный съемный лоток путем опрокидывания смесительного барабана ручным штурвалом. Съемный лоток, состоящий из двух секций, по высоте допускает выгрузку бетона в ручные тачки или непосредственно в котлован на глубину 1,5 м. В транспортном положении лотки складываются и укрепляются на раме агрегата.

Уже первые наблюдения за работой опытных агрегатов показали, что они вполне отвечают предъявляемым им требованиям, обладают высокой производительностью, достаточной проходимостью, просты по конструкции и обслуживанию.

После устранения мелких дефектов, выявившихся в процессе опытной эксплуатации, агрегат для бетонирования БМ займет ведущее место в ряду строительных машин и механизмов, применяемых в настоящее время на строительстве линий электропередачи.

Инж. Б. А. Нучинский

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Деформации пластинчатого воздухоподогревателя при повышенном перепаде давлений воздуха и газов

При сооружении под котлом паропроизводительностью 200 т/час топки с жидким шлакоудалением для работы на кизеловском угле потребовался повышенный напор воздуха перед горелками, в связи с чем пластинчатый воздухоподогреватель котла должен был работать с перепадом давлений $\Delta p = 650-700$ мм вод. ст. В связи с этим встал вопрос о возможности использования воздухоподогревателя для работы с повышенным перепадом давлений по условиям прочности пластин. Для решения этого вопроса были проделаны следующие опыты.

В первом опыте в новом кубе воздухоподогревателя, изготовленного заводом «Коммунар», с расстоянием между распорными болтами 285—310 мм (см. рисунок) с воздушной стороны были заварены шесть нормальных щелей и к ним был подведен сжатый воздух от компрессора. Газовые щели сообщались с атмосферой. Толщина пластин, подвергавшихся испытанию, по выборочным измерениям составляла 2 мм. Поверхность пластин не была совершенно плоской, а имела характерный волнообразный вид с небольшой стрелой прогиба.

При давлении 650 мм вод. ст. зазор между пластинами в газовых щелях изменился в различных сечениях, как указано в табл. 1. Цифры в числителе соответствуют расстоянию между пластинами без нагрузки, а в знаменателе — при перепаде давлений 650 мм вод. ст.

Таблица 1

№ газовой щели	Расстояние между пластинами, мм					
	Сечение I—I между болтами		Сечение II—II между болтами			
	1—2	2—3	1—2	2—3	3—4	4—5
1	33,20	32'26	26/17	27/19	26,18	27,20
2	30,27	32'26	25/14	25,16	26/17	27'20
3	31'27	26,16	25/14	26/17	26/19	25/13
4	26/13	33,25	26,15	25/15	26/19	25/14
5	31/28	30,14	25/16	27/18	25,15	27/14

Таким образом, в рабочих участках пластинчатого куба при давлении 650 мм вод. ст. высота газовой щели уменьшилась на величину от 7 до 13 мм, или в среднем на 9 мм. После снятия нагрузки размеры газовых щелей не восстановились.

Второй опыт по аналогичной методике был проделан с кубом того же завода, бывшим в употреблении. Наименьшее расстояние между пластинами, подвергавшимися нагрузке, в газовых щелях составляло 24—27 мм. Толщина пластин по выборочным замерам колебалась в пределах 1,9—2,2 мм. При нагрузке пластин давлением 350—400 мм вод. ст. слышался характерный звук, вызывае-

мый их деформацией. При дальнейшем повышении давления было заметно резкое сокращение просвета между пластинами. При давлении 650 мм вод. ст. зазор между пластинами в газовых щелях (в сечении II—II) имел величину, показанную в табл. 2.

Таблица 2

№ газовой щели	Расстояние между пластинами, мм между болтами			
	1—2	2—3	3—4	4—5
2	16/8	16/10	20'16	—
3	16/9	18/9	13/—	—
4	24,12	18/10	20/10	14/—
5	20/10	14/11	16/9	18,9

После снятия нагрузки имелся прогиб пластин в газовую сторону.

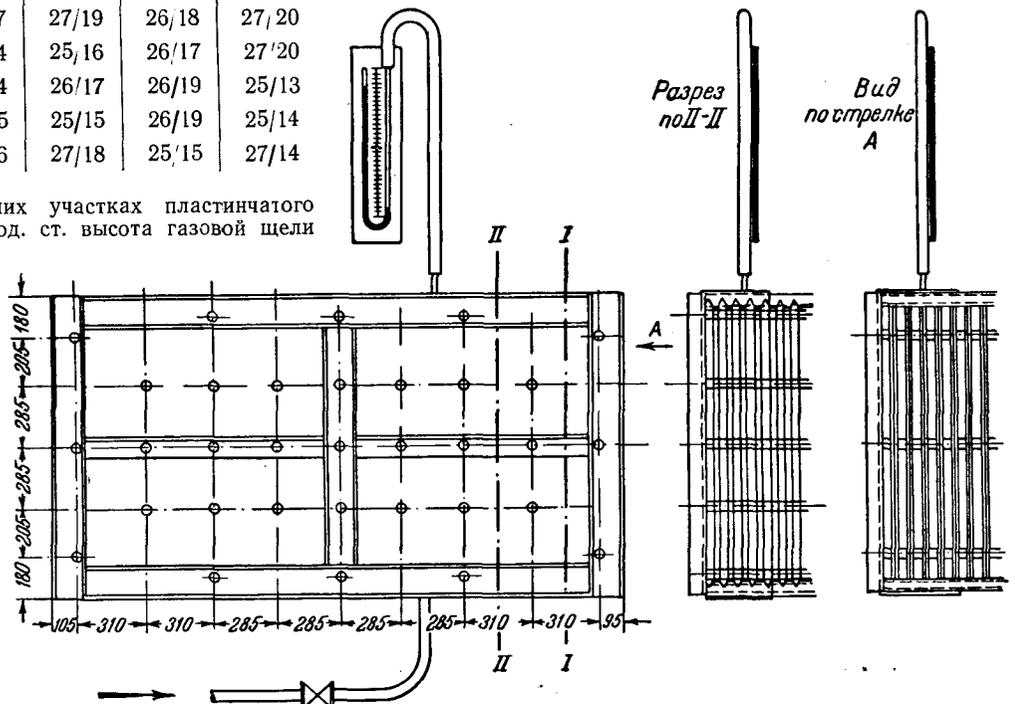
Таким образом, при перепаде давления 650 мм вод. ст. высота газовых щелей в пластинчатом кубе, бывшем в эксплуатации, уменьшалась на 4—12 мм по сравнению с деформированным их состоянием и на 14—17 мм по сравнению с первоначальным их состоянием. При этом высота щелей достигала совершенно недопустимых в эксплуатации значений: 8—10 мм.

Интересно сопоставить полученные экспериментальные значения прогиба пластин с расчетными данными.

Прогиб плоской стенки, защемленной в четырех точках, может быть подсчитан по следующей формуле:

$$f = 0,032 \frac{s^4}{\delta^3} \cdot \frac{p}{E} = 0,032 \frac{30^4}{0,2^3} \cdot \frac{0,065}{2 \cdot 10^3} = 0,11 \text{ см} = 1,1 \text{ мм},$$

где s — расстояние между опорами (болтами), см;
 δ — толщина пластины, см;
 p — удельное давление на пластину, кг/см²;
 E — модуль упругости, кг/см².



Следовательно, действительный прогиб пластин нового куба превышал расчетное значение приблизительно в восемь раз, а куба, бывшего в эксплуатации, — в 12—15 раз.

Резкое возрастание прогиба пластин в пластинчатом воздухоподогревателе с увеличением нагрузки объясняется неплоским (волнистым) состоянием поверхности пластин и зазорами в распорных болтах, что характерно для пластинчатого воздухоподогревателя.

Вследствие волнистой формы нагруженные пластины легко прогибаются в сторону действия нагрузки. Величина прогиба в этом случае определяется не деформацией металла, а изменением формы самой пластины. Поэтому можно считать, что и при меньших нагрузках величина прогиба пластины будет значительно больше расчетной.

Приведенное выше может помочь также объяснить встречающееся в эксплуатации повышенное газовое сопротивление пластинчатых воздухоподогревателей при пуске котла в работу, а также в рабочем состоянии и заносе их летучей золой.

