

621.311(05)

Э-45

ЖС-4949

ЭЭ лектрические станции

7-12



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1953

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

7

июль
1953

Орган Министерства электростанций
и электропромышленности СССР

24-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Выполнение плана капитального строительства — важнейшая задача строителей-энергетиков	3
В. Г. Качкин — Наладка эксплуатации прямоточного котла с вертикальными экранами	6
С. Д. Кронгауз — Экономия тепловой и электрической энергии в системах отопления и теплоснабжения промышленных зданий	9
Н. Г. Залогин — О проектировании батарейных циклонов	15
П. С. Михайленко — Аммиачный метод очистки дымовых газов от сернистых соединений	20
С. С. Берман — Циркуляционное водоснабжение с воздушными поверхностными охладителями	25
Ю. И. Азбукин — Динамическая балансировка роторов по измерениям фазы небаланса	27
В. Б. Кулаковский — Использование силовых и измерительных трансформаторов в качестве испытательных	30
Н. Е. Иогансон и И. Г. Кузичкин — Дистанционное управление на электростанциях без применения мощных аккумуляторных батарей	33
О. В. Суслов — Схема синхронизации на линейных выключателях	36
В. И. Погарский — Анализ повреждаемости и профилактики кабельных линий и прокладок	38
Г. В. Вечхайзер и Ч. М. Джуварлы — О параллельном включении двух конденсаторных батарей	42

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Ю. Ф. Кузавев и Ю. Л. Маршак — Из опыта изготовления шиповых экранов	44
А. С. Бабенко и А. Н. Романов — Из опыта применения крупнопанельных блоков	46
Е. С. Динер — Применение портала при монтаже турбин	47

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

В. А. Нахалов — Особенности эксплуатации золоуловителей типа "Центробежный скруббер ВТИ"	48
С. Н. Макарин — Улучшение работы шлаковых подпоров	49

Д. А. Савиновский, Т. Б. Стюнкель и Е. М. Якимец — О комплексном методе определения жесткости воды	50
И. К. Пичугин — Рекарбонизационная установка малой производительности	51
Н. Е. Селькин — Устранение неравномерной выработки шеек валов роторов турбин и генераторов	52
К. А. Худабашев — Повышение вибрации турбогенератора из-за дефекта соединительной муфты	53
В. Б. Сертаков и В. А. Смилович — Улучшенная схема включения электролитических конденсаторов в колонках автоматического регулирования электрохимической системы ЦКТИ	54
Г. Е. Даниелян — Отключение разъединителями зарядных токов и токов нагрузки	55
Ф. Ф. Дерюгин — Универсальные измерительные клещи для вторичных цепей	56
М. А. Смирнов — Переделка приводов типа РБА	56
Л. Н. Воронов — Устройство для отбора напряжения от конденсаторов связи	56

ХРОНИКА

В Техническом управлении по электростанциям	58
Об инструкциях для оперативного и обслуживающего персонала энергосистем, электростанций и электросетей	58
О повторном включении линий электропередачи	58
Об улучшении эксплуатации воздушных выключателей	58
В Управлении капитального строительства	58
Об инструкции по составлению технологических карт на монтаж электротехнического оборудования	58

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Ю. А. Якуб — Продольная емкостная компенсация линий электропередачи 220 кв	59
--	----

КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

И. Г. Баженов и Б. И. Шейнин — Рецензия на книгу В. Н. Юренева "Промышленные паротурбинные электрические станции"	63
---	----

□ □ □

ВОЛОГОДСКАЯ
ОБЛАСТНАЯ
БИБЛИОТЕКА



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Р. М. Бондарев, П. Н. Владимир, П. Г. Гаврилов, И. П. Давыдов, С. И. Молоканов,
С. Г. Мхитарян, А. М. Некрасов, Роман, Д. Г. Чижов
редактор Д. Г. Чижов

ВЫПОЛНЕНИЕ ПЛАНА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА — ВАЖНЕЙШАЯ ЗАДАЧА СТРОИТЕЛЕЙ-ЭНЕРГЕТИКОВ

Советские энергетики-строители в 1952 г. добились новых успехов в области дальнейшего увеличения мощностей энергетических предприятий. В прошлом году освоено капиталовложений на 23% больше, чем в 1951 г., и введено новых энергетических мощностей по турбинам на 22% и по котлам на 15% больше, чем в 1951 г.

Мощные средства механизации позволили значительно увеличить объемы выполненных массовых и трудоемких работ на строительствах с высоким уровнем механизации.

Уровень механизации земляных работ доведен до 94%; бетонных работ — до 98,4% по приготовлению и 93,4% по укладке. Шире применялась механизация на погрузочно-разгрузочных работах по строительным материалам и конструкциям.

Улучшение организации производства обеспечило повышение производительности труда в строительстве по сравнению с 1951 г. более чем на 13%.

В 1953 г. строители должны освоить значительно больше, чем в 1952 г., капиталовложений и увеличить ввод новой турбинной и котельной мощности, линий электропередачи и подстанций. Для выполнения возросшей программы требуется выполнить земляных работ до 160 млн. м³, уложить около 5 млн. м³ бетона и смонтировать более 250 тыс. т металлоконструкций.

Для осуществления этих задач в энергетическом строительстве проведены большие мероприятия по улучшению руководства и организации работ.

В связи с укрупнением министерств произведена реорганизация и укрепление главных строительного-монтажных управлений с повышением их роли и ответственности.

Путем внедрения типовых проектов значительно улучшено дело обеспечения строек проектно-сметной документацией, что дает возможность сократить объем проектирования в 2—3 раза. Из 21 наименования зданий и сооружений тепловой электростанции типизировано 18, или 80%, и полностью типизированы все временные здания.

В типовых проектах учтено все новое, достигнутое за последние годы в строительной технике. Применение сборного железобетона доведено по

подземному хозяйству главных корпусов электростанций до 50%; по разгрузочному устройству — до 100%; разрабатывается применение крупноблочного и крупнопанельного заполнения стен главного корпуса и промышленных сооружений. Почти полностью исключено применение гибкой арматуры, с заменой ее жесткими каркасами и сварными сетками, что дает снижение расхода металла на 4—5% и трудозатрат — на 25—30%. Стальные каркасы главных корпусов и других сооружений проектируются и изготавливаются только цельносварными, что дает экономию в трудозатратах на изготовлении и сборке и сокращает расход металла на 1 м³ здания. Уже в 1953 г. по типовым проектам будет выполняться 65—75% объемов работ на строительстве тепловых электростанций.

В освоении строительных площадок много времени и сил отнимает сооружение мелких подсобных и вспомогательных производств.

С целью сокращения на строительных площадках объема работ по сооружению временных производств и максимального внедрения индустриальных методов строительства построено и ведется строительство ряда заводов и производственных баз. Это даст возможность уже в этом году перенести с площадок на заводы в значительных количествах изготовление металлоконструкций, железобетонных изделий, котельно-вспомогательного оборудования, трубопроводов и других изделий.

Так как строительство некоторых временных промышленных сооружений и подсобных производств все же неизбежно, то с целью сокращения сроков и индустриализации строительства организовано изготовление в заводских условиях сборно-разборных инвентарных бетонных заводов, передвижных котельных и электроподстанций.

Разработаны проекты и в 1953 г. начато изготовление в заводских условиях комплектных сборно-разборных временных мастерских, складов, гаражей и других зданий с металлическими каркасами и щитовой обшивкой стен и кровли. Это мероприятие даст возможность резко сократить сроки освоения площадок и удешевить строительство.

Для вновь открываемых строительных площадок создан и непрерывно увеличивается парк передвижных общежитий, что обеспечивает временное расселение первых партий рабочих и дает возможность улучшить бытовые условия рабочих строительства.

Проведение указанных мероприятий дало возможность строительным организациям Министерства повысить темпы освоения средств и ввод новых мощностей. В итоге за I квартал 1953 г. по сравнению с I кварталом 1952 г. освоение капиталовложений составило 108%; строительно-монтажные работы — 111%; ввод турбинной мощности — 212,8% и паровых котлов — 103,8%.

Наряду со значительным улучшением работы строительных организаций Министерства в I квартале текущего года имели место и серьезные недостатки, приведшие к невыполнению плана строительно-монтажных работ, ввода новых энергетических мощностей и заданий по себестоимости.

Крайне неудовлетворительно работали в I квартале 1953 г. Главэлектросетьстрой, выполнивший план строительно-монтажных работ лишь на 72%, и его тресты Арзамасский, Ульяновский и Донбасский, а также Главюзэнергострой, выполнивший план строительно-монтажных работ только на 74,4%.

Ряд строительных главков и многие строительные организации не выполнили задания по снижению себестоимости строительства. Удорожание работ за I квартал 1953 г. против плана составило: по Главэнергострою — 20,3%, по Главюзэнергострою — 19,5%, по трестам: Ульяновскому — 34,2%, Арзамасскому — 26,7% и Моэнергострою — 28,39%.

Анализ работы отстающих строительных организаций показывает, что основными причинами невыполнения плана работ и ввода новых энергетических мощностей являются: плохая подготовка строителей к работе в зимних условиях, неудовлетворительная организация работ, плохое использование строительных механизмов и невыполнение задания по повышению уровня механизации трудоемких работ, неудовлетворительное внедрение скоростных и индустриальных методов строительства.

Руководители главков и строек недооценили важности выполнения плана по внедрению новой техники и комплексной механизации строительных работ. Планом предусмотрено значительное повышение уровня механизации земляных, бетонных и штукатурных работ, а также монтажа металлоконструкций. Эти работы составляют более 40% всех трудозатрат, и повышение уровня механизации их должно повысить производительность

труда рабочих в целом по Министерству примерно на 5%.

Погрузочно-разгрузочные работы составляют в среднем около 15% от всех трудозатрат в строительстве, и задание по механизации этих работ должно обеспечить повышение производительности труда в целом по энергетическому строительству на 2%. Однако в I квартале это задание по увеличению уровня механизации строительных, монтажных и погрузочно-разгрузочных работ не выполнено.

Наряду со значительным невыполнением задания по повышению уровня механизации строительных и погрузочно-разгрузочных работ имеет место большое недоиспользование строительных механизмов. Простои, например, одноковшевых экскаваторов ввиду необеспеченности их работой составили в I квартале 1953 г. 29,2%, а время пребывания их в ремонте — 75% ко времени полезной работы.

Фотографией рабочего дня экскаваторов на строительстве одной грэс установлено, что из всего рабочего времени полезное использование этих механизмов составляет 41%, остальное время они простаивают по причинам: ожидания автотранспорта, неподготовленности фронта работ и подъездных дорог, перебоев с подачей электроэнергии и непродуманности схем организации экскаваторных работ.

В результате низкого уровня использования строительных машин ряд главных управлений и строителей имеет большие перерасходы по их эксплуатации. Только по 7 типам строительных машин из-за недоиспользования их в I квартале 1953 г. потеряно против установленных норм 49 тыс. машиночел, что привело к перерасходу по эксплуатации их более 4,5 млн. руб.

На большинстве строек электростанций и сетей рост производительности труда сдерживается из-за плохого использования имеющихся средств механизации; имеют место нетерпимые факты небрежного и бесхозяйственного отношения к оборудованию. Некоторые руководители предприятий вместо обеспечения надлежащего использования средств механизации и повышения за этот счет производительности труда нередко организуют работу по-старинке, с широким применением ручного труда.

Невыполнение задания по повышению уровня механизации трудоемких работ потребовало дополнительных затрат ручного труда, что привело к снижению производительности труда. В результате выработка на одного рабочего в I квартале 1953 г. составила: по Главэнергострою 88,5%, Главэлектросетьстрою 85,2%, Главюзэнергострою 83,1%.

На ряде строек имеет место неудовлетворительная организация труда и использования рабочей силы. На Каховской и Иркутской гэс рабочее время отдельных бригад распределяется следующим образом: полезная работа составляет 76,4% времени, скрытые простои по вине руководителей участков и стройки — 17,5%, прочие простои — 6,1%. Простои рабочих чаще всего вызваны несвоевременной подачей материалов, автотранспорта, электроэнергии или неполучением указаний технического персонала. Такие простои, как правило, компенсируются в рабочих нарядах приписками объемов фактически невыполненных работ.

Ликвидация указанных недостатков требует принятия решительных мер.

Товарищ Маленков в отчетном докладе XIX съезду КПСС указал, что «Задача партийных, хозяйственных и профсоюзных организаций состоит в том, чтобы быстрее устранять причины, мешающие росту производительности труда, и обеспечивать во всех отраслях народного хозяйства, на каждом предприятии, на каждом производственном участке выполнение и перевыполнение заданий по росту производительности труда. Надо решительно устранять недостатки в деле использования имеющейся у нас богатой техники, настойчиво проводить в жизнь программу комплексной механизации и автоматизации производственных процессов, шире внедрять во все отрасли народного хозяйства новейшие достижения науки и техники, систематически совершенствовать формы и методы организации труда и производства, улучшать использование рабочей силы». Эти указания выполняются рядом руководителей строительных организаций неудовлетворительно.

Планом внедрения комплексной механизации и новой техники в строительстве на 1953 г. предусмотрен скоростной метод строительства ряда важнейших электростанций, нескольких линий электропередачи и 308 тыс. м² жилой площади. Для осуществления задания проведен ряд круп-

ных мероприятий, однако в I квартале 1953 г. заданный план строительно-монтажных работ выполнен лишь пятью скоростными стройками; не выполнено задание и по скоростному строительству жилых зданий. Руководители главных управлений, трестов и строек к организации скоростного строительства отнеслись формально, и лишь на стройках, где руководители проявляют инициативу к внедрению новых методов организации работ и труда, имеются хорошие результаты.

Неудовлетворительно внедряются новые виды эффективных материалов. План внедрения в I квартале текущего года горячекатаной стали выполнен на 39,7%, сварных сеток и несущих арматурных каркасов — на 51,2%, асбоцементных листов — на 24%, бетонных пустотелых камней — на 64,4%. От внедрения указанных материалов в I квартале получена экономия в 1 млн. руб. против 3,7 млн. руб., предусмотренных планом.

Партия и правительство неоднократно подчеркивали необходимость опережающего развития энергетики в целях более полного удовлетворения растущих потребностей народного хозяйства и бытовых нужд населения в электроэнергии и увеличения резерва в энергетических системах. Поэтому совершенно нетерпимым является отставание в выполнении плановых заданий по капитальному строительству, и особенно по вводу новых энергетических мощностей.

Третий год пятой пятилетки является для энергетиков важнейшим годом в обеспечении выполнения директив XIX съезда партии о создании мощной энергетической базы, являющейся основой для построения коммунистического общества.

Строители и монтажники-энергетики, вооруженные богатым опытом в строительстве, мощными средствами механизации и окруженные повседневной заботой партии и правительства, обязаны выполнить поставленные перед ними пятилетним планом задачи.

□ □ □

Наладка эксплуатации прямоточного котла с вертикальными экранами

Инж. В. Г. Качкин

В течение 1951—1952 гг. на одной из электростанций проводилась наладочная эксплуатация прямоточного котла с вертикальными экранами производительностью 165 т/час, рабочим давлением 100 ат, температурой перегретого пара 500°С и температурой питательной воды 102 ÷ 215°С. Схема пароводяного тракта котла показана на рис. 1.

Поверхности нагрева котла включены в следующей последовательности: опорные трубы, поддерживающие стойки змеевиков водяного экономайзера, и трубы подвесной системы; водяной экономайзер; подвесная система крепления переходной зоны; радиационная часть; переходная зона; радиационный пароперегреватель; конвективный пароперегреватель.

Радиационная часть котла образована 13 последовательно включенными вертикальными панелями труб. Пар, выходящий из последней (13-й) панели радиационной части, имеет влажность 15 ÷ 20%. В переходной зоне пар перегревается до 360 ÷ 370°С, а в радиационном пароперегревателе — до 470 ÷ 485°С.

Между радиационным и конвективным пароперегревателями включен впрыск воды, предназначенный для регулирования конечной температуры перегретого пара. По углам топочной камеры, работающей на воркутском угле Печорского бассейна, в два яруса размещены восемь двухканальных горелок.

Система пылеприготовления котла оборудована двумя шаровыми барабанными мельницами

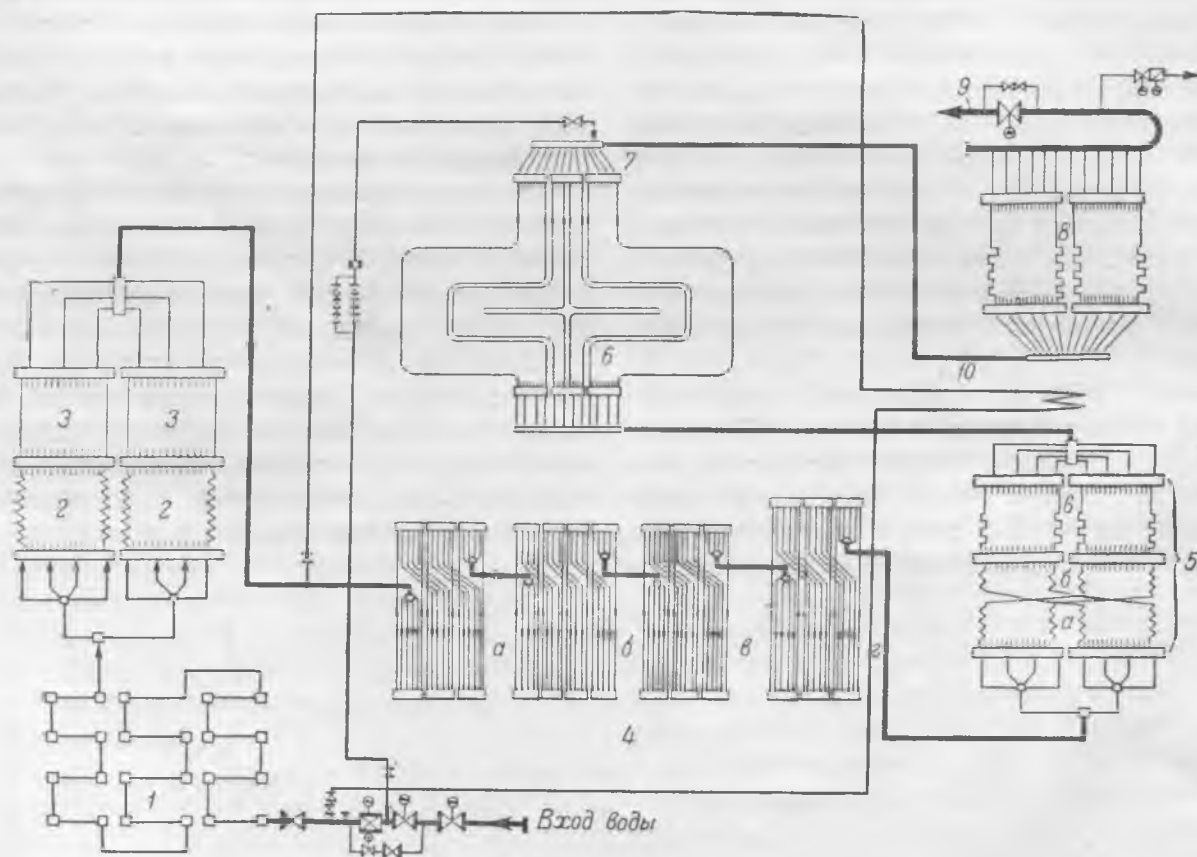


Рис. 1. Схема пароводяного тракта котла до реконструкции.

1 — опорные трубы водяного экономайзера 216×32 и 191×18 мм; 2 — водяной экономайзер; две секции по 48 змеевиков 32×4,5 мм; 3 — подвесная система крепления переходной зоны, две секции по 48 подвесных труб 32×5 мм; 4 — радиационная часть: а и в — левая и правая стенки по 3 панели по 43 трубы в каждой; б — передняя стенка, 4 панели по 37 труб; г — задняя стенка, 3 панели по 49 труб (подъемные трубы 38×4 мм, опускающие трубы 108×10 мм); 5 — переходная зона: а, б и в — нижняя, средняя и верхняя части по 2 секции по 48 змеевиков в каждой из труб 38×4 мм; 6 — радиационный пароперегреватель, 146 труб 34×4,5 мм; 7 — 12 пароперепускных труб 108×12 мм; 8 — конвективный пароперегреватель, 2 секции по 44 змеевика в каждой из труб 38×5,5 мм; 9 — главный паропровод; 10 — импульсная трубка.

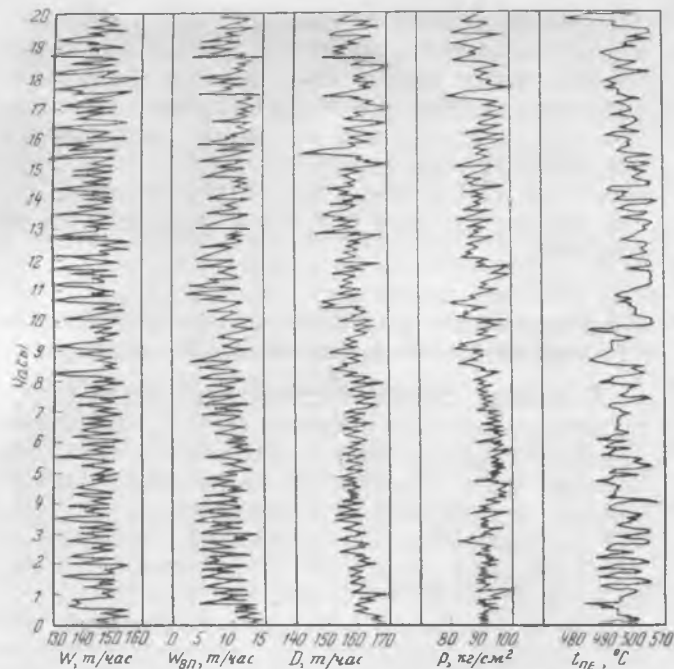


Рис. 2. Показание приборов, регистрирующих параметры котла, до реконструкции.

W —расход воды по регистратору; $W_{сп}$ —расход воды на впрыск;
 D —расход пара; p —давление пара; $t_{пс}$ —температура перегретого пара.

типа Ш-10-250/390, двумя мельничными вентиляторами, двумя промежуточными бункерами пыли и восемью шнековыми питателями пыли. Котлоагрегат, как правило, работает в блоке с турбиной высокого давления типа ВТ-25-4.

В первый период наладочной эксплуатации котлоагрегат работал недостаточно надежно и устойчиво, это видно из рис. 2. Тепловыделение в топочной камере было крайне неравномерным, вследствие чего параметры пара и нагрузка турбогенератора изменялись в значительных пределах. Кроме того, наблюдались разрывы труб радиационного пароперегревателя и экранов задней стенки топочной камеры, обуславливавшие частые остановки котла.

Наладочные работы, проведенные в содружестве с Конструкторским бюро Главэнергомонтажа¹, обеспечили повышение надежности, устойчивости и экономичности котлоагрегата.

Устранение разрывов труб радиационного пароперегревателя

В период наладочной эксплуатации температура пара на выходе из радиационного пароперегревателя, изготовленного из труб 15ХМ 32 × 4,5 мм ($H = 374 \text{ м}^2$), превышала расчетную величину и достигала $485 \pm 490^\circ \text{C}$. Температура пара на выходе из отдельных труб радиационного пароперегревателя, главным образом его левой панели, достигала $560 \pm 570^\circ \text{C}$.

Наблюдавшаяся значительная тепловая разверка труб определялась выбором при проектировании повышенной величины тепловосприятия радиационного перегревателя. Кроме того, значи-

¹ От Конструкторского бюро активное участие в работах принимал инж. В. М. Биман.

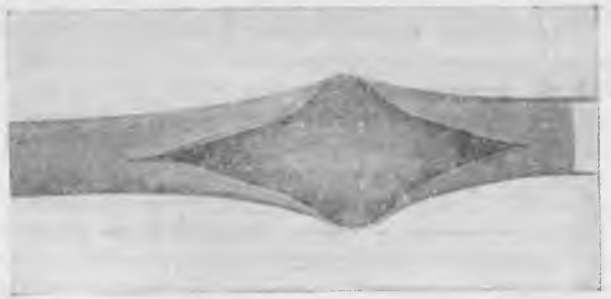


Рис. 3. Трубка радиационного пароперегревателя, поврежденная до его реконструкции.

тельное влияние на тепловую разверку труб оказало неравномерное распределение пара по параллельно включенным панелям радиационного пароперегревателя (расход пара через левую панель труб был меньше, чем через правую). Вследствие этого на трубах левой панели радиационного перегревателя в короткий срок появлялись отдулины и разрывы (рис. 3), характерные для явления ползучести металла.

В рассматриваемый период впрыск воды для подрегулировки конечной температуры перегрева вводился в среднем в количестве $10 \pm 12\%$ от нагрузки котла.

Для достижения надежной работы котла необходимо было прежде всего понизить среднюю температуру пара на выходе из радиационного пароперегревателя. С этой целью было смонтировано устройство для дополнительного впрыска воды перед радиационным перегревателем. При расходе воды на дополнительный впрыск, составляющем 6—8% от нагрузки котла, температура пара за радиационным перегревателем понизилась на $70\text{—}80^\circ \text{C}$, и наблюдавшиеся ранее разрывы труб стали редким явлением.

Пользование дополнительным впрыском, однако, было неудобным, так как его ручной привод был размещен на расстоянии 3 м от щита котла. Кроме того, сохранилась недостаточная равномерность распределения пара по параллельно включенным панелям труб радиационного перегревателя.

С целью более радикального улучшения работы радиационного перегревателя одна его средняя панель труб за счет соответствующего изменения схемы (рис. 4) была включена как нулевая панель котла, являющаяся радиационным экономайзером. При этом вся вода из подвесной системы направлялась в нулевую панель труб и лишь затем — в 1-ю панель котла.

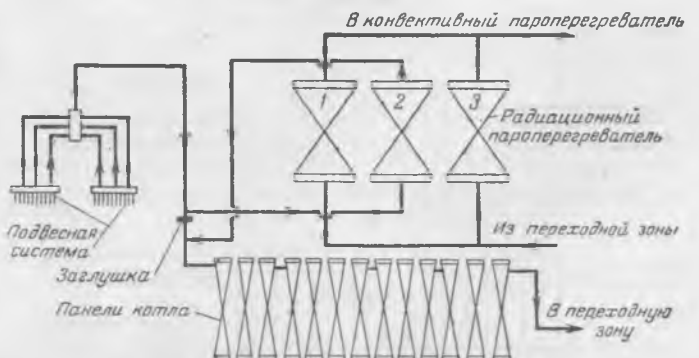


Рис. 4. Переключение средней панели радиационного пароперегревателя (2) на нулевую панель котла.

Указанное мероприятие уменьшило поверхность нагрева радиационного перегревателя на 125 м^2 , вследствие чего при расходе воды на впрыск перед конвективным перегревателем до 5% от нагрузки котла средняя температура пара за радиационным перегревателем понизилась до $400\text{--}420^\circ\text{С}$. Кроме того, вследствие уменьшения тепловосприятия и числа параллельно включенных панелей радиационного перегревателя существенно уменьшилась тепловая разверка труб.

После проведения описанных реконструктивных мероприятий разрывы труб радиационного перегревателя полностью прекратились.

Устранение разрывов труб экранов задней стенки котла

После осуществления реконструкции радиационного перегревателя и повышения температуры питательной воды до 215°С появились разрывы труб 13-й панели радиационной части котла. Как показали произведенные измерения, опускные и подъемные трубы 13-й панели работали при значительной тепловой разверке. Распределение температур по опускным и подъемным трубам характеризуется следующими данными (номера труб обозначены по ходу рабочего тела):

Опускные трубы: № 1— 370°С , № 2— 315°С , № 3— 290°С , № 4— 300°С .

Подъемные трубы: № 1— 370°С , № 2— 370°С , № 3— 365°С , № 4— 370°С , № 5— 230°С , № 6— 277°С , № 7— 293°С .

Из приведенных данных видно, что две опускные трубы и несколько крайних подъемных труб 13-й панели выдавали перегретый пар и, следовательно, в этих трубах могло происходить отложение солей, вызывавшее недопустимое повышение температуры металла и разрывы труб. При некоторых режимах работы перегретый пар выдавали не только трубы 13-й панели, но и отдельные трубы 12-й панели.

Основной причиной значительной тепловой разверки труб 12-й и 13-й панелей радиационной части являлось неравномерное распределение влаги по длине входного коллектора 12-й панели. Вследствие этого имело место неравномерное распределение пара и влаги по опускным трубам между 12-й и 13-й панелями, что обуславливало перегрев пара в группе крайних труб 13-й панели.

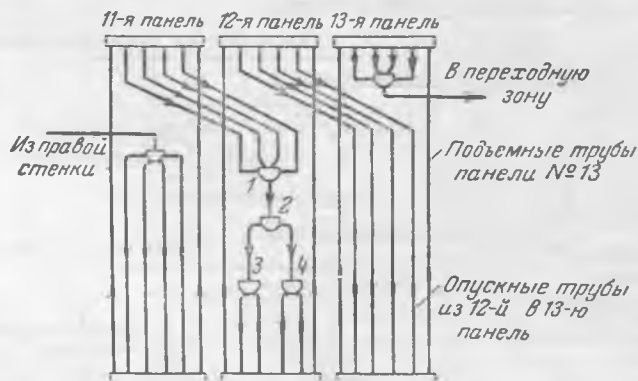


Рис. 5. Схема установки дополнительных смесителей 1, 2, 3, 4 между 11-й и 12-й панелями задней стенки котла.

Для повышения надежности работы труб 12-й и 13-й панелей радиационной части на опускных трубах между 11-й и 12-й панелями были установлены смесительные паукообразные коллекторы (рис. 5). Осуществление этого мероприятия устранило тепловую разверку опускных и подъемных труб 12-й и 13-й панелей радиационной части, вследствие чего полностью прекратились их разрывы.

Повышение равномерности тепловыделения в топочной камере

В первый период эксплуатации котла тепловыделение в топочной камере было крайне неравномерным. При постоянной скорости вращения питателей пыли температура газов перед конвективным перегревателем изменялась на $\pm(60\div70)^\circ\text{С}$, содержание CO_2 в газах—на $\pm(3\div4)\%$, давление пара—на $\pm 10 \text{ ат}$ и температура пара—на $\pm(10\div12)^\circ\text{С}$ (см. рис. 2).

Одной из причин неравномерной работы топки являлась нестабильная производительность питателей пыли. Передача от электродвигателя к шнеку питателя пыли осуществлялась плоскими ремнями, которые систематически вытягивались и проскальзывали по шкивам.

Осуществление передачи с помощью клинообразных ремней и канавочных шкивов (рис. 6) обеспечило устойчивую работу питателей пыли, однако и при этих условиях тепловыделение в топочной камере было недостаточно равномерным. Последующие наладочные работы позволили выявить и устранить причины неравномерной работы топки.

Котлоагрегат, как правило, работал при четырех включенных питателях пыли (всего было установлено восемь питателей), что определялось их большой производительностью.

При этих условиях вследствие повышенной концентрации пыли в потоке первичного воздуха на горизонтальных участках пылепроводов происходило отложение пыли с последующим периодическим выдуванием ее в топочную камеру котла.

Исследования с помощью специальных тягочеров-щупов показали, что при повышении концентрации пыли в первичном воздухе до $0,5\div0,6 \text{ кг/м}^3$, вследствие возрастания сопротивления пылепровода, уменьшается расход первичного воздуха и происходит осаждение пыли. Это явление наблюдалось во всех пылепроводах в разные моменты времени, через каждые $5\div15$ мин.

Для уменьшения концентрации пыли в потоке первичного воздуха необходимо было включить в работу все восемь питателей пыли. С этой целью производительность питателей пыли была уменьшена на $25\div30\%$ за счет уменьшения диаметра шнека и установки рубашки в корпус шнека.

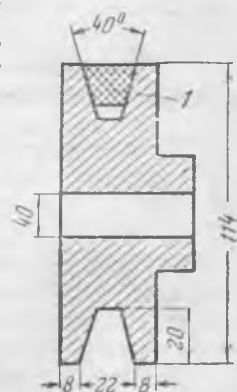


Рис. 6. Клиноременная передача для питателя пыли. 1—прорезиненный клинообразный ремень трапециевидного профиля $22\times13,5 \text{ мм}$.

Расчет производительности питателя пыли проводился по формуле

$$Q = 60 \frac{\pi D^4}{4} n s \psi \gamma c \text{ т/час},$$

где Q — производительность одного шнека, т/час;
 D — наружный диаметр пера шнека, м;
 s — шаг пера шнека, м;
 n — скорость вращения шнека, об/мин;
 γ — насыпной вес пыли, т/м³ (принят 0,7 т/м³);
 ψ — коэффициент заполнения шнека (принят 0,8),
 c — коэффициент, зависящий от угла наклона шнека (для горизонтального размещения $c = 1$).

В соответствии с результатами расчета диаметр шнека был уменьшен со 145 до 125 мм, а в корпус шнека была установлена рубашка длиной 900 мм, наружным диаметром 150 × 10,5 мм и внутренним — 129 мм, что обеспечило зазор между шнеком и корпусом питателя 4 мм (на диаметр).

Переделка питателей пыли позволила включать все восемь питателей при работе котла на любой нагрузке.

Оседание пыли в пылепроводах с последующим выдуванием в топочную камеру прекратилось, и значительно повысилась равномерность тепловыделения в топочной камере, что иллюстрируется рис. 7.

Нормализация режима работы топки обеспечила устойчивое поддержание параметров пара и, кроме того, привела к повышению к. п. д. котла на 1 ÷ 1,5 %.

Выводы

Г. Эксплуатационный коллектив электростанции в содружестве с проектной организацией значительно повысил надежность работы прямоточного котла с вертикальными экранами.

2. В ходе наладочных работ потребовались изменения схемы пароводяного тракта, что сви-

детельствует о недостаточной совершенности первоначальной конструкции котла.

3. При наладке топочного режима следует обращать серьезное внимание на концентрацию пыли в потоке первичного воздуха, учитывая возможность отложения пыли в пылепроводах и периодического ее выдувания в топочную камеру.

4. Переделка шнековых питателей пыли с уменьшением диаметра шнека и установкой рубашки в корпус шнека полностью себя оправдала и может быть рекомендована как средство уменьшения производительности питателей пыли.

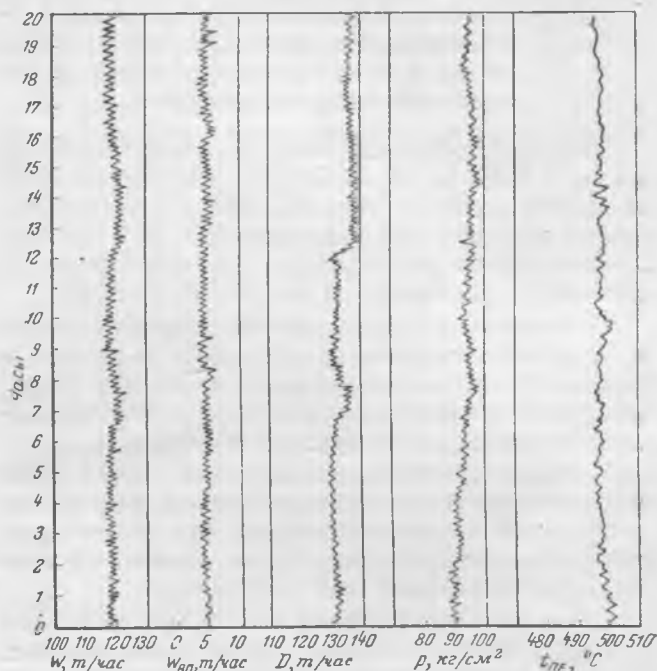


Рис. 7. Показания регистрирующих приборов котла, после реконструкции.