Инж. Ю. Ф. Куваев,
инж. В. Я. Лях
и канд. техн. наук Ю. Л. Маршак

Из опыта эксплуатации турбин

I. Очистка трубных решеток и труб конденсаторов

Загрязненность циркуляционной воды приводит к быстрому засорению трубных решеток и частично трубок конденсатора, вследствие чего сильно повышается температура пара перед конденсатором. Имеющиеся схемы промывки конденсаторов противотоком предусматривают такую промывку только половины конденсатора (рис. 1).

Схема, осуществленная на ТЭЦ (рис. 2), позволяет производить промывку всего конденсатора при меньшем числе задвижек, чем в обычной типовой схеме. Дроссели же клапаны изготовлялись на самой тэц. При нормальной работе конденсатора задвижки 1 и 2, а также дроссели 3 и 4 закрыты; дроссели 5 и 6 открыты. Перед чистой конденсатора открываются задвижки 1 и 2, затем одновременно дроссели 3 и 4 открываются, а дроссели 5 и 6 закрываются. При таком положении запорных при-

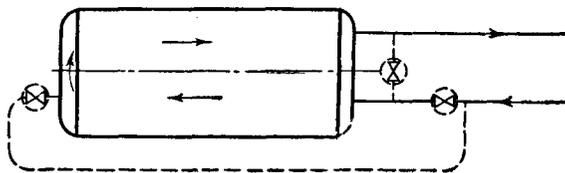


Рис. 1. Типовая схема промывки конденсаторов. Сплошные линии — основной контур циркуляции; пунктирные — добавленные трубопроводы и задвижки.

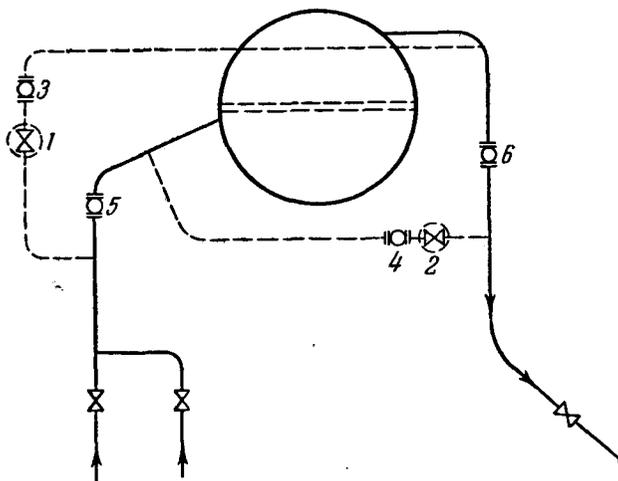


Рис. 2. Схема циркуляции воды в конденсаторе, выполненная на тэц.

Сплошные линии — основной контур циркуляции; пунктирные — добавленные трубопроводы и задвижки.

способлений вода сначала поступает в верхнюю половину конденсатора и выходит через нижнюю половину в сбросную линию. Таким образом осуществляется протекание циркуляционной воды противотоком.

Переход на нормальную подачу воды производится одновременным открытием дросселей 5 и 6 и закрытием дросселей 3 и 4. Трех-четырёхкратное повторение указанной операции с промежутком в 2—3 мин. достаточно для очистки решетки и трубок от мусора и ила.

После окончания промывки задвижки 1 и 2 закрываются для устранения утечек воды.

Осуществление этой схемы на двух турбинах уменьшило число остановок для полной очистки в три раза, а простой турбин соответственно сократился.

II. Предотвращение обводнения масла в подшипниках турбины

Недостаточное уплотнение вала турбины ТН-65-12 000 приводит к попаданию пара из уплотнений в подшипники турбин и к чрезмерному обводнению масла турбины. Обычно для устранения обводнения масла при турбине ТН-65 должна непрерывно работать центрифуга.

Для сокращения связанного с этим расхода электроэнергии было предложено в картеры подшипников подавать воздух от вентиляторов генератора (с напором 350—400 мм вод. ст.). Для этого вдоль турбины проложен трубопровод диаметром 25 мм с ответвлениями к картеру каждого подшипника. На ответвлениях установлены вентили для регулирования количества поступающего воздуха.

Создаваемое поступающим в картер воздухом давлением препятствует проникновению в подшипники пара из уплотнений турбины.

После этого обводнение масла прекратилось и отпала необходимость в работе центрифуги¹.

Инж. В. К. Еременко

¹ Для предупреждения старения масла при перемешивании его с воздухом лучше подавать последний в камеры между гребнями уплотнений подшипников, а на крышке подшипника сделать камин для отвода воздуха и паров масла. В этом случае воздух, образуя пневматический затвор, не создает избыточного давления в картере и его отрицательное влияние (ускорение старения масла) будет меньшим. Р е д.

Повреждение трансформаторов тока

На электростанции было замечено отсутствие тока во вторичных обмотках двух трансформаторов тока типа ТП-7, установленных на линии собственных нужд. После долгих поисков причины отсутствия трансформации было обнаружено следующее.

На входе и выходе первичной обмотки трансформаторов тока (рисунк) имеются чугунные обоймы 1, в которые вделаны контакты для присоединения ошиновки, причем контакты 3 и 4 (входа и обводного вика) имеют очень слабую изоляцию от чугуна в виде электрокартонных прокладок толщиной 0,5 мм. Контакт 5 (выход на нагрузку) не изолирован вовсе. Внутри бакелитовых труб 2 имеются трубы из красномедной фольги, которые соединяют между собой обе чугунные обоймы 1.

При разборке выяснилось, что на контакте 3 прожжена электрокартонная изоляция и контакт имеет полное соединение с чугунной обоймой, а последняя через указанные трубы из фольги соединяется с обоймой выходного контакта. Таким образом, первичная обмотка оказалась зашунтированной и вследствие этого не было трансформации.

Описанный случай показывает, что шунтирование первичной обмотки может произойти не только через искровые промежутки, которые должны быть демонтированы согласно директивным указаниям, но и непосредственно через обойму 1. Это следует иметь в виду в тех установках, где сохранились трансформаторы тока ТП-7.

Инж. В. П. Смерчинский

Ремонт турбогенератора с проволочным бандажем на роторе

В Горьковской энергосистеме необходимо было отремонтировать турбогенератор фирмы АЕГ мощностью 27 800 *кв*а, имеющего посредине бочки ротора проволочный бандаж. При обследовании этого генератора перед ремонтом было обнаружено:

1. Ослабление витков верхнего слоя среднего бандажа ротора (рис. 1), которые из-за плохой пропайки легко раздвигались (лобовые части обмотки ротора имели массивные бандажи). Как выяснилось в дальнейшем, при размотке среднего бандажа пропайка его была произведена лишь в четырех верхних слоях (бандаж состоял из 12 слоев стальной магнитной проволоки: в десяти слоях диаметром 2 мм и в двух верхних слоях диаметром 3 мм).

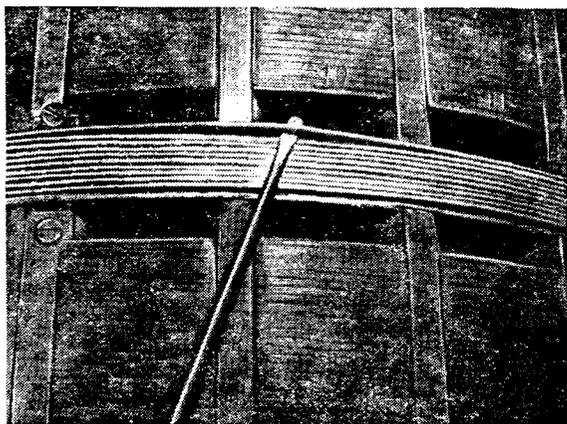


Рис. 1. Проволочный бандаж до перематки.

2. После съема массивного бандажа оказался обрыв, 15 (из 16) медных полос успокоительной обмотки по выходе их из холостых пазов, непосредственно под носиком бандажа (рис. 2).

На короткозамыкающем кольце успокоительной системы, против стальных клиньев холостых пазов ротора, имелись цвета побежалости. После демонтажа короткозамыкающих колец успокоительной обмотки оказалось, что четыре (из 16) стальных клина холостых пазов ротора имели обломы и подгары.

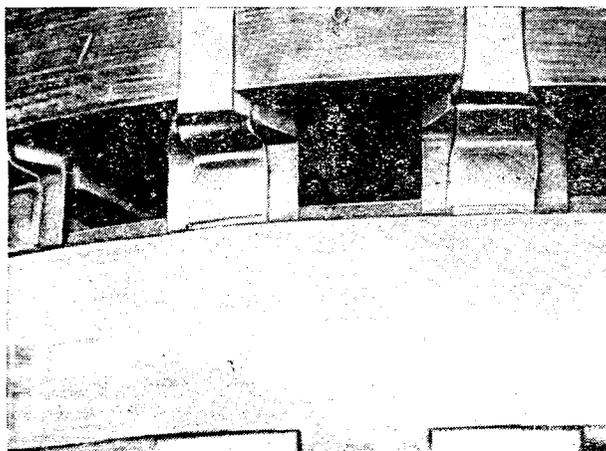


Рис. 2. Обрывы шинок успокоительной обмотки.

3. После травления массивных бандажей 10%-ным раствором азотной кислоты было замечено наличие волосяных трещин и подгаров в области посадочных мест носика: со стороны полумуфты — три волосяные трещины и с противоположной стороны ротора — одна волосяная трещина. Подгары, имевшие форму отпечатка шинок успокоительной обмотки, в большинстве случаев были поверхностными.

4. Ослабление пазовых клиньев, дистанционных прокладок и шпигатных бандажей лобовых частей, а также наличие сквозных трещин изоляции лобовых дуг обмотки статора.

Для устранения обнаруженных дефектов было принято решение:

а) удалить успокоительную обмотку ротора, обрезав клинья по выходе их из пазов;

б) заполнить миканитом пространство под носиком бандажа, освободившееся после удаления короткозамыкающих колец успокоительной обмотки, опрессовав его пресскольцами;

в) перематать средний проволочный бандаж стальной немагнитной проволокой диаметром 2 и 3 мм;

г) произвести частичный ремонт изоляции лобовых частей обмотки статора и уплотнить клинья статора.

Ремонт был произведен в следующем порядке¹.

С успокоительной обмотки ротора были: 1) удалены короткозамыкающие кольца в лобовых частях ротора; 2) обрезаны концы шинок в холостых пазах ротора; 3) обрезаны концы пазовых клиньев ротора; 4) удалены коробочки активной меди в среднем бандаже ротора.

Для обрезки концов пазовых клиньев необходимо было выбить все клинья ротора с обеих сторон лобовых частей обмотки ротора. Так как конструкция бочки ротора выполнена с наборными зубьями, выбивку клиньев можно было производить лишь последовательно, т. е. сначала только в одном пазу, с полным окончанием всех операций по этому пазу (выбивки, обрезки, запиловки, чистки и забивки на место клина), затем в следующем пазу и т. д.

Клин у конца бочки ротора застопоривался стопорными винтами для предотвращения возможности сдвига его в сторону носика бандажа.

После удаления успокоительной обмотки была произведена продувка, чистка и лакировка лобовых частей обмотки ротора, а также установлены новые изоляционные кольца между последними катушками и центрирующими кольцами. Подбандажная изоляция в лобовых частях обмотки ротора толщиной 4 мм, а также миканитовое кольцо для заполнения пространства под носиком бандажа толщиной 9 мм были выполнены из листов формовочного миканита толщиной 0,2—0,25 мм с применением многократной опрессовки и запечки.

При удалении успокоительной системы ротора были сняты внутренние коробочки активной меди этой системы в бандажном промежутке среднего бандажа ротора.

При подсчете заполнения бандажного промежутка на бочке ротора выяснилось, что можно усилить бандаж, используя свободные места в промежутке бочки, уложив бандажную проволоку диаметром 2 мм по 16 витков в каждом слое бандажа вместо 10 витков старого бандажа, что и было выполнено (рис. 3). Отдельные куски проволоки были спаяны между собой серебряным припоем,

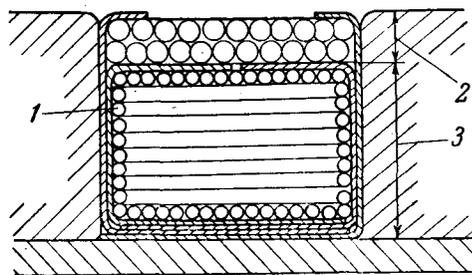


Рис. 3. Заполнение среднего бандажа после ремонта

1—внутренняя коробочка (красная медь толщиной 0,5 мм);
2— проволока диаметром 3 мм (2 слоя по 11 витков);
3— проволока диаметром 2 мм (10 слоев по 16 витков).

а все слои проволочного бандажа и забортовки коробочек — припоем ПОС-50.

При намотке среднего бандажа ротора была использована электролебедка грузоподъемностью 5 т, с помощью которой вращался ротор. Трос барабана лебедки одним концом наматывался на бочку ротора на длину, достаточную для намотки в один прием от четырех до пяти слоев бандажа. Скорость вращения бочки ротора при этом уста-

¹ Ремонт производился бригадой Киевэнергоремонта.

навливалась равной 1,6 об/мин, что соответствовало скорости подачи бандажной проволоки 0,066 м/сек. Плавность вращения ротора и скорость подачи бандажной проволоки, хотя и удовлетворяли условиям работы и качеству укладки проволоки, однако затрачивалось много непроизводительного времени на процесс намотки троса лебедки на бочку ротора.

Подача бандажной проволоки при намотке среднего бандажного ротора производилась через станок для намотки бандажной: натяжение проволоки осуществлялось с помощью подвески соответствующих грузов (рис. 4).

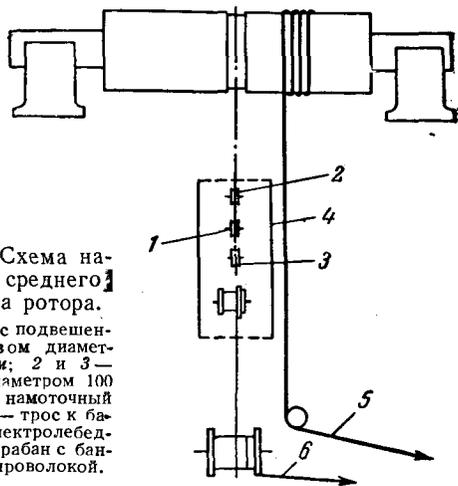


Рис. 4. Схема намотки среднего бандажного ротора.

1 — ролик с подвешенным грузом диаметром 87 мм; 2 и 3 — ролики диаметром 100 мм; 4 — намоточный станок; 5 — трос к барабану электролебедки; 6 — барабан с бандажной проволокой.

Станок имел автоматический рубильник, который отключался при чрезмерном натяжении бандажной проволоки, что обеспечивало равномерность натяга.

Волосяные трещины и места подгаров в области носика бандажного ротора были выведены путем выборки металла на всю глубину. Выборка металла производилась электродреелью с мелкозернистым карборундовым камнем.

В местах сквозных трещин и обрывов изоляции лобовых частей статора была произведена расчистка изоляции на конус по всему периметру сечения стержня, причем скос изоляции в каждую сторону от места повреждения принимался порядка 30—35 мм.

Расчищенное место окрашивалось серой эмалью и изолировалось черной лакотканью в полнахлест непрерывной лентой в шесть слоев с покрытием каждого слоя серой эмалью. Снаружи лакоткань изолировалась тафтяной лентой, пропитанной лаком № 462.

Одновременно был произведен ремонт пробитой при испытаниях гильзы стержня обмотки статора путем непрерывной намотки 12 слоев миканита толщиной 0,2 мм с запечкой его в прессформе при 130—135°С. Намотка миканита была произведена на расчищенную под конус (по 60 мм на сторону) изоляцию гильзы.

После ремонта стержня было проведено испытание изоляции гильзы напряжением переменного тока, равным 1,7 $U_{ном}$, а по укладке стержня в паз и установке клиньев напряжением 1,5 $U_{ном}$.

Несмотря на проведение крупных работ по ротору машины, с удалением большого количества металла балансировка ротора не была нарушена.

Инж. Б. К. Перец

Усиление крепления центрирующего кольца ротора турбогенератора

В турбогенераторах типа Т2-25-2 25 тыс. кВт, 3 000 об/мин старого исполнения крепление бандажного ротора на валу от аксиального смещения осуществлено шпильками размером 25 мм (рис. 1).

Опыт эксплуатации этих машин показал, что принятый ранее способ крепления бандажного ротора от аксиального смещения шпильками не обеспечивает надежности работы узла; при ослаблении натяга между бандажом и валом бандаж сминает резьбу шпилек и смещается (сползает) в акси-

альном направлении. При необходимости же снять бандаж шпильки приходится высверливать, так как большинство из них не вывинчивается. Поэтому при установке новых шпилек надо переходить на следующий размер резьбы. Процесс высверливания старых шпилек и установка новых очень трудоемкий.