W — расход воды по регистратору; $W_{вп}$ — расход воды на впрыск;
 D — расход пара; p — давление пара; $t_{пс}$ — температура перегретого пара.

□ □ □

Экономия тепловой и электрической энергии в системах отопления и теплоснабжения промышленных зданий

Канд. техн. наук С. Д. Кронгауз

Расчетный расход тепла для целей отопления и вентиляции промышленного предприятия при заданном (расчетном) перепаде температур воды в тепловой сети определяет количество воды, которое должно быть получено от энергоснабжающей системы.

Режим потребления тепла, поступающего от энергоснабжающей системы, практически зависит в основном не только от температур наружного воздуха, характеристики зданий и режима работы цехов, но и от наличия и величины тепловыделений от производственных процессов.

В существующих предприятиях действительный расчетный расход тепла при расчетной тем-

пературе наружного воздуха может быть определен путем испытаний по методике, предложенной автором¹.

Расход тепла, который должна обеспечить энергоснабжающая система для отопления при расчетных температурах внутри помещения и наружного воздуха, можно определить из выражения

$$Q_o = Q_{у.в} (t_{вн} - t_n) - (Q_{Тп} + Q_{пр}) \text{ ккал/час}, \quad (1)$$

¹ С. Д. Кронгауз, Методика определения параметров систем теплоснабжения промышленных зданий, "За экономию топлива", 1952, № 7.

где $Q_{у.в}$ — удельные потери тепла зданием на 1°C разности температур помещения и наружного воздуха, состоящие из суммы удельных теплопотерь ограждениями ($Q_{у.з}$) и воздухом, отсасываемым вытяжной вентиляцией ($Q_{у.в}$) ккал/час град ;

$t_{\text{вн}}$ — расчетная температура помещения;

$t_{\text{н}}$ — расчетная температура наружного воздуха;

$Q_{T.п}$ — количество тепла, поступающего в здание от посторонних источников, ккал/час ;

$Q_{нр}$ — расчетный расход тепла приточной вентиляцией при расчетных температурах воды в подающей магистрали и наружного воздуха, ккал/час .

Расходы тепла системой отопления промышленного здания, не имеющего тепловыделений от посторонних источников, при отсутствии вытяжной и приточной вентиляции можно принять в первом приближении пропорциональным разности температур помещения и наружного воздуха.

Наличие постоянных тепловыделений (помимо отопления) и периодическая работа вытяжной и приточной вентиляции значительно влияют на режим расхода тепла системой отопления при изменении температуры наружного воздуха.

Принимаем, что основным типом нагревательных приборов в системах отопления промышленных зданий являются калориферы, в которых коэффициент теплопередачи не зависит от температуры теплоносителя.

Если местными нагревательными приборами (ребристыми и гладкими трубами) покрывается небольшая часть отопительной нагрузки промышленного здания, то можно с достаточной точностью распространить приведенные ниже зависимости для воздушных систем отопления и на ту часть отопления, которая покрывается местными приборами.

Введем для дальнейшего изложения следующие обозначения:

$Q = Q_o + Q_T$ — суммарное количество тепла, поступающего в здание при расчетных температурах воды в подающей магистрали $t_{p.н}$ и наружного воздуха $t_{\text{н}}$ (Q_o — тепло, поступающее в здание от системы отопления при тех же расчетных температурах воды и воздуха; Q_T — тепловыделения от всех источников помимо отопления — от производственных процессов, освещения, людей, в том числе и от приточной вентиляции при расчетной температуре наружного воздуха);

Q_p и Q_1 — потери тепла зданием через ограждающие конструкции, с инфильтрацией, с нагревом воздуха в объеме, отсасываемом вытяжными системами, соответственно при расчетной или при произвольной температурах наружного воздуха

($t_{\text{н}}$ или $t_{\text{н}}'$) и при расчетной температуре воздуха помещения ($t_{\text{вн}}$);

$t_{p.н}$ и $t_{\text{н}}$ — расчетная температура воды в подающей магистрали, соответствующая расчетной или произвольной температуре наружного воздуха;

$X_T = \frac{Q'}{Q}$ — коэффициент теплопроизводительности системы теплоснабжения здания, равный отношению действительной теплопроизводительности системы теплоснабжения (Q') при данной температуре воды в подающей магистрали ($t_{\text{н}}'$) и произвольной температуре наружного воздуха ($t_{\text{н}}'$) к расчетной теплопроизводительности системы теплоснабжения Q при $t_{p.н}$ и $t_{\text{н}}$;

$x = \frac{Q_o'}{Q_o}$ — коэффициент теплопроизводительности системы отопления, равный отношению действительной теплопроизводительности системы отопления (Q_o') при данных температурах воды ($t_{\text{вн}}'$) и воздуха до агрегатов ($t_{\text{вн}}'$) к расчетной (Q_o) при расчетных температурах воды и воздуха до агрегатов ($t_{p.н}$ и $t_{\text{вн}}$).

Индексом „штрих“ обозначены действительные параметры системы, отличные от расчетных (при данной температуре наружного воздуха $t_{\text{н}}'$ или при расчетной $t_{\text{н}}$).

Испытание систем теплоснабжения зданий предприятий позволяет выяснить требуемое количество тепла, которое должна обеспечить система отопления для поддержания заданной температуры воздуха помещения. Однако на практике может оказаться, что система отопления в сумме с тепловыделениями и приточной вентиляцией, при расчетной температуре наружного воздуха установит температуру воздуха в помещениях, отличную от расчетной.

В данной статье рассмотрен тепловой режим здания с водовоздушным отоплением, когда система отопления и тепловыделения обеспечивает расчетную температуру воздуха помещения при расчетной температуре наружного воздуха. За недостатком места выводы формул опущены.

Тепловой режим здания может быть определен с помощью следующей основной формулы, отражающей взаимосвязь, существующую в элементах системы теплоснабжения здания:

$$\frac{x_T}{a} = \frac{t_{\text{н}}' - t_{\text{н}} + \delta(t_{p.н} - t_{\text{вн}})}{a[t_{p.н} - t_{\text{н}} + \delta(t_{p.н} - t_{\text{вн}})]}, \quad (2)$$

где a — отношение теплопотерь здания при произвольной температуре наружного воздуха $t_{\text{н}}'$ к расчетным теплопотерям при $t_{\text{н}}$ или коэффициент теплопотерь

$$\alpha = \frac{Q_1}{Q_p} = \frac{t_{вн} - t'_н}{t_{вн} - t'_н} \quad (3)$$

$\beta = \frac{Q_T}{Q_o}$ — отношение количества тепла, доставляемого посторонними тепловыделениями, к количеству тепла, поступающего из системы отопления.

Формула (2) представляет отношение количества тепла, фактически поступающего в здание при произвольных температурах наружного воздуха ($t'_н$) и воды в подающей магистрали ($t'_{п.н}$) и при наличии тепловыделений, к количеству тепла, которое требуется для обеспечения нормальной температуры воздуха помещения ($t_{вн}$) при той же температуре наружного воздуха.

Определив из формулы (2) коэффициент теплопроизводительности системы теплоснабжения (X_T), можно подсчитать фактическую температуру воздуха в помещении из выражения

$$t'_{вн} = X_T(t_{вн} - t'_н) + t'_н \quad (4)$$

Затем можно установить фактический коэффициент теплопроизводительности системы отопления из выражения

$$\frac{x}{a} = \frac{t'_н - t'_{вн}}{a(t_{п.н} - t_{вн})} \quad (5)$$

Формула (5) представляет отношение количества тепла, действительно поступившего из системы отопления при фактической температуре воздуха в помещении ($t'_{вн}$) и данной температуре воды в подающей магистрали ($t'_{п.н}$), к количеству тепла, которое должно поступать при нормальной температуре воздуха в помещении ($t_{вн}$) и той же температуре наружного воздуха.

Действительную температуру воды, выходящей из отопительной системы, можно определить из выражения

$$t'_0 = t'_н - x(t_{п.н} - t_0) \quad (6)$$

Таким образом, на основании формул (2) — (6) можно определить для любого периода отопительного сезона действительные расходы тепла и температуры в системе теплоснабжения и отопления здания при наличии тепловыделений, приточной и вытяжной вентиляции.

Как видно из формулы (2), при расчетных температурах наружного воздуха, когда $t'_н = t_{п.н}$, $t'_н = t_н$ и $\frac{Q_1}{Q_p} = 1$, коэффициент теплопроизводительности системы теплоснабжения (X_T) равен единице, т. е. система теплоснабжения (отопление и тепловыделение) дает расчетное количество тепла и обеспечивает нормальную температуру воздуха в помещении.

С повышением температуры наружного воздуха (при сохранении лишь одного централизованного качественного регулирования отпуска тепла) коэффициент теплопроизводительности системы теплоснабжения, отнесенный к коэффициенту теплопотерь $\left(\frac{X_T}{a}\right)$, растет. Это означает, что температура воздуха в помещении становится выше расчетной и появляется бесполезный расход тепла. На основании выведенных формул можно построить номограммы, которые дадут возмож-

ность графически определить параметры системы теплоснабжения при различных значениях тепловыделений и температур воды и воздуха, не прибегая к расчетам.

Для того чтобы экономить тепловую энергию в системах отопления, электроэнергию для привода вентиляторов отопительных агрегатов и одновременно снижать расход циркуляционной воды при повышении температур наружного воздуха, необходимо установить для каждой системы отопления:

1) каков требуемый коэффициент теплопроизводительности системы отопления при заданной температуре наружного воздуха, при данных тепловыделениях и при сохранении расчетной температуры воздуха в помещении;

2) какой относительный расход воды должен быть в системе отопления, чтобы соблюдать расчетный график температур обратной воды, соответствующий системам отопления, не имеющим тепловыделений;

3) какую часть отопительных агрегатов необходимо отключать при тех же условиях и при централизованном регулировании температуры воды в подающей магистрали.

Требуемый коэффициент теплопроизводительности системы отопления при совместной работе отопления и тепловыделений, при заданных температурах наружного воздуха и воды в подающей магистрали и при соблюдении расчетной температуры воздуха в помещении может быть найден из выражения

$$x = \frac{(t_{п.н} - t_{вн})(a + \alpha\beta - \alpha)}{t'_н - t'_н - a(t_{вн} - t_н)} \quad (7)$$

после чего легко определить требуемые коэффициенты расхода воды или количества работающих агрегатов (если они равны по производительности) из выражения

$$y = \frac{x}{a} \quad (8)$$

где x — коэффициент теплопроизводительности — определяется по формуле (7);

a — коэффициент теплопотерь — определяется по формуле (3).

Формулы (7) и (8) позволяют построить графики для определения требуемых коэффициентов расхода тепла, расхода воды и количества отключаемых агрегатов при наличии тепловыделений. На рис. 1 приведен такой график, построенный для систем, работающих по температурному графику для воздушного отопления с расчетными температурами $t_{п.н} = 130^\circ\text{C}$, $t_н = -30^\circ\text{C}$ и $t_{вн} = 16^\circ\text{C}$ при $t_0 = 70^\circ\text{C}$, для тепловыделений, составляющих от 10 до 90% расчетных теплопотерь здания. Способ пользования этим графиком виден из следующего примера.

Тепловыделения от производственных процессов составляют 20% расчетных теплопотерь здания, определяемых при температуре наружного воздуха -30°C . Остальные 80% теплопотерь покрываются отопительными агрегатами. При температуре наружного воздуха $t'_н = -7^\circ\text{C}$ ($\frac{Q_1}{Q_p} = 0,5$) температура воды в подающей магистрали

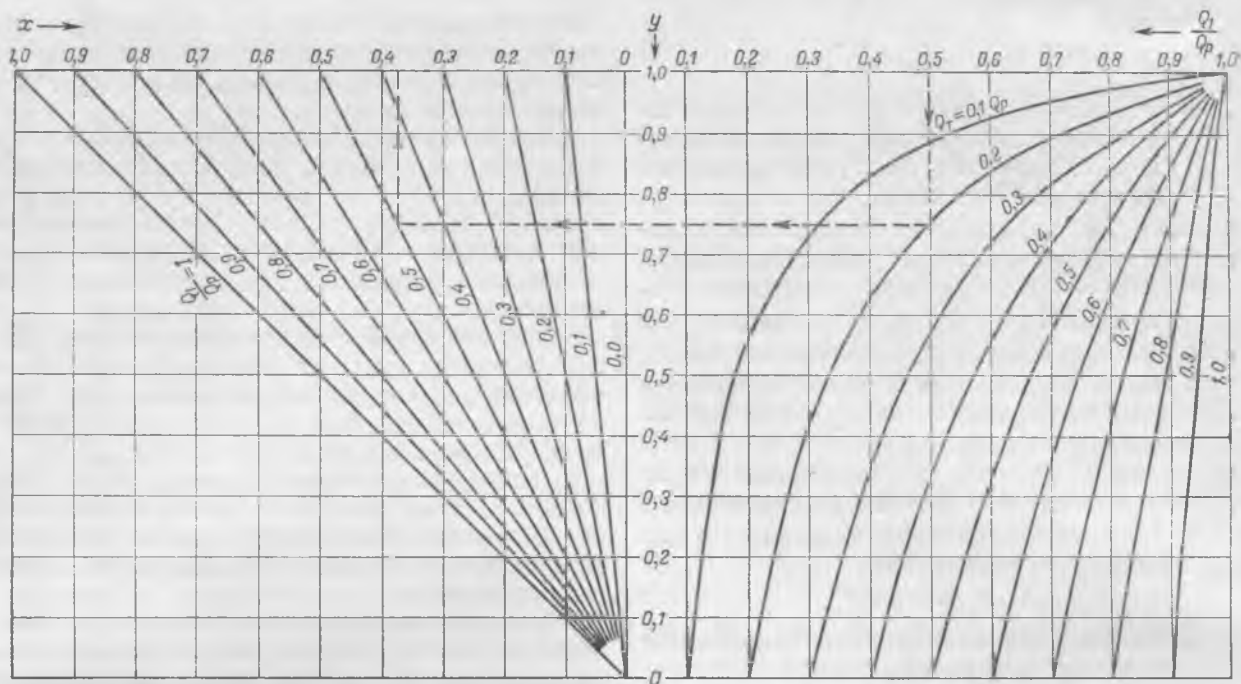


Рис. 1. График для определения требуемых коэффициентов теплопроизводительности системы отопления, расхода воды и количества работающих агрегатов при наличии тепловыделений.

будет $t_n' = 73^\circ\text{C}$. Температура воздуха в помещении должна быть равна 16°C . Нужно определить, какая часть отопительных агрегатов при этих условиях должна работать и какая часть воды должна поступать в систему отопления, а также какой коэффициент теплопроизводительности должна обеспечить система отопления.

По графику рис. 1 находим (ход решения обозначен пунктирной линией). Коэффициент расхода воды, а также количество работающих агрегатов: $y = 0,75$ и требуемый коэффициент теплопроизводительности системы отопления: $x = 0,375$.

На основании полученных данных можно также определить действительный расход тепла предприятием при любых температурах наружного воздуха и значениях тепловыделений, а также средневзвешенную температуру обратной воды из систем отопления.

Определив удельное значение тепловыделений от посторонних источников в балансе тепла отдельных зданий, получим следующее выражение для определения требуемого коэффициента теплопроизводительности систем отопления предприятия в целом при данной t_n' :

$$x_{np} = x_1 + x_2 + \dots + x_n = a_1 \left(\frac{a - b_1}{1 - b_1} \right) + a_2 \left(\frac{a - b_2}{1 - b_2} \right) + \dots + a_n \left(\frac{a - b_n}{1 - b_n} \right); \quad (9)$$

здесь $x_{np} = \frac{Q_o}{Q_{o,p}}$ — отношение требуемого суммарного расхода тепла всеми системами отопления предприятия при данной температуре наружного воздуха (t_n') к расчетному расходу тепла ими при t_n ;

x_1, x_2, \dots, x_n — отношение требуемых расходов тепла отдельными группами систем отопления, имеющими одинаковый удельный вес тепловыделений от посторонних источников, при данной температуре наружного воздуха t_n' к расчетному расходу тепла этими группами при t_n

$$\left(x_1 = \frac{Q_{o1}}{Q_{o,p}}; x_2 = \frac{Q_{o2}}{Q_{o,p}}; \dots; x_n = \frac{Q_{o,n}}{Q_{o,p}} \right);$$

коэффициенты x_1, x_2, \dots, x_n определяются по формуле (7);

$a = \frac{Q_1}{Q_{o,p}}$, определяется по формуле (3);

$b_1 = \frac{Q_{T1}}{Q_{p1}}; b_2 = \frac{Q_{T2}}{Q_{p2}}; \dots$ — отношение тепловыделений от посторонних источников помимо отопления (для групп зданий с одинаковым значением этих тепловыделений) к расчетным теплотериям этих групп;

$a_1 = \frac{Q_{o1}}{Q_{o,p}}; a_2 = \frac{Q_{o2}}{Q_{o,p}}$ — отношение расчетного расхода тепла системами отопления групп зданий, имеющих одинаковый удельный вес, тепловыделений при данной температуре наружного воздуха (t_n') к расчетному расходу тепла всеми системами отопления предприятия.

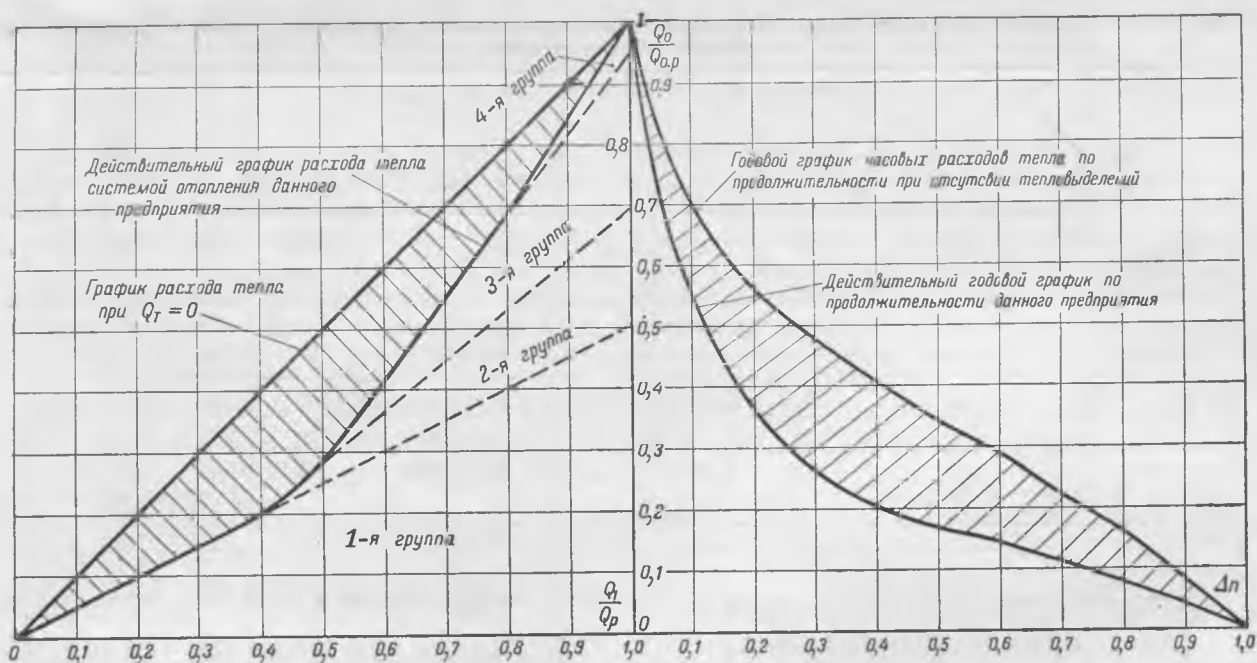


Рис. 2. Графики максимально-часовых и годовых расходов тепла промпредприятиями (Δt — относительная продолжительность отопительного сезона).

На основании формул (9) и (8) можно построить часовые и годовые графики расхода тепла системами отопления предприятия в целом и расходов воды при различных температурах наружного воздуха и при сохранении нормальных температур воздуха в помещениях при наличии любых тепловыделений.

Приведем пример пользования предлагаемой методикой определения расхода тепла и воды для отопления предприятия в целом.

Все здания промышленного предприятия по относительному значению тепловыделений разбиты на 4 группы:

В первой группе тепловыделение отсутствует ($b_1 = 0$).

На отопление этой группы зданий расходуется 50% всего расхода тепла предприятием для этой цели ($\alpha_1 = 0,5$).

Во второй группе тепловыделение составляет 40% расчетных теплопотерь этими зданиями ($b_2 = 0,4$), а на отопление расходуется 20% тепла от суммарного ($\alpha_2 = 0,2$).

В третьей группе тепловыделение соответственно составляет 50% ($b_3 = 0,5$), а расход тепла на отопление 25% ($\alpha_3 = 0,25$).

В четвертой группе тепловыделение соответственно составляет 80% ($b_4 = 0,8$) и расход тепла на отопление 5% ($\alpha_4 = 0,05$).

Требуется определить относительные часовые расходы тепла и воды в течение всего отопительного сезона при условии, что температуры воздуха в помещении не превысят расчетных, построить графики относительных часовых и годовых расходов тепла и относительных расходов воды в системах отопления предприятия.

Для этого произведем подстановку числовых значений в формулу (9) для различных температур наружного воздуха ($\frac{Q_1}{Q_p}$). Расчеты сведены в таблицу.

При производстве расчетов следует иметь

в виду, что значение x не может быть отрицательной величиной, т. е. когда тепловыделения в той или иной системе превышают теплопотери, поступление тепла в соответствующие системы должно быть принято равным нулю. В соответствии с полученными в таблице данными в левой части рис. 2 приведен график часовых расходов тепла для целей отопления данным предприятием. Годовой график расхода тепла ² предприятием для целей отопления приведен в правой части рис. 2.

Заштрихованная площадка в левой части дает представление об излишнем расходе тепла при различных температурах наружного воздуха, если не считаться с имеющимися тепловыделениями.

Заштрихованная площадка в правой части представляет излишние тепловые потери в годовом разрезе, если сохранять постоянным количество циркулирующей воды и поддерживать температуру обратной воды по графику, составленному без учета имеющихся тепловыделений.

На рис. 3 приведен график относительных расходов воды во всех системах отопления предприятия с учетом тепловыделений, составленный по формуле (8), в которую значения x_{np} подставлялись из табл. 1.

Наличие графиков, аналогичных приведенным на рис. 2 и 3, позволит упорядочить нормирование расхода тепловой энергии для целей отопления и экономить ее за счет использования тепловыделений.

Однако для регулирования расхода тепла в каждом здании в соответствии с заданными графиками недостаточно централизованного регулирования температуры подаваемой воды, а необходимо осуществлять местное регулирование.

Наиболее рациональным было бы применение для этих целей автоматических устройств, кото-

² График построен по материалам книги проф. Л. А. Мелентьева, Теплофикация, ч. I, Издательство Академии наук СССР, 1944, табл. 1.

Таблица относительных расходов тепла всеми системами отопления промпредприятия в различное время отопительного сезона

Группа	$\frac{Q_0}{Q_{0,p}}$	$\frac{Q_1}{Q_p}$	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
Первая ($Q_{T1} = 0$)	x_1		0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15	0,1	0,05
Вторая ($Q_{T2} = 0,4; Q_{p2}$)	x_2		0,2	0,166	0,133	0,1	0,0666	0,0333	0	0	0	0
Третья ($Q_{T3} = 0,5; Q_{p3}$)	x_3		0,25	0,2	0,15	0,1	0,05	0	0	0	0	0
Четвертая ($Q_{T4} = 0,8; Q_{p4}$)	x_4		0,05	0,025	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого: $x_{np} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4$			1,0	0,841	0,683	0,55	0,416	0,283	0,2	0,15	0,1	0,05

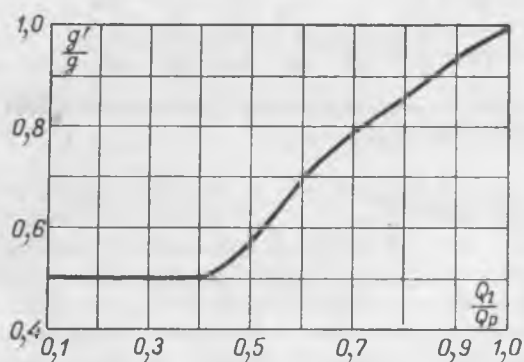


Рис. 3. График требуемых расходов воды в системе теплоснабжения промпредприятия ($\frac{g'}{g}$ в зависимости от $\frac{Q_1}{Q_p}$).

рые при повышении температуры воздуха в помещении отключали бы отдельные отопительные агрегаты от электрической и от тепловой сети.

Следует заняться разработкой конструкций таких автоматов и массовым их изготовлением.

Экономия тепловой и электрической энергии — задача настолько актуальная, что должны быть изысканы мероприятия, которые позволили бы как в действующих, так и в проектируемых системах отопления уже в настоящее время проводить мероприятия, обеспечивающие получение этой экономии.

В числе таких мероприятий можно предложить установку диафрагм у каждого отопительного агрегата, у калориферов приточной системы и у групп местных нагревательных приборов. Такие диафрагмы следует рассчитывать на поглощение одинаковых напоров, равных около 5 м. Обычно в системах отопления любого здания имеется избыточный напор, поэтому установка диафрагм не вызовет затруднений, а одинаковые напоры позволят эксплуатационному персоналу легко подбирать диафрагмы, не прибегая к расчетам сети.

Местные нагревательные приборы (радиаторы, ребристые трубы, регистры из гладких труб) следует подсоединять к общей сети с агрегатами и приточными системами только при возможности полной гидравлической увязки ответвлений и при обязательной установке на ответвлениях к ним

дроссельных диафрагм на поглощение одинакового напора (5 м).

При затруднении гидравлической увязки трубопроводов к местным нагревательным приборам и к агрегатам присоединение местных приборов следует осуществлять на самостоятельные магистрали от вводов также с установкой дроссельных диафрагм на поглощение напора, равного 5 м.

В действующих системах отопления, имеющих параллельно включенные группы приборов при расходе воды до 0,15 т/час, надо устанавливать дроссельные диафрагмы без расчета с диаметром отверстия по 3 мм. При большем расходе воды диаметр отверстий диафрагмы выбирать по расчету, устанавливая по две диафрагмы (до и за приборами), если отверстия в диафрагмах получаются меньше 4—5 мм.

Избыточный напор на вводе следует гасить при помощи дроссельных диафрагм, устанавливаемых на вводах.

Выводы

1. Для отопления зданий промышленного назначения должны быть в первую очередь использованы тепловыделения от производственных процессов и лишь при невозможности обеспечить этими тепловыделениями необходимой температуры воздуха в помещениях можно дополнительно расходовать тепло от тэц или котельной. Существующие нормы расхода тепла для отопления должны быть переработаны с учетом указанных тепловыделений. Значение последних в действующих предприятиях целесообразно определять путем испытаний.

2. Для каждого предприятия можно разработать график расхода тепла и расхода воды из тепловой сети в соответствии с имеющимися тепловыделениями от производственных процессов в отдельных зданиях или группах зданий.

3. При проектировании отопления и вентиляции необходимо предусматривать возможность местного регулирования расхода тепла и сетевой воды, а также повышения гидравлического сопротивления калориферов и других нагревательных приборов установкой местных дроссельных диафрагм на поглощение одинаковых напоров.

О проектировании батарейных циклонов

Канд. техн. наук Н. Г. Залогин

Батарейные циклоны являются наиболее распространенными золоуловителями на электростанциях Министерства. Из всех котельных агрегатов, имеющих золоуловители, 36% оборудованы батарейными циклонами. Поэтому проектированию, изготовлению, монтажу и эксплуатации этих аппаратов должно быть уделено особое внимание. Между тем опыт эксплуатации этих золоуловителей показывает, что наряду с нормально работающими аппаратами, степень очистки газов в которых достигает 75% и более, наблюдаются случаи работы батарейных циклонов с пониженной эффективностью.

Анализ причин снижения эффективности работы батарейных циклонов приводит к выводу, что такими причинами являются: а) ошибки при проектировании, б) неудовлетворительное изготовление и монтаж аппаратов и в) неправильная эксплуатация и несвоевременный их ремонт.

Ниже изложены основные условия, соблюдение которых при проектировании батарейных циклонов должно повысить эффективность и надежность их работы. Эти условия относятся преимущественно к организации равномерного распределения газов и золы по отдельным циклонным элементам аппаратов.

Батарейные циклоны с элементами старого и нового типов

На электростанциях находятся в эксплуатации батарейные циклоны с элементами как старого (рис. 1, а), так и нового (рис. 1, б, в) типов. Аппараты с элементами нового типа, разработанные в НИИОГАЗ (М. М. Зайцевым), работают

более эффективно и надежно, чем аппараты с элементами старого типа. Как показывает опыт эксплуатации, элементы старого типа, имеющие узкий (диаметром 75 мм) и длинный (225 мм) пылеотводящий патрубок, значительно чаще забиваются золой, чем элементы нового типа. Кроме того, в элементах нового типа достигается более высокая степень очистки газов. Поэтому проектирование и установка батарейных циклонов с элементами старого типа, что иногда еще имеет место, должны считаться совершенно недопустимыми.

При износе батарейного циклона с элементами старого типа целесообразно устанавливать в него элементы нового типа¹.

Оптимальная конфигурация подводящих газопроводов

Направление движения газов перед их поступлением в распределительную камеру и скорость их движения в значительной мере определяют количество золы, поступающей в отдельные циклонные элементы, и ее фракционный состав. От степени равномерности распределения газов и золы по отдельным циклонным элементам зависит интенсивность абразивного износа выхлопных труб, корпусов и направляющих аппаратов элементов, а также вероятность образования в них золовых отложений.

Оптимальной будет такая организация подвода газов к батарейному циклону, которая обеспечивает:

а) равномерное распределение скорости движения газов и их запыленности в сечении газопровода перед первым рядом выхлопных труб; при соблюдении этого условия обеспечивается равномерный износ выхлопных труб и предотвращается износ верхней трубной доски;

б) равномерное распределение газов и золы по весу и фракционному составу по элементам циклона. При соблюдении этого условия обеспечивается равномерный износ элементов и их направляющих аппаратов, а также уменьшается вероятность образования золовых отложений в элементах, что повышает надежность работы батарейных циклонов.

Соблюдение этих условий особенно необходимо при сжигании многозольных топлив (приведенная зольность $A^* > 7\%$ (1 000 ккал/кг)). В этом случае вследствие неравномерного износа часто наблюдается образование сквозных отверстий в выхлопных трубах и верхней трубной доске золоуловителей за более короткие сроки, чем промежуток времени между капитальными ремонтами, поэтому аппараты некоторое время могут работать при наличии отверстий, резко снижающих эффективность их работы.

Если дымовые газы подводятся к распределительной камере батарейного циклона по верти-

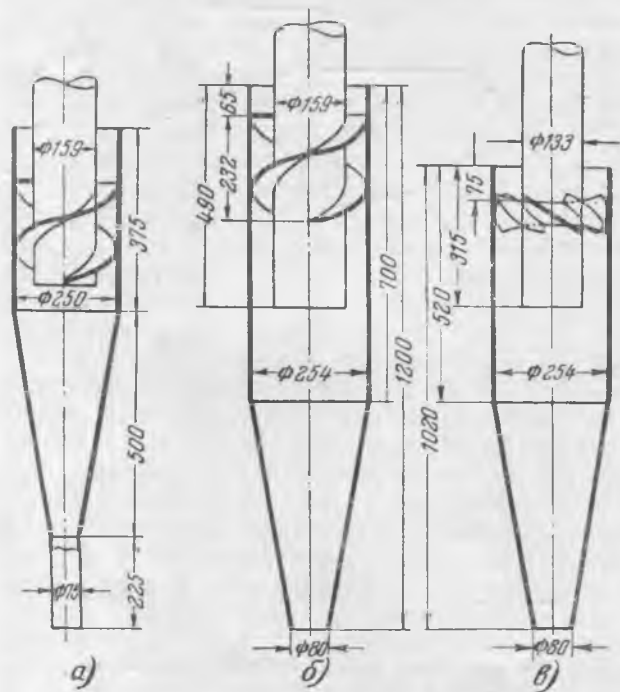


Рис. 1. Элементы батарейного циклона.

¹ Вопросы, возникающие при такой замене, следует разрешить с участием института „Гипрогазоочистка“.

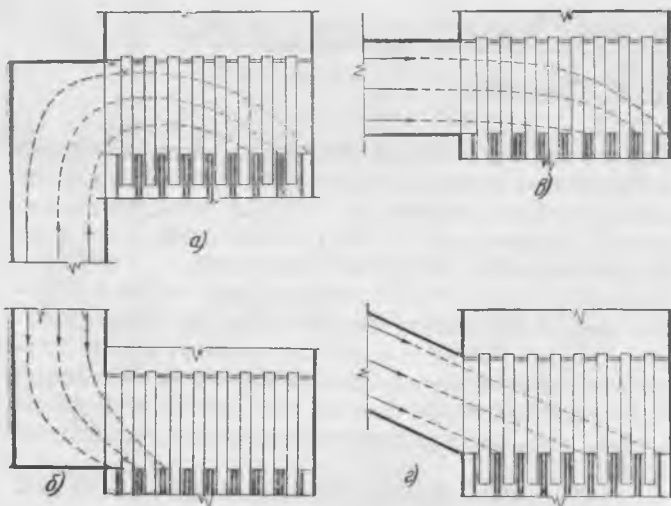


Рис. 2. Компоновка подводящих газоходов. Пунктирными линиями указана траектория движения крупных фракций золы; крестиками отмечены участки местного износа.

a—вертикальный газоход с восходящим движением газов; *б*—то же с нисходящим движением газов; *в*—горизонтальный газоход; *г*—наклонный газоход.

кальному газоходу с восходящим движением газов и перед поступлением в камеру делают резкий поворот на 90° (рис. 2, *a*), то при этом происходит сепарация золы. Наиболее крупные фракции по инерции отбрасываются первоначально к верхней трубной доске, а затем преимущественно попадают в циклонные элементы, удаленные от входа газов в аппарат. При этом увеличивается общее весовое количество золы, проходящей через эти элементы при более грубом фракционном составе. В результате этого обычно наблюдается интенсивный износ верхней части выхлопных труб первого ряда циклонных элементов и расположенной над этим рядом части верхней трубной доски. Кроме того, наблюдается интенсивный износ удаленных от входа газов корпусов элементов и их направляющих аппаратов и повышается вероятность образования золowych отложений в первых по ходу газов рядах циклонных элементов, в которые попадает наиболее тонкая зола, характеризующаяся большой склонностью к налипанию на поверхности аппарата.