На одном турбогенераторе типа Т2-25-2 25 тыс. кВт, 3 000 об/мин во время капитального ремонта генератора было установлено, что роторный бандаж со стороны турбины сместился в аксиальном направлении на величину более 1 мм. После снятия бандажного ротора на посадочных местах центрирующего кольца и на валу были обнаружены наклепы и следы контактной коррозии. Вмятины на посадочном месте вала под центрирующее кольцо доходили до 2,5 мм. Это указывало на то, что первоначальная величина натяга в узле бандаж — вал, установленная заводом-

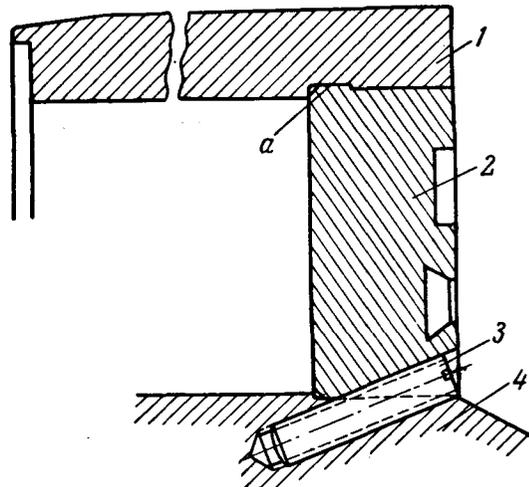


Рис. 1. Крепление бандажного стопорными шпильками. 1 — бандажное кольцо; 2 — центрирующее кольцо; 3 — стопорный винт 25 мм; 4 — вал.

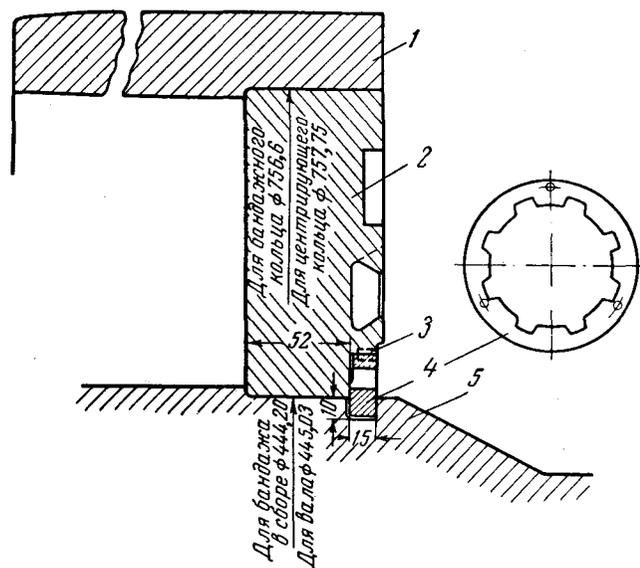


Рис. 2. Крепление бандажного стопорной звездочкой. 1 — бандажное кольцо; 2 — центрирующее кольцо; 3 — штифт; 4 — стопорная кольцевая звездочка; 5 — вал.

изготовителем турбогенератора, была недостаточной. В результате этого дефекта смещение роторного бандажного ротора в аксиальном направлении вызвало смятие резьбы стопорных шпилек. Все шпильки пришлось высверлить. В процессе ремонта в целях повышения надежности работы узла бандаж — вал и удобства съема при необходимости бандажного ротора центрирующее кольцо было заменено, а способ крепления центрирующего кольца на валу был изменен¹.

¹ Предложение инж. Ю. И. Азбукина и инж. С. И. Хазана.

Общий вид нового крепления бандажа на валу ротора стопорной звездочки показан на рис. 2.

Выполнение такого крепления бандажа и устранение обнаруженных дефектов в узле бандаж — вал потребовали проведения следующих работ²:

1. Изготовление нового центрирующего кольца из стали с пределом текучести не менее 65 кг/мм². При этом натяг между бандажем и валом был установлен в 0,83 мм.

2. Проверка на станке посадочного места бандажного кольца на центрирующее (посадка бандажного кольца на центрирующее выполнена без температурного пояса, выступ *a* на рис. 1).

3. Обработка, в связи с отсутствием упорных текстолитовых дисков, конца (носика) бандажного кольца, как показано на рис. 2.

4. Обработка посадочной поверхности вала (зубцов) под центрирующее кольцо до выведения вмятин и следов коррозии. Для получения чистой поверхности посадочного места вала пришлось его обработать по диаметру на 5 мм.

5. Проточка кольцевой шпоночной канавки в зубцах вала, как показано на рис. 2.

6. Изготовление стопорной кольцевой звездочки (рис. 2).

После посадки бандажа с центрирующим кольцом на вал в шпоночную канавку была заведена стопорная кольцевая звездочка, затем с помощью ключа последняя повернута до рабочего положения. В тангенциальном направлении звездочка застопорена к центрирующему кольцу цилиндрическим штифтом диаметром 6 мм, свободный конец которого был зачеканен.

Инж. С. И. Хазан

О повышении внутрибаковой изоляции выключателя ВМ-35

Измерение диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) вводов выключателей ВМ-35 в энергосистеме производится, как правило, при поднятых баках и лишь в случае, если диэлектрические потери превосходят установленную Техническим управлением МЭС норму, производится измерение их при опущенных баках.

Из данных испытаний за ряд лет установлено, что у большинства выключателей ВМ-35 величина диэлектрических потерь вводов при поднятых баках значительно выше утвержденных норм и в 3—4 раза превышает величину тех же потерь при измерении с опущенными баками. На основании этих измерений Служба изоляции давала заключение об увлажнении внутрибаковой изоляции выключателей ВМ-35, т. е. об увлажнении баковых фанерных экранов, и предписывала их сушку.

На запрос о возможных способах повышения внутрибаковой изоляции выключателей ВМ-35 Орггрэс рекомендовал сушку баковых фанерных экранов при помощи мощных электроламп в баках со спуском масла из них.

Указанный Орггрэс метод сушки фанерных экранов выключателей ВМ-35 в энергосистеме не был применен, так как он требовал длительного отключения линий, что по условиям работы потребителей сделать было невозможно.

В 1951 г. были проведены измерения величины сопротивления изоляции деионных решеток на вводах с высоким $\text{tg } \delta$, причем производились измерения каждой фибровой пластины по отношению к стяжному болту и между собой мегомметром 2500 в. Наблюдения показали, что у тех вводов, величина диэлектрических потерь которых превосходила норму, сопротивление изоляции деионных решеток было занижено и не превосходило 1000 мгом, а в некоторых случаях снижалось до 10 и даже до 0,5 мгом, тогда как у вводов с $\text{tg } \delta$ в пределах норм сопротивление изоляции деионных решеток было не менее 10 000 мгом.

В энергосистеме была организована сушка деионных решеток, имеющих сопротивление изоляции ниже 10 000 мгом, проваркой их в трансформаторном масле при 105—110° С в течение 3—4 час. Сушка заканчивалась, как только прекращалось выделение пузырьков из масла при той же температуре.

Контроль за состоянием изоляции деионных решеток в период сушки осуществлялся периодическими измерениями сопротивления изоляции мегомметром одной деионной решетки, имевшей худшую изоляцию. После сушки

² Работы проводились Мосэнергоремонт под руководством автора.

величина сопротивления изоляции решеток возрастала до 10 000 мгом и выше.

Последующие измерения диэлектрических потерь вводов выключателя ВМ-35, на которых деионные решетки подвергались сушке, произведенные при поднятых баках, показали резкое снижение $\text{tg } \delta$ (см. таблицу). Такие же результаты дала сушка деионных решеток и на других выключателях ВМ-35.

Изменение величины $\text{tg } \delta$ вводов выключателей ВМ-35 после сушки деионных решеток

Выключатель	Метод и время измерения	$\text{tg } \delta$ % вводов					
		1	2	3	4	5	6
1	До сушки с поднятыми баками	6,6	6,6	8,0	6,3	6,1	8,8
	То же без баков	2,5	2,9	2,4	2,5	2,1	3,6
	После сушки с поднятыми баками	2,8	2,2	2,4	2,0	2,5	3,9
2	До сушки с поднятыми баками	6,8	6,5	8,3	6,7	5,8	5,4
	То же без баков	2,2	2,4	3,0	2,3	1,5	2,0
	После сушки с поднятыми баками	2,3	2,4	2,7	2,3	Не сушили	
3	До сушки с поднятыми баками	7,6	7,0	7,75	7,5	6,95	6,25
	То же без баков	2,0	2,2	2,1	2,3	2,1	2,1
	После сушки с поднятыми баками	2,0	2,1	2,3	2,0	1,8	2,0
4	До сушки с поднятыми баками	7,1	6,9	8,3	7,0	7,6	7,7
	То же без баков	2,9	2,7	3,1	4,0	3,7	2,5
	После сушки с поднятыми баками	3,1	2,8	2,7	3,7	2,8	2,0
5	До сушки с поднятыми баками	5,6	6,5	8,2	6,1	8,2	6,8
	То же без баков	—	—	—	—	—	—
	После сушки с поднятыми баками	2,1	2,1	3,2	3,2	3,5	2,4

Указанным методом в энергосистеме была восстановлена внутрибаковая изоляция на 50% установленных выключателей ВМ-35.

Сушку деионных решеток следует производить совместно с их экранами, так как попытка восстановить внутрибаковую изоляцию одного выключателя типа ВМ-35 с проваркой только деионных решеток без экранов дала очень слабый эффект.

Инж. В. И. Муратова

Изменение коэффициента трансформации трансформаторов

Электростанция металлургического завода работала параллельно с энергосистемой, отдавая излишек мощности через два повысительных трансформатора ТД-15 000/35 по 15 тыс. кв, 6,3/38,5 ($\pm 2 \times 2,5\%$) кв.

Ввиду роста электрических нагрузок завода электростанция перестала выдавать мощность в энергосистему и характер работы трансформаторов 6,3/38,5 кв изменился. Они стали работать как понизительные, вследствие чего напряжение на шинах электростанции снизилось до 5,8—6 кв (даже после перестановки ответвлений в наименее положение — 36 575 в). Это крайне отрицательно сказалось на электроснабжении завода и препятствовало пол-

ному использованию генератора заводской электростанции. При остановке же генератора электростанции напряжение на шинах главного распределительного устройства снижалось до недопустимой величины — 5,6—5,7 кв. Выход из создавшегося положения работники станции нашли в изменении коэффициента трансформации трансформаторов путем устройства выводов дополнительных ответвлений.

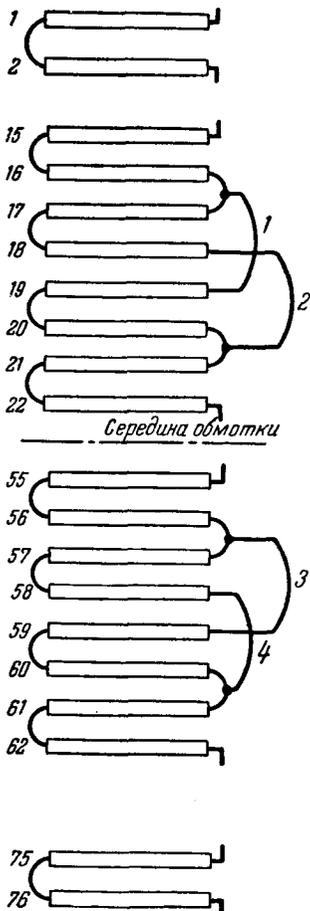


Рис. 1. Схема параллельного включения катушек высокого напряжения трансформатора ТД-15 000/35.

ельно включаемых катушек: 17-й + 18-й и 19-й + 20-й, а также 57-й + 58-й и 59-й + 60-й и т. д.

Предложенная переделка трансформаторов была осуществлена силами электростанции под руководством шеф-монтера завода.

Трансформаторы поочередно доставлялись на монтажную площадку, где производилась выемка сердечников, после чего отыскивались и намечались переходы между 18-й и 19-й и 58-й и 59-й катушками. Как в местах этих переходов, так и в соседних переходах между 16-й и 17-й и 20-й и 21-й катушками вскрывалась изоляция и после подачи на обмотку низкого напряжения трансформатора — напряжения 220 в проверялось равенство показаний вольтметров (со шкалой 30 в), а следовательно, и число витков в намеченных к параллельному включению катушках (рис. 2,а) обмотки высокого напряжения.

После этой проверки намеченные к разрезке наружные переходы между катушками отгибались наружу и разрезались, причем для удобства выполнения этой операции пришлось разобрать выводы к переключателям ответвлений.

Перерезанный конец 18-й катушки отгибался книзу и подсоединялся к переходу между 20-й и 21-й катушками, а проводник начала 19-й катушки отгибался вверх и подсоединялся к переходу между 16-й и 17-й катушками.

Для большей уверенности была проведена затем вторичная проверка равенства витков в соединяемых параллельно катушках включением тонкого волоска (диаметром 0,1 мм) согласно схеме рис. 2,б при подаче напряжения 220 в на низковольтную обмотку трансформатора.

Так как волосок не показал признаков нагрева, то отсутствие разности потенциалов было окончательно прове-

рено икл очением вместо волоска точного милливольтметра, изолированного от земли.

После проверки равенства суммарного числа витков в включаемых параллельно катушках намеченные места

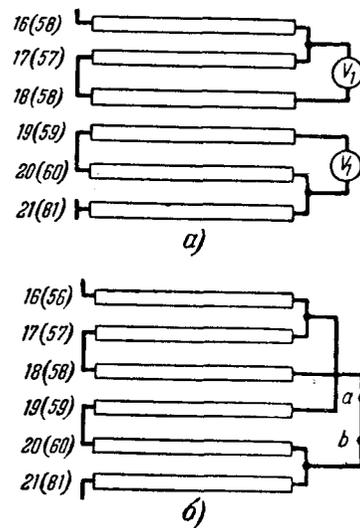


Рис. 2. Схема проверки равенства суммарного числа витков соединяемых параллельно катушек обмотки высокого напряжения трансформатора ТД-15 000/35.

соединения окончательно зачищались, обматывались бандажем из проволоки и паялись оловом при помощи электропаяльника.

Пайки зачищались, изолировались киперной лентой и лакировались, после чего была выполнена сборка разобраных выводов к переключателю ответвлений трансформатора, и сердечник был опущен в бак.

Все операции по перепайке трансформатора были выполнены за 7 час., причем за это же время были проверены все видимые пайки и крепления и изоляция стяжных болтов, произведена очистка и промывка маслом обмотки трансформатора, добавочно раскременены дистанционные прокладки между катушками и выполнены все прочие работы, входящие в объем капитального ремонта.

После окончательной сборки трансформаторы были доставлены в свои камеры и после испытания напряжением включены в работу.

Переделанные таким образом трансформаторы работают уже более года без каких-либо дефектов.

Измеренный новый коэффициент трансформации трансформаторов оказался очень близким к расчетному коэффициенту 36,320 (+2 × 2,66%) 6,3 кв. Напряжение на шинах главного распределительного устройства электростанции поднялось на 6% и удовлетворяет условиям нормального электроснабжения цехов.

Инж. А. Г. Рысс

Неправильная работа импедансной защиты с высокочастотной блокировкой

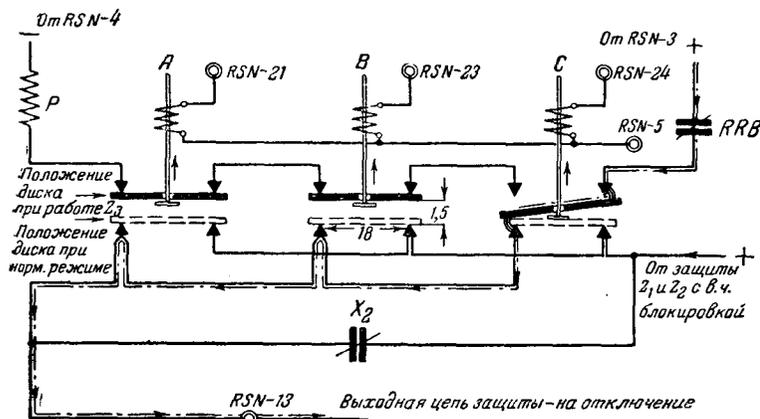
В энергосистеме произошла авария вследствие неправильной работы на отключение линии 110 кв импедансной защиты с высокочастотной блокировкой (защита фирмы Вестингауз).

В режиме, предшествовавшем работе защиты, линия перегружалась вследствие того, что другая линия 110 кв, питающая подстанцию, была отключена. Из-за этого на шинах подстанции было понижено и при этом периодически, иногда на довольно значительное время (10—20 мин.) срабатывали импедансные органы третьей зоны. В данной защите третья зона была отключена, а импедансные реле использовались только для запуска высокочастотной блокировки и схемы.