На кривой 1 рис. 3 показано распределение весового количества золы, уловленной отдельными элементами батарейного циклона при подводе газов по схеме рис. 2, *a*. Эти результаты получены при стендовом испытании модели батарейного циклона с элементами диаметром 100 мм. Для

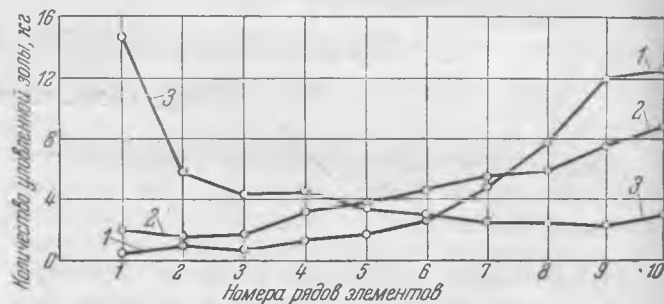


Рис. 3. Распределение весовых количеств золы, уловленной отдельными элементами батарейного циклона. 1—при подводе газов по схеме рис. 2, *a*; 2—то же по схеме рис. 2, *б*; 3—то же по схеме рис. 2, *г*.

измерения количества уловленной золы каждый циклонный элемент имел индивидуальный бункер, зола из которого взвешивалась после проведения опыта. Кривая 1 показывает, что количество золы, уловленной в первых по ходу газов рядах элементов, в 10 раз меньше количества золы, уловленной в наиболее отдаленных от входа газов рядах элементов. Одновременно изменяется и фракционный состав золы, уловленной каждым рядом элементов, что видно из табл. 1.

Аналогичные, однако менее резко выраженные результаты получены инж. М. А. Альперовичем и на промышленном аппарате. К золоспускным отверстиям трех циклонных элементов (рис. 4), расположенных в 1-м, 5-м и 9-м рядах по глубине распределительной камеры этого аппарата, были присоединены отводные трубы, и уловленная каждым из этих элементов зола взвешивалась отдельно. Результаты таких измерений показали, что соотношение весов уловленной золы в этих трех элементах соответственно составляет 1 : 2,25 : 2,9. При этом характеристика крупности золы изменяется так, как показано в табл. 2.

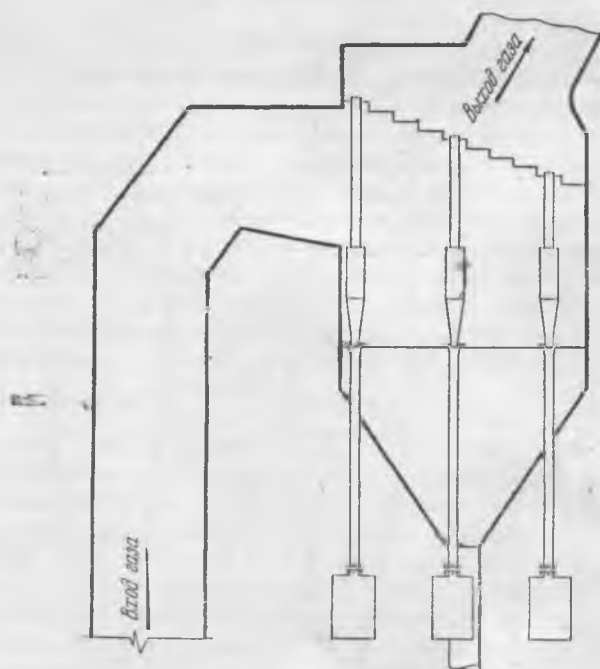


Рис. 4. Схема промышленного батарейного циклона с отбором уловленной золы из отдельных элементов.

Таблица 1

Пределы фракций, мкм	Весовое количество уловленной золы, %		
	Номера рядов элементов, считая от входа газов в распределительную камеру		
	№ 1	№ 6	№ 10
$> 0 \div 44$	97	72	50
$> 44 \div 88$	2	16	32
> 88	1	12	18

№ ряда (по глубине камеры). в котором расположены элементы	Весовое содержание фракций, %	
	размером > 0 ÷ 40 мкм	размером > 40 мкм
1	79,9	20,1
5	69,2	30,8
9	61,8	38,2

Так как в последние ряды элементов поступает в 3 раза больше золы и эта зола содержит большее количество крупных фракций (почти в 2 раза), можно прийти к выводу, что интенсивность износа последних рядов элементов батарейного циклона должна быть примерно в 6 раз больше, чем первых. Учитывая также, что поворот газов при входе их в распределительную камеру часто бывает более резким, чем в рассматриваемом случае (рис. 4), неравномерность износа элементов батарейного циклона может оказаться еще больше. Интенсивный износ элементов, в особенности их направляющих аппаратов, приводит к снижению эффективности золоулавливания и к необходимости их замены, что сопряжено с демонтажем части батарейного циклона.

При подводе газов к распределительной камере батарейного циклона по вертикальному газоходу с нисходящим движением дымовых газов (рис. 2,б) наблюдается обратное явление. Наибольшее количество золы, содержащей крупные фракции, поступает в первые по ходу газов ряды элементов батарейного циклона. Распределение золы по элементам для этого случая (полученное на стенде) показано на кривой 3 рис. 3. При таком подводе газов наблюдается интенсивный износ нижней части выхлопных труб, а также повышенный износ направляющих аппаратов и корпусов элементов первых по ходу газов рядов.

При подводе газов к батарейному циклону по горизонтальному газоходу (рис. 2,в), ось которого перпендикулярна первому ряду выхлопных труб, распределение золы по элементам происходит также неравномерно, хотя и в меньшей степени, чем в двух предыдущих случаях. При подводе дымовых газов к батарейному циклону по схеме рис. 2,в наблюдается некоторое увеличение попадания крупных фракций золы в наиболее отдаленные от входа газов элементы. Экспериментальные данные, полученные при испытании соответствующей модели батарейного циклона, характеризуются кривой 2 рис. 3.

Наиболее равномерное распределение золы по элементам батарейного циклона, а следовательно, и более длительный срок их службы может быть достигнут при наклонном положении подводящего газохода, как это изображено на рис. 2,г. Однако следует учитывать, что подвод газов к распределительной камере батарейного циклона по этой схеме будет эффективен только в том случае, если в поперечном сечении наклонного подводящего газохода распределение скорости движения газов и в особенности их запыленности будет относительно равномерным. Для этого необходимо, чтобы в колене газохода перед наклонным участком газохода были обязательно

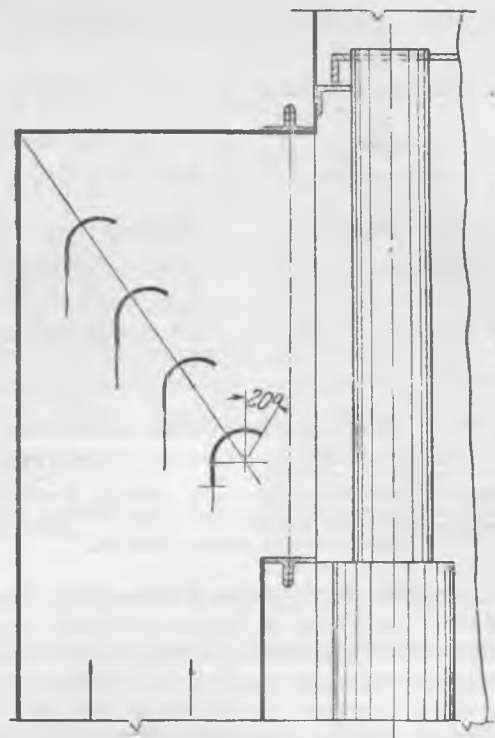


Рис. 5. Установка направляющих лопаток в газоходу перед распределительной камерой батарейного циклона.

установлены направляющие лопатки, а сам участок наклонного газохода был по возможности длинным.

Ширина подводящего газохода при сопряжении его с распределительной камерой должна равняться ее ширине. Для этого необходимо в большинстве случаев устанавливать диффузор, совмещающий его с наклонным участком газохода, и выполнять его с возможно меньшим углом раскрытия.

При невозможности подвода газов к распределительной камере батарейного циклона по наклонному газоходу необходимо обеспечить равномерное распределение золы и газов перед первым рядом выхлопных труб установкой направляющих лопаток по типу, изображенному на рис. 5.

Оптимальная конфигурация камеры чистых газов

В батарейных циклонах все золоспускные отверстия циклонных элементов сообщаются между собой через пылевой бункер. Поэтому, если элементы не будут находиться в равных аэродинамических условиях, то в пылевом бункере газы будут перетекать из элемента в элемент, что приведет к понижению эффективности работы аппарата. Это может произойти вследствие, например, плохого изготовления направляющих аппаратов отдельных элементов или их неравномерного износа, что вызывает различие их коэффициентов сопротивления. Однако в настоящей статье рассматриваются только причины перетекания газов, вызванного различием перепадов статического давления между входом и выходом газов из отдельных элементов.

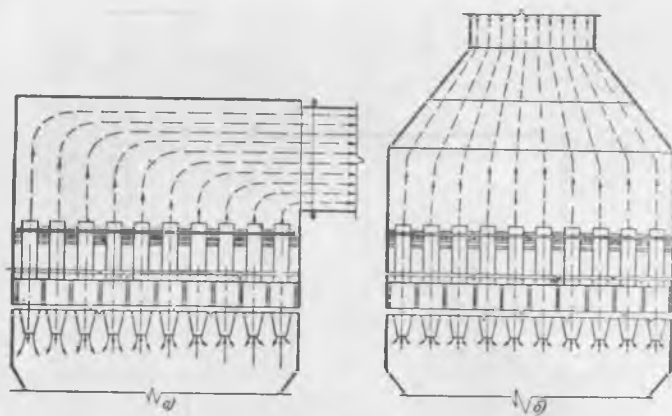


Рис. 6. Конфигурация камеры чистого газа.

а — боковой выход газов из камеры (различная величина стрелок у пылеотводящих отверстий элементов указывает на наличие перетока газов из элемента в элемент по пылевому бункеру); б — симметричный выход газов из камеры (стрелки одинаковой величины у пылеотводящих патрубков указывают на отсутствие перетока газов из элемента в элемент по пылевому бункеру).

В процессе выделения уловленной пыли из циклонного элемента в пылевой бункер происходят следующие явления. Движущаяся по винтовой линии у стенки циклонного элемента пыль совместно с частью газов поступает из конической части элемента в пылевой бункер. По оси циклонного элемента вследствие интенсивного вращения в нем газового потока статическое давление значительно меньше, чем у стенок элемента. Поэтому газы, выходящие вместе с пылью из элемента в пылевой бункер, возвращаются в элемент через центральную часть пылеотводящего отверстия. В нормально работающих элементах количество газов, поступающих из элемента в бункер, равно количеству газов, поступающих в элемент из пылевого бункера. При наличии перетоков это равенство нарушается.

Допустим, что в батарейном циклоне все циклонные элементы выполнены одинаковыми, но расположены таким образом, что перепад статического давления между входом и выходом газов из отдельных элементов различен. Например, статическое давление в камере чистого газа у выхлопных труб последнего от входа газов ряда элементов меньше, чем у первого. В этом случае через элементы последнего ряда будет проходить большее количество газов, интенсивность их вращения в циклонном элементе будет больше, а давление по оси меньше, чем в элементах первого ряда. Поэтому в элементы последнего ряда газы будут поступать не только через направляющий аппарат из распределительной камеры, но и в увеличенном количестве подсасываться через центральную часть пылеотводящего отверстия из пылевого бункера. Интенсивное поступление запыленного газа из пылевого бункера через пылеотводящее отверстие навстречу улавливаемой золе снижает степень очистки газов в этих элементах.

В элементах первого ряда происходит противоположный процесс. Из элементов в пылевой бункер вместе с уловленной пылью поступает большее количество газов, чем входит из пылевого бункера в элемент, что несколько увеличивает эффективность работы элемента первого ряда. Однако снижение степени очистки газов в элементах последнего ряда происходит весьма резко, в то время как в элементах первого ряда увели-

чение очистки является незначительным, что и определяет общее снижение степени очистки газов в батарейном циклоне при наличии перетоков.

Распределение перепада статического давления между входом и выходом газов в отдельные элементы было проверено на модели батарейного циклона с камерами чистого газа различной конфигурации. Каждый элемент модели был оборудован индивидуальным пылевым бункером. Различия статического давления в этих бункерах должно указывать на наличие перетока газов из элемента в элемент, если они объединены общим пылевым бункером.

Испытание этой модели показало, что при конфигурации камеры чистого газа, изображенной схематично на рис. 6,а, наблюдается существенное различие величины статического давления в бункерах элементов, находящихся в различных рядах батарейного циклона. Разница величин статического давления наблюдается также в соответствующих точках камеры чистого газа. На рис. 7 показано изменение статического давления в бункерах элементов (кривая 1) и в соответствующих точках камеры чистого газа (кривая 2). Результаты этих измерений показывают, что при данной компоновке камеры чистого газа статическое давление по ее сечению и в индивидуальных бункерах уменьшается от первого ряда элементов к последующим. Разность величин статического давления между отдельными бункерами больше, чем между соответствующими точками камеры чистого газа.

Произведенные измерения показывают также, что разность перепадов статического давления между отдельными циклонными элементами увеличивается с увеличением скорости движения газов в камере чистого газа и при увеличении числа рядов элементов, расположенных по глубине камеры. Из материалов этих опытов следует, что при наличии перепада давления в индивидуальных бункерах, равного 10 мм вод. ст. и более, переток газов при объединении элементов общим пылевым бункером может быть весьма интенсивным, что будет приводить к понижению эффективности работы батарейного циклона.

На рис. 6,б изображена модель батарейного циклона с симметричным выходом газов, обеспечивающим практически постоянную скорость движения газов в сечениях камеры над каждым рядом элементов, что приводит к равенству статического давления по всему сечению камеры и в индивидуальных бункерах элементов (кривые 3 и 4 на рис. 7), а следовательно, исключает возможность возникновения перетока газов из элемента в элемент. При такой компоновке камеры чистого газа обеспечивается наиболее эффективная работа батарейного циклона.

При вынужденных компоновках батарейных циклонов, когда нельзя осуществить симметричный выход дымовых газов из выхлопных труб аппарата, следует по возможности сокращать количество элементов, объединяемых общим пылевым бункером, что уменьшает разность давления между крайними рядами элементов, присоединенными к одному бункеру. В этих случаях также целесообразно выполнять верхнюю трубную доску наклонной.

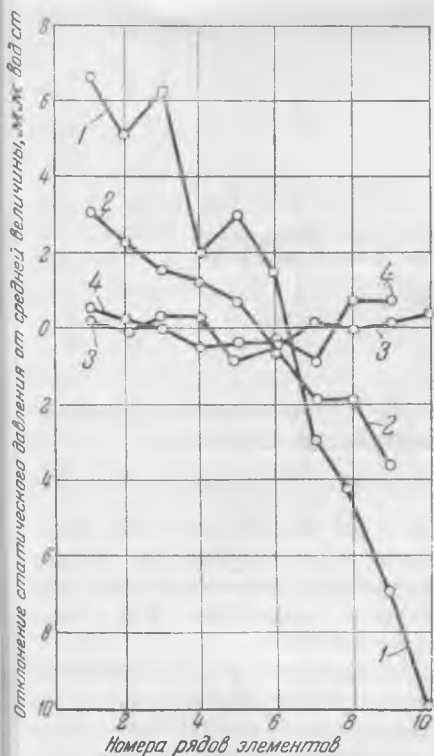


Рис. 7. Распределение статического давления в индивидуальных бункерах элементов и в соответствующих точках камеры чистого газа.

1 и 3 — статическое давление в бункерах модели соответственно по схемам а и б рис. 6; 2 и 4 — статическое давление в различных точках камеры чистого газа в модели соответственно по схемам а и б рис. 6.

Компоновка отдельных секций батарейного циклона

Равномерное распределение газов и золы по отдельным секциям также оказывает существенное влияние на длительность службы и эффективность работы батарейных циклонов. При осмотре одного аппарата (рис. 8) на котле, работающем на подмосковном угле, обнаружен интенсивный износ верхних участков выхлопных труб, расположенных в дальнем от котла углу распределительной камеры. Там же наблюдается износ верхней трубной доски. Это явление объясняется наличием в подводящем газоходе двух колен. При повороте газов из горизонтального участка газохода в вертикальный крупные частицы золы отжимаются к дальней от котла стенке газохода, а при повороте из вертикального газохода в распределительную камеру эти частицы отжимаются в верхний, дальний от котла угол распределительной камеры, что и определяет интенсивный износ выхлопных труб и трубной доски в этом углу камеры.

При осмотре циклона обнаружено также, что его секции нагружены неравномерно, на что указывает средняя величина износа элементов в них. Секции 1 и 4 работают с большей, а секции 2 и 3 с меньшей нагрузкой. Это обстоятельство может быть объяснено тем, что выход газов в местах присоединения газохода несимметричен; в сборном газоходе в местах присоединения секций 1 и 4 скорость газов больше, статическое

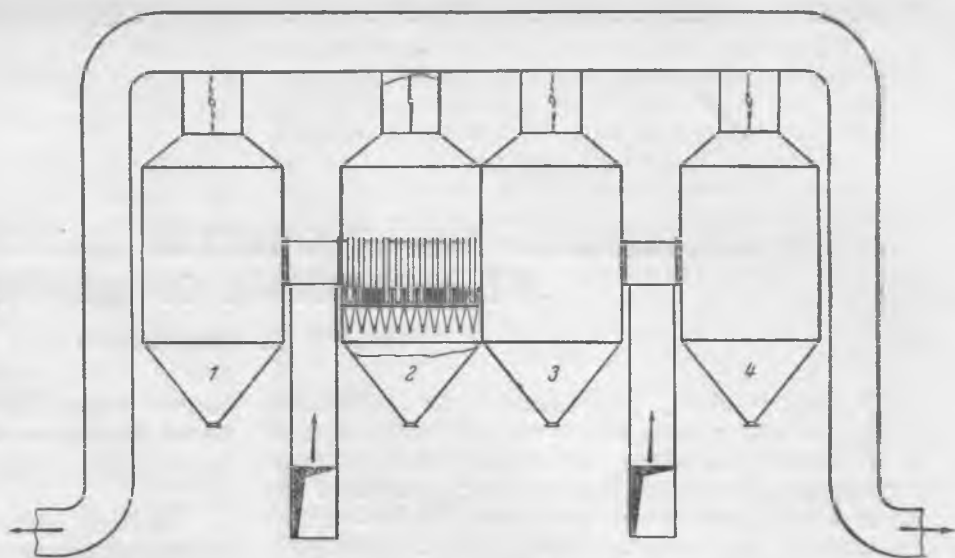


Рис. 8. Компоновка секций батарейного циклона и газоходов.

давление меньше, чем в соответствующих точках газохода у секций 2 и 3, что и определяет повышенную нагрузку секций 1 и 4.

Более равномерного распределения золы по элементам в данном случае возможно достигнуть в результате установки направляющих лопаток в двух коленях газохода перед распределительной камерой и симметричным расположением газоходов, отводящих газы из камеры чистого газа.

Выводы

1. Для очистки газов следует применять батарейные циклоны только с элементами нового типа (рис. 1, б и в).

2. Компоновка газоходов, подводящих газы к батарейному циклону и отводящих газы от аппарата, существенно влияет на эффективность и надежность работы батарейных циклонов. При неравномерном распределении золы в распределительной камере наблюдается местный интенсивный износ выхлопных труб и верхней трубной доски, а также направляющих аппаратов и корпусов отдельных элементов, в результате чего степень очистки газов снижается. Неравномерное распределение золы по элементам увеличивает вероятность образования золowych отложений, что ведет к забиванию элементов, отключению их из работы и снижению степени очистки газов. Оптимальное расположение газоходов и установка в них направляющих лопаток обеспечивают наиболее равномерное распределение золы по отдельным элементам и наиболее надежную и эффективную работу золоуловителей.

3. Конфигурация камеры чистого газа влияет в основном на равномерность распределения перепада статического давления между входом и выходом газов из отдельных циклонных элементов. При неравномерном перепаде давления происходит переток газов из элемента в элемент по пылевому бункеру, что приводит к снижению степени очистки газов в батарейном циклоне. Поэтому при проектировании необходимо обеспечивать условия, при которых перепад статического давления в элементах был бы одинаков.



Аммиачный метод очистки дымовых газов от сернистых соединений

Инж. П. С. Михайленко

Электростанции, работающие на сернистых углях, вместе с дымовыми газами выбрасывают в атмосферу большое количество серы в виде сернистого ангидрида. Например, с дымовыми газами котла производительностью 230 т/час, работающего на подмосковном угле, в атмосферу уносится до 10 000 т серы в год.

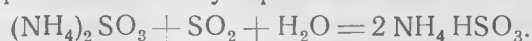
Необходимость извлечения серы из дымовых газов в целях оздоровления воздуха крупных населенных центров и получения дополнительного сырья для сернокислотной промышленности отмечалась на XVIII съезде ВКП(б).

К решению данной проблемы были привлечены научно-исследовательские организации. В результате разработан и предложен к промышленному использованию ряд методов сероулавливания, в том числе и аммиачный.

Извлечение сернистого ангидрида из дымовых газов по аммиачному методу основано на способности аммиака вступать в химическое взаимодействие с сернистым ангидридом с образованием сульфата аммония:

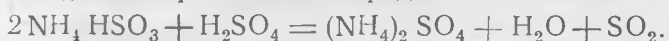


который в свою очередь может поглощать SO_2 с образованием бисульфита аммония:



Полученный раствор бисульфита аммония может быть переработан для получения товарной продукции по одному из следующих способов:

Способ кислотной переработки заключается в следующем. При взаимодействии бисульфита аммония с серной кислотой образуется сульфат аммония и выделяется газообразный 100 %-ный сернистый ангидрид:

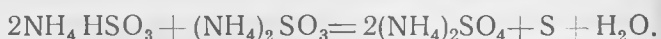


Сульфат аммония после выделения его в виде кристаллов и осушки является товарной продукцией и используется в сельском хозяйстве как удобрение. Сернистый ангидрид после сжигания может быть непосредственно использован в промышленности или переработан на серную кислоту.

В настоящее время разрабатываются способы разложения бисульфита аммония азотной и фосфорной кислотами, в результате чего могут быть получены более ценные удобрения, чем сульфат аммония.

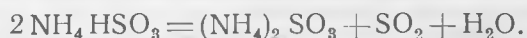
Способ автоклавного разложения основан на способности бисульфитных растворов к саморазложению с образованием сульфата аммония, сернистого ангидрида и элемен-

тарной серы. Процесс саморазложения схематически протекает следующим образом:



Процесс разложения на холоду протекает чрезвычайно медленно. При нагревании же скорость его резко возрастает, поэтому разложение следует осуществлять в автоклавах под давлением при температуре 140° С.

Способ термической регенерации основан на способности раствора бисульфита при нагревании распадаться на сернистый ангидрид и сульфит аммония, который снова может быть использован для поглощения SO_2 из дымовых газов в непрерывном замкнутом цикле:



Практически процесс разложения не может быть доведен до конца и в регенерированном растворе наряду с сульфитом содержится значительное количество неразложившегося бисульфита.

По аммиачно-циклическому методу работает первая в мире опытно-промышленная сероулавливающая установка на одной из московских электростанций на котле, сжигающем подмосковный уголь.

Сущность метода заключается в поглощении сернистого ангидрида из дымовых газов раствором сульфит-бисульфита аммония.

Дымовые газы, поступающие на абсорбцию, имеют температуру 155—170° С, остаточную зольность до 2,5 г/м³ и содержат SO_2 0,3—0,35 %. Очистка дымовых газов по аммиачно-циклическому методу представляет большие трудности, заключающиеся в необходимости очищать огромные количества газа с относительно небольшой концентрацией в нем сернистого ангидрида и предвительно охлаждать и отмывать их от золы.

Эффективность очистки дымовых газов от SO_2 зависит от равновесного парциального давления сернистого ангидрида над раствором; с ростом температуры растет парциальное давление SO_2 , а следовательно, снижается эффективность очистки.

Парциальное давление SO_2 над раствором зависит также от состава раствора: с ростом его кислотности (т. е. с увеличением концентрации бисульфита) растет и парциальное давление SO_2 .

Для характеристики кислотности раствора пользуются отношением S/C (где S — общее содержание SO_2 в растворе, а C — содержание в последнем эффективного аммиака). В растворе, в котором $S/C = 1$, находится только бисульфит

аммония $(\text{NH}_4\text{HSO}_3 - \text{SO}_2 : \text{NH}_3 = \frac{1}{1} = 1)$, в растворе с $S/C = 0,5$ — только сульфит аммония $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3 - \text{SO}_2 : 2\text{NH}_3 = \frac{1}{2} = 0,5$.

Очистка дымовых газов возможна до остаточного содержания $\text{SO}_2 = 0,03\%$ при условии, что поглощение будет протекать при температуре не выше 35° , а концентрация эффективного аммиака в поглотительном растворе будет составлять 10 моль/л при отношении S/C не выше 0,8.

Теоретические значения для конечного содержания SO_2 в очищенных дымовых газах приводятся в таблице¹.

Температура абсорбции, °С	C = 5,5 моль/л		C = 11,0 моль/л	
	S/C = 0,75	S/C = 0,8	S/C = 0,75	S/C = 0,8
30	0,014	0,026	0,028	0,052
35	0,020	0,035	0,040	0,070
40	0,026	0,047	0,052	0,094

Полученные в эксплуатационных условиях значения для конечной концентрации SO_2 в очищенном газе близки к теоретическим, приведенным в табл. 1.

¹ Таблица составлена Б. А. Чертковым (НИИОГАЗ).

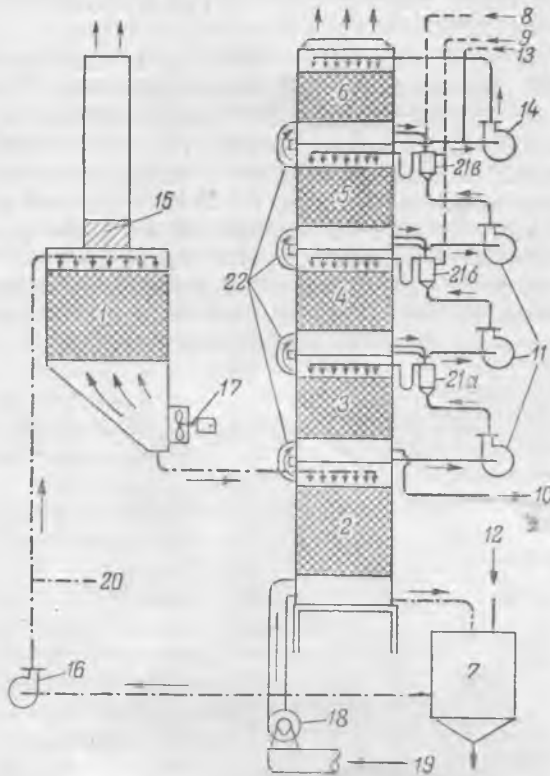


Рис. 1. Схема охлаждения дымового газа и абсорбции из него сернистого ангидрида.

— поглотительный раствор; — — — оборотная охлаждающая вода; — — аммиак.

1—градирня; 2—скруббер; 3, 4, 5—абсорбционные секции; 6—промывная секция; 7—сборник оборотной воды; 8—линия подачи регенерированного раствора; 9—линия подачи аммиака; 10—линия отвода насыщенного раствора; 11—циркуляционные насосы абсорбции; 12—подача технической воды; 13—подача флегмы; 14—брызгоуловитель; 16—насос оборотной воды; 17—вентилятор градирни; 18—дымосос; 19—вход дымового газа; 20—вывод оборотной воды на нейтрализацию; 21а, 21б, 21в—напорные баки абсорберов; 22—газовые короба.

Схема промывки и охлаждения дымовых газов изображена на рис. 1. Газ после предварительной очистки от золы в золоуловителях забирается из газохода 19 дымососами сероулавливающей установки 18 и нагнетается в скруббер 2, где навстречу ему поступает охлаждающая вода. Скруббер имеет развитую поверхность охлаждения благодаря насадке из керамических колец.

Из скруббера нагретая до $50\text{--}60^\circ\text{C}$ вода самотеком поступает в сборник 7, а из него насосом 16 нагнетается в градирню 1 для охлаждения до температуры $27\text{--}30^\circ\text{C}$ за счет встречного воздушного потока, создаваемого вентиляторами 17. Из градирни охлажденная вода самотеком поступает в верхнюю часть скруббера для орошения насадки. Таким образом, создается замкнутый цикл охлаждения. Убыль воды в цикле за счет механических потерь и испарения пополняется из технического водопровода 12.

В процессе циркуляции в оборотной воде накапливаются зола, серная и сернистая кислоты и их соли. Для поддержания концентрации примесей на определенном заданном уровне часть оборотной воды непрерывно выводится из цикла 20 и направляется в отделение нейтрализации.

Нейтрализация оборотной воды производится известковым молоком. Схема отделения нейтрализации изображена на рис. 2. Известь из вагонов через разгрузочную воронку 1 подается в дробилку 2 и из нее ковшевым элеватором 3 загружается в бункер 4. Из бункера известь подается в шаровую мельницу мокрого помола 5, где и происходит приготовление известкового молока.

Известковое молоко из шаровой мельницы поступает в промежуточный сборник 6, а из него насосом 7 перекачивается в базисный сборник 8, откуда самотеком поступает в бак-нейтрализатор 9, куда одновременно поступает и кислая оборотная вода.

Нейтрализованная вода насосом 10 откачивается в гидрозолоудаление.

Охлажденные в скруббере до $30\text{--}33^\circ\text{C}$ и очищенные на $80\text{--}90\%$ от золы дымовые газы последовательно проходят три абсорбционные секции 3, 4, 5 (рис. 1), где происходит поглощение сернистого ангидрида.

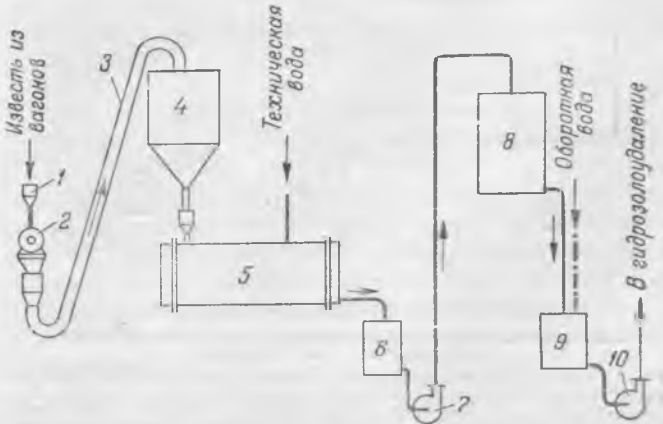


Рис. 2. Схема отделения нейтрализации.

1—загрузочная воронка; 2—дробилка; 3—элеватор; 4—бункер; 5—шаровая мельница; 6—промежуточный сборник; 7—насос; 8—сборник известкового молока; 9—бак-нейтрализатор; 10—насос.

Сульфит-бисульфитный раствор с $S/C = 0,76 \div 0,8$ подается в напорный бак 21в верхней абсорбционной секции по линии 8, сюда же и в напорный бак средней абсорбционной секции 21б подается аммиак по линии 9 для восполнения его потерь в цикле, за счет чего S/C раствора соответственно снижается.

В верхней абсорбционной секции 5 сульфит рабочего раствора, поглощая SO_2 , частично переходит в бисульфит. Избыток поглотительного раствора из верхней абсорбционной секции перетекает в напорный бак 21б средней секции 4, где происходит дальнейшее его насыщение сернистым ангидридом. Отсюда поглотительный раствор перетекает в напорный бак 21а нижней абсорбционной секции 3, где окончательно насыщается до $S/C = 0,91 \div 0,95$ и поступает затем по линии 10 в отделение регенерации для отгонки из него товарного сернистого ангидрида.

Для повышения плотности орошения насадки поглотительный раствор в каждой абсорбционной секции циркулирует по замкнутой схеме при посредстве специальных насосов 11.

Самая верхняя секция 6 служит для улавливания брызг раствора и паров аммиака, увлекаемых дымовыми газами. В ней также насосом 14 осуществляется циркуляция воды.

Регенерация насыщенного сульфит-бисульфитного раствора осуществляется в отгонных колоннах под вакуумом.

Степень очистки дымовых газов от SO_2 находится в прямой зависимости от глубины регенерации, т. е. от величины S/C регенерированного раствора, поступающего на абсорбцию. Оптимум регенерации определяется значением $S/C = 0,5$, когда весь бисульфит разложится до сульфита, однако практически достичь этого невозможно по следующей причине: при регенерации по мере отгонки SO_2 за счет уменьшения отношения бисульфита к сульфиту возрастает парциальное давление NH_3 над раствором и соответственно

уменьшается S/C в отгоняемом паре. Из этого следует, что регенерация может протекать лишь до тех пор, пока S/C в парах выше S/C в растворе, когда эти отношения сравняются, — наступит предел регенерации, так как пары не могут больше обогащаться SO_2 . Из сказанного вытекает, что эффективность регенерации будет тем выше, чем выше S/C насыщенного, поступающего на регенерацию раствора.

Степень регенерации зависит также от температуры, с ростом которой она падает, поэтому при очистке разбавленного дымового газа, когда требуется максимальное снижение S/C , необходимо стремиться к низким температурам регенерации. Для получения регенерированного раствора с S/C в пределах $0,76—0,78$ следует поддерживать температуру в интервале $80—85^\circ C$.

Схема регенерации изображена на рис. 3. Насыщенный раствор из нижней абсорбционной секции поступает в сборник насыщенного раствора 1, отсюда насосом 2 подается в отгонную колонну 5, проходя предварительно парциальный конденсатор 3, где частично подогревается парогазовой смесью, выходящей из отгонной колонны. Из парциального конденсатора раствор поступает в подогреватель 4, где доводится до температуры кипения острым паром.

Температура кипения в нижней части отгонной колонны поддерживается при посредстве выносного кипятильника 6.

Регенерированный раствор по выходе из отгонной колонны, пройдя пароотделитель 7, поступает в погружной холодильник и оттуда в сборник регенерированного нефiltrованного раствора 9 или в сборник регенерированного фильтрованного раствора 12. Из сборника 9 раствор насосом 10 пропускается через фильтрпресс и поступает в сборник 12, откуда насосом 13 через холодильник 14 подается в верхнюю абсорбционную секцию — тем самым замыкается цикл рабочего сульфит-бисульфитного раствора.

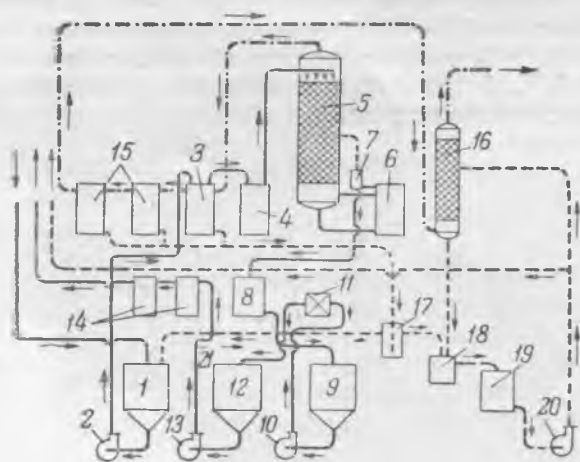


Рис. 3. Схема отделения регенерации.