При отключении линии выпал только один общий блинкер в отключающей цепи.

Тщательная послеаварийная проверка показала полную исправность защиты и соответствие уставок импедансных реле заданным. Блинкеры выпадали правильно.

Лишь при испытании в условиях, аналогичных тем, которые предшествовали отключению, удалось выявить следующее.



Образование обходной цепи на отключение в схеме блокировки от качаний защиты с высокочастотной блокировкой фирмы Вестингауз.

На пределе трогания импедансных элементов третьей зоны, когда импеданс нагрузки плавно достигает величины уставки, реле Z_3 фазы C , находясь в сработавшем состоянии с очень малым моментом, вибрирует с амплитудой, незаметной для глаза, в результате чего малогабаритное промежуточное реле C блокировки от качаний повторяет эту вибрацию в виде прыгания якоря и сцепленного с ним контактного диска.

Контактный диск промежуточного реле сцеплен с якорем не жестко, а с возможностью свободного перекаса.

При прыгании (см. рисунок) контактный диск, перекашиваясь, может замыкать правый верхний контакт с нижним левым и тем самым создается цепь на выход защиты, минуя органы D , Z_1 и Z_2 . При этом выпадает только блинker в выходной цепи.

Замыканию обходной цепи способствовало искрение на верхних контактах промежуточного реле C (импедансные элементы фаз A и B сработали более надежно), происшедшее вследствие разрыва ими катушки реле P , а также малое расстояние между верхними и нижними контактами промежуточного реле, которое не регулируется и составляет 1,5 мм.

Вышеуказанное перекашивание диска не является закономерным, а происходит в произвольные моменты времени, при условии длительного запуска Z_3 , когда диск при вибрации принимает самые разнообразные положения.

В процессе проверки были отмечены три импульса и отключение в течение 1 ч. 30 м.

Указанная обходная цепь может создаваться при прыгании любого из трех промежуточных реле блокировки от качаний A , B и C при условиях, что одно или два других сработали (для реле фазы B — одно реле C , для реле фазы A — реле B и C).

В целях предупреждения повторения подобных случаев неправильной работы в цепи между зажимами RSN-3 — RSN-4, содержащей контакт RRB, контакты A , B и C и катушку реле P , производится изменение полярности постоянного тока путем переключения между собой концов данной цепи на этих зажимах.

Ф. Ф. Дерюгин

Эксплуатация изоляции сильно загрязняемой открытой подстанции 38 кВ

Открытая подстанция 38 кВ одной тэц расположена неудачно по отношению к дымовым трубам котельной и преобладающему направлению ветров, что приводит к очень тяжелым условиям эксплуатации ее, особенно при сырой погоде с морозящим дождем, при оттепели, тумане, мокром снеге, гололеде, резком потеплении зимой.

На подстанции произошло переключение на землю по среднему вводу трансформатора тока выключателя, перешедшее после срабатывания АПВ в трехфазное короткое замыкание с разрушением фарфоровых вводов трансформаторов тока.

Установленные в трех ячейках выключатели показали себя ненадежными в эксплуатации: фарфоровые изоляторы легко загрязняются и требуют частой очистки; в зимних условиях выключатель, имеющий более 30 шарнирных соединений, «замерзает» и, как правило, при морозе в 20—25°С не отключается ни от действия защиты, ни от руки.

Все это заставило пойти по пути замены импортных выключателей отечественными.

Наши отечественные выключатели ВМ-35, МКП-35 или МКП-76Д ведут себя гораздо лучше в эксплуатации, они имеют всего шесть изоляторов и требуют гораздо меньше времени и труда для их очистки.

Уносы котельной тэц особенно вредны для изоляторов подстанции при сильных ветрах (в смысле механического износа поверхности изоляторов). В сухую погоду частицы золы, представляющие собой маленькие кристаллы и остроугольные кусочки шлака, приобретают скорость ветра, доходящую по данным метеостанции весной 1950 г. до 40 м/сек, а весной 1951 г. — до 28 м/сек, и действуют на истирание поверхности изоляторов.

Абразивное действие уносов заметно на маслоуказательных стеклах и термометрах, установленных на подстанции, которые через несколько лет эксплуатации становятся матовыми, шероховатыми.

Механическому истиранию золой и химическому разведению раствором уносов подвергаются проводники подстанции, особенно алюминиевые. Глазурь на находящихся в эксплуатации более 5—10 лет изоляторах теряет блеск, становится матовой и к ней легче пристают зола и копоть при растопках котлов мазутом. Абразивное действие воды ухудшает электрические свойства изоляторов, делая их более подверженными загрязнению. Во время сырой погоды наблюдалось более интенсивное коронирование истертых золой изоляторов по сравнению с новыми изоляторами с неистертой глазурью, находящимися в одинаковых условиях на подстанции.

В сухом состоянии зола является малопроводящей; слой золы, скопившейся на поверхности изолятора, почти не ухудшает его диэлектрических свойств. Но с началом увлажнения (от дождя, брызг градира, тумана, мокрого снега или при оттепели) составные части золы растворяются в воде и становятся проводящими ток, что сейчас же замечается по появлению коронирования и, в худшем случае, пробую изолятора или перекрытию.

При неблагоприятных атмосферных условиях приходится почти ежедневно, а иногда и по нескольку раз в сутки чистить изоляторы подстанции.

Применяемый ручной метод очистки изоляторов от грязи мало эффективен. Он требует большой затраты труда и при особо неблагоприятной погоде не дает положительного результата, так как обтертые тряпками или щетками изоляторы сейчас же загрязняются, коронирование не уменьшается и поэтому возникает сомнение в целесообразности ручной очистки.

В дни гололеда, когда температура наружного воздуха держится около 0°С и поверхность изоляторов покрывается коркой льда, очистку производят тряпками, смоченными в горячем конденсате, с последующей протиркой изолятора насухо. Но слой льда оттаивает с трудом, вода быстро остывает, протирка насухо не всегда удается, и этот метод тоже нельзя считать эффективным.

Самым радикальным средством для избавления от возможных аварийных случаев при эксплуатации открытой подстанции, сильно загрязняемой уносами котлов, являлась бы замена открытого распределительного устройства 38 кВ закрытым, что значительно сократило бы расходы на его эксплуатацию и повысило бы надежность работы электростанции.

При применении воздушных и малообъемных масляных выключателей стоимость закрытых и открытых распределительных устройств становится практически одинаковой.

При закрытом распределительном устройстве 38 кВ отпадут затруднения, возникающие при производстве операций с маслом или при вскрытии аппаратуры в сырую погоду; затруднения, связанные с опасностью производства операций с разъединителями при сильных морозах, и т. д.

Инж. Н. А. Корж



**В Техническом управлении
Министерства**

О внедрении самосинхронизации генераторов и компенсаторов в качестве нормального способа синхронизации

За последние три года ЦНИЭЛ МЭС совместно с энергосистемами проделана большая работа по внедрению в практику эксплуатации способа самосинхронизации генераторов и синхронных компенсаторов.

Самосинхронизация применяется как нормальный способ на крупных генераторах электростанций, а также на некоторых подстанциях.

Одновременно проводилось внедрение самосинхронизации на электростанциях других министерств, где только применение этого способа позволило осуществить параллельную работу генераторов.

Схемы автоматической и полуавтоматической самосинхронизации генераторов, разработанные ЦНИЭЛ совместно с Теплоэлектропроектом и Гидроэнергопроектом, приняты для проектирования.

Реле разности частот типа ИРЧ, разработанное ЦНИЭЛ, показало надежную работу при изменении напряжения в пределах $0,5 \div 1,5 U_{ном}$ и частоты в пределах $40 \div 60$ пер/сек и с 1952 г. выпускается серийно заводом МЭП.

Проведены успешные опыты трехфазного автоматического повторного включения и самосинхронизации (АПВС) блока одноцепная линия передачи — трансформатор — генератор (синхронный компенсатор) на тупиковых гидроэлектростанциях в Узбекэнерго и на тупиковой подстанции в Ивэнерго.

В целях обеспечения дальнейшего широкого внедрения способа самосинхронизации Техническое управление предлагает (решение № 6/Э от 22 февраля 1952 г.).

1. Включать на параллельную работу способом самосинхронизации все гидрогенераторы и синхронные компенсаторы с разгонными двигателями, независимо от их мощности, и все турбогенераторы, работающие по схеме блока генератор — трансформатор.

2. При работе нескольких турбогенераторов на шины генераторного напряжения вопрос о возможности включения их способом самосинхронизации при нормальных условиях решать в каждом конкретном случае особо, т. е. после проведения соответствующих расчетов и испытаний.

3. В аварийных условиях все гидро- и турбогенераторы включать способом самосинхронизации.

4. Внедрять трехфазное автоматическое повторное включение и самосинхронизацию (АПВС) одиночных линий в блоке с трансформатором и генератором (или синхронным компенсатором) для тупиковых электростанций и подстанций.

5. Внедрить в 1952 г. в нормальную эксплуатацию способ самосинхронизации на электростанциях, где уже проведены необходимые подготовительные работы.

6. ЦНИЭЛ МЭС совместно с Теплоэлектропроектом и Гидроэнергопроектом разработать в 1952 г. типовые схемы АПВС для тупиковых электростанций, связанных с энергосистемой одиночной линии электропередачи.

7. ЦНИЭЛ МЭС разработать во II квартале 1952 г. типовую инструкцию по включению в сеть синхронных генераторов и компенсаторов способом самосинхронизации.

8. ЦНИЭЛ и Орггрэс оказывать техническую помощь электростанциям при разработке и наладке схем самосинхронизации и АПВС.

О схемах максимальной токовой защиты с одним реле серии ЭТ с раздельным включением обмоток

В выпущенном в 1951 г. противоаварийном циркуляре № 7/Э Техническое управление МЭС указывает, что в энергосистемах были отмечены случаи отказа максимальной токовой защиты, осуществленной одним реле типа ЭТ-521 по схеме с раздельным включением обмоток. Отказы защиты были вызваны вибрацией контактов реле при токе короткого замыкания.

Проведенные испытания реле типа ЭТ-511 и ЭТ-521 подтвердили, что в случае обтекания обмоток реле токами разных фаз, когда магнитные потоки, создаваемые этими токами, сдвинуты по фазе на некоторый угол, возникновение вибрации более вероятно, чем в случае обтекания обеих обмоток реле током одной фазы. Эти испытания показали также, что устранение вибрации требует тщательной регулировки, сложной проверки и в отдельных случаях даже замены реле.

В связи с этим Техническое управление МЭС указанным циркуляром предлагает:

1. Во вновь выполняемых защитах, как правило, не применять однорелейных схем с раздельным включением обмоток токового реле.

2. Имеющиеся в эксплуатации схемы защиты с раздельным включением обмоток токового реле во всех случаях, когда это допустимо по чувствительности защиты, переделать на схемы с включением реле на разность токов.

3. В остающихся в эксплуатации, а также во вновь выполняемых (в отдельных случаях) схемах защиты с раздельным включением обмоток токового реле:

а) реле испытывать на отсутствие вибрации при включении каждой из обмоток в отдельности и при встречном их включении (когда магнитные потоки, создаваемые током в каждой из обмоток, сдвинуты на 180°);

б) испытания производить при изменении тока от тока срабатывания реле до тока, соответствующего максимальному току короткого замыкания (указанные испытания производить подъемом тока плавом до максимального значения, а также включениями толчком с разной величиной тока — с интервалами по величине через 0,1 от максимального значения тока);

в) реле, имеющие неустраняемую вибрацию, заменять. О всех случаях неустраняемой вибрации реле следует сообщать в Техническое управление МЭС с указанием конкретной схемы и методики испытаний, а также мер, которые принимались для устранения вибрации.

В циркуляре оговорено, что реле в схемах с включением обмоток на разность токов при наладке должны проверяться на отсутствие вибрации.

□ □ □

Проф. Ю. В. Буткевич, доц. А. А. Васильев, проф. А. А. Глазунов, доц. И. Я. Гумин, инж. С. А. Геликонский, доц. М. В. Метлина, Электрическая часть станций и подстанций, под редакцией заслуженного деятеля науки и техники проф. А. А. Глазунова, издание 3-е, переработанное, М. Л., Госэнергоиздат, 1951 г., 744 стр.

Содержание рецензируемой книги, предназначаемой в качестве учебника для энергетических институтов и факультетов, может быть разделено на две части: в первой излагаются сведения об аппаратуре (преимущественно высокого напряжения), а во второй части помещен материал, относящийся к установкам электрической части станций. Изложению предшествует введение, в котором дается краткая история развития практической электротехники в Советском Союзе и устанавливается приоритет русских электротехников в области электрического освещения, создания первых конструкций электрических ламп, электродвигателей, трансформаторов и передач электрической энергии.

Здесь же показывается в историческом разрезе рост электрических станций СССР, начиная с дореволюционного периода, и материалы, иллюстрирующие огромные темпы электрификации нашей страны после Великой Октябрьской социалистической революции.

Материал по высоковольтной аппаратуре следует непосредственно после введения.

В главах I и II рассматриваются вопросы, связанные с нагревом аппаратов и токоведущих частей при нормальных режимах и при коротком замыкании. Дается методология тепловых расчетов однородных проводников при длительном нагреве их с учетом явлений поверхностного эффекта и эффекта близости. Затем рассматривается методика расчетов нагрева однородных проводников при коротком замыкании и электродинамического воздействия между токоведущими частями.

В главе III излагается теория работы электрических контактов и дается описание различных способов выполнения жестких, гибких, скользящих и роликовых соединений, а также различных конструкций контактов.

В главе IV рассматривается теория электрической дуги и излагаются различные методы гашения электрических дуг в отключающих аппаратах.

В следующих пяти главах (V—IX) последовательно дается материал по аппаратуре распределительных устройств: выключатели и приводы, рубильники, магнитные пускатели и автоматы, предохранители высокого и низкого напряжения, разъединители для внутренней и наружной установки, реакторы и измерительные трансформаторы.

В главе X рассматриваются расчетные условия и схемы для выбора аппаратов и токоведущих частей и дана методика выбора аппаратуры, шин и кабелей. Приведены числовые примеры по выбору каждого из видов оборудования и материалов.

После изложения всех сведений об аппаратах и их выборе в главе XI даются основные сведения о работе энергетических систем и понятие об их структуре. Рассмотрены графики нагрузок и способы их построения и методы регулирования графиков нагрузок электрических станций и энергосистем.

В этой же главе даны краткие сведения о ремонтах машин и резервах мощности на электрических станциях и в энергосистеме. Рассмотрены также режимы работы нейтральной электрической системы.

Глава XII посвящена схемам электрических соединений станций и подстанций. Приведены основные требования к схемам и даны описание и анализ различных схем для электростанций с генераторным и повышенным напряжением и для электростанций, отдающих всю энергию на повышенном напряжении.

В этой же главе приведены материалы по выбору трансформаторов на электростанциях и понизительных подстанциях с иллюстрацией числовыми примерами.

Глава XIII посвящена собственным нуждам электрических станций. Приведены материалы о выборе типа,

мощности и характеристик электродвигателей, о проверке их на нагревание пусковыми токами, о поведении электродвигателей при коротких замыканиях и при кратковременных потерях питания.

Здесь же рассматриваются различные способы питания собственных нужд станций и дано описание различных способов регулирования производительности механизмов собственных нужд.

В главе XIV излагаются сведения о применении свинцово-кислотных и сталеникелевых, щелочных аккумуляторных батарей, приведены схемы распределения энергии постоянного тока и детали установки аккумуляторов. Материал иллюстрирован числовыми примерами.

Глава XV посвящена вопросам системы управления, контроля и сигнализации на электрических станциях, выбору контрольно-измерительных приборов, принципам выполнения схем вторичных цепей. В заключительной части главы приведено описание конструкций щитов управления.

В главе XVI дается описание конструкций распределительных устройств низкого и высокого напряжения. Рассмотрены также различные конструкции комплектных распределительных устройств, комплектных трансформаторных подстанций и комплектных токопроводов.

В конце главы приведены основные правила сооружения распределительных устройств и дано описание размещения электрических сооружений на территории электростанции или подстанции.

В приложениях к книге даны характерные параметры основной аппаратуры распределительных устройств и таблицы длительно допустимых токов на голые шины, провода и изолированные силовые кабели.

Весь материал книги по сравнению с предыдущим (вторым изданием) коренным образом обновлен, что составляет несомненную заслугу авторского коллектива.

Большим достоинством книги является весьма удачное, сжатое и вместе с тем дающее все основные принципиальные понятия изложение принципов работы и конструкции коммутационных аппаратов.