— поглотительный раствор; — — — сернистый ангидрид; — — — флегма.

1—сборник насыщенного раствора; 2—насос; 3—парциальный конденсатор; 4—подогреватель; 5—отгонная колонна; 6—кипятильник; 7—пароотделитель; 8—погружной холодильник; 9—сборник регенерированного нефiltrованного раствора; 10—насос; 11—фильтрпресс; 12—сборник регенерированного фильтрованного раствора; 13—насос; 14—холодильник; 15—конденсатор-холодильник; 16—аммиачный скруббер; 17—гидравлический затвор; 18—погружной холодильник флегмы; 19—сборник флегмы; 20—насос флегмы; 21—вывод раствора на выпарку и разложение в автоклаве.

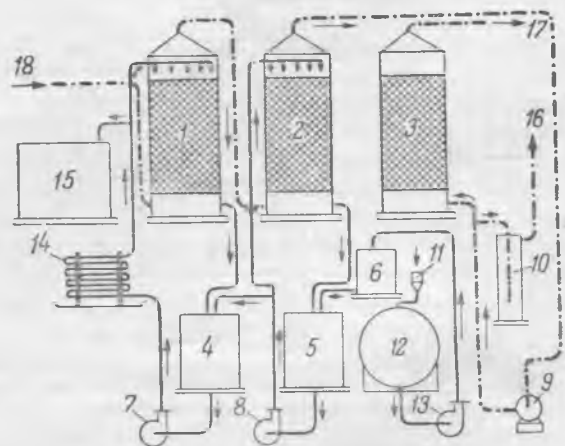


Рис. 4. Схема осушки сернистого ангидрида.

— серная кислота; — — — сернистый ангидрид.

1—первая сушильная башня; 2—вторая сушильная башня; 3—брызгоуловитель; 4—кислотный сборник первой сушильной башни; 5—кислотный сборник второй сушильной башни; 6—напорный бак; 7—кислотный насос первой сушильной башни; 8—кислотный насос второй сушильной башни; 9—вакуумный насос; 10—гидрозатвор; 11—загрузочная воронка; 12—базисный бак олеума; 13—насос; 14—оросительный холодильник; 15—сборник отработанной кислоты; 16—выхлоп в атмосферу; 17—вывод товарного сернистого ангидрида; 18—поступление влажного сернистого ангидрида на осушку.

Парогазовая смесь по выходе из отгонной колонны, пройдя, как упоминалось, парциальный конденсатор, подвергается дальнейшему охлаждению в последовательно установленных конденсаторах-холодильниках 15 и поступает в аммиачный скруббер для отмывки от остатков аммиака.

Из аммиачного скруббера концентрированный влажный сернистый ангидрид направляется в отделение осушки для удаления остатков влаги.

Осушка производится серной кислотой в сушильном отделении, представленном на рис. 4. Газ по линии 18 поступает в первую сушильную башню 1, орошаемую 76%-ной серной кислотой, циркулирующей по замкнутому контуру: сборник 4, насос 7, оросительный холодильник 14, сушильная башня 1, сборник 4.

Вторая сушильная башня орошается 96%-ной серной кислотой по замкнутому контуру: сборник 5, насос 8, сушильная башня 2, сборник 5.

Отработавшая 76%-ная серная кислота выводится в сборник 15. Закрепление кислоты в контуре циркуляции первой сушильной башни осуществляется 96%-ной кислотой из напорной линии кислотного циркуляционного насоса 8. Для закрепления кислоты в контуре циркуляции второй сушильной башни используется олеум, подаваемый из напорного бака 6. Этот бак пополняется олеумом из базисного бака 12 насосом 13.

Создание и поддержание вакуума в системе регенерации и осушки осуществляются вакуумными насосами 9. Сухой концентрированный сернистый ангидрид после второй сушильной башни поступает в вакуумнасос 9 и нагнетается им в башню 3 для улавливания брызг кислоты, увлекаемых потоком газа.

Сернистый ангидрид, выходящий из брызгоуловительной башни 3, по линии 17 направляется на сжижение или приготовление серной кислоты. Сернистый ангидрид является товарной продукцией сероулавливающей установки.

Процесс сероулавливания по аммиачно-циклическому методу существенно осложняется вследствие химической неустойчивости рабочего сульфит-бисульфитного раствора. При абсорбции SO_2 происходит частичное окисление раствора до сульфата аммония кислородом, всегда присутствующим в дымовом газе:



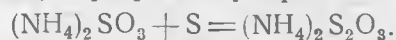
Сульфат аммония не абсорбирует сернистого ангидрида, поэтому является балластом и должен непрерывно удаляться из цикла.

В целях снижения скорости окисления сульфита применяют «отрицательные катализаторы», в частности парафенилендиамин, но наличие в поглотельном растворе золы заметно ослабляет действие катализатора, так как он, очевидно, адсорбируется на поверхности частичек золы и с ней удаляется из раствора.

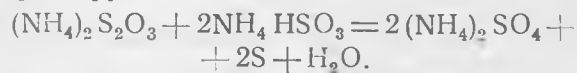
Помимо непосредственного окисления сульфита кислородом, образование сульфата происходит также и вследствие саморазложения сульфит-бисульфитного раствора благодаря его химической неустойчивости и за счет сероводорода, появляю-

щегося в дымовых газах при работе котлоагрегатов с недостаточным избытком воздуха.

Раствор сульфита и бисульфита саморазлагается с образованием сульфата и элементарной серы. Выделяющаяся сера вступает в реакцию с сульфитом, образуя тиосульфат:



Тиосульфат в свою очередь вступает в реакцию с бисульфитом, образуя снова сульфат и элементарную серу:

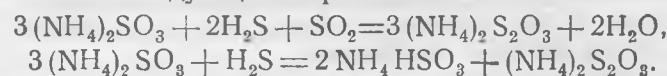


Сера вновь с сульфитом образует тиосульфат и так далее, в результате чего процесс распада непрерывно ускоряется.

Критическая концентрация тиосульфата составляет 0,2 моль/л. Выше ее наступает резкое ускорение процесса саморазложения и, наконец, полный распад всего раствора на сульфат и элементарную серу.

По данным Голянда и Бердянской (НИИГАЗ), в чистых растворах на холоду процесс саморазложения происходит крайне медленно: критическое количество продуктов распада накапливается в растворе за 5—6 мес., тогда как при нагревании процесс сильно ускоряется — так, при 100°С интенсивное саморазложение начинается через 1 250 час.

Процесс образования тиосульфата в поглотельном растворе при наличии сероводорода в дымовых газах схематично может быть представлен следующим образом:



Для вывода сульфата из рабочего раствора часть его насосом 13 (рис. 3) по линии 21 откачивается в сборник выпарки 1 (рис. 5), откуда периодически подается в выпарной аппарат 2. Выпарка производится под вакуумом.

Вакуум в системе выпарки создается в барометрическом конденсаторе за счет конденсации вторичного пара, а при надобности может быть усилен вакуумным насосом 9.

Образовавшиеся в выпарном аппарате кристаллы сульфата аммония оседают и укрупняются в кристаллизаторе 3.

Из кристаллизатора суспензия периодически подается на подвесную центрифугу 4. Маточник из центрифуги стекает в сборник 5 и насосом 6 возвращается в цикл циркуляции рабочего раствора, а кристаллы после сушки в сушильном барабане 17 поступают на склад готовой продукции.

Для поддержания концентрации тиосульфата в пределах допустимой нормы часть рабочего поглотельного раствора выводится из цикла на переработку автоклавным способом. Растворы насыщенный и регенерированный, подлежащие разложению, подаются в сборник 13 и из него в автоклав 14.

Образующаяся в автоклаве элементарная сера в расплавленном виде сливается в бочки, устанавливаемые в специальной камере 12, и после остывания направляется на склад.

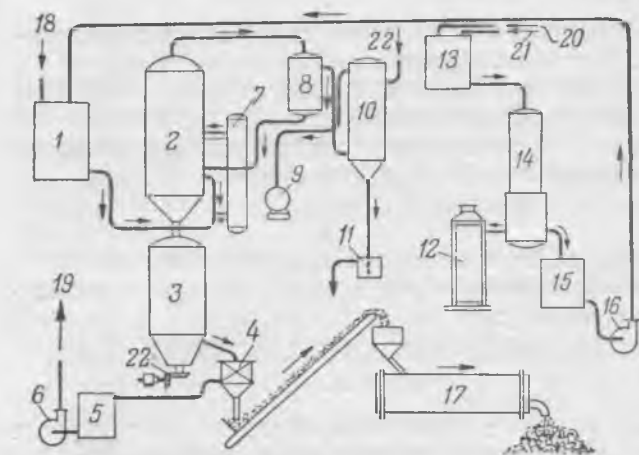


Рис. 5. Схема отделений выпарки — фугования и автоклавного разложения раствора.

1—сборник выпарки; 2—выпарной аппарат; 3—кристаллизатор; 4—центрифуга; 5—сборник маточного раствора; 6—насос; 7—калоризатор; 8—брызгоуловитель; 9—вакуумный насос; 10—барометрический конденсатор; 11—барометрический бак; 12—камера для разлива серы; 13—сборник автоклава; 14—автоклав; 15—сборник раствора сульфата; 16—насос; 17—сушильный барабан; 18—подача регенерированного раствора; 19—откачка маточного раствора; 20—подача регенерированного раствора; 21—подача насыщенного раствора; 22—мешалка.

Раствор сульфата аммония сливается в сборник 15 и оттуда насосом 16 откачивается в сборник выпарки.

Для восполнения безвозвратных потерь аммиака и аммиака, расходуемого на производство сульфата аммония, на опытно-промышленной установке используется синтетический жидкий аммиак.

Жидкий аммиак поступает на установку в железнодорожных цистернах под давлением. Из цистерн аммиак сливается в аммиакохранилище 1 (рис. 6) по жидкостной линии 6 и затем расходуются по мере надобности.

В заключение приводим некоторые предварительные итоги работы опытно-промышленной сероулавливающей установки, которая находится в периоде освоения с конца 1951 г.

До настоящего времени установка работает не по полному технологическому циклу — охлаждение дымовых газов осуществляется по прямой схеме со сбросом охлаждающей воды в реку. Цикл обратного охлаждения с использованием градирни включить в длительную эксплуатацию не представилось возможным из-за сильной коррозии насосов оборотной воды (рис. 1). Вопрос о подборе соответствующих кислотоупорных насосов до сих пор еще окончательно не решен.

Высокая зольность дымовых газов, превышающая принятую в проекте ($0,5 \text{ г/н.м}^3$) в 4—5 раз и выше, препятствует нормальной эксплуатации установки прежде всего вследствие засорения насадки отгонных колонн. По этой причине из двух абсорбционных систем в постоянной работе находится только одна и на одну абсорбционную систему приходится держать в работе обе регенерационные системы. Удерживать в параллельной работе две системы абсорбции удастся лишь не более чем на 4—5 дней из-за роста объема поглотительного раствора и вследствие большого окисления сульфита в сульфат, превышающего почти в два раза принятую в проекте величину.

Рост объема поглотительного раствора объяс-

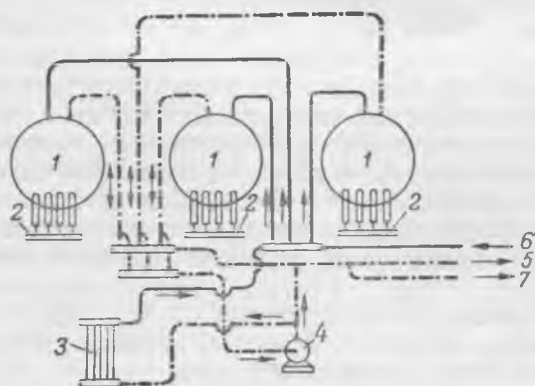


Рис. 6. Схема аммиачного хозяйства опытно-промышленной сероулавливающей установки.

— жидкий аммиак; — — — газообразный аммиак.

1—хранилища аммиака; 2—трубки Фильда; 3—конденсатор; 4—аммиачный компрессор; 5—линия газообразного аммиака к железнодорожной цистерне; 6—линия жидкого аммиака от железнодорожной цистерны; 7—линия газообразного аммиака на производство.

няется тем, что не весь поглощенный в абсорберах сернистый ангидрид отгоняется при регенерации и в виде сульфитных солей накапливается в системе.

Влияние высокой зольности дымовых газов выражается в том, что зола парализует действие отрицательного катализатора (парафенилендиамина), адсорбируя его на поверхности частичек, и удаляет из раствора при фильтрации.

Сульфат аммония, вырабатываемый на сероулавливающей установке, имеет повышенное содержание влаги, сульфита и бисульфита. Установка по осушке и доведение сульфата аммония до товарного состояния находятся в стадии монтажа.

Влияние сероводорода на разложение рабочего поглотительного раствора сведено к минимуму. Выявлено, что появление H_2S в дымовых газах происходит при недостаточном избытке воздуха вследствие образования продуктов химического недожога. При соблюдении режима работы котлоагрегатов без большого химического недожога сероводород в дымовых газах отсутствует или содержится в ничтожных количествах. При этом условия образующиеся за счет сероводорода продукты распада поглотительного раствора требуют вывода из цикла лишь небольшой части раствора для разложения в автоклавах.

Установлено, что разложение сульфит-бисульфитного раствора в автоклаве происходит быстро и до конца. Однако автоклав в длительной и непрерывной работе полностью еще не освоен.

Опыт работы показал, что очистка дымовых газов до конечного содержания в нем сернистого ангидрида 0,03% вполне возможна при условии, если на орошение верхней абсорбционной секции будет подаваться раствор с S/C около 0,76 и температура дымовых газов, поступающих на абсорбцию, будет близкой к 30°C .

Итог работы опытно-промышленной сероулавливающей установки показывает, что принцип, положенный в основу очистки дымовых газов электростанций от сернистых соединений, выбран правильно. Возникшие трудности в освоении установки не являются принципиальными и, несомненно, в недалеком будущем будут преодолены.

Циркуляционное водоснабжение с воздушными поверхностными охладителями

Доктор техн. наук С. С. Берман

В некоторых паросиловых установках, например в передвижных электростанциях и в паровозах с тендер-конденсаторами, нашли себе применение поверхностные охладители с использованием воздуха в качестве охлаждающего агента.

Их достоинства — отсутствие загрязнения и потерь воды, свойственные обычным испарительным охладителям (градирням и бассейнам с разбрызгивающими соплами), а основной недостаток — невысокая тепловая эффективность поверхностей охлаждения. В воздушных поверхностных охладителях циркуляционной воды, а также воздушных конденсаторах энергопоездов и паровозов с целью обеспечения более интенсивного теплообмена обычно применяется принудительная подача воздуха с помощью вентиляторов, что обуславливает дополнительный расход энергии и усложнение оборудования и обслуживания установок.

Ниже изложены некоторые принципы конструирования воздушных поверхностных охладителей циркуляционной воды и разработанная автором методика их теплового поверочного расчета при естественной, принудительной тяге.

Принципы конструирования

На ряде установок наблюдается замораживание отдельных трубок воздушных охладителей, причина которого заключается в неравномерном распределении скоростей воды (или водяного пара) и воздуха. Если в районе какой-либо трубки скорость воды невелика, а скорость воздуха значительна, то при низкой температуре последнего (зимние условия) наблюдается местное замораживание отдельных трубок. Наличие местного замораживания дает основание утверждать, что поверхность охлаждения в некоторых конструкциях работает крайне неравномерно, т. е. используется недостаточно эффективно.

Коренное устранение этого недостатка, помимо упорядочения эксплуатации, может быть достигнуто конструктивным путем при направлении охлаждаемой воды — сверху вниз, а нагреваемого воздуха — снизу вверх.

Предположим, что в районе какой-либо трубки температура воды окажется ниже, чем на соседних участках; в силу большего удельного веса холодной воды, последняя будет быстрее опускаться, что приводит к выравниванию температуры воды. Одновременно с этим, поскольку от менее нагретой воды воздух будет меньше нагреваться, то его подъемная сила и скорость на этом

участке станут меньше, температура воздуха станет повышаться, а отвод тепла от воды — уменьшаться. Это создает предпосылки к обеспечению равномерного распределения температур по сечению теплообменника. Для интенсификации теплообмена с воздушной стороны в трубах со стороны воздуха могут быть предусмотрены ребра.

Ввиду малости термического сопротивления стенки по сравнению с переходным термическим сопротивлением от стенки к воздуху нецелесообразно применять для поверхности охлаждения (трубок) дефицитные и дорогие цветные металлы, а без всякого ущерба возможно применение сталей обычных марок.

Для устранения коррозии металла (баков и трубок) необходима его оцинковка.

Подача воздуха в поверхностный охладитель может быть как принудительная (вентилятором), так и естественная. Для повышения коэффициента теплоотдачи при естественной тяге необходимо обеспечить достаточно большую скорость движения воздуха — это достигается установкой над поверхностным теплообменником вытяжной трубы, возможно большей высоты.

Методика расчета

Рассматриваемые воздушные поверхностные охладители, как правило, предназначаются для работы с каким-то определенным тепловым агрегатом (конденсатором паровой турбины, двигателем внутреннего сгорания и т. п.); количество тепла, передаваемого циркуляционной воде в основном агрегате, и равное ему количество тепла, отдаваемое ею воздуху в охладителе, практически зависит исключительно от режима работы основного агрегата. При стабильном режиме основного агрегата (конденсатор паровой турбины, двигатель внутреннего сгорания и т. п.) повышение температуры воды в основном агрегате и равное ему понижение температуры в охладителе зависят только от расхода циркуляционной воды; если расход воды неизменен (например, при непрерывной подаче насосом), то повышение температуры воды в охладителе определяется только режимом основного агрегата. Тепловая же работа охладителя будет обуславливать только больший или меньший температурный напор.

Работа охладителя обуславливается тепловыми и аэродинамическими факторами. Количество тепла, передаваемого от воды к воздуху, зависит от поверхности охлаждения, количества проходящего воздуха (его расхода), коэффициента тепло-

отдачи от стенки к воздуху и среднего температурного напора между водой и воздухом. Коэффициент теплоотдачи зависит от скорости движения воздуха в трубах и от их диаметра. Скорость движения воздуха зависит от величины тяги, а расход воздуха зависит и от тяги, и от величины свободных сечений. Величина же тяги зависит от параметров вентилятора, а при естественной тяге — от повышения температуры воздуха в трубах и от высоты вытяжной трубы и самых трубок. Величина же тяги в свою очередь должна быть равной сумме аэродинамических сопротивлений, что зависит от конструктивных параметров поверхностного охладителя, расхода воздуха и скорости воздушного потока. Скорость, живое сечение, расход воздуха, повышение его температуры и количество тепла тоже связаны между собой.

Расчетный анализ всех указанных зависимостей, произведенный автором на основе общепринятых положений теплопередачи и аэродинамики, привел к ряду приближенных формул, которые могут быть использованы для ориентировочных проверочных подсчетов.

Последовательность подсчетов следующая:

1. Определяют повышение температуры воздуха в каналах охладителя по формулам:

а) при естественной тяге

$$\delta t_2 = \sqrt[3]{\frac{Q^2 \cdot \left(\zeta + \xi \frac{l}{d}\right)}{8,92 \cdot 10^4 \cdot S^2 \cdot H}} \times \sqrt[3]{\left(1 + \frac{t_2'}{273}\right) \left(1 + \frac{t_{2cp}}{273}\right) \left(1 + \frac{t_2''}{273}\right)} \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (1)$$

б) при искусственной тяге

$$\delta t_2 = \frac{Q}{1,29 \cdot 10^4} \sqrt[3]{\frac{\zeta + \xi \frac{l}{d}}{S^2 \cdot \eta \cdot P}} \cdot \sqrt[3]{\left(1 + \frac{t_{2cp}}{273}\right)^2} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2)$$

где t_2' , t_2'' , t_{2cp} , δt_2 — температуры воздуха при входе в охладитель, выходе из него, средняя температура и повышение температуры, $^\circ\text{C}$;

Q — количество тепла, передаваемое от циркулирующей воды воздуху, ккал/час ;

ζ — суммарный коэффициент местных сопротивлений (для воздуха);

ξ — коэффициент трения в каналах (для воздуха);

l и d — длина (высота) и внутренний диаметр (эквивалентный диаметр) воздушных каналов, м ;

S — суммарное живое сечение воздушных каналов, м^2 ;

H — высота вытяжной трубы, м ;

P — мощность привода вентилятора, квт ;

η — к. п. д. вентиляторной установки.

Искомое δt_2 входит и во второй радикал правой части этих выражений (в t_{2cp} и t_2''), но этот радикал является поправкой, по значению близкой к единице; поэтому для подсчета значения δt_2 проще всего применить метод последовательных сближений. Принимая значение второго радикала равным 1, находим δt_2 и, подставляя это значение во второй радикал, находим уточненное значение δt_2 ; можно еще раз произвести соответственный пересчет, но зачастую это излишне.

2. Находят скорость воздуха в каналах (W) по формуле

$$W = \frac{Q}{1115 \cdot S \cdot \delta t_2} \cdot \frac{273 + t_2' + \frac{\delta t_2}{2}}{273} \text{ м/сек.} \quad (3)$$

3. Находят коэффициент теплоотдачи от стенки к воздуху α (его можно считать приблизительно равным k , т. е. коэффициенту теплопередачи), например при турбулентном движении воздуха, по формуле

$$\alpha = \frac{3 \cdot W_0^{0,8}}{d^{0,25}} \text{ ккал/м}^2 \text{ час } ^\circ\text{C}, \quad (4)$$

где W_0 — скорость воздуха, приведенная к 0°C , м/сек .

4. Находят среднюю температуру циркуляционной воды t_{cp} по формуле

$$t_{1cp}' = t_{2cp} + \frac{Q}{\alpha \cdot F} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (5)$$

где F — поверхность охлаждения, м^2 .

5. По известным расходу циркулирующей воды и количеству тепла Q находят перепад температуры воды δt_1 , и температур воды на входе в охладитель t_1' и на выходе из него t_1'' .

Следует учесть, что в данной методике имеются два допущения: во-первых, при принудительной тяге не учтена подъемная сила нагретого воздуха, а при естественной тяге при подсчете подъемной силы не учтена высота каналов (трубок) — это допущение дает некоторый запас; во-вторых, принята среднеарифметическая разность температур (напор) воды и воздуха вместо среднелогарифмической, это допущение действует в противоположную сторону; расхождение между обоими значениями температурных напоров обычно пренебрежимо мало при охладителях с принудительной тягой, а при естественной тяге — обычно 5—10%. Не представляет труда при каждом варианном расчете определить процентное расхождение между обоими напорами; это может быть сделано или при помощи общеизвестных формул, или при помощи графика поправок¹.

После выбора оптимального варианта при окончательном проверочном расчете целесообразно его уточнить с учетом как подъемной силы, так и среднелогарифмического напора и с корректировкой аэродинамических сопротивлений.

¹ М. А. Михеев, Основы теплопередачи, Госэнергоиздат, 1949, стр. 255, фиг. 144.



Динамическая балансировка роторов по измерениям фазы небаланса

Инж. Ю. И. Азбукин

Успешная динамическая балансировка роторов в собственных подшипниках обычно применяемыми способами требует соблюдения следующих условий:

1. При постоянной скорости вращения балансируемого ротора должна существовать прямая пропорциональная зависимость между весом небаланса и величиной вызываемой им вибрации подшипников.

2. Прибор, применяемый для измерения величины вибрации подшипников, должен обеспечивать относительную сравнимость измерений, проводимых при различных положениях пробного груза на балансируемом роторе.

Когда для балансировки употребляются виброизмерительные приборы, погрешность измерения которых меняется в зависимости от величины измеряемых амплитуд вибрации, или когда балансируемая машина не удовлетворяет строго условию пропорциональности изменения величины вибрации при изменении веса небаланса, балансировка, проводимая обычными методами, или вообще не удастся, или требует для получения хороших результатов неоднократного повторения серии пусков машины.

В этих случаях целесообразно применять метод балансировки, позволяющий при построении расчетных диаграмм обходиться без учета величины вибрации подшипников и их изменений в процессе балансировки. При этом для определения веса и места небаланса используется то обстоятельство, что при постоянной скорости вращения ротора величина его фазы колебания неизменна, вне зависимости от величины небаланса.

При таком методе балансировки в качестве исходных данных для построения расчетной диаграммы вместо амплитуд вибрации подшипников должны приниматься только изменения фазы небаланса ротора, измеренные при различных положениях на роторе пробного груза. Разумеется, что при этом определение фазы небаланса («положения бьющей точки вала») должно производиться каким-либо специальным прибором (например, стробоскопом инж. Колесника), дающим достаточную точность в определении этого параметра.

Предлагаемый ниже способ балансировки предусматривает тот же порядок пуска машины и перемещений пробного груза на роторе, как и при обычной балансировке, проводимой с измерением амплитуд вибраций. Это позволяет при желании практиковать совмещение данного метода балансировки с любым из обычных методов

с тем, чтобы за счет некоторых параллельно проводимых измерений и дополнительного графического расчета осуществлять контроль и корректировку получаемых результатов. Ниже даются три метода построения расчетных диаграмм при балансировке роторов.

Метод увеличения пробного груза

Чтобы получить исходные данные для расчетной диаграммы, проводятся 3 пуска ротора:

первый пуск — с имеющимся в роторе небалансом;

второй пуск — с пробным грузом p , укрепляемом в любой точке торца ротора с балансируемой стороны¹;

третий пуск — с новым пробным грузом удвоенного веса $2p$, укрепленным в той же точке ротора, что и первый пробный груз.

В процессе каждого пуска при нормальной скорости вращения ротора определяется его фаза небаланса (положение бьющей точки вала).

На основании этих трех положений бьющей точки вала и места крепления пробного груза производится определение места и веса небаланса.

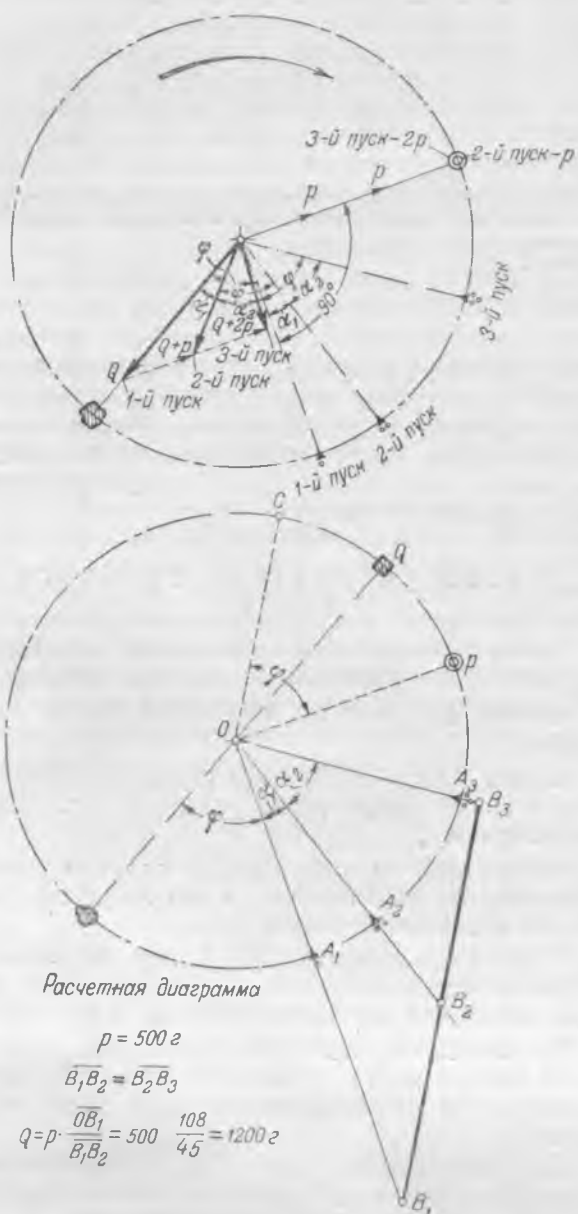
На окружности (рис. 1), изображающей в произвольном масштабе торец балансируемого ротора, отмечаются указанные точки A_1 ; A_2 ; A_3 . Через эти точки из центра окружности O проводятся радиальные лучи произвольной длины. Поперек лучей на любом расстоянии от окружности проводится секущая B_1B_3 . Угол наклона ее подбирается так, чтобы отрезки секущей между лучами B_1B_2 и B_2B_3 были точно равны друг другу. Из центра окружности проводятся радиусы OC — параллельно найденной секущей и OP — в точку крепления пробного груза p .

Угол между этими радиусами φ и есть угол фазы небаланса данного ротора. Для определения места небаланса достаточно отложить величину этого угла по направлению вращения от положения бьющей точки вала при первом пуске A_1 .

Вес небаланса определится из уравнения

$$Q = p \cdot \frac{OB_1}{B_1B_2}.$$

¹ Вес пробного груза определяется по известным указаниям.



где r — вес пробного груза, кг;
 OB_1 и B_1B_2 — величины, получаемые непосредственным измерением из диаграммы, мм.

На рис. 1 приведен пример построения расчетной диаграммы для частного случая, когда вес пробного груза оказался меньше веса небаласа, а место крепления его было выбрано под углом 90° против направления вращения от положения бьющей точки вала, при первом пуске ротора.

Метод двух перемещений пробного груза

Исходные данные для расчетной диаграммы получаются из трех пусков ротора:

первый пуск — с имеющимся в роторе небалансом;

второй пуск — с пробным грузом p , укрепляемым в любой точке торца ротора с балансируемой стороны;

третий пуск — с тем же пробным грузом p , перенесенным из места своего крепления при втором пуске в диаметрально противоположную точку торца ротора.

В процессе каждого пуска при нормальной скорости вращения ротора определяется его фаза небаласа (положение бьющей точки вала).

Построение расчетной диаграммы (рис. 2) аналогично предыдущему построению.

На рис. 2 приведен частный случай, при котором первым местом крепления пробного груза выбрано положение бьющей точки вала, зафиксированной при первом пуске ротора.

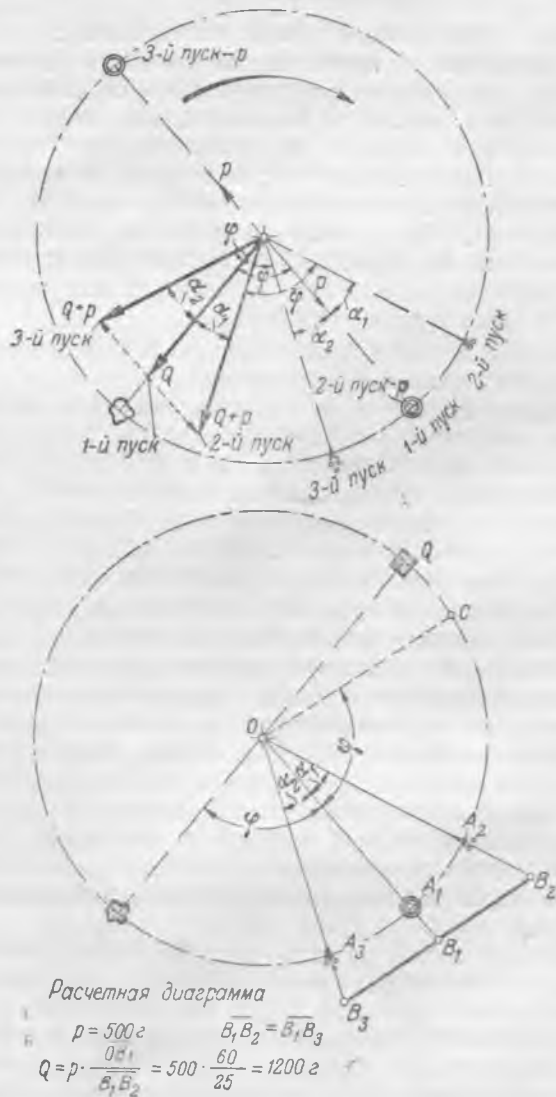
Метод трех перемещений пробного груза

Три пуска, необходимых для балансировки ротора, производятся в следующем порядке:

первый пуск — с выбранным пробным грузом, укрепленным в произвольной точке торца балансируемой стороны ротора;

второй и третий пуски — тот же пробный груз переносится соответственно на 120 и 240° от своей первой точки крепления.

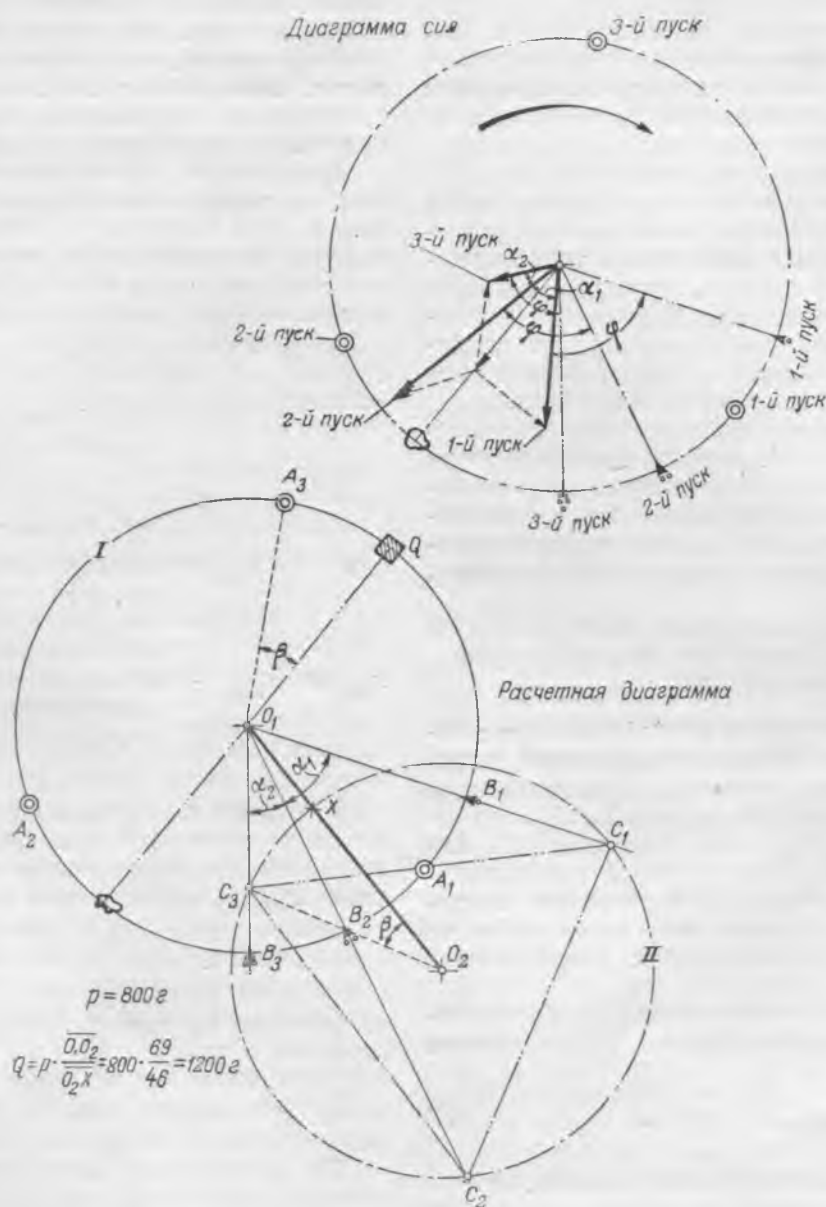
Диаграмма сил



Во время всех трех пусков при нормальной скорости вращения ротора определяется его фаза небаланса. Построение расчетной диаграммы показано на рис. 3.

На окружности I , изображающей в произвольном масштабе торцев ротора, отмечаются: места крепления пробного груза A_1, A_2, A_3 и зафиксированные положения будущей точки вала при трех пусках ротора B_1, B_2, B_3 .

Для определения места балансирующего груза измеряется угол между этой линией и радиусом, проведенным в ближайшую вершину вписанного треугольника, например $\angle xO_2C_3$ ($\angle \beta$). Величина этого угла откладывается на окружности I от точки крепления пробного груза, соответствующей указанной вершине треугольника, например от радиуса O_1A_3 по направлению к точке A_1 . Найденная точка определяет положение



Из центра первой окружности O_1 через эти точки проводятся радиальные лучи, на которых произвольным раствором циркуля подбираются 3 равно удаленные друг от друга точки C_1, C_2, C_3 , служащие в дальнейшем построении вершинами равностороннего треугольника. Из центра этого треугольника O_2 описывается окружность II .

Центры окружностей O_1 и O_2 соединяются прямой линией. Точка пересечения этой линии с окружностью II отмечается точкой x .

ние расчетного балансирующего груза на торце ротора.

Вес балансирующего груза Q находится из уравнения

$$Q = p \frac{O_1O_2}{O_2x},$$

где p — вес обходного пробного груза, кг;
 O_1O_2 и O_2x — величины, получаемые непосредственным измерением из диаграммы, мм.

Использование силовых и измерительных трансформаторов в качестве испытательных

Инж. В. Б. Кулаковский

Для испытания повышенным напряжением изоляции крупных электрических машин требуются испытательные трансформаторы значительной мощности.

При отсутствии таких трансформаторов для испытаний могут быть применены силовые трансформаторы малой мощности и трансформаторы напряжения. Последние допускают значительную кратковременную перегрузку их.

При этом во избежание возникновения резонансных явлений или искажения формы кривой испытательного напряжения необходимо правильно выбрать мощность применяемого трансформатора. Так, известен случай¹, когда из-за неправильного выбора мощности и режима испытательного трансформатора при испытании стержней генератора наблюдался скачок напряжения с 8 до 13 кВ вследствие резонансных явлений.

В ЦНИЭЛ было проведено исследование явлений, происходящих при работе трансформатора на емкостную нагрузку, и на основе этого исследования выработаны приводимые ниже рекомендации по использованию силовых и измерительных трансформаторов в качестве испытательных.

Резонансные явления при работе трансформатора на емкостную нагрузку

При емкостной нагрузке трансформатора в цепи могут возникнуть резонанс напряжений (определяемый емкостью нагрузки, индуктивностью рассеяния трансформатора и индуктивностью сети) и феррорезонанс токов (определяемый емкостью нагрузки и индуктивностью трансформатора при холостом ходе). При резонансе напряжений, как известно, возрастают напряжение на испытуемом оборудовании и ток, потребляемый из сети.

Во избежание резонанса напряжений величина емкости испытуемого объекта $C_{исп}$ должна быть

$$C_{исп} < 3,18 \frac{10^9}{x} \text{ нф}, \quad (1)$$

где $C_{исп}$ — емкость испытуемого объекта, нф;

x — сумма реактивных сопротивлений² трансформатора и регулировочных устройств, приведенная к стороне испытательного напряжения, ом.

Резонанс напряжений в обычных условиях не возникает из-за малой индуктивности рассеяния трансформаторов; исключение составляют случаи, когда применяются какие-либо регулирующие устройства, имеющие значительное реактивное сопротивление (дрессели, маломощные потенциал-регуляторы).

¹ Д. В. Лизунов, Резонанс токов при испытании обмотки генератора, „Электрические станции“, 1935, № 1.

² Реактивные сопротивления могут быть определены путем опыта короткого замыкания.

В отличие от резонанса напряжений резонанс токов сопровождается резким снижением тока, потребляемого из сети. В случае, если регулирование напряжения производится с помощью автотрансформатора или иного устройства с малым сопротивлением, это снижение тока не сопровождается сколь-либо существенным изменением регулируемого напряжения, и резонанс токов не опасен.

Если же регулирование напряжения производится с помощью реостата или дросселя, то снижение тока вызывает существенное уменьшение падения напряжения на реостате или дросселе, что сопровождается возрастанием напряжения на испытательном трансформаторе.

Во избежание феррорезонанса токов при реостатном регулировании должно соблюдаться одно из следующих условий:

$$C_{исп} > \frac{3,18 \cdot 10^9}{x_{d0} \cdot k^2}; \quad (2)$$

$$C_{исп} < \frac{3,18 \cdot 10^9}{x_{d\text{ мин}} \cdot k^2}, \quad (3)$$

где $C_{исп}$ — емкость испытуемого оборудования, нф;

k — коэффициент трансформации испытательного трансформатора;

x_{d0} и $x_{d\text{ мин}}$ — величины, определяемые кривой намагничивания трансформатора.

При испытании электрических машин практически выполнимо только условие (2).

Величины x_{d0} и $x_{d\text{ мин}}$ могут быть определены из опыта холостого хода трансформатора, произведенного при синусоидальном напряжении. Величина $x_{d\text{ мин}}$ приблизительно равна импедансу холостого хода при напряжении 30—50% номинального. Для определения величины x_{d0} необходимо измерить токи холостого хода при напряжении U_0 , при котором предполагается использовать трансформатор, и при напряжении на 5÷10% выше U_0 ; величина x_{d0} приблизительно равна отношению разности этих напряжений к разности соответствующих токов холостого хода.

По данным нескольких опытов, для трансформаторов, работающих при индукции около 14 000 гс (при которой работают обычно силовые трансформаторы), справедливы соотношения:

$$x_{d\text{ мин}} \approx 3 \div 3,5 z_{x.x}; \quad x_{d0} \approx \frac{z_{x.x}}{3,6 \div 4}$$

(для номинального напряжения),

где $z_{x.x}$ — реактивное сопротивление холостого хода при номинальном напряжении.

Для трансформаторов малой мощности можно принять

$$z_{x.x} \approx 10 z_n \approx 10 \frac{P_n}{U_n^2},$$

где P_n и U_n — номинальные мощность и напряжение трансформатора.

При этих соотношениях резонанса токов не будет, если соблюдено одно из условий:

$$C_{исп} > 1,3 \frac{P_n}{U_n^2} 10^{-6} \text{ нф}; \quad (4)$$

$$C_{исп} < 0,08 \frac{P_n}{U_n^2} 10^{-6} \text{ нф}. \quad (5)$$

Эти условия означают одновременно, что при указанных соотношениях резонанс токов возможен лишь в случае, если трансформатор будет загружен емкостной нагрузкой в пределах от 3 до 40% своей мощности.

Форма кривой напряжения трансформатора, работающего на емкостную нагрузку

В случае, если регулирование напряжения трансформатора производится автотрансформатором или другим устройством с малым сопротивлением, вторичное напряжение трансформатора остается практически синусоидальным независимо от характера и величины нагрузки при условии, что форма напряжения питающей сети достаточно близка к синусоиде.

Если же регулирование напряжения производится с помощью реостата, то возможны значительные искажения формы кривой напряжения из-за наличия высших гармонических в кривой тока намагничивания.

Искажения формы кривой напряжения будут, очевидно, тем меньше, чем меньше отношение тока намагничивания к току, потребляемому из сети.

При емкостных нагрузках, меньших 3% номинальной мощности, трансформатор работает в режиме, близком к холостому ходу; форма кривой его напряжения может при этом существенно отличаться от синусоиды.

При емкостной нагрузке от 3 до 40% (номинальной мощности) и реостатном регулировании работать не следует из опасения резонанса токов. При емкостных нагрузках, больших 40%, искажения формы кривой напряжения трансформатора будут тем меньше, чем больше загружен трансформатор.

Расчет показывает, что при соблюдении условий (2) или (4) содержание третьей гармонической в кривой напряжения трансформатора не превышает 5%, т. е. напряжение трансформатора становится практически синусоидальным (при синусоидальном напряжении сети).

Если в кривой напряжения питающей сети содержатся высшие гармонические, возможны значительные искажения формы испытательного напряжения при любом регулировочном устройстве. В этом случае возможен резонанс напряжений третьей гармонической.

У маломощных трансформаторов резонанс может наступить при нагрузке по току порядка двойной от номинальной.

При обычных для таких трансформаторов соотношениях между активным и реактивным сопротивлением обмоток содержание третьей гармонической в испытательном напряжении при резонансе может в 6 раз превышать содержание третьей гармонической в напряжении питания.

При номинальной нагрузке трансформатора содержание третьей гармонической в испытательном напряжении превышает по расчету в 2 раза содержание ее в напряжении питания. Во избежание возрастания содержания третьей гармонической в напряжении питания испытательный трансформатор следует включать только на линейное напряжение питающего трансформатора, как это указано в «Инструкции по эксплуатации и ремонту генераторов».

Перегрузка трансформаторов, используемых для испытаний изоляции

Обычно при пофазном испытании изоляции график нагрузки испытательного трансформатора представляет 3 одинаковых цикла, каждый из которых состоит из плавного подъема нагрузки, выдержки под полной нагрузкой в течение 1 мин. и паузы в течение нескольких минут, необходимых для переключения концов на другую фазу.

Если принять, что подъем нагрузки и пауза занимают по 1 мин., а тепловая постоянная времени обмоток трансформатора равна 4 мин., то, как показывает простейший расчет, при испытаниях допустима 2,5-кратная нагрузка трансформатора.

При таком режиме нагрузки температура обмоток трансформатора к концу испытаний не превысит 85°С (если до испытаний она не превышала 20°С).

Если при испытаниях трансформатор работает с указанной перегрузкой и требуется провести повторные испытания, то перед ними следует дать трансформатору остыть в течение 15—20 мин.

Использование трансформаторов напряжения в качестве испытательных

Как показали опыты, трансформаторы напряжения могут быть кратковременно значительно перегружены по току, что дает возможность применить их для испытания повышенным напряжением даже сравнительно крупных объектов.

Соответствующие данные по наиболее распространенным типам трансформаторов напряжения приведены в табл. 1.

Если мощности одного трансформатора напряжения недостаточно для испытания данного объекта, может быть применено параллельное соединение одинаковых трансформаторов. При этом максимальная емкостная нагрузка, допустимая по условиям нагрева, возрастает пропорционально числу включенных трансформаторов. Если применено реостатное регулирование напряжения, то во избежание резонанса токов емкостная нагрузка должна быть не ниже определенной величины; последняя возрастает пропорционально числу параллельно соединенных трансформаторов, включая и трансформатор, используемый для измерения испытательного напряжения. Величины минимально допустимой емкостной нагрузки для 1 трансформатора приведены в табл. 1.

В случае, когда требуется произвести испытание напряжением, более высоким, чем номи-

Таблица 1

Тип трансформатора	Длительно допустимая мощность, $ва$	Длительно допустимый ток, a	Максимальный ток со стороны низкого напряжения по условиям нагрева при нагрузке 3 раза по 1 мин., с плавным подъемом нагрузки каждый раз в течение 1 мин., с перерывами каждый раз по 2 мин., $^1 a$	Максимальная емкостная нагрузка при номинальном напряжении по условиям нагрева, $пф$	Минимальная емкостная нагрузка то условиям отсутствия резонанса токов при напряжении на 10% выше номинального $^2, пф$
НОМ-10; 10 $кв$, кл. точн. 0,5, выпуск 1949 г. и позднее	720	7,2	35	112 000	20 000
НОМ-10; 10 $кв$, кл. точн. 1, выпуск 1942 — 1948 гг.	720	7,2	25	60 000	25 000
НОМ-6; 6 $кв$, кл. точн. 1, выпуск 1930 — 1935 гг.	250	2,5	15	132 000	19 000
НОМ-6; 6 $кв$, кл. точн. 0,5, выпуск 1949 г. и позднее	400	4	15	132 000	26 500

¹ Из условия, чтобы температура обмотки низкого напряжения (наиболее нагретой) не превышала 90° С при максимальном токе и температуре воздуха 20° С.

² Учитывается только при включении трансформатора через реостат.

Таблица 2

Мощность и напряжение	Скорость вращения, об/мин	Ориентировочная емкость одной фазы, $мкф$	Количество трансформаторов	
			НОМ-10	НОМ-6 *
5 000 $квa$, 6 $кв$	1 000—3 000	0,05—0,07	1	2×1
7 500 $квa$, 6 $кв$	3 000	0,05	1	2×1
	1 000	0,1	2	2×2
15 000 $квa$, 6 $кв$	3 000	0,1	2	2×2
	1 000	0,15	2	2×3
15 000 $квa$, 10 $кв$	1 000—3 000	0,08—0,11	2×2 *	—
31 250 $квa$, 6 $кв$	3 000	0,2	3	2×4
31 250 $квa$, 10 $кв$	3 000	0,16	2×3 *	—

* Трансформаторы соединяются по 2 последовательно; например, 2×3 означает: 3 параллельные группы трансформаторов по 2 последовательно включенных трансформатора в каждой группе.

нальное напряжение имеющихся трансформаторов напряжения, может быть применено последовательное включение трансформаторов.

Максимально допустимая емкостная нагрузка для группы из двух последовательно включенных трансформаторов определяется из выражения

$$C_{\text{макс}} = C_{1\text{макс}} \left(\frac{U_n}{U_{\text{исп}}} \right)^2,$$

где $C_{1\text{макс}}$ — максимальная емкостная нагрузка каждого трансформатора;

U_n — номинальное напряжение каждого трансформатора;

$U_{\text{исп}}$ — требуемое испытательное напряжение.

При реостатном регулировании такой группы должно соблюдаться условие

$$C_{\text{исп}} > C_{01} \frac{U_{\text{исп}}}{U_n},$$

где C_{01} — минимальная нагрузка для каждого из трансформаторов.

В табл. 2 указано ориентировочное число трансформаторов напряжения, необходимое для испытания напряжением до 1,5 U_n некоторых генераторов и синхронных компенсаторов.

Выводы

1. Силовые трансформаторы малой мощности и трансформаторы напряжения могут быть успешно применены в качестве испытательных.

2. При регулировании испытательного напряжения с помощью автотрансформатора или иного устройства с малым сопротивлением допустимая нагрузка испытательного трансформатора определяется только условиями нагрева последнего.

3. При обычном режиме пофазных испытаний трансформатор допускает по условиям нагрева нагрузку по току до 2,5-кратной от номинальной.

Трансформаторы напряжения различных типов допускают в режиме испытательных нагрузок от 3,5- до 5-кратной по отношению к длительно допустимому току, вычисленному по максимальной мощности, указываемой в паспортных данных.

4. При реостатном регулировании напряжения трансформатора нагрузка его по току во избежание резонанса токов и искажения формы кривой напряжения должна быть не ниже 40% от номинальной; в случае необходимости может быть произведен более точный расчет минимально допустимой нагрузки по данным опыта холостого хода трансформатора [формула (2)].

5. При регулировании напряжения с помощью дросселя или другого устройства с большим реактивным сопротивлением при испытаниях возможен резонанс напряжений. Во избежание его при таком регулировании должно выполняться условие (1).

6. Наличие высших гармонических в кривой напряжения питания приводит к существенному искажению формы испытательного напряжения, особенно при перегрузках трансформатора. Во избежание появления высших гармонических в кривой испытательного напряжения испытательные трансформаторы должны включаться только на линейное напряжение питающей сети.

Дистанционное управление на электростанциях без применения мощных аккумуляторных батарей

Инж. Н. Е. Иогансон и инж. И. Г. Кузичкин

ОТ РЕДАКЦИИ

Помещая, в дополнение к ранее опубликованным статьям инж. А. М. Пружанского («Электрические станции», 1953, № 1) и инж. Г. С. Красильникова («Электрические станции», 1953, № 6), статью инж. И. Г. Кузичкина и инж. Н. Е. Иогансона, редакция отмечает своевременность и важность разработок в области управления аппаратурой электростанций и подстанций помощью аккумуляторных батарей малой емкости или вообще без аккумуляторных батарей. Ценность этих разработок заключается в удешевлении сооружения электростанций и подстанций с одновременным упрощением защиты и управления и облегчением эксплуатации.

В статье тт. Кузичкина и Иогансона рассматривается одна из сторон этой задачи. В связи с этим следует указать еще одну возможность выполнения защиты и управления без аккумуляторных батарей, широко используемую на энергопоездах, где имеется длительный и успешный опыт питания защиты и отключающих катушек выключателей от переменного тока с помощью устройств, состоящих из конденсаторных батарей, заряжаемых через твердые выпрямители.

В самое ближайшее время на основе использования всех известных возможностей следует обеспечить более широкое практическое осуществление электротехнических установок без аккумуляторных батарей.

Применение для выключателей напряжением до 35 кВ грузовых приводов с дистанционным управлением устранило одно из условий, определявших необходимость установки на электростанциях больших аккумуляторных батарей 120–220 в *.

Однако на электростанциях еще требуется применение таких батарей для питания включающих соленоидов низковольтных автоматов, включающих катушек станций гашения поля генераторов, аварийного освещения и устройств релейной защиты.

С применением реле переменного тока для защиты¹, переносных или неэлектрических светильников для аварийного освещения или же агрегатов аварийного освещения с двигателями внутреннего сгорания² останутся лишь два первых препятствия к отказу от станционных аккумуляторных батарей, т. е. необходимость дистанционного включения низковольтных автоматов и автоматов гашения поля генераторов.

Московское отделение ГСПИ Промэнергопроект предложило в некоторых проектах электростанций средней мощности стартерные аккумуляторные батареи 24 в. При этом высоковольтные выключатели, низковольтные автоматы и АГП оборудуются пружинно-маховичными приводами по типу опытных приводов УПП-51, изготовленных для одной из энергосистем Ремонтно-механическим заводом Латвэнерго.

В приводе типа УПП-51 вместо падающего груза для включения, примененного в приводе типа УПП-51, используется совместное действие махового груза, расположенного в виде сектора на штурвале, и пружин. Благодаря этому пружинно-маховичный привод имеет ряд преимуществ по сравнению с грузовым приводом типа УПП-51. Вес привода типа УПП-51 меньше, привод занимает меньше места по фасаду панели, не заслоняя грузом сборку зажимов, допускает плавную регулировку усилия на включение изменением натяжения пружин и пр.

Внешний вид привода УПП-51 показан на рис. 1.

Габаритные размеры привода типа УПП-51 по высоте и ширине могут незначительно изменяться в зависимости от размеров электродвигателя в устройствах типа АМР (электродвигатели завод получает со стороны), а также от размеров пружин, определяемых требованиями привода аппарата.

Схемы управления приводом и его сочленения с автоматом типа А 2050 и аппаратом АГП типа СНЛ 7901 представлены на рис. 2. Привод показан в заведенном, но еще не включенном состоянии. Действие его происходит следующим образом.

Заводка привода производится поворотом вала на 180° против часовой стрелки вручную или устройством АМР. При этом пружины растягиваются и задерживаются защелкой рычага 1. После этого включение производится отклонением рычага 1, для чего нужно либо нажать включающую кнопку местного управления КНВ, либо подать напряжение на зажимы катушки включения 5. Левая (на рисунке) часть вала, сцепляющаяся с правой лишь в период включе-

* См. статью Г. С. Красильникова.

¹ П. М. Мельник, Релейная защита на оперативном переменном токе, ДТВУ, Киев, 1952.

² См. статью А. М. Пружанского.

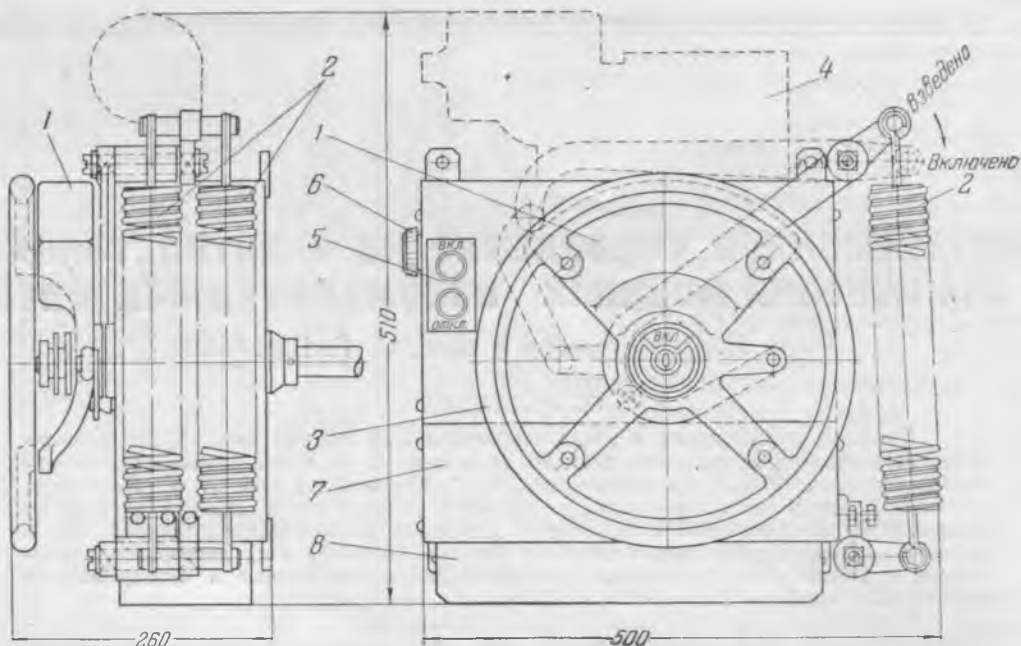


Рис. 1. Пружинно-маховичный привод типа УПП-51 Ремонтно-механического завода Латвэнерго.

1—маховой сектор штурвала; 2—пружины; 3—штурвал; 4—присавка типа АМР для завода привода; 5—кнопки местного управления; 6—выключатель цепей АПВ; 7—крышка отсека вторичных соединений; 8—крышка отсеков вспомогательных контактов.

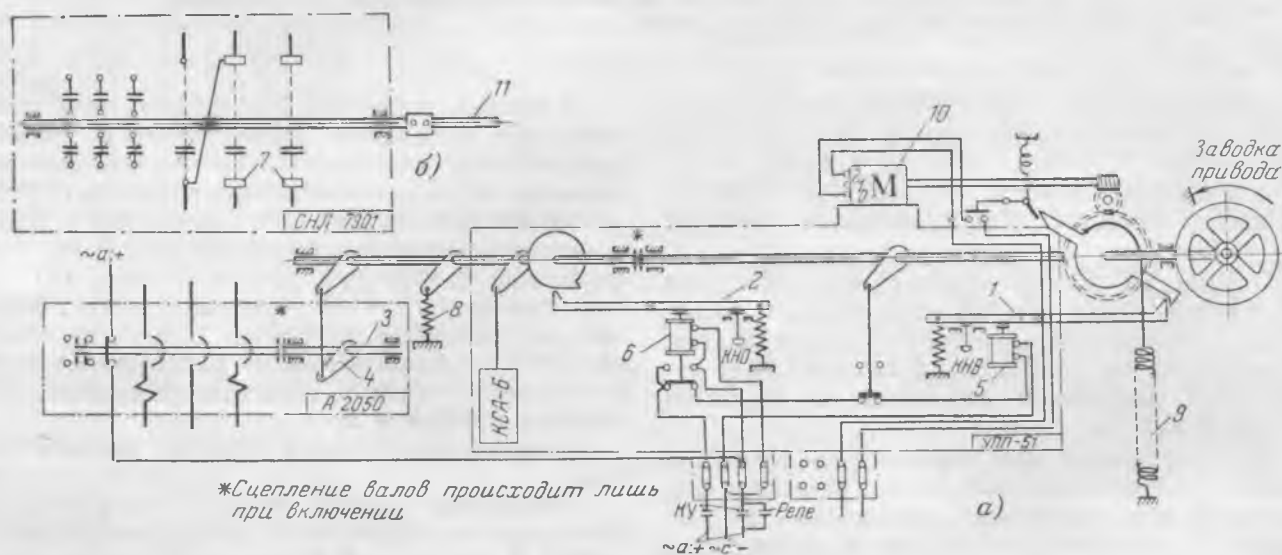


Рис. 2. Схемы управления приводом типа УПП-51.

а—для воздушного автомата А 2050; б—для автомата гашения поля СНЛ 7901.

1—рычаг включения; 2—рычаг отключения; 3—вал автомата А 2050; 4—рычаг на валу автомата; 5—катушка включения; 6—катушка отключения; 7—контакты главной цепи АПВ; 8—отключающая пружина, устанавливаемая дополнительно; 9—включающая пружина привода; 10—автоматический редуктор для заводки пружины с электродвигателем 110 вт, 110 в (постоянного или переменного тока), 2 100 об/мин; 11—вал привода УПП-51.

ния, имеет независимую уставку угла поворота; таким образом, приводом одного и того же типа можно обслужить выключатели ВМГ с поворотом их вала на 60°, воздушные автоматы А 2000 с поворотом их вала на 78°, АГП с поворотом их вала на 30° и т. д.

Вследствие несовпадения углов полного поворота осей привода и приводимого аппарата правая часть вала при включении вращается первое время вхолостую, запасая энергию пружины в маховике. При достижении угла уставки приводимого аппарата происходит сцепление обеих частей вала, включающее приводимый аппарат. В конце операции включения приходит в действие удерживающая защелка рычага 2.

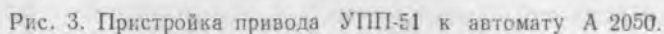
Отключение привода производится кнопкой КНО или катушкой отключения 6, действующей от ключа или от реле защиты.

Привод имеет устройство для АПВ и повторного АПВ, не показанное на схеме, так как при стационарных автоматах оно не используется.

Пристройка³ привода к автомату А 2050 показана на рис. 3. Чтобы пристроить тот же привод к автомату А 2010, А 2020 или А 2030, достаточно

³ Проектирование пристройки типа УПП-51 приводов к автоматам и АГП было выполнено на заводе работниками Промэнергопроекта инж. Н. Е. Иогансоном и техником А. П. Куликовым при консультации главного инженера завода Г. С. Кrasilъникова.

Дистанционное электрическое отключение автомата производится ключом, подающим напряжение на зажимы катушки КО.



При такой конструкции цепи управления автоматом гашения поля могут быть вынесены из камеры самого АГП.

Выводы

1. Применяя пружинно-маховичные инерционные приводы, можно уже в настоящее время оборудовать дистанционным и автоматическим управлением все шесть исполнений автоматов серии А 2000 и АГП любого типа.
2. Такое оборудование доступно благодаря своей простоте и для электроустановок.
3. Применение пружинно-маховичных приводов для дистанционного управления высоковольтными выключателями, АГП и низковольтными автоматами в системе собственных нужд электростанций малой и средней мощности позволит отказаться от установки станционных аккумуляторных батарей. Устройство же защиты и автоматики на переменном токе позволит полностью отказаться от оперативного постоянного тока.

Схема синхронизации на линейных выключателях

Инж. О. В. Суслов

Синхронизация на линейных выключателях высоковольтных подстанций часто необходима для быстрой ликвидации аварий в энергетических системах. Такая синхронизация может производиться сразу же после отключения линии, тогда как синхронизация на шиносоединительном выключателе требует времени для подготовки, даже если он не занят для замены одного из линейных выключателей, проходящих ревизию.

Схемы синхронизации на линейных выключателях и, в частности, схема, основанная на использовании емкостных токов втулок выключателей с усилителями на радиолампах и вибрационными частотомерами¹, сложны и недостаточно совершенны.

При помощи линейного выключателя обычно синхронизируются две разъединившиеся части системы с небольшой разностью частот

Работа синхронизационного устройства, основанного на сравнении показаний вибрационных частотомеров в условиях сближения частот, получается нечеткой. В случае ошибок при определении того, частота какой части системы выше, про-

цесс синхронизации, как показывает опыт, может недопустимо затягиваться.

Ниже описана предложенная автором и примененная в одной энергосистеме схема синхронизации на линейных выключателях, состоящая из нулевого вольтметра и трех ламп, действующих по принципу обычного лампового синхроскопа, четко работающего при малой разности частот (см. рисунок).

Так как отбор напряжения линии является однофазным, то лампы в этом синхроскопе включены в звезду.

Простота схемы в значительной мере обусловлена простотой схемы отбора напряжения с линии, применяемой в энергосистеме с весны 1949 г.²

Как видно из схемы, при нормальной работе заземление первичной обмотки фильтра присоединения производится через активное сопротивление 2 и конденсатор 3, включенные параллельно. Параллельно последним включена цепь из последовательно соединенных: а) реле 5 контроля отсутствия напряжения на линии; б) верхней обмотки реле контроля синхронизма 4; в) первичной обмотки дроссель-трансформатора 6; г) активного сопротивления 8.

Параметры всех этих цепей в цепи отбора подобраны таким образом, что при протекании по ним емкостного тока промышленной частоты конденсатора связи, включенного на фазу А, напряжение отбора по фазе и величине оказывается равным напряжению фазы С трансформатора напряжения шин (при включенном выключателе).

При наличии синхронизма магнитные потоки обмоток реле 4 равны и направлены навстречу. Поэтому реле держит свои контакты замкнутыми, разрешая АПВ. При расхождении по фазе напряжений на линии и на шинах в реле 4 появляется суммарный магнитный поток, определяемый геометрической разностью токов его обмоток.

Дроссель-трансформатор 6 предусмотрен для исключения магнитной связи между цепями, питаемыми от контура отбора с одной стороны и от трансформатора напряжения — с другой.

Коэффициент взаимной индукции дросселя 6 должен быть равен коэффициенту взаимной индукции обмоток реле 4. Обмотки должны быть включены таким образом, чтобы э. д. с. взаимной индукции дросселя 6 и реле 4 были равны по величине, но направлены навстречу друг другу, и взаимно уничтожались. Этим исключается магнитная связь между цепями, что, в свою очередь, устраняет изменение токов в реле при асинхронном напряжении на линии и упрощает его настройку.

Синхронизационное устройство состоит из следующих элементов: переключателей 11 и 12, нулевого вольтметра 7, лампового синхроскопа 13. Все указанные приборы схемы синхронизации расположены на щите управления подстанции.

² См. статью Л. Н. Воронова в этом же номере, стр. 56.

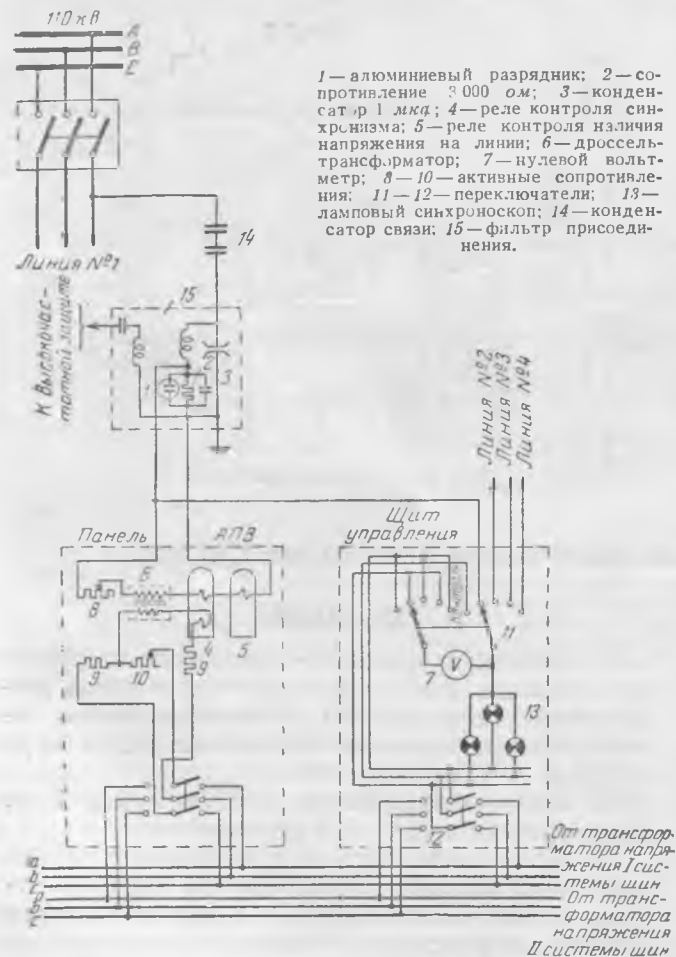


Схема синхронизации на линейных выключателях и контроля синхронизма в схеме АПВ.

¹ См. статьи В. В. Пучковского, «Электрические станции», 1942, № 11—12 и В. Н. Гуревича, «Электрические станции», 1945, № 11.

Переключатель 11 служит для подключения устройства к отбору той линии, через которую производится синхронизация, а переключатель 12 для переключения схемы с трансформатора напряжения одной системы шин на трансформатор напряжения другой.

При наличии синхронизма лампа, второй зажим которой включен на фазу *С* трансформатора напряжения, не горит, а нулевой вольтметр показывает нуль. Лампы, подключенные к фазам *А* и *В*, горят полным накалом, так как они при этом оказываются включенными на линейное напряжение.

Если напряжение на линии не будет синхронно с напряжением на шинах, то вектор напряжения отбора будет перемещаться относительно векторов вторичного напряжения трансформатора напряжения.

Когда частота на линии выше, чем на шинах, то будут поочередно гаснуть лампы фаз *А*, *С*, *В*, и если расположить их так, как показано на рисунке, темное пятно на синхроскопе будет перемещаться против часовой стрелки.

Поочередное погасание, а не зажигание ламп применено ввиду их малой мощности. Для достаточно яркого свечения эти лампы требуют значительной кратности максимального напряжения по отношению к напряжению зажигания.

Если частота на линии ниже, чем на шинах, то вектор напряжения отбора и темное пятно на синхроскопе будут вращаться по часовой стрелке.

Соответственно этому на стекле синхроскопа нарисованы две противоположно направленные стрелки. Около одной из них сделана надпись «Частота ЛЭП велика», а около другой — «Частота ЛЭП мала».

В случае неравенства частот, т. е. наличия асинхронной работы, показание нулевого вольтметра будет колебаться от двойного фазового до нуля.

Включение выключателя производится в момент медленного приближения стрелки нулевого вольтметра к нулю, т. е. при малой разности частот и совпадении по фазе напряжений на линии и на шинах.

При значительной разности частот благодаря большой инерции подвижной системы нулевого вольтметра его стрелка вообще не приближается к нулю, что исключает возможность ошибочного несинхронного включения в этом случае.

Нулевой вольтметр, помимо шкалы в вольтах, имеет шкалу в градусах, по которой можно определить угол сдвига между напряжением на линии и на шинах, что важно в том случае, когда включение производится при наличии параллельных связей. При этом частоты напряжений на линии и на шинах равны, однако эти напряжения могут иметь большой сдвиг по фазе. Если этот сдвиг не больше 70° , то, как показывает опыт, включение допустимо. Поэтому включение выключателя разрешается и в том случае, если показание нулевого вольтметра не равно нулю, но длительно остается без изменения вследствие наличия параллельных связей.

Кроме ручной синхронизации ее можно осуществлять также автоматически с помощью схе-

мы АПВ, в которой смонтирован специальный рубильник, подающий на нее оперативный ток помимо ключа управления, находящегося в положении «отключено».

Однако стандартная схема АПВ конденсаторного типа может произвести включение только при весьма малой разности частот порядка 0,06 гц.

Синхронизация по другим линиям производится аналогично, необходимо только при помощи переключателя 11 подключить синхроскопы к отбору соответствующей линии. Одновременно с переключением синхроскопа на ту или другую линию автоматически производится переключение нулевого вольтметра; это вызвано тем, что конденсаторы связи на отдельных линиях подключены к разным фазам.

Крайнее левое положение переключателя 11 (контроль) предусмотрено для проверки исправности нулевого вольтметра. В это же положение переключатель 11 устанавливается, когда схема синхронизации выведена из действия, для чего необходимо также поставить в нейтральное положение переключатель 12.

При помощи переключателя 11 дежурный по подстанции может ежедневно проверять исправность синхроскопа и цепей отбора в схемах АПВ.

При положении переключателя в крайнем левом положении (контроль) на общую точку ламп синхроскопа подается фаза *В*, поэтому лампы *А* и *С* загораются, лампа *В* гаснет, а нулевой вольтметр показывает линейное напряжение, так как его второй зажим в этом случае подключен на фазу *А*.

Ввиду относительно малой мощности отбора потребление нулевого вольтметра и ламповых синхроскопов должно быть небольшим.

В качестве нулевого вольтметра выбран профильный пирометрический милливольтметр типа ПГУ с сухим выпрямителем и добавочным сопротивлением 150 тыс. ом. Сам прибор имеет сопротивление 10—20 ом и полное отклонение при токе 1 ма.

Для синхроскопов применены неоновые лампы типа МН-3, включаемые с добавочным сопротивлением 120 тыс. ом. При таком включении лампа имеет на переменном токе напряжение зажигания 44—49 в и при максимальном напряжении 120 в, могущем иметь место при синхронизации, потребляет около 0,5 ма. В каждой фазе синхроскопа включено по две лампы в параллель (каждая с добавочным сопротивлением). Лампы располагаются в кожухе стандартного щитового прибора рядом со стеклом, а сзади помещается белая бумага в качестве отражателя. Стекло синхроскопа с задней стороны окрашивается в черный цвет, кроме тех мест, где расположены лампы. В этом месте подклеивается калька.

Следует отметить, что вместо лампового синхроскопа в данной схеме может быть применен обычный стрелочный. Однофазная обмотка последнего должна быть подключена к контуру отбора, параметры которого подбираются таким образом, чтобы при включении конденсатора связи на фазу *А* напряжение отбора по фазе и величине было равно линейному напряжению между фазами *В* и *С* трансформатора напряжения на шинах подстанции.

Анализ повреждаемости и профилактики кабельных линий и прокладок

Инж. В. И. Погарский

Повреждаемость кабелей в условиях эксплуатации

В энергосистемах за последние годы большое количество аварий происходит из-за повреждений силовых высоковольтных кабелей. Наибольшее количество повреждений кабельных линий наблюдается в городских кабельных сетях. Так, например, в 1951 г. аварии в кабельных сетях некоторых энергосистем составили до 40—60% от их общего количества в энергосистеме.

При анализе аварийности важным показателем является удельная повреждаемость кабельных линий и прокладок, т. е. количество пробоев, отнесенное к некоторой условной длине кабелей (обычно 100 км) или некоторому определенному количеству установленных на линиях кабельных муфт (обычно к 1 000 шт.).

В настоящей статье дается анализ повреждаемости и профилактических испытаний кабельных прокладок электростанций, подстанций высоковольтной сети и городских кабельных сетей в одной из крупных энергосистем.

Условия работы и причины повреждения кабельных линий оказываются различными в зависимости от места, вида и назначения кабельных прокладок. Повреждаемость кабельных линий находится в прямой связи с тем эксплуатационным уходом (осмотры, испытания, ремонты), который за ними обеспечивается.

Удельная повреждаемость кабельных линий и прокладок (количество выходов кабелей из строя на каждые 100 км проложенных кабелей) в целом (с муфтами) за 2—3 последних года приведена ниже:

Кабельные прокладки на электростанциях 0,8—1,0
Кабельные прокладки на подстанциях высоковольтной сети 1,7—2,2
Кабельные линии городских кабельных сетей . . 3,5—4,2

На электростанциях рассматриваемой энергосистемы в последние годы происходили единичные электрические пробой кабелей. Так, в 1950 г. на одной гЭС произошел электрический пробой генераторного кабеля при наличии в его изоляции серьезных заводских дефектов (производства и прокладки 1944 г.).

В 1951 г. пробился один из генераторных кабелей другой гЭС вследствие сильного местного перегрева.

Имевшие место в тот же период времени в кабельных хозяйствах разных гЭС пробой кабеля электродвигателя вентилятора и пробой кабеля трансформатора произошли вследствие наличия на кабелях старых местных повреждений.

В кабельных хозяйствах подстанций высоковольтной сети почти все пробой произошли в концевых кабельных муфтах.

В городских кабельных сетях происходило ежегодно более 100 повреждений во время работы. Полная удельная повреждаемость линий

(с учетом браков в работе) превышает 3—4 повреждения на 100 км в год, т. е. является весьма высокой.

Повреждаемость кабелей, выявляемая при профилактических испытаниях

Профилактические испытания кабельных линий позволяют ежегодно выявлять большое количество местных дефектов, представляющих явные очаги будущих аварий.

Количество этих слабых мест, выявляемых профилактикой, во много раз превосходит число пробоев кабелей во время работы и, таким образом, анализ этого материала позволяет уточнить причины и самой аварийности кабельных линий.

Если в кабельных хозяйствах электростанций происходят лишь единичные аварии, то при производстве профилактических испытаний там ежегодно обнаруживается по несколько десятков дефектных кабелей. Так, в 1951 г. в кабельных хозяйствах всех электростанций произошла лишь одна авария, но при профилактических испытаниях было пробито и забраковано за тот же период времени 65 кабелей (табл. 1).

Таблица 1

Место повреждения	Пробито при профилактических испытаниях	Забраковано по большим токам утечки	Всего
В кабеле (в целом месте) .	11	4	15
В концевых муфтах	34	16	50
Итого	45	20	65

Приведенные цифры показывают, что сравнительно невысокая аварийность станционных кабельных прокладок достигается в результате эффективных профилактических испытаний.

Наиболее аварийными элементами кабельных прокладок на электростанциях являются концевые муфты, в которых оказывается более 75% слабых мест, преимущественно в муфтах наружной установки.

Представление об удельной повреждаемости кабельных прокладок на электростанциях при профилактических испытаниях в зависимости от их номинальных напряжений дает табл. 2.

Среди станционных кабельных прокладок наибольшее количество слабых мест оказывается в прокладках 10 кВ, причем за счет дефектов, обнаруживаемых в концевых муфтах. Повреждаемость муфт 10—20 кВ * в 2 раза выше повреждаемости муфт 3—6 кВ.

* Кабели 20 кВ работают при напряжении 13,8 или 15,75 кВ.

Таблица 2

Номинальное напряжение кабельных прокладок, кВ	Удельная повреждаемость собственно кабелей (на 100 км в год)	Удельная повреждаемость концов муфт (на 1000 шт. в год)	Полная повреждаемость, выявленная при профилактических испытаниях (на 100 км в год)
2—3	8,45	9,15	25,4
6	6	8,3	19,0
10—20	3,5	17,1	35

Из той же таблицы видно, что повреждаемость самих кабелей 10—20 кВ является наименьшей.

Количество дефектных кабелей, выявляемых при профилактических испытаниях, на подстанциях ВВС еще более значительно, чем на электростанциях.

Так, в 1951 г. при профилактике, по неполным данным, было пробито и забраковано 106 кабелей.

Повреждаются, как и на электростанциях, преимущественно концевые муфты, повреждения которых в общем числе составляют 85%. В городских кабельных сетях из общего количества выявленных при профилактике повреждений на кабели ежегодно приходится 60—70% и на муфты, преимущественно соединительные, 30—40%.

Таким образом, для городских кабельных сетей рассматриваемой энергосистемы в отличие от кабельных прокладок электростанций и подстанций наиболее актуальным является своевременное распознавание дефектов в самих кабелях.

Сопоставление повреждаемости кабельных линий и прокладок, выявляемой при профилактике, приводится в сводной табл. 3.

Таблица 3

Удельная повреждаемость	Кабельные хозяйства электростанций	Кабельные прокладки на подстанциях высоковольтной сети	Городские кабельные сети
Общая удельная повреждаемость кабельных линий или кабельных прокладок (на 100 км в год)	26	60	11
Повреждаемость собственно кабелей (в целом месте на 100 км в год)	6	7	7—8
Повреждаемость соединительных муфт (на 1000 шт. в год)	—	—	4
Повреждаемость концевых муфт (на 1000 шт. в год)	—	—	—
Общая повреждаемость	10,5	45	3—6
В том числе:			
стальные воронки	9	46	3—6
сухие разделки	15	—	—
муфты наружной установки	11	43	—

Сравнение удельной повреждаемости концевых муфт в городских кабельных сетях с повреждаемостью муфт на электростанциях и подстанциях (табл. 4) показывает, что в городских сетях она значительно меньше.

Сравнительно невысокая аварийность концевых разделок в городских сетях, а иногда и полное отсутствие их аварий (как, например, в 1950 г.) объясняются в известной мере более качественным уходом за ними.

В кабелях 10 кВ обнаруживается при испытаниях в 1,5—2 раза больше ослабленных мест, чем в кабелях 6 кВ (в целом месте).

В соединительных муфтах 10 кВ оказывается в 2—3 раза и в концевых — в 8 раз больше слабых мест, чем в соответствующих муфтах на кабельных линиях с номинальным напряжением 6 кВ.

Причины повреждаемости кабелей по совокупным данным аварийной статистики и профилактики

Причинами пробоев кабелей на электростанциях являлись плохие условия охлаждения кабелей, систематический и длительный перегрев их изоляции и, как следствие этого, сильное высыхание изоляции кабелей на отдельных участках трасс. Быстрому выходу кабелей из строя способствовало наличие в их изоляции заводских дефектов (складки, совпадения и др.).

В условиях электростанций перегревам и высыханию кабелей способствуют скученные прокладки больших потоков (групп) кабелей, прохождение трасс кабелей по жарким помещениям, отсутствие необходимой вентиляции помещений.

Некоторое количество неполадок в кабельных хозяйствах электростанций и подстанций рассматриваемой энергосистемы происходит на прокладках одножильных кабелей.

Муфты внутренней установки повреждаются преимущественно из-за дефектов их монтажа и плохого эксплуатационного ухода. Так, при монтаже стальных воронок внутренней установки размеры их берутся произвольными, фарфоровые втулки и проставки не устанавливаются, поверхность выходящих из воронок фаз не лакируется и т. д.

Эксплуатационный надзор за муфтами является недостаточным: не обращается внимания на порчу заливающего состава (растрескивание, вспучивание, загрязнение), на недопустимое смещение жил в воронках и резкие их изломы и т. д.

Ремонты и восстановление изоляции муфт производятся недоброкачественно, с нарушением монтажных нормативов, применением недоброкачественных (часто случайных) материалов. И на электростанциях, и на подстанциях (35—110 кВ), как правило, отсутствуют квалифицированные монтеры-кабельщики, которые могли бы обеспечить качественный ремонт муфт.

Сказанное о недостатках эксплуатационного ухода и ремонтов концевых разделок внутренней установки в полной мере относится и к муфтам наружной установки.

Недостатки монтажа муфт наружной установки усугубляются их конструктивными дефектами, важнейшими из которых являются плохая герметичность муфт и попадание в них влаги, что неизбежно или ведет к аварии, или вызывает необходимость весьма частых переразделок муфт.

Многие из недостатков муфт наружной установки обязаны кустарному их изготовлению, как

например, муфты типа КТН-6 и КТН-10. Заводская поставка кабельной арматуры, как известно, уже длительный период времени не производится. В ряде мест на подстанциях высоковольтной сети остались еще явно устаревшие типы муфт наружной установки, повреждаемость которых особенно велика (муфты типа F-1, Динамо, «старофирсовские»).

Основными причинами повреждений кабельных линий горсетей, как видно из табл. 4, являются механические повреждения кабелей, причем некоторая часть из них возникает уже в момент прокладки (или перекладки) кабельных линий.

Таблица 4

Причины повреждений	Повреждения во время работы, %		Повреждения, обнаруживаемые при профилактике, %	
	к общему числу	к общему числу, но без механических повреждений	к общему числу выявленных	к общему числу, но за вычетом случаев механических повреждений
Механические повреждения	67	—	47	—
Дефекты в конструкциях муфт	5,2	16	30	56,5
Дефекты монтажа муфт	5,2	16	30	56,5
Старение кабелей (преждевременное)	5,6	17	11,5	21,4
Заводские дефекты в кабелях	7,6	23	2,0	3,5
Повреждения при осадках грунта	1,2	3,6	2,3	4,0
Коррозия защитных покровов и свинцовых оболочек кабелей	0,8	2,4	5,0	11,0
Перегрузка и перегревы кабелей	0,4	1,2	2,0	3,6

Из табл. 4 следует, что весьма частой причиной повреждаемости городских кабельных линий являются дефекты монтажа соединительных муфт.

Дефекты муфт обуславливают более 30% всех повреждений линий, выявляемых при профилактических испытаниях. Если же этот процент взять по отношению к числу повреждений за исключением механических, то он возрастет до 55—60%. Из-за дефектов монтажа ежегодно выходит из строя во время работы около 10 кабельных линий, но при профилактических испытаниях за тот же период времени обнаруживается дополнительно более 90—110 явно дефектных муфт, требующих переделки и замены. Основными дефектами монтажа муфт являются: плохая пайка, изломы фаз, рудонная подмотка (применявшаяся ранее).

Часть кабелей повреждается коррозией. Если аварий по этой причине происходит сравнительно немного (0,8%), то при профилактических испытаниях кабели, поврежденные коррозией, выявляются значительно чаще.

До 10—13% всех повреждений кабельных линий происходит вследствие старения кабелей, нередко усугубленного и ускоренного наличием в кабелях заводских дефектов.

Интересным является одновременное сопоставление повреждаемости кабелей различных номинальных напряжений и различных конструкций.

Так, ранее уже было указано, что в городской кабельной сети, где применяются почти исключительно трехфазные кабели с поясной изоляцией, при прочих равных условиях кабели 10 кв имеют повреждаемость более высокую, чем кабели 6 кв.

Такой вывод нельзя сделать по кабельным прокладкам электростанций и подстанций, где наряду с кабелями так называемого поясного типа применяются и кабели других конструкций: одножильные, кабели типа ОСБ, более надежные и более стойкие к обычным процессам старения, характерным для кабелей с вязкой пропиткой.

В составе кабельных прокладок около 15% кабелей на номинальное напряжение 10 кв. Однако все повреждения приходятся на кабели с номинальным напряжением 6 кв.

Среди станционных кабельных прокладок кабели 10—20 кв повреждаются в 2 раза реже кабелей 3—6 кв (все кабели на 20 кв типа ОСБ).

Сказанное с несомненностью подтверждает, что в тех случаях, когда требуется повышенная надежность работы кабелей, когда они прокладываются в особо ответственных местах (мощные генераторы, трансформаторы и т. д.), необходимо применение конструктивно более совершенных и электрически надежных типов кабелей.

Анализ работы кабельных линий и прокладок указывает на то, что в подавляющем большинстве случаев повреждения представляют различные местные сосредоточенные дефекты: механические повреждения, разрушение кабелей коррозией, дефекты монтажа муфт, некоторые виды заводских дефектов и т. д.

Механические повреждения, приводящие немедленно к авариям (в момент нанесения повреждения), составляют меньшую часть от их общего количества (25—30%).

Значительная часть так называемых старых механических повреждений, как и ряд других местных дефектов, указанных выше, выявляется при профилактических испытаниях, что придает им особую значимость, ибо позволяет предотвращать неизбежные пробои кабельных линий во время работы.

Недостатки профилактических испытаний и меры повышения их эффективности

Наиболее существенными недостатками профилактических испытаний в кабельной сети являлись: неправильная система отбора кабелей и отсутствие дифференцированных сроков профилактических испытаний для отдельных групп кабельных линий, недостаточная средняя частота испытаний кабельных линий.

Вероятность появления местных сосредоточенных дефектов на кабельных линиях городской сети весьма различна, что и требует установления для отдельных групп кабельных линий различной частоты их испытаний.

Недостатки в системе отбора кабелей для профилактических испытаний и недостаточная частота испытаний наглядно характеризуются зависи-

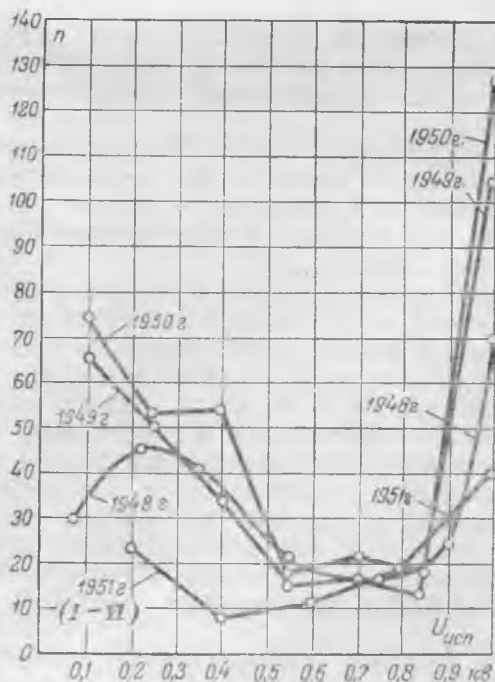


Рис. 1. Зависимости количества пробитых кабелей при профилактических испытаниях от величины испытательного напряжения.

мостями количеств пробитых при профилактических испытаниях кабелей от величины испытательного напряжения (рис. 1).

Как видно из кривых рис. 1, уже в 1948 г. отчетливо обозначилась восходящая часть кривой $n = f(U)$ при малых испытательных напряжениях, чего нормально не должно быть.

В 1950 г. (наиболее аварийном для рассматриваемой сети) кривая имела явно неудовлетворительный вид. До 30—40% кабелей пробивалось при испытательных напряжениях, не превосходящих 7—8 кВ. Следовательно, у большого количества кабелей к моменту производства профилактических испытаний дефекты были настолько сильно развиты, что представляли реальную опасность выхода линий из строя во время работы. Многие из таких кабелей действительно повреждались аварийно до очередных профилактических испытаний.

Другой показатель также весьма характерен в этом отношении для анализируемой городской кабельной сети. Питающие кабели в сети (как наиболее ответственные) длительный период времени испытывались в 2 раза чаще по сравнению с распределительными.

Это неизбежно сказывалось на понижении повреждаемости питающих кабелей. Как видно из кривых, приведенных на рис. 2, более частые профилактические испытания питающих кабелей в течение 2—3 лет позволили понизить их удельную повреждаемость (электрические пробои при авариях и браках) почти в 2 раза.

В то же время частота испытаний распределительных кабелей оставалась явно недостаточной. Образовавшиеся «ножницы» (рис. 2) могли быть в значительной мере «сжаты» более частой профилактикой распределительных кабелей.

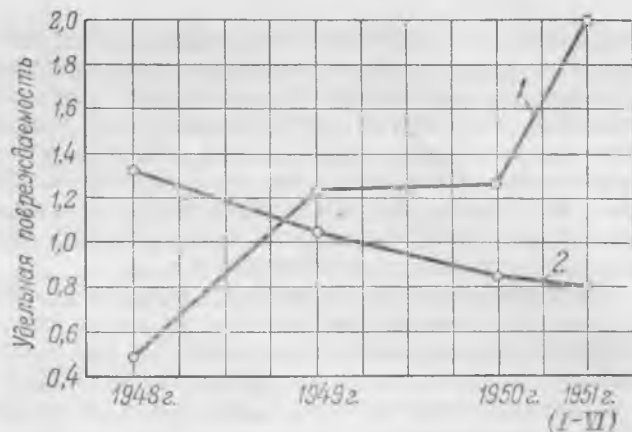


Рис. 2. Влияние частоты испытаний кабелей на их аварийную повреждаемость.

1 — распределительные кабели; 2 — линейные кабели.

Необходимая частота испытаний кабельных линий находится в прямой связи с уровнем испытательных напряжений.

Более высокие уровни испытательных напряжений позволяют поднять эффективность испытаний, существенно не увеличивая частоты испытаний.

Принятые официальные нормы испытательных напряжений кабелей ($5U_n$) не являются предельными.

Возможности дальнейшего повышения уровней испытательных напряжений постоянного тока как с физической, так и практической точек зрения не исчерпаны¹. Поэтому вполне закономерным является то, что в ряде городских кабельных сетей (Ленинградской, Московской, Ташкентской, Ивановской и др.) уже применяются уровни испытательных напряжений постоянного тока выше $5U_n$.

В конкретных условиях городской кабельной сети (рассматриваемой энергосистемы), где все еще весьма высока повреждаемость кабельных линий, наряду с повышением испытательных напряжений следует использовать и увеличение средней частоты испытаний кабельных линий.

Для увеличения эффективности профилактических испытаний городских кабельных линий необходимо также улучшить методику измерений токов утечек, снизить верхние пределы норм браковки кабелей (до 200—300 мкА) и постепенно внедрять индивидуальные нормы браковки отдельных линий.

Особо актуальным является внедрение новых методов профилактических испытаний кабельных линий (двухполярная схема, переменного-постоянного ток²).

Условия работы кабельных прокладок на электростанциях и подстанциях (ВЭС) существенно отличаются от условий работы городских кабельных сетей.

Прежде всего здесь значительно меньше вероятности появления большого количества местных сосредоточенных дефектов, так как отсутствуют

¹ В. И. Погарский, Методы профилактических испытаний высоковольтных кабельных линий, «Электрические станции», 1953, № 5.

² Там же.

такие причины появления этих дефектов, как раскопки и другие работы, проводимые на трассах кабельных линий посторонними лицами и организациями; отсутствуют блуждающие токи в земле — первопричина повреждения кабелей электролитической коррозией; все кабельные прокладки — короткие и, как правило, отсутствуют соединительные муфты с множеством характерных для них дефектов; дефекты монтажа и т. д.

Для большинства станционных кабельных прокладок нет поэтому необходимости вести очень частые профилактические испытания и, как показывает практика, средняя периодичность испытаний станционных кабелей 1 раз в год является вполне достаточной.

К недостаткам профилактических испытаний кабелей на многих электростанциях и подстанциях следует отнести то, что было сказано о профилактике кабелей в кабельной сети в части несовершенных методов измерений, индивидуальных норм браковки и т. д.

Тепловое старение кабелей и осушение их изоляции (обеднение пропиточным составом), как известно, почти не выявляются принятым методом испытаний кабелей постоянным током высокого напряжения. Профилактические испытания постоянным током для ряда кабельных прокладок на электростанциях и подстанциях должны быть дополняемы изредка (1 раз в 3—5 лет) испытаниями, проводимыми с целью обнаружения недопустимой степени осушения изоляции.

Наилучшим методом таких испытаний являются измерения диэлектрических потерь в изоляции, т. е. снятие зависимости $\operatorname{tg} \delta$ от напряжения (в пределах до $1,5\text{--}2U_n$).

Профилактика в широком смысле слова должна предотвращать самую возможность быстрого и чрезмерного осушения изоляции кабелей. Поэтому на электростанциях особенно важно следить за нагревом кабелей, систематически вести измерения температур нагрева кабелей и своевременно принимать меры к улучшению охлаждения кабелей.

Выводы

1. В рассматриваемой энергосистеме повреждаемость городских кабельных линий касается преимущественно самих кабелей (до 80%), тогда

как в кабельных хозяйствах электростанций и подстанций высоковольтной сети (35—110 кВ) наименее удовлетворительно работают концевые муфты.

2. Основными причинами повреждений кабелей городских сетей являются механические повреждения, коррозия защитных покровов, старение кабелей, усугубленное в ряде случаев наличием заводских дефектов.

Соединительные муфты в городских сетях повреждаются из-за дефектов монтажа, растяжек. Стойкость в работе муфты понижена из-за органических недостатков заливочных составов.

3. Недостаточно надежная работа концевых муфт на электростанциях и подстанциях объясняется плохим эксплуатационным уходом и низким качеством ремонтных работ. Концевые муфты наружной установки неустойчиво работают из-за наличия в них конструктивных дефектов и кустарного их изготовления в связи с отсутствием заводского производства кабельной арматуры.

4. В условиях электростанций имеют место случаи осушения изоляции кабелей на вертикальных участках вследствие длительного перегрева и отсутствия необходимой вентиляции помещений, где проложены кабели. Аварийные выходы из строя осушенных кабелей наблюдаются лишь при одновременном наличии в их изоляции заводских дефектов.

5. Анализ повреждаемости показывает, что трехфазные кабели с поясной изоляцией (типа СБ) на номинальное напряжение 10 кВ работают менее надежно, чем кабели 6 кВ. Однако это не относится к одножильным кабелям и кабелям типа ОСБ (10—20 кВ), надежность которых не понижается с ростом номинального напряжения.

6. В профилактике городских кабельных линий частота испытаний линий недостаточна и требует существенного улучшения системы отбора кабелей для более частых испытаний.

На электростанциях и подстанциях более частая профилактика необходима для кабелей, на которых смонтированы конструктивно несовершенные и малонадежные трехфазные муфты наружной установки.

7. Эффективность профилактических испытаний может и должна быть повышена внедрением новых, улучшенных методов испытаний.



О параллельном включении двух конденсаторных батарей

Канд. техн. наук Г. В. Вечхайзер и доктор техн. наук Ч. М. Джуварлы

„Правила эксплуатации электроустановок промышленных предприятий“ запрещают включать отдельными выключателями две батареи статических конденсаторов, если они питаются от одной системы шин¹. При необходимости раздельного включения батарей „Правила“ требуют предусматривать специальные демпфирующие сопротив-

ления. Между тем опыт эксплуатации, эксперименты и упрощенное исследование параллельного включения одного конденсатора параллельно к другому² указывают на отсутствие необходимости подобных ограничений.

В целях уточнения этого вопроса, проверки справедливости упрощенных выкладок и выявле-

¹ „Правила технической эксплуатации электроустановок промышленных предприятий“, Госэнергоиздат, 1951.

² Б. А. Поляков, Конденсаторные установки для повышения коэффициента мощности, Госэнергоиздат, 1950.

ния реальных величин толчков тока и напряжения, могущих встретиться в практике эксплуатации, были проведены подробные теоретические исследования переходных процессов при параллельном включении двух конденсаторных батарей, а также проведены соответствующие эксперименты.

Произведенные расчеты показали, что при подключении одной батареи параллельно к другой возникают колебания двух частот: β_1 и β_2 .

Максимальные перенапряжения наступают примерно через полупериод колебаний с частотой β_1 и равны приблизительно $2U_n$ на включаемой батарее (без учета затухания и уменьшения амплитуды синусоидального напряжения) и $1 + \frac{2C_2}{C_1 + C_2}$ — на работающей батарее, где C_1 и C_2 — емкости работающей и подключаемой батарей.

Наибольшие толчки тока определяются колебаниями высокой частоты β_2 .

Чем меньше длина соединительных кабелей, тем больше будут толчки тока. При прочих равных условиях наибольшие толчки тока получаются при $C_1 = C_2$.

Во всех практических случаях толчки тока высокой частоты не превышают 20 кА , что меньше гарантированных ударных токов для современной аппаратуры всех типов, и уже через полупериод промышленной частоты высокочастотный ток практически оказывается равным нулю.

Для подтверждения расчета и экспериментального выявления опасности параллельного подключения двух батарей конденсаторов разными выключателями к одной системе шин на крупной подстанции были проведены эксперименты на двух батареях конденсаторов.

Анализ полученных осциллограмм дает следующие результаты: при параллельном подключении к работающей батарее 3000 квар второй батареи 2000 квар возникают колебания двух частот β_1 и β_2 , причем согласно осциллограммам $\beta_1 \approx 3100$; $\beta_2 \approx 25000 - 30000$; коэффициент затухания $\alpha_0 \approx 8000$.

Максимальные толчки тока высокой частоты β_2 , отмеченные на осциллограммах, равны 3800 а и максимальные толчки тока с частотой β_1 равны $250 - 300 \text{ а}$. Коэффициент затухания α_1 для частоты β_1 определить весьма затруднительно из-за наличия высших гармонических в кривой рабочего тока. Коэффициент затухания α_2 для частоты β_2 равен ~ 8000 .

Частоты, полученные расчетным и опытным путями, имеют один и тот же порядок; величины тока низкой частоты, полученные экспериментальным и расчетным путями, также близки друг к другу; коэффициент затухания тока высокой частоты α_2 , полученный опытным путем, значительно больше расчетного:

	Расчетные	Измеренные
Частота колебаний β_1 , гц . . .	2 500	~ 3100
Частота колебаний β_2 , гц . . .	30 600	25 000—30 000
Коэффициент затухания α_1 . . .	8	—
Коэффициент затухания α_2 . . .	550	8 000
Максимальный толчок тока частоты β_1 , а	360	250—300
То же частоты β_2 , а	6 600	3—800
Перенапряжение на включаемой батарее в относительных единицах	1,2	1,35

Это можно объяснить тем, что включение конденсаторов происходит через дугу между контактами выключателя, имеющую относительно большое сопротивление, которое не учитывалось при расчете, а также наличием стальных шин, сопротивление которых значительно растет с увеличением протекающего тока и его частоты. Полученная опытная величина тока высокой частоты значительно меньше расчетной, что вызвано неточностью выведенных формул при таких больших значениях α_2 , влиянием на величину толчка тока активного сопротивления, которое при полученных величинах затухания становится соизмеримым с характеристическим сопротивлением контура из конденсаторов и индуктивности соединительных проводов. Таким образом, в реальных условиях получающиеся толчки тока оказываются еще меньше расчетных.

Перенапряжения измерялись клидонографами, которые зафиксировали напряжение 9 кВ на включаемой батарее, что соответствует перенапряжению

$$U_{2 \text{ макс}} = \frac{9 U_n}{6,6} = 1,35 U_n.$$

Эта величина достаточно близка к расчетной. Клидонографом на работавшей батарее перенапряжений не зафиксировано, что объясняется быстрым затуханием переходных процессов.

Выводы

1. При включении батареи конденсаторов параллельно другой батарее возникают колебания двух частот β_1 и β_2 , причем $\beta_2 \gg \beta_1$.

Наибольшую величину имеют переходные токи, соответствующие большей частоте, однако и они не опасны для оборудования, так как во всех практически встречающихся случаях их величина, определенная расчетом, не превышает в самом тяжелом случае 20 кА , что меньше гарантированных ударных токов для всех типов современной аппаратуры.

Практически вследствие наличия трансформаторов тока, включения через дугу между контактами выключателя, обладающую сравнительно большим сопротивлением, толчки тока получаются значительно меньшими.

Следует также учесть, что эти токи весьма быстро затухают.

2. Наибольшее перенапряжение на включаемой батарее может достигать (без учета затухания) величины $2U_n$ (при включении на амплитудное значение напряжения), а на работавшей батарее

$$U_{1 \text{ макс}} = U_n \left(1 + 2 \frac{C_2}{C_1 + C_2} \right).$$

При уменьшении емкости работающей батареи перенапряжение в пределе может достичь трехкратной величины (без учета затухания). Однако такое перенапряжение вследствие его кратковременности не представляет опасности для конденсаторов.

3. Эксплуатационные данные и исследование вопроса дают все основания считать, что ограничения, вводимые „Правилами“, являются излишними и из „Правил“ они должны быть исключены.



Из опыта изготовления шиповых экранов

При изготовлении циклонной топki ВТИ с минимальным шлакоулавливанием для котла паропроизводительностью 230 т/час потребовалось приварить к экранным трубам диаметром 83×5 мм около 1 млн. шипов диаметром 10 мм и различной длины (23, 25, 34, 41 и 44 мм).

Большие масштабы работ по шипованию на монтажной площадке вызвали необходимость тщательной разработки рационального технологического процесса изготовления шипов и их приварки.

Для изготовления шипов употреблялись круглая товарная сталь и арматурная проволока диаметром 10 мм с содержанием 0,15÷0,20% углерода.

Процесс изготовления шипов состоял из двух операций:

а) рубки проволоки на куски необходимой длины на прессе, снабженном для повышения его производительности специальным приспособлением — ограничителем длины шипа;

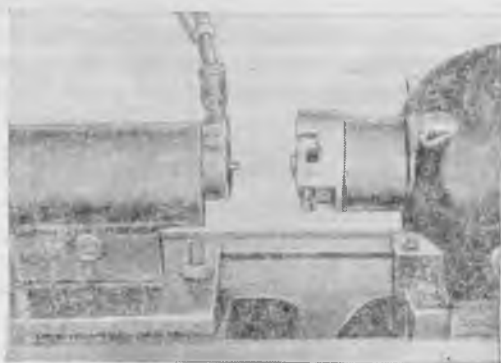


Рис. 1. Суппорт токарного станка с зажимным приспособлением для изготовления шипов.

б) заточки конца шипа на токарном или револьверном станке с применением специальной головки с резцом, устанавливаемой в патроне станка, и зажимного приспособления для шипа, находящегося на суппорте (рис. 1).

Количество изготавливаемых в смену шипов определялось лишь процессом заточки шипа. При применении указанных приспособлений на одном станке изготавливалось в смену 2000 ÷ 2500 шипов.

Шипы могут иметь заточку двух видов: коническую и цилиндрическую (рис. 2). Как показали опыт приварки и металлографические исследования, при приварке шипов с цилиндрической заточкой наблюдается более глубокий провар. Поэтому при изготовлении циклонной топki ВТИ применялись в основном шипы с конической заточкой.

Необходимо отметить, что при применении цилиндрической заточки диаметр выступа на торце шипа должен быть не менее 2,5 мм, так как при меньшем диаметре происходит чрезмерно быстрое расплавление этого выступа и дуга возбуждается плохо, что ведет к увеличению брака при сварке.

Приварка шипов к экранным трубам производилась электромагнитными сварочными пистолетами. В начальный период освоения приварки шипов была применена аппаратура Института электросварки им. Патона. Питание током производилось через сварочные трансформаторы типа СТЭ-34, дающие напряжение на вторичной обмотке 65 в. Для регулирования величины сварочного тока использовались сварочные дроссели типа РСТЭ-34 с отводом от середины обмотки для возможности получения тока 900 ÷ 1100 а.



Рис. 2. Типы приваривавшихся шипов. а — с цилиндрической заточкой; б — с конической заточкой.

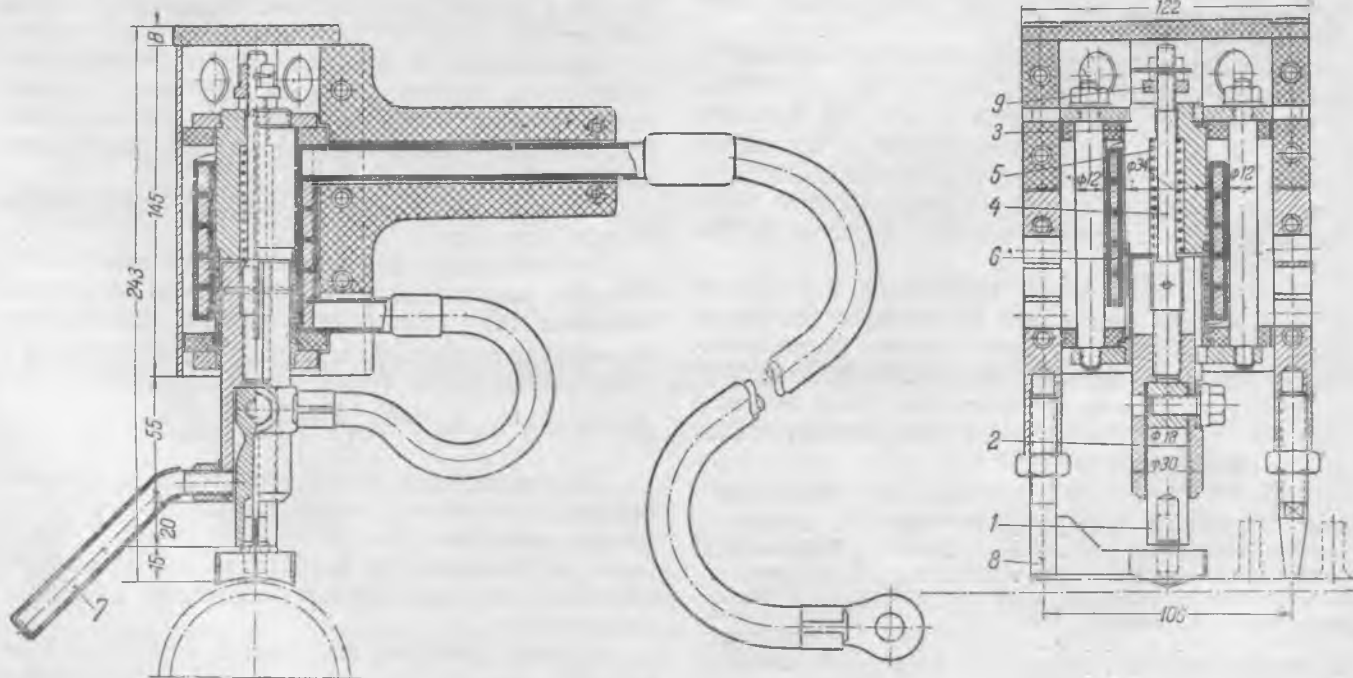


Рис. 3. Пистолет ВТИ для приварки шипов.

1 — зажим; 2 — якорь; 3 — сердечник электромагнита; 4 — шток; 5 — пружина; 6 — катушка (5 витков) длиной 950 мм; 7 — зажимная ручка; 8 — ножка с флюсодержателем; 9 — регулировочная гайка.

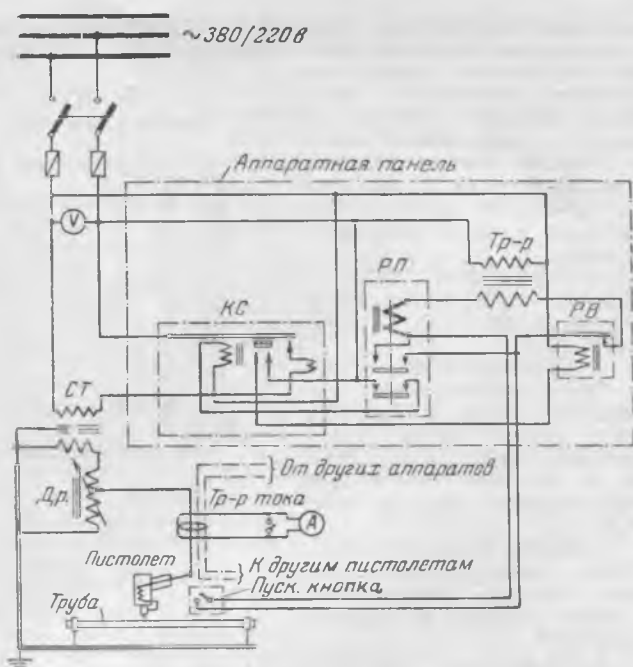


Рис. 4. Схема включения аппаратуры для приварки шипов.

При переходе к массовой приварке шипов выявились серьезные недостатки пистолетов Института электросварки им. Патона: чрезмерно высокий и быстрый нагрев пистолета из-за недостаточного сечения провода катушки электромагнита, непрочное соединение зажимной колодки с сердечником электромагнита посредством текстолитовой втулки и др., что заставило отказаться от дальнейшего использования этих пистолетов.

Бригадой ВТИ на электростанции была разработана конструкция пистолета, отличающегося большой эксплуатационной надежностью и простотой изготовления (рис. 3). Необходимое количество таких пистолетов было изготовлено на месте силами мастерских станции и монтажного участка.

Пистолетом ВТИ было выполнено около 80% работ по ошповке при изготовлении циклонной топки к котлу 230 т/час, причем была достигнута значительно большая производительность труда, чем при ранее применявшихся пистолетах.

Включение аппаратуры было выполнено по схеме, показанной на рис. 4.

Предназначавшиеся для ошповки трубы проходили очистку от ржавчины с помощью пескоструйного аппарата и предварительную выверку на специальном стенде, где одновременно с этим производилась разметка ошповки, заключающаяся в накернивании центральной линии расположения шипов и обозначении участков размещения отдельных типов ошповки (сочетаний шипов различного размера) согласно чертежам на ошповку.

Размеченные для ошповки трубы укладывались на специальный стол (длиной 3 м), имевший корыто, в которое был насыпан флюс. Ошповка трубы производилась двумя рабочими: сварщиком, работавшим пистолетом и производившим установку пистолета с шипом на трубе, и его напарником, в обязанности которого входили засыпка флюса, забираемого совком из корыта стола, в коробочку флюсодержателя, укрепленную на опорной ножке пистолета, и включение аппаратуры путем нажатия пусковой кнопки. Необходимо отметить, что пусковая кнопка не была установлена, как обычно, на самом пистолете, что было вызвано желанием повысить надежность пускового устройства, а также и соображениями техники безопасности, так как при работе с пистолетами, снабженными пусковой кнопкой, часто наблюдались непроизвольные включения аппаратуры во время различных операций с пистолетом (удаление неприварившегося шипа, подрегулировка ножек и пр.), что могло привести к несчастному случаю.

Шипы приваривались с шагом по образующей трубы 32 мм в шахматном порядке с углом между рядами шипов 18°.

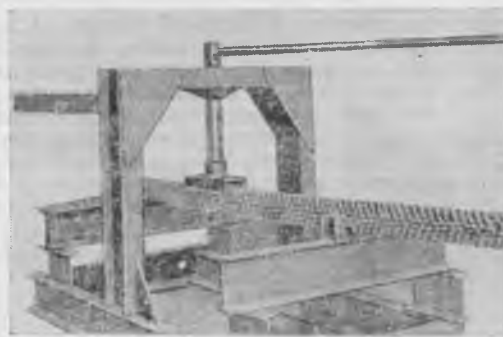


Рис. 5. Станок для правки ошпованных труб.

Режим сварки был установлен на основании исследования качества приварки шипов в зависимости от величины сварочного тока и времени горения дуги и характеризовался сварочным током 900 а при времени горения дуги 0,6 сек.

Величина сварочного тока контролировалась с помощью амперметров (по одному на три сварочных поста), а выдержка времени визуально проверялась при помощи специального секундного маятника. При приварке шипов применялся обычный сварочный флюс ОСЦ-45. Следует указать, что для получения качественной приварки толщина слоя флюса над швом должна составлять не менее 20 мм.

На стыках приварка шипов пистолетами не производилась и в этих местах она выполнялась автогеном.

Производительность труда на одном сварочном аппарате в значительной мере зависела от опыта работы сварщика с автоматическими пистолетами и достигала 2300—2500 шипов в смену при пользовании пистолетами ВТИ.

В процессе приварки шипов вследствие остаточных термических напряжений происходит деформация трубы в форме дуги в сторону, свободную от шипов.

Правка труб производилась на винтовом правочном станке (рис. 5) и требовала незначительной затраты времени. Повреждений ошпованной трубы при правке не было.

Каждая выправленная труба проходила самостоятельный контроль (приемку), заключающийся в проверке качества ошповки и последующем опрессовании трубы водой.

При визуальной проверке качества ошповки обращалось внимание на соответствие ошповки чертежам, а также на наличие видимых дефектов сварки: неравномерности венчика расплавленного металла вокруг шипа, подрезов, выплесков металла.

Для получения достаточного теплоотвода шип должен быть приварен не менее чем на $\frac{3}{4}$ площади своего основания. Поскольку шипы в работе несут незначительную механическую нагрузку, прочность приварки шипов должна быть достаточной лишь для того, чтобы не происходило откалывания шипов во время различных операций с трубой: правки после ошповки, перевозки, монтажа экранов.

При опрессовании труб водой давление доводилось до 96 ат и после двухминутной выдержки снижалось до рабочего (32 ат). При рабочем давлении производился осмотр трубы для выявления течей и «плотений» под шипами, а также простукивание шипов легкими ударами молотка для определения прочности приварки шипов и обнаружения скрытых трещин. Шип, под которым имелаась течь, скалывался, место сварки проваривалось автогеном, после чего автогеном же на этом месте приваривался новый шип. Автогеном также производилась приварка сбитых при проверке шипов и заварка отверстий, получавшихся в результате прожога трубы при приварке шипов.

Следует отметить, что, как показал опыт эксплуатации шиповых экранов, прожоги или обнаруженные при опрессовке течи под шипами при качественной заварке их автогеном не являются сколько-нибудь серьезным дефектом трубы.

Как правило, приварка шипов получалась хорошего качества с отсутствием выплесков и подрезов, с удовлетворительным формированием венчика наплавленного металла.

Дефекты сварки в виде подрезов, шлаковых включений, выплесков и т. д. объясняются главным образом плохой очисткой трубы перед ошповкой, ненормальным режимом сварки, неправильной регулировкой пистолета, а также недостаточной опытностью сварщика. Последним

обстоятельством объяснялся также и брак в виде слабо или совершенно неприварившихся шипов, имевший место при неправильной установке пистолета на трубе или недостаточной толщине слоя флюса около шипа.

Явление сквозного прожога трубы было чрезвычайно редким и происходило главным образом вследствие нечеткой работы аппаратуры (запаздывание срабатывания реле времени или промежуточного реле) или вследствие плохой очистки трубы. Необходимо сказать, что на хорошую зачистку трубы от ржавчины и окалины перед приваркой шипов должно быть обращено самое серьезное внимание.

Для определения качества сварного соединения шипа с трубой производилось металлографическое исследование образцов приварки шипов, которое показало, что глубина зоны расплавления не превышает половины толщины стенки трубы, качество сварного соединения удовлетворительное и как в зоне расплавления, так и в зоне термического влияния не наблюдается серьезных структурных изменений.

Описываемый опыт изготовления шиповых экранов к мощному котлу показывает, что даже при применении ручных автоматов, работающих по принципу дуговой сварки, массовая приварка шипов к трубам сложного профиля не представляет затруднений для персонала электростанций и может быть легко организована на месте.

Инж. Ю. Ф. Куваев
и канд. техн. наук Ю. Л. Маршак

ОТ РЕДАКЦИИ

Описываемый опыт изготовления шиповых экранов показывает, что даже при применении ручных автоматов, т. е. не наиболее совершенной технологии, может быть обеспечено проведение массовой приварки шипов силами электростанций с удовлетворительным качеством работ.

Из опыта применения крупнопанельных блоков

На строительстве одной электростанции стены здания транспортеров, запроектированные из красного кирпича толщиной 250 мм, были заменены неоштукатуренными железобетонными крупнопанельными блоками.



Рис. 1. Здание транспортеров, выполняемое из крупнопанельных блоков.

а — внешний вид здания; б — внутренняя часть галлерей.

бетонными коробчатыми панелями размером $3 \times 3 \times 0,2$ м с обшивкой оштукатуренными плоскостями (рис. 1) изготовления Березовского завода строительных конструкций; внутренняя плоскость панелей заполнялась минеральной ватой.

Монтаж блоков производила бригада из 4 чел. при помощи легкого передвижного мачтового крана в следующем порядке:

1. Первый блок устанавливался на продольную балку каркаса и временно раскреплялся.

2. После установки второго блока монтировалась вертикальная стойка 2 (рис. 2), затем сверху блоков укладывались связывающие уголки 1, которые сваривались между собой с помощью планки 5.

3. После установки второй стенки монтировались прогоны, которые приваривались к обоим уголкам с помощью косынки 4.

4. По прогонам укладывались ребристые плиты (согласно проекту) и делалась кровля.

5. Во избежание сдвига блоков к продольной балке каркаса приваривался упорный уголок 3. Устройство металлического каркаса создавало устойчивую рамную конструкцию.

Замена кирпичной кладки блоками дала следующие преимущества:

1. Индустриализация работ: в данном случае производство всех строительных работ превращается в монтаж готовых блоков.

2. Возможность монтажа блоков в зимних условиях без дополнительных затрат на подогрев составляющих для раствора и на транспортировку последнего в утепленной таре.

3. Сокращение сроков строительства.

4. Сокращение затрат рабочего времени.

5. Вес 1 м^2 стены сокращен с 530 кг при кирпичной стенке до 237 кг. Столь значительное уменьшение нагрузки на металлический каркас позволит при проектировании нового каркаса здания сократить расход металла.

В таблице приведено сравнение стоимости стен из кирпича толщиной 250 и 400 мм со стоимостью стен из блоков; удорожание стоимости при стенах из блоков толщиной 250 мм объясняется следующим: замена конструкции была произведена после монтажа металлоконструкции галлерей, вследствие чего балки и колонны галлерей остаются недогруженными. Были использованы блоки, изготовленные в 1950 г., стоимость которых составляла 830 руб./шт.; кроме того, на удорожание влияло и устройство дополнительного металлического каркаса стоимостью 13 р. 40 к. (весом 80 кг) за 1 м^2 стены.

Стоимость блоков, изготовленных заводом в 1952 г., снизилась до 537 руб., что позволит снизить стоимость 1 м^2 стены до 84 р. 99 к.

При увеличении выпуска блоков на заводе можно добиться дальнейшего снижения стоимости блоков, что позволит еще более снизить стоимость стен.

Кроме того, если при проектировании здания учесть применение блоков, то вес металлического каркаса зданий значительно снизится, не говоря уже о том, что не будет, как это имеет место в данном случае, удорожающего фактора в виде стоимости дополнительного каркаса.

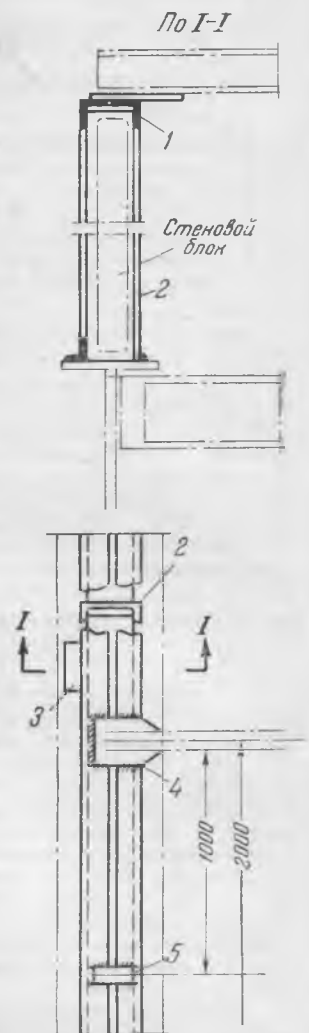


Рис. 2. Крепление металлического каркаса.

1 — связывающие уголки $75 \times 75 \times 6$ мм; 2 — стойка из швеллера № 22; 3 — упорный уголок $1 = 150$ мм; 4 — косынка 200×300 мм; 5 — планка 100×190 мм.

Стоимость стениз кирпичной кладки и из блоков

	Кирпичная кладка		Блоки (по 9 м ²)
	толщиной 250 мм	толщиной 400 мм	
Объем кладки 3× ×3×250 м . . .	2,25 м ³	—	
Объем кладки 3× ×3×400 м . . .	—	3,6 м ³	
Стоимость кирпич- ной кладки			
2,25×226 р. 27 к. .	509 р. 11 к.	—	
3,6×226 р. 27 к. .	—	814 р. 56 к.	
Внутренняя шту- катурка 3×3× ×8 р. 78 к. . .	79 р. 02 к.	79 р. 02 к.	
Наружная 3×3× ×6 р. 54 к. . .	58 р. 86 к.	58 р. 86 к.	
Устройство лесов 3×3×2 р. 52 к. .	22 р. 68 к.	22 р. 68 к.	
Побелка с двух сторон 3×3× ×2×0,71 к. . .	12 р. 78 к.	12 р. 78 к.	
Монтаж стеново- го блока (со стоимостью бло- ка)	—	—	937 р. 22 к.
Изготовление и монтаж допол- нительного кар- каса 0,08× ×1 319 р. 45 к. .	—	—	105 р. 56 к.
Итого . .	682 р. 45 к.	987 р. 90 к.	1 042 р. 78 к.
Всего с накладны- ми расходами .	816 р. 21 к.	1 181 р. 53 к.	1 236 р. 40 к.
Стоимость 1 м ² стены	90 р. 69 к.	131 р. 23 к.	137 р. 34 к.

Инж. А. С. Бабенко и инж. А. Н. Романов

Применение портала при монтаже турбин

В машинном зале электростанции, оборудованном одним мостовым краном, было необходимо смонтировать паровую турбину.

По графику монтажные работы совпадали с периодом капитальных ремонтов действующих турбин и поэтому часы пользования мостовым краном для монтажных работ были ограничены.

Перед монтажной организацией встал вопрос о применении дополнительных средств малой механизации тяжелых работ, которые могли бы быть изготовлены на месте и в короткий срок. Из ряда рассмотренных вариан-

тов был принят к разработке портал с монорельсом (см. рисунок).

Пролет портала между осями рельсов принят 6,0 м, а высота — 4,5 м до отметки монорельса. Указанные основные габариты обеспечивают возможность перемещения и работы портала над цилиндрами турбины, над генератором и возбудителем, при снятых пароперепускных трубах между цилиндрами высокого и низкого давления.



Последнее условие лишь незначительно сужает возможность использования портала, поскольку установка пароперепускных труб является одной из завершающих операций монтажа.

Передвижение портала вдоль оси турбины производится по железнодорожным рельсам IV типа на четырех катках. Рельсы приварены к подкладкам из листовой стали и выставлены на полу из метлахских плиток. На два ведущих катка насажены шестерни с передаточным числом 1:8 и с рукоятками. Портал с предельным грузом передвигался вручную двумя рабочими.

К portalу прикреплен монорельс длиной 10 м из двутавровой балки № 22в. По нижней полке монорельса передвигается ручная кошка, к которой подвешена таль. Указанными средствами осуществляются подъем и перемещение груза поперек оси турбины¹.

Принятые грузоподъемности в пролете портала 2 т и на консолях монорельса 0,5 т обеспечивают возможность перемещения всех деталей верха турбоагрегата, исключая установку тяжеловесов.

Портал обслуживается слесарями работающей бригады и не требует выделения специального крановщика. Он весьма прост в изготовлении, его конструкция разборная. Вес металлоконструкций и катков не превышает 2,5 т.

Портал не препятствует одновременной работе мостового крана и не загромождает площадки обслуживания турбины, поэтому после окончания монтажа он оставлен на месте.

Инж. Е. С. Динер

¹ Подъем и перемещение груза следовало механизировать, применив вместо кошки с талью тельфер. Ред.

□ □ □

Особенности эксплуатации золоуловителей типа „Центробежный скруббер ВТИ“

В литературе подробно освещался опыт наладки и эксплуатации центробежного скруббера ВТИ¹. Описанный золоуловитель ввиду вынужденной компоновки имел размеры и конструкцию, несколько отличные от рекомендованных ВТИ. В 1949 г. на котле ТО-3 производительностью 200 т/час той же электростанции был установлен золоуловитель, запроектированный трестом «Газоочистка», на котором выдержаны рекомендованные в свое время соотношения размеров и скорости газов. На котле сжигается пыль аралачевского угля, имеющего зольность $A^p = 17\%$ и содержание серы $S^p = 0,64\%$. Количество дымовых газов перед золоуловителем равно $\sim 400\,000 \text{ м}^3/\text{час}$ при температуре 185°C , запыленность газов на входе в золоуловитель составляет 21 г/м^3 .

Испытание золоуловителя показало высокую его эффективность. Общая степень очистки газов составила $90,5 \pm 91,5\%$, а в отдельных опытах достигала 93% . Окраска дыма котла, на котором установлен золоуловитель, отличается малой интенсивностью (рис. 1). Газовое со-

на мигалке под спускным патрубком и регулировкой положения контргруза на ней таким образом, чтобы пуляпа сливалась непрерывной струей, без хлопания мигалки.

Одним из основных недостатков мокрого золоуловителя является унос воды в газоходы, сопровождающийся отложением золы и коррозией коробов. При этом значительно возрастает сопротивление золоуловителя и особенно газоходов от золоуловителя к дымососу. В начальный период эксплуатации описываемого золоуловителя имел место случай снятия нагрузки с котла из-за почти полного (на $\frac{3}{4}$) заноса сечения горизонтальных участков газоходов перед дымососами. Как показал опыт работы золоуловителя, основными причинами образования и уноса брызг являются подсосы воздуха через спускной патрубок и изношенные места корпусов; неровности футеровки (особенно в области форсунок), повышение скорости газов в одних скрубберах из-за зарастания золой других.

Большое значение имеет также давление воды перед форсунками, колебание которого не должно выходить из пределов $0,3 \div 0,4 \text{ атм.}$ Повышение давления сопровождается разбрызгиванием струи, выходящей из форсунки, снижение — неполным омытием поверхности скруббера водой и отложениями золы на неомываемых местах.

Для предупреждения уноса воды проектом предусматривалась установка специального кольцевого кармана над форсунками (рис. 3). Он должен был улавливать всю воду, срываемую со стенок газами, и защитить от износа выступающие внутрь скруббера головки форсунок. Кольца были выполнены из алюминия с целью защиты их от коррозии. Однако в эксплуатации кольцевой карман не оправдал своего назначения. Заметного уменьшения уноса воды не наблюдалось. В то же время имел место интенсивный износ как самого кольца, так и форсунок золой, скоплавшейся под кольцом и вращавшейся вместе с газами. При этом вытекание воды через места износа форсунок увеличивало унос ее в газоходы.

Ввиду неудовлетворительной работы форсунок кольца были сняты, а форсунки для защиты от износа закрыты небольшими козырьками, покрытыми снаружи слоем цемента. Корка цемента несколько предохраняет козырьки от истирания золой.

Другой мерой, уменьшившей унос воды, явились тщательная регулировка положения форсунок после ремонта и выравнивание футеровки в местах вступления на нее струй воды из форсунок. Качество регулировки проверяется путем пуска воды через форсунки ремонтируемого скруббера. При этом добивались полного отсутствия брызг и полного омытия внутренней поверхности скруббера при рабочем давлении воды перед форсунками.

Для поддержания равномерного давления воды перед скрубберами подвод ее был осуществлен через бак, уровень в котором поддерживается постоянным с помощью

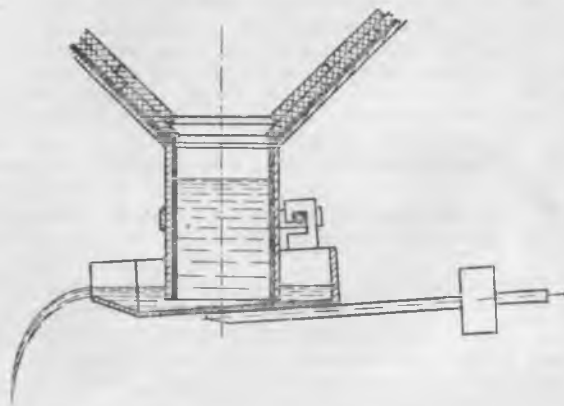


Рис. 2. Спускное устройство скруббера после переделки.



Рис. 1. Сравнительная интенсивность окраски дыма котлов (слева направо): без золоуловителя; с золоуловителем при степени очистки 85% и с золоуловителем при степени очистки 91% .

противление золоуловителя вместе с подводящими и отводящими (до дымососов) газоходами составило при испытаниях 150 мм вод. ст. , расход воды колебался в пределах $0,23 \div 0,28 \text{ кг/м}^3$.

В процессе наладки и эксплуатации золоуловителя удалось устранить некоторые первоначальные дефекты. В первый период эксплуатации происходило частое забивание золой массой спускных патрубков, приводившее к переполнению скруббера водой и уносу воды в газоходы. Прочистка патрубков была весьма затруднительной ввиду их значительной длины (900 мм) и сравнительно небольшого диаметра (в ответу 90 мм). Укорочение спускных патрубков до 150 мм почти полностью ликвидировало забивание.

Присосы воздуха в золоуловителе удалось уменьшить с $0,3 \div 0,35$ до $0,1 \div 0,15$ (рис. 2) путем устройства порога

¹ А. Н. Маньков, Наладка и эксплуатация золоуловителей типа „Центробежный скруббер“, „Электрические станции“, 1949, № 5.

поплавкового регулятора прямого действия. Для наблюдения за постоянством расхода воды и регулирования давления ее перед скрубберами были установлены регистратор расхода и манометры.

Перечисленные мероприятия, а также ликвидация подсосов воздуха через спускные патрубки значительно уменьшили унос воды в газоходы. Отложение золы в скрубберах и сборных газоходах было почти полностью ликвидировано. Небольшие отложения золы в виде «гребешков» образуются лишь в верхней части скрубберов над форсунками и в сборном коробе на мостиках между скрубберами.

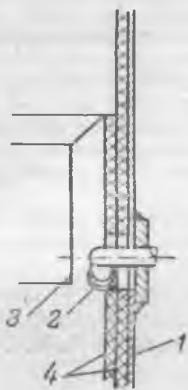


Рис. 3. Установка защитного кольца.
1—корпус циклона; 2—форсунка; 3—защитное кольцо; 4—метлахская плитка.

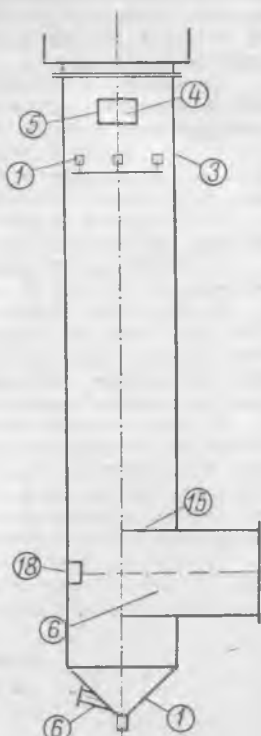


Рис. 4. Места износа скруббера. Цифры в кружках — количество скрубберов, у которых имеется сквозной износ в указанном месте.

Стала ненужной практиковавшаяся прежде чистка отложений скрубберов во время работы котла. Горизонтальные участки газоходов перед дымососами в течение всей кампании остаются чистыми. Заметные отложения золы образуются только на вертикальных участках газохода к дымососам. Однако эти отложения непрочны и периодически обрушиваются. Период образования и обрушения отложений довольно постоянен, составляя 7—8 дней. В течение этого времени сопротивление золоуловителя с подводящими и отводящими газоходами возрастает со 130 до 200 мм вод. ст. (при нагрузке котла 180 т/час), а затем резко падает до первоначального значения.

Износ скрубберов наблюдается в местах, где защита металла метлахскими плитками невозможна или сильно затруднена (рис. 4). К таким местам относятся сопряжения входного патрубка и рамы лаза с корпусом циклона, лючки, форсунки и защищающие их козырьки. Ликвидация или уменьшение износа должны улучшить работу золоуловителя, значительно сократив унос воды и снизить его сопротивление. В этом отношении представляет интерес предложение о подщелачивании воды, подаваемой на орошение скрубберов, путем добавки к ней продувочной воды котлов². В условиях описываемой установки при щелочности исходной воды 1,4 мг-экв/л вода, выходящая из скрубберов, имеет кислотность 0,3 мг-экв/л. Для нейтрализации этой кислотности и создания избыточной щелочности 0,2 мг-экв/л достаточно добавлять около 0,046 т воды из расширителя постоянной продувки на 1 т орошающей. Подсчеты показали рентабельность подобной защиты в случае предварительного использования тепла продувочной воды. Предложение, однако, требует практической проверки.

Другим способом защиты от износа является изменение конструкции скруббера с целью ликвидации очагов износа: уменьшение количества лючков и лазов в корпусе, изготовление форсунок из пластмассы и т. д. В на-

стоящее время лючки для чистки входных патрубков на нескольких скрубберах с этой целью перенесены с корпуса скруббера на стенки самих патрубков.

В процессе эксплуатации расход воды на золоуловитель снижен до $0,20 \div 0,22 \text{ кг/м}^3$, а среднее сопротивление установки доведено до 170 мм вод. ст. (из них на долю собственно золоуловителя приходится около 70 мм вод. ст.). Обе эти величины еще значительно превосходят проектные ($0,13 \text{ кг/м}^3$ и 93 (50) мм вод. ст.). Дальнейшее сокращение расхода воды возможно, повидимому, за счет уменьшения диаметра выходного отверстия форсунки с 5,5 до ~4 мм, что при наличии фильтра на подводе воды не вызывает особых опасений. Что касается сопротивления золоуловителя, то при проектировании следует учитывать значительное увеличение его против расчетного вследствие недостаточно совершенной еще работы золоуловителя.

Практика длительной эксплуатации двух золоуловителей типа «Центробежный скруббер ВТИ» показала полную ненадобность отсечных шиберов как на выходе, так и на входе в скруббер.

В заключение следует отметить, что обслуживание золоуловителя несложно и заключается в наблюдении за нормальным сливом пульпы и прочистке забившихся сливных патрубков. Один раз в сутки чистятся входные патрубки. Расход и давление воды надежно поддерживаются регулятором без вмешательства персонала.

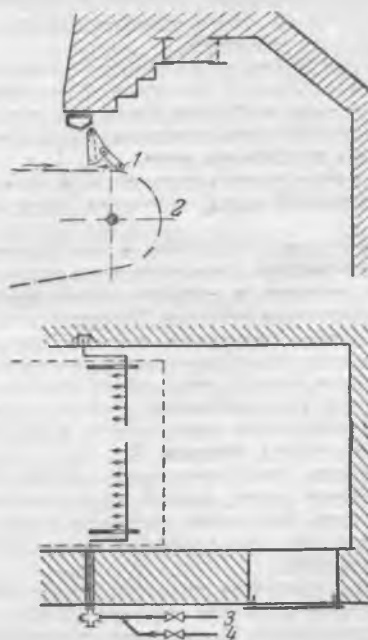
Инж. В. А. Нахалов

ОТ РЕДАКЦИИ

В центробежных скрубберах ВТИ конструкции 1951 г. предусмотрена защита всех деталей от коррозии, применены мероприятия для предотвращения отмеченных в статье отложений золы в газоходах и значительного увеличения по этой причине сопротивления золоуловителей.

Улучшение работы шлаковых подпоров

Секция подвесных шлаковых подпоров цепных решеток оборачивают и быстро выходят из строя вследствие работы в области высоких температур. Повышение их долговечности достигается охлаждением секций за счет подсоса воздуха со стороны шлакового бункера в решетках без



Установка паровой трубы у шлакового подпора.

1—труба с отверстиями диаметром 1 мм; 2—колосниковая механическая решетка; 3—ввод воздуха; 4—ввод пара.

² Н. А. Шувалов, Эксплуатация мокрых золоуловителей типа «Центробежный скруббер ВТИ», «Рабочий энергетик», 1952, № 7.

дутья (т. е. работающих за счет тяги) и принудительного охлаждения при наличии дутья.

В котельной с четырьмя котлами в течение полугодия пришлось сменить до 300 секций шлакового подпора. Для повышения срока их службы за маятниковыми секциями подпора была помещена труба диаметром 20 мм с отверстиями диаметром 1 мм (см. рисунок).

Труба может поворачиваться совместно с секциями шлакового подпора в сальнике, через который к ней подводится пар или сжатый воздух. Обдувание нижней части подвесных секций подпора паром либо воздухом улучшило их охлаждение. В результате за полугодие была заменена лишь 41 секция подпора.

Инж. С. Н. Макарин

О комплексометрическом методе определения жесткости воды¹

Комплексометрический метод определения жесткости воды получил широкое распространение. В настоящее время химическая промышленность для определения жесткости воды этим методом выпускает стандартные наборы реактивов, которые состоят из 250 г трилона Б и трех индикаторов: 50 г хромоген черного ЕТ-00 и по 25 г хромсинего К и хромтемносинего. К каждой коробке набора прилагается инструкция по методике определения.

В результате работ по дальнейшему совершенствованию комплексометрического метода определения жесткости воды необходимо рекомендовать некоторые дополнения и уточнения к инструкции, прилагаемой к наборам реактивов.

1. При анализе комплексометрическим методом вод с малой жесткостью (конденсат, питательная вода) в ряде случаев получались искаженные повышенные показатели содержания солей жесткости, вызывавшиеся появлением в контролируемой воде ионов цинка или меди. В таких случаях рекомендуется повторить определение с вводом в пробу сульфата натрия (см. инструкцию). Указанное обстоятельство имеет особенное значение при пуске нового оборудования или включении новых холодильников с змеевиками из латуни или красной меди.

2. Опыт эксплуатации показал, что большую часть контроля за качеством конденсатов турбин достаточно производить лишь качественной реакцией, передавая этот качественный контроль персоналу турбинного цеха.

Если жесткость конденсата меньше 3 мг-экв/л, то после добавления буферного раствора и индикатора хромоген черного ЕТ-00 он имеет голубую окраску. Такие конденсаты можно не титровать.

Если же проба имеет сиреневатый оттенок, то жесткость конденсата более 3 мг-экв/л. Дежурному лаборанту химического цеха требуется брать для титрования лишь пробы такого надоброкачественного конденсата, выявленные персоналом турбинного цеха.

Этот же метод можно применить и для высококачественной питательной воды, например воды прямооточных котлов.

3. Воду после известкования в зависимости от требований к анализу можно фильтровать от взвешенного осадка карбоната кальция и гидрата окиси магния и далее титрованием раствором трилона Б определять оставшуюся после известкования жесткость воды. Для определения общего содержания солей жесткости (растворенных и находящихся в виде взвеси) надо обрабатывать пробу воды соляной кислотой при кипячении, нейтрализовать избыток последней по метиловому оранжевому и далее титровать, как обычно, раствором трилона Б.

4. Определение жесткости воды, сильно затрясенной маслами, например воды, слитой из масляного бака турбины, может быть выполнено только с одним из хромсиних индикаторов, так как хромоген черный ЕТ-00 в такой воде обесцвечивается.

5. Раствор индикатора хромтемносинего готовится так же, как и раствор хромоген черного ЕТ-00.

Раствор хромсинего К готовится следующим образом: 0,2 г индикатора растворяют в 10 мл аммиачного буфер-

ного раствора и доводят до 100 мл дистиллированной водой.

Растворы хромсиних индикаторов могут сохраняться неопределенно долгое время. При работе с этими индикаторами даже при определении очень малой жесткости (1 мг-экв/л) можно успешно работать с аммиачным буферным раствором.

Хромсиние индикаторы обладают малой солевой ошибкой и поэтому удобны для применения при высоком общем солевом содержании воды. Наилучший переход дает индикатор хромтемносиний. Поэтому можно рекомендовать в дальнейшем в наборах реактивов давать только два индикатора: хромоген черный ЕТ-00 и хромтемносиний.

6. Индикатор хромоген черный ЕТ-00 следует готовить на срок, не превышающий 10 дней.

7. Растворы трилона Б целесообразно готовить концентрации 17,8 и 3,56 мг-экв/л.

8. Боратный буферный раствор следует готовить на 5—6 дней или сохранять в запарафинированной склянке. Этот раствор выщелачивает стекло и по этой причине при длительном хранении может оказаться непригодным для определения малых жесткостей.

9. Титр раствора трилона Б удобно и проще устанавливать не по смешанному раствору солей кальция и магния, а по раствору только одной соли магния 0,71 мг-экв/л, беря для определения 100 мл этого раствора. Содержание магния в растворе соли магния (3,56 мг-экв/л) устанавливается весовым методом.

10. Целесообразно также включить в набор реактивов для определения жесткости ампулы с раствором сернистого магния (фиксанал).

Инж. Д. А. Савиновский,
канд. техн. наук Т. Б. Стюнкель
и канд. техн. наук Е. М. Якимец

Рекарбонизационная установка малой производительности

На тэц в 1951 г. была смонтирована и пущена в эксплуатацию установка для обработки циркуляционной воды с помощью скруббера малой производительности.

Охлаждение циркуляционной воды производилось с помощью брызгальных бассейнов. Добавочная вода в бассейне имеет: общую жесткость 10—17 мг-экв/л, карбонатную жесткость 4,3—5,4 мг-экв/л, сухой остаток 1120 мг/л.

Основным видом топлива является природный газ, содержащий около 1% сероводорода (H_2S).

Принципиальная схема установки изображена на рисунке. Насыщение воды сернистым и углекислым газами происходит в скруббере 1. Подача циркуляционной воды на скруббер осуществляется с помощью работающих циркуляционных насосов 7, а для подачи дымовых газов используется напор, создаваемый дымососом котла 3. Количество подводимых к скрубберу дымовых газов регулируется с помощью поворотного шибер 2, установленного за дымососом.

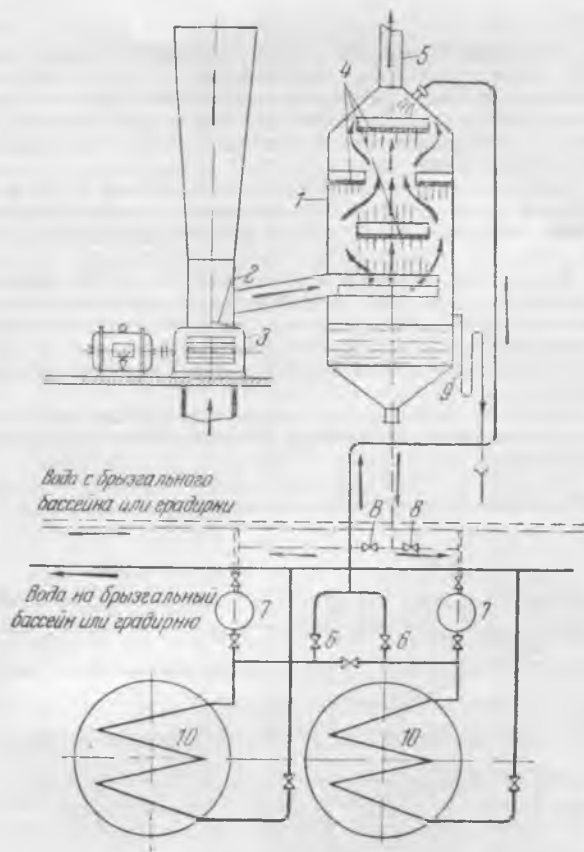
При общем расходе охлаждающей воды по станции 1800 м³/час количество воды, поступающей на скруббер, составляет 0,5—1% от общего расхода.

Выход воды, насыщенной в скруббере газами SO_2 и CO_2 , осуществляется во всас одного из работающих насосов, а выход оставшихся газов — через трубу 5 в верхней части скруббера.

Во избежание попадания воды в дымосос и дымоходы котла установлена переливная линия 9 с гидравлическим затвором. Для обеспечения стока воды из скруббера в приемную линию циркуляционных насосов, работающих под избыточным давлением брызгального бассейна 0,4—0,5 атм, корпус скруббера поднят относительно насосов.

Скруббер представляет собой металлическую трубу диаметром 900 мм и высотой 3,5 м, внутри которой установлены переливные тарелки, обеспечивающие более развитую поверхность соприкосновения дымовых газов с водой. При наличии трех и более тарелок диаметр отверстий целесообразно принимать не менее 12—17 мм, так как при меньшем диаметре отверстий происходит дегазация, а не насыщение воды газами SO_2 и CO_2 . Количество тарелок желательно иметь минимальное; с целью умень-

¹ Д. А. Савиновский, Т. Б. Стюнкель, Е. М. Якимец, Комплексометрический метод определения жесткости воды, "Электрические станции", 1952, № 8.



Принципиальная схема рекарбонизационной установки.

1 — скруббер; 2 — регулирующий шибер; 3 — дымосос котла; 4 — переливные тарелки; 5 — труба для отвода дымовых газов после скруббера; 6 — задвижка, регулирующая подачу воды на скруббер; 7 — циркуляционный насос; 8 — задвижка, регулирующая сброс воды со скруббера; 9 — переливная труба с гидравлическим затвором; 10 — конденсаторы турбин.

шения сопротивления газового тракта и при наличии одной тарелки диаметр отверстий можно уменьшить до 8—10 мм. Дальнейшее снижение диаметра отверстий при наличии одной тарелки нецелесообразно по причине быстрого засорения отверстий мусором и щебнем, приносимыми с циркуляционной водой.

Стоимость изготовления и монтажа установки составила около 2000 руб.

В результате двухлетней эксплуатации рекарбонизационной установки на электростанции добились увеличения срока непрерывной работы конденсаторов с 5—7 недель до 4 мес. при поддержании нормального разрежения в конденсаторе и полной электрической нагрузке турбины. Кроме того, рекарбонизационная установка в значительной мере улучшила работу брызгальных бассейнов за счет уменьшения давления воды перед соплами, которые забивались через 4—5 мес. эксплуатации и требовали удаления накипи.

При неоднократном вскрытии конденсаторов обнаружено, что в зимнее время образуются твердые отложения накипи, а в летнее время эти отложения носят в основном рыхлый иловый характер. Последнее объясняется тем, что на дне бассейна имеется значительное отложение ила (40—45 см), спокойное положение которого нарушается купающимися, так как бассейн не огорожен.

Основные отложения ила на дне бассейна происходят во время весеннего паводка и удаление его весьма затруднительно без прекращения пользования бассейном и полного спуска воды, так как спуск отложений происходит из одной точки.

Последние месяцы эксплуатации установки показали не только уменьшение накипных отложений, но и разрушение старой накипи на трубах конденсатора и циркуляционных водоводах.

Важным фактором в эффективной работе такой установки является ее непрерывная работа. Перерыв в работе

установки даже в течение 3—7 дней сильно ухудшает работу конденсатора, и при проектировании необходимо прежде всего учесть непрерывную подачу дымового газа и воды на скруббер.

С целью увеличения срока работы скруббера необходимо его внутреннюю сторону, где происходит насыщение воды газами CO_2 и SO_2 , покрывать антикоррозийным составом или всю установку изготовлять деревянной с обивкой наружной стороны кровельной сталью. Внутренняя сторона трубопроводов спускной высококонцентрированной CO_2 и SO_2 воды почти не подвергается коррозии и срок ее работы в 8—10 раз больше срока работы скруббера и поэтому они практически могут работать без антикоррозийных покрытий.

Несмотря на то, что данная схема имеет некоторые недостатки (недолговечность металлической конструкции, являющаяся результатом коррозионного разрушения, трудности регулировки подачи дымовых газов на скруббер), она может получить широкое распространение благодаря своей простоте и надежности в эксплуатации, так как при небольшом пропуске воды достигаются неплохие результаты.

Инж. И. К. Пичугин

Устранение неравномерной выработки шеек валов роторов турбин и генераторов

В практике работы электрических станций имеют место случаи неравномерного износа рабочих шеек валов тяжелых роторов турбин и генераторов, в результате чего шейки валов приобретают недопустимую эллиптичность или эксцентricность.

В настоящее время устранение дефектов рабочих шеек валов тяжелых роторов турбин и генераторов производится проточкой и шлифовкой. Отсутствие на электростанциях станков для производства этих работ требует или отправки роторов на специальные заводы, что связано с большими затратами средств и времени, или применения специальных устройств для проточки и шлифовки шеек на месте. В последнем случае требуется сооружение дорогостоящих токарных и шлифовальных устройств, а также привода для вращения тяжелого ротора на временных опорах, обеспечивающих необходимую точность центровки.

На одной электростанции рабочая шейка вала ротора генератора в результате неравномерного износа имела отклонение от номинального диаметра (220 мм) на величину 0,15 мм. С помощью простого приспособления, без выемки ротора, эллиптичность шейки была устранена за короткое время (около 20 час.).

Принцип работы приспособления заключается в постепенном снятии неконцентричных частей поверхности выработавшейся шейки вала помощью чугунного притира, поворачивающегося вокруг обрабатываемой шейки строго концентрично оси вала.

Концентричность вращения притира обеспечивается двумя втулками, жестко связанными с притиром, центрирующие окружности которых базируются на соседних с обрабатываемой шейкой заточках вала, нормально не подвергающихся трению и потому сохранивших первоначальную концентричность с осью вала.

Незначительное удельное давление при работе проворачиваемого вручную приспособления позволяет делать центрирующие втулки небольшой ширины (до 15 мм), что в свою очередь дает возможность использовать для центровки приспособления небольшие заточки на валу (ближкие к обрабатываемой шейкой).

В зависимости от конструкции вала, его размеров и местных возможностей приспособление может быть выполнено как сварным из имеющихся профилей проката, так и литым чугуном.

На рис. 1 изображена конструкция такого приспособления, выполненная силами станции. Схема работы приспособления при устранении эксцентricной и эллиптической выработки шейки вала показана на рис. 2.

Приспособление состоит из двух центрирующих втулок, соединенных между собой помощью сварки двумя швеллерами, и отъемного чугунного притира, крепящегося болтами к швеллерам. Для улучшения условий работы приспособления центрирующие втулки залиты баббитом.

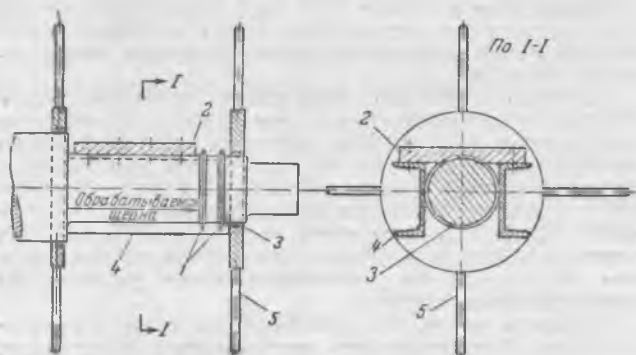


Рис. 1. Приспособление для устранения неравномерности выработки шеек валов.

1 — маслоотбойные кольца; 2 — чугунный притир; 3 — центрирующие втулки; 4 — конструкция для соединения втулок; 5 — рукоятки.

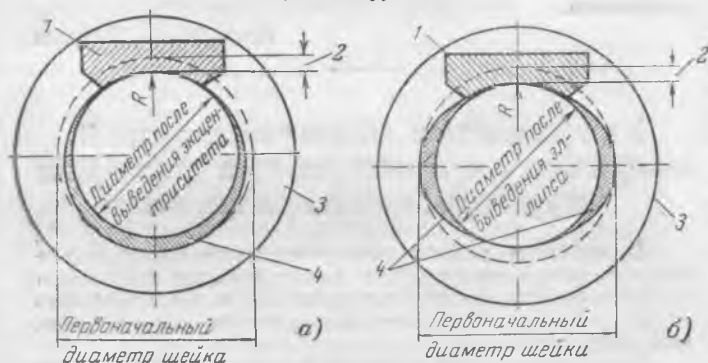


Рис. 2. Схема работы притира при устранении эксцентриситета (а) и эллиптичности (б) шейки вала.

1 — притир; 2 — выработка; 3 — окружность центрирующей втулки; 4 — часть, подлежащая снятию.

После сварки приспособления и крепления на нем чугунного притира в целях получения строгой концентричности обработка втулок и рабочей части притира производилась на станке с одной установкой. Рабочая поверхность притира обрабатывалась по размеру меньшего радиуса эллипса шейки вала.

На наружных частях центрирующих втулок были закреплены рукоятки для вращения приспособления вокруг неподвижного вала.

Работа по устранению дефекта шейки вала ротора генератора производилась следующим образом: вал ротора был оперт на временную стойку так, что после снятия подшипника торец вала был свободен. Приспособление было заведено на вал с торца его со снятым притиром, так как имеющиеся на валу маслоотбойные гребни не позволяли завести его в собранном виде с притиром. Притир был закреплен на приспособлении после того, как оно было заведено на место. При закреплении на приспособлении притир ставился на валу со стороны меньшего радиуса шейки (со стороны выработки).

После закрепления притира, нанося периодически на шейку вала (в месте, подлежащем снятию) пасту ГОИ с керосином, проворачивали приспособление вокруг неподвижного вала и притиром постепенно снимали неконцентричную выступающую часть поверхности шейки до полного устранения эллиптичности.

Инж. Н. Е. Селькин

Повышение вибрации турбогенератора из-за дефекта соединительной муфты

Ниже приводится характерный пример вибрационного исследования, которое производилось специальным катодно-лучевым осциллографом и магнитно-электрическим датчиком. Запись формы кривой вибрации производилась от руки при помощи зеркального штатива.

Турбоагрегат фирмы ВВС: турбина 13 ата, 375° С, 3000 об/мин, 1800 квт, реактивная, с одной активной ступенью скорости; генератор 1700 квт, 3000 об/мин. Полумуфта между турбиной и генератором кулачкового типа. Расположение опорных подшипников и их нумерация приведены на рис. 1.

Ротор генератора прошел полную перемотку и после сборки и пуска агрегата было отмечено значительное увеличение вибрации с 0,02 мм до ремонта до 0,10 мм после ремонта.

Вследствие повышенной вибрации в объем ремонта следующего года была включена балансировка ротора генератора, так как резкое увеличение вибрации после перемотки ротора со всей очевидностью указывало на причину вибрации — небаланс ротора генератора после перемотки.

Перед остановкой агрегата на ремонт было произведено вибрационное испытание, которое дало неожиданные результаты.

На рис. 2 приведена зависимость двойных амплитуд вертикальной вибрации по подшипникам в зависимости от

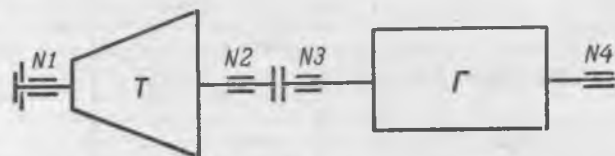


Рис. 1.



Рис. 2.

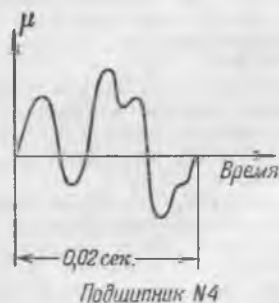


Рис. 3.

нагрузки, а на рис. 3 — формы кривых вибрации по подшипникам.

Увеличение амплитуд вибрации с увеличением нагрузки, наложение на основную частоту 50 гц вибрации с частотой 150—200 гц указывали, что основной причиной вибрации является не небаланс ротора генератора. Внимательный осмотр полумуфта выявил сквозную трещину на ступице звездочки, сидящей на валу турбины, и, как следствие, нарушение нормальной работы полумуфта: слабую посадку звездочки, передачу вращающего момента через шпонку и неравномерную работу кулачков.

После смены полумуфта (без какой-либо балансировки) вибрационное состояние агрегата стало хорошим. Максимальная вибрация в вертикальном направлении на подшипнике № 1 не превышала 30 мкн при всех режимах, на подшипниках № 2 и 3—20 мкн и № 4—15 мкн.

Этот случай убедительно показывает необходимость проведения вибрационных испытаний и анализа до того, как приступить к устранению повышенной вибрации.

Инж. Н. А. Худабашев

Улучшенная схема включения электролитических конденсаторов в колонках автоматического регулирования электро-механической системы ЦКТИ

В имеющихся в энергосистеме колонках автоматического регулирования котельных агрегатов электро-механической системы ЦКТИ (колонки типа КРД, КРВ, КРР и КРУ) электролитические конденсаторы для искрогашения на контактах включены по схеме (см. рисунок, а). Опыт эксплуатации колонок на электростанциях показывает, что такое включение конденсаторов имеет существенные недостатки.

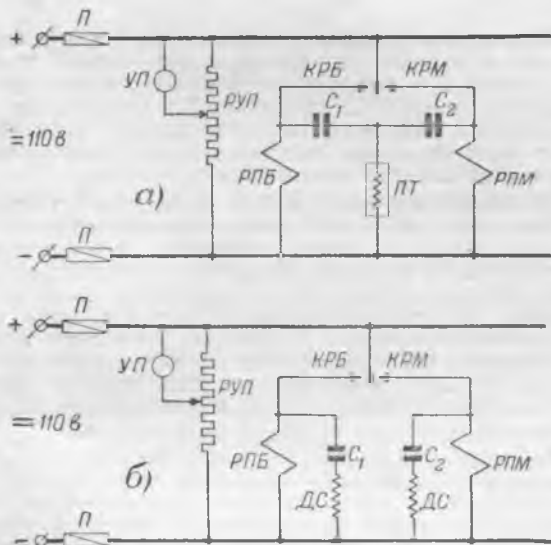


Схема включения электролитических конденсаторов до переделки (а) и после переделки (б).

УП — указатель положения; РУП — реостат указателя положения; КРБ — КРМ — контакты регулятора (больше, меньше); C_1 , C_2 — электролитические конденсаторы; П — предохранитель; ПТ — трубчатый предохранитель; РПБ — РПМ — промежуточные реле (больше, меньше); ДС — дополнительные сопротивления остеклованные, $R = 2500 - 3000 \text{ ом}$.

Контакты КРБ и КРМ не защищаются надежно от искрения и подгорания, особенно при питании регуляторов выпрямленным током от селеновых выпрямителей ВСА-6. В момент включения одного из контактов КРБ или КРМ ток заряда конденсатора имеет значительную величину и вызывает подгорание контактов. Наличие переменной слагающей в выпрямленном токе от выпрямителя ВСА-6, протекающей через конденсатор, ведет к искрообразованию не только в момент замыкания контактов, но и в момент их размыкания.

Пробой любого из двух конденсаторов, например C_1 , ведет к перегоранию предохранителя ПТ. После этого оказывается подключенным под напряжение и второй конденсатор C_2 . Из-за этого наблюдались случаи, когда при замыкании одного контакта, например КРБ, срабатывали оба промежуточных реле РПБ и РПМ и катушки реверсивного магнитного пускателя, управляющего электродвигателем регулятора, получали одновременно две противоположные команды: «больше» и «меньше».

Из-за плохого выполнения Венюковским арматурным заводом механической блокировки пускателей, приводившей в отдельных случаях к работе исполнительного механизма регулятора «до упора», от нее пришлось отказаться.

Для устранения отмеченных недостатков и обеспечения надежной работы регуляторов авторами совместно с тепловой лабораторией грэс, где начальником В. М. Гомолов, осуществлена на колонках КРУ схема включения электролитических конденсаторов, показанная на рисунке б.

Отличие ее от схемы а заключается в том, что цепи конденсаторов C_1 и C_2 разделены и в них дополнительно включены остеклованные сопротивления ДС, которые предохраняют контакты от искрения и подгорания, а также предотвращают одновременное включение реле РПБ и РПМ при пробое одного из конденсаторов.

Инж. В. Б. Сертаков
и инж. В. А. Смидович

Отключение разъединителями зарядных токов и токов нагрузки

Расширение области применения обычных разъединителей для отключения зарядных токов и токов нагрузки, как было указано редакцией журнала¹, имеет большое практическое значение. В действующих электрических сетях это приведет к упрощению оперативных действий эксплуатационного персонала, а для новых, временных электроустановок также и к экономии дорогостоящей отключающей аппаратуры.

В таблице приводятся некоторые данные из опыта Донбассэнерго по отключению разъединителем зарядных

Линия электро-передачи	Общая длина по трассе, км	Общее количество произведенных отключений разъединителем зарядного тока	Метеорологические условия при отключении разъединителем зарядного тока
1	10,33	12 раз в год	При сырой и сухой погоде
2	11,65	20 раз в год	То же с наличием ветра
3	13,5	10 раз в год в течение семи лет	Обычно в сухую погоду, но были вынужденные отключения и в сырую погоду
4	14,4	1	Зимние условия при морозе, без ветра
5	17,1	20 раз в год в течение четырех лет	В любое время года и при разных метеорологических условиях
6	18,5	1	Облачная погода без ветра при температуре воздуха +20° C

токов линий 35 кВ протяженностью свыше 10 км с указанием факторов, влияющих на величину емкостного тока (длина линии, наличие грозозащитных тросов, погода) и условия гашения дуги (наличие или отсутствие ветра).

Линия 4 смонтирована на металлических опорах и вся защищена тросом, а остальные — на деревянных с горизонтальным расположением проводов и тросом только на подходах.

¹ «Электрические станции», 1953, № 2.

Отключения производились на открытой части подстанции разъединителями типа РЗНГ-35/600 без рогов с механическими ручными рычажными приводами. Разъединитель линии 5 с горизонтальным вращением ножей был установлен на ближайшей от подстанции анкерной опоре.

Как правило, в противоположность обычным отключениям отключение разъединителем зарядного тока линии в момент отхода ножей от неподвижных контактов производится быстро и решительно. При этом непосредственно перед отключением необходимо проверить снятие силовой нагрузки с линии.

При отключениях зарядного тока линий 1—5 наблюдается характерный треск с появлением электрической дуги длиной 10—100 мм, а в сырую погоду до 200 мм. В вечернее время дуга имеет красный цвет.

Опыт отключения разъединителем зарядного тока линии 6, проведенный с участием автора, который был описан Т. П. Мусатовым², показал, что появившаяся дуга быстро погасла с окончанием процесса отключения разъединителя. Как указывает завод «Электроаппарат», отключение индуктивной нагрузки производится с большей легкостью, нежели емкостной. Обычно дуга даже при небольших токах горит около 50—100 полупериодов и гаснет почти при достижении ножом своего конечного положения³. Таким образом, опасно не само появление неустойчивой дуги при отключении зарядного тока линии 35 кВ протяженностью 18—20 км, а возможность переброски ветром этой дуги на соседние фазы или металлоконструкции и образование междупазного короткого замыкания или замыкания на землю.

Для расширения области применения обычных разъединителей при отключении ненагруженных линий необходимо предусмотреть простые эффективные меры, предотвращающие междупазные короткие замыкания или замыкания на землю при появлении неустойчивых дуг в процессе отключения разъединителя. Такими мерами могут быть, например, увеличение расстояния между ножами разъединителя, а также между ножами и металлоконструкциями; если местные условия этого не позволяют, — то применение перегородок из листового изоляционного материала. Последнее нетрудно осуществить на разъединителях с вертикально рубящими ножами.

Выводы

1. Обычными разъединителями можно производить включение и отключение зарядного тока линий 35 кВ протяженностью до 15 км.

2. В целях большего расширения области применения простых разъединителей, исходя из условий неустойчивости горения дуги, обусловленной величиной зарядного тока линии, необходимо принять меры, предотвращающие переброску ветром дуги на соседние фазы или металлоконструкции и возникновение коротких замыканий.

Инж. Г. Е. Даниелян

Универсальные измерительные клещи для вторичных цепей

Релейной службой одной энергосистемы широко применяются предложенные автором * универсальные токоизмерительные клещи, позволяющие измерять вторичные токи трансформаторов тока и снимать векторные диаграммы без разрыва цепи тока. Кроме того, этот прибор позволяет измерять вторичные напряжения трансформаторов напряжения, как обычным вольтметром. Погрешность прибора при тщательном исполнении не превышает 2,5%.

Принципиальная схема прибора показана на рис. 1.

² «Электрические станции», 1953, № 2.

³ Инструкция № М-227 по монтажу и эксплуатации линейных разъединителей поворотного типа для напряжений от 10 до 110 кВ, завод «Электроаппарат», 1937.

* Авторское свидетельство № 68106.

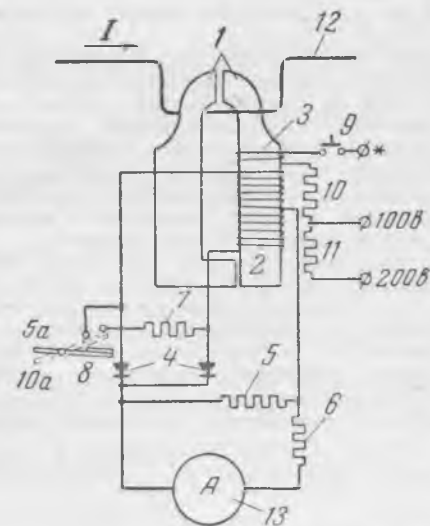


Рис. 1. Схема универсальных измерительных клещей.

1 — разъемный сердечник; 2 — вторичная обмотка 2×2000 витков диаметром 0,1 мм; 3 — обмотка цепи напряжения (100 витков диаметром 0,1 мм); 4 — измерительные купроксные выпрямители; 5 — шунтирующее сопротивление (~ 1000 ом); 6 — добавочное сопротивление (~ 4000 ом); 7 — шунтирующее сопротивление для изменения предела (~ 3000 ом); 8 — переключатель пределов измерения; 9 — кнопка цепи напряжения; 10 и 11 — добавочные сопротивления цепи напряжения (по 2000 ом); 12 — проводник с током вторичной цепи трансформатора тока; 13 — магнитоэлектрический прибор, градуированный в амперах первичного тока при синусоидальной форме кривой.

Конструктивно прибор оформлен в виде текстолитовой рукоятки, в которой размещаются: миниатюрный разъемный сердечник с рычагом, магнитоэлектрический прибор, переключатель пределов прибора на 5 и 10 а, зажимы для присоединения цепи вторичного напряжения 100 и 200 в, кнопка цепи измерения напряжения, купроксные выпрямители и добавочные сопротивления.

Разъемный сердечник собран из листовой трансформаторной стали; места его стыков тщательно приштампованы и при измерении плотно сжимаются силой пружины. На неподвижной половине сердечника размещены две обмотки: одна, к которой через купроксные выпрямители подключен магнитоэлектрический прибор, и обмотка цепи измеряемого напряжения. В качестве измерителя использован щитовой магнитоэлектрический микроамперметр типа М-49 на 100 мкА; первичной обмоткой является провод цепи измеряемого тока, который охватывается разъемным сердечником.

Размеры окна сердечника позволяют охватить одновременно до двух проводников с наружным диаметром по изоляции до 9 мм; при этом длина прямого участка охватываемого проводника должна быть не менее 25 мм.

Габарит прибора $300 \times 100 \times 52$ мм, вес около 1 кг.

Для снятия векторных диаграмм прибор должен быть полярным.

Сопротивление, вносимое прибором в цепь измеряемого тока, составляет около $5,6 \cdot 10^{-4}$ ом.

Универсальные измерительные клещи могут быть использованы также и для измерения малых токов, например токов небаланса. Эти измерения производятся с помощью небольшой съемной бескаркасной катушки с известным числом витков.

Одна сторона этой катушки охватывается сердечником УТК, а концы ее врезаются в цепь измеряемого тока. Предел измеряемого тока при этом уменьшится в n раз (n — число витков катушки).

Для измерения напряжения к зажимам 100 или 200 в подключается измеряемое напряжение и при нажатой кнопке отсчитываются показания прибора в амперах, которые затем переводятся в вольты перемножением на кратный множитель.

Зажимы *-100 и *-200 нормально рассчитаны на подключение соответственно вторичного фазового и линейного напряжений при снятии векторных диаграмм.

Кнопка в цепи напряжения встроена для удобства измерения и предохранения добавочного сопротивления цепи напряжения, принятого облегченным и не рассчитанным по нагреву на длительное включение.

Поскольку ток в цепи напряжения прибора определяется в основном активным сопротивлением, то можно утверждать, что показания прибора при одновременной подаче тока и напряжения в некотором масштабе пропорциональны расстоянию между концами векторов тока и напряжения. Это обстоятельство позволяет с помощью данного прибора снимать векторные диаграммы¹.

Снятие векторных диаграмм производится в следующем порядке. Определяется порядок следования системы подводимых напряжений; на зажимы прибора поочередно подаются три напряжения: U_{ab} , U_{bc} , U_{ca} . Клещами измеряется величина тока. Затем, строго соблюдая разметку концов напряжения, снова подают поочередно напряжения U_{ab} , U_{bc} и U_{ca} (или фазовые U_{a0} , U_{b0} и U_{c0}). При нажатой кнопке прибор укажет новые значения, пропорциональные геометрической разности

$$I_a' - I, I_b' - I \text{ и } I_c' - I.$$

Полученных данных достаточно для построения векторной диаграммы (рис. 2), которое производится в следующем порядке. Вычерчивается звезда подводимых напряжений;

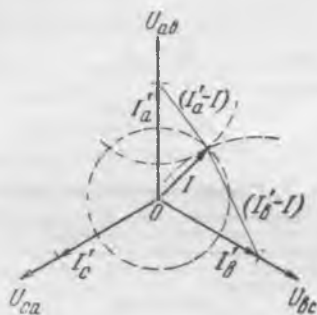


Рис. 2. Построение векторной диаграммы.

жений; при симметричных напряжениях углы между смежными векторами будут по 120° , в противном случае они могут быть определены из треугольника, построенного по трем сторонам.

На векторах U_{ab} , U_{bc} и U_{ca} откладываются I_a' , I_b' и I_c' . Из начала векторов (точки O) описывается окружность, равная току I; положение конца вектора I на этой окружности определится местом засечек циркулем радиусом $I_a' - I$ из конца вектора I_a' и радиусом $I_b' - I$ из конца вектора I_b' .

Для определения положения вектора тока достаточно двух засечек; третья является контрольной.

Многолетняя практика широкого использования универсальных измерительных клещей в данной энергосистеме, а также единичных экземпляров в других энергосистемах показала, что прибор значительно ускоряет процесс проверки защит током нагрузки.

В большинстве случаев измерения токов и снятие векторных диаграмм могут быть выполнены без вывода защиты из работы.

Инж. Ф. Ф. Дорюгин

¹ О возможности снятия векторных диаграмм с помощью измерительных клещей см. также заметку автора в журнале "Электрические станции", 1946, № 2.

Переделка приводов типа РБА

В эксплуатации имеется большое количество приводов типа РБА, ранее выпускавшихся заводом «Уралэлектрораппарат» для управления малообъемными выключателями типа ВМГ 10 кВ, $600 \div 1000$ а.

Неоднократные отказы этих приводов в работе показали их ненадежность, и поэтому в настоящее время взамен приводов типа РБА завод выпускает приводы типа ПРБА.

Основным недостатком приводов типа РБА являлось несовершенство конструкции их отключающего механизма, показанного на рис. 1 утолщенными линиями. В приводах типа ПРБА установлен отключающий механизм другой конструкции, который показан утолщенными линиями на рис. 2. В остальной части механизмы указанных приводов не отличаются один от другого.

Поэтому для повышения надежности эксплуатации на всех приводах типа РБА в высоковольтных сетях энергосистемы отключающий механизм довольно просто переделывается по типу приводов ПРБА. Для этого изготовляют три детали из стали толщиной $4 \div 6$ мм, две пружины из проволоки диаметром $0,8 \div 1,5$ мм и восемь мелких деталей. Существующий механизм снимают и вместо него устанавливают механизм, показанный на рис. 2.

Испытания измененного механизма показали простоту его регулировки, надежность и безотказность в работе.

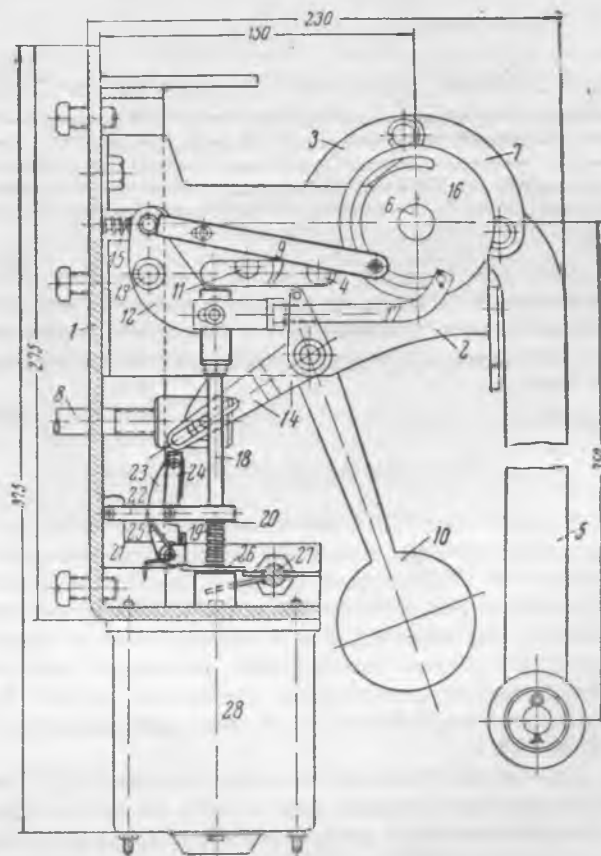


Рис. 1. Механизм привода типа РБА.

1—корпус; 2—кронштейн; 3—рычаг; 4—ось рычага; 5—рукоятка; 6—ось рукоятки; 7—серьга