Удачно изложены вопросы собственных нужд электрических станций и устройств для управления, контроля и сигнализации на электрических станциях и подстанциях. Обычно именно эти вопросы излагаются в курсах «Электрические станции» недостаточно полно и систематично.

Вместе с тем мы считаем, что совершенно необоснованно исключены из учебника такие важнейшие элементы электрической части станций и подстанций, как устройство и установка генераторов с воздушным, и особенно с водородным охлаждением, устройство и установка синхронных компенсаторов с воздушным и водородным охлаждением на подстанциях, особенности выполнения и установки современных мощных трансформаторов, канализация больших потоков силовых и контрольных кабелей, в зданиях и на территории электростанций и подстанций. Отсутствие такого материала может повести к образованию у учащегося существенных пробелов в представлении о важнейших элементах электрической части станций и подстанций.

Следует также отметить, что детальность изложения сведений по отдельным элементам электрической части не всегда соответствует значению этих элементов. Некоторые разделы, как например «Установки постоянного тока», заняли непропорционально большое место в книге. Имеется также значительное число повторяющихся сведений в главах, написанных разными авторами.

С другой стороны, ряд вопросов освещен в книге недостаточно полно. Например, на стр. 244 указывается, что номинальный вторичный ток трансформаторов тока может быть и не равен 5 а. Следовало объяснить, чем могут быть вызваны потребности в меньших или больших номинальных вторичных токах, и область применения таких необычных трансформаторов тока.

Указание о том, что для соединения распределительного устройства с трансформатором или генератором используются шины и кабели, следовало дополнить сведениями о соединениях, осуществляемых голыми проводами, что является одним из типовых решений в последние годы.

При рассмотрении схемы соединений электростанции с двумя повышенными напряжениями следовало подчеркнуть, что в Советском Союзе большая часть сетей 110 и 220 кВ связываются через трехобмоточные трансформаторы, используемые также для выдачи мощности генераторов, а не с помощью отдельных трансформаторов 110/220 кВ. Эта последняя форма связи весьма неудобна, так как она требует дополнительной трансформаторной мощности.

При выборе типа электродвигателя для собственных нужд следовало отметить, что для котельной целесообразно применение совершенно закрытых электродвигателей.

При выборе напряжения для питания двигателей небольшой мощности нужно было бы указать, что в настоящее время принято напряжение 380 в, а не 500 в, и привести соображения, по которым это сделано.

При анализе режимов работы батарей было бы целесообразно указать на необходимость периодических глубоких разрядов и зарядов для батарей, работающих в режиме постоянного подзаряда.

Ряд новых технических решений, обеспечивающих большую надежность и экономичность работы установок, не нашел отражения в книге. Так, например, в главе VI упомянуто о конструкциях предохранителей, обеспечивающих автоматическое повторное включение.

Сообщая о профильных конструкциях шин (стр. 309), дающих лучшее использование металла ошиновки, авторы не привели материала о других способах повышения использования проводникового материала, а именно: увеличение расстояния между полосами в пакете шин или расположение полос по сторонам многоугольника.

В разделе, рассматривающем режим работы нейтральной электрической системы, ничего не сказано о ремонте линий электропередачи под напряжением как о средстве, позволяющем обеспечить питание потребителя при наличии одиночных линий электропередачи, и о схеме два провода — земля, могущей быть целесообразно примененной в некоторых случаях.

При рассмотрении способов секционирования мощностью реакторов сборных шин генераторного напряжения совершенно необходимо было упомянуть о применении расщепленного реактора и о его свойствах.

Следовало бы отметить, что современные мощные трансформаторы (стр. 701) снабжаются тележками с поворотными катками, благодаря чему избегается необходимость сооружения отдельной тяжелой трансформаторной тележки.

Освещение отдельных вопросов не отражает современной практики строительства и эксплуатации. Для примера укажем, что при установке групп из однофазных трансформаторов уже в течение последних 10 лет в Советском Союзе не применяется никаких переключательных устройств, и замена выводимых в ремонт фаз предусматривается путем перекатки. Таким образом, рекомендация (стр. 424) выполнения переключательных устройств является устаревшей.

В типовых подстанциях с реактированными линиями на стороне 6—10 кВ сборные шины в настоящее время обычно не секционируются. Повышение надежности питания потребителей обеспечивается тем, что обе системы шин находятся постоянно в работе и связаны шиносоединительными выключателями.

Приведенная схема с секционным выключателем на одной из систем шин (фиг. 12-50) является излишне дорогой.

Наконец, изложение некоторых вопросов неточно, а иногда и не вполне правильно освещает действительное положение дела. Так, например, неверно приведенное на стр. 278 указание о выборе сечения сборных шин, исходя из мощности, равной 0,7 от мощности цепей, питающих секцию. Обычно принимается сечение сборных шин в 0,7 от мощности наиболее крупного источника питания, присоединенного к секции, а не от суммарной мощности цепей, питающих секцию.

Указание на стр. 673 о том, что осмотр аппаратов комплектных распределительных устройств невозможен,

неправильно ориентирует учащихся: осмотр аппаратов таких устройств возможен при выкатке выключателей. Здесь следовало указать, что именно благодаря выкатке выключателей обеспечиваются наилучшие условия для осмотра наиболее ответственного элемента всякого распределительного устройства — его выключателя.

Характеризуя достоинства комплектного распределительного устройства, следовало бы конкретно указать, насколько уменьшаются затраты времени на его изготовление и сборку по сравнению с обычным устройством.

Описывая свойства схем электростанций с одной системой шин (стр. 375), авторы приводят несколько неправильных утверждений. В периодической печати¹ было уже показано, что применение одной секционированной системы шин с присоединением каждого генератора и трансформатора двумя выключателями к секциям распределительного устройства приводит к удорожанию устройства, а не к удешевлению, как об этом пишут авторы, и была достаточно точно указана целесообразная область применения схемы с одной системой шин, а именно, электростанции и понизительные подстанции относительно небольшой мощности. Между тем из учебника следует, что схема с одной системой шин должна применяться, как правило, повсеместно, что не соответствует действительности.

Указание на стр. 376 о том, что при нормальной эксплуатации электростанции одна из двух систем сборных шин является свободной, также не соответствует действительности. Обследование большого числа электростанций, проведенное Теплоэлектропроектом, показало, что при наличии двух систем шин обе системы находятся под напряжением и между ними распределены генераторы и трансформаторы, связывающие электростанцию с энергосистемой. К резервной системе шин присоединены, помимо трансформатора, связывающего станцию с энергосистемой, также и резервные источники питания собственных нужд электростанции и часть потребителей. Такой режим работы обеспечивает меньший ущерб от аварии на одной из систем шин.

Мостиковые схемы применяются не только на тупиковых подстанциях, но и на транзитных. Таким образом, указание, приведенное на стр. 452, не отражает действительности.

Указание на стр. 493 о том, что «если воздух для охлаждения двигателя забирается снаружи, то в системе охлаждения должна быть предусмотрена установка калориферов для подогрева воздуха при низких наружных температурах», неверно: нигде на электростанциях СССР это не делается, и, как показала практика, не требуется.

На стр. 712 говорится, что разрыв между зданием распределительного устройства генераторного напряжения и главным зданием в 15—20 м определяется требованиями пожарной безопасности. Это указание совершенно неверно: с точки зрения пожарной безопасности распределительное устройство генераторного напряжения могло бы быть построено непосредственно к главному зданию. Разрыв в 25—30 м определяется не требованиями пожарной безопасности, а размещением в нем подземных коммуникаций (водоводов, ливнеотводов и пр.) и дорог.

Перед авторским коллективом стояла задача исключительной трудности: дать достаточно полное и вместе с тем сжатое изложение по очень большому числу вопросов, возникающих при проектировании электрической части станций и подстанций. Поэтому следует считать, что приведенные замечания несколько не умаляют больших достоинств этой интересной и безусловно полезной книги.

Рецензент считает, что в книге в основном правильно отражена выработанная советскими энергетиками система инженерных взглядов, обеспечивающая наибольшую надежность работы и удобство эксплуатации электрических установок и всей энергосистемы при одновременной экономичности работы.

Инж. Л. И. Двоскин

¹ См. «Электрические станции», 1951, № 1, стр. 36—46.

Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и давать другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в тексте не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. **Официальный материал должен быть заверен соответствующими организациями. Статьи работников научно-исследовательских организаций, предприятий и учреждений должны иметь разрешение руководства.**

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 165, редакции журнала «Электрические станции».



Цена 8 руб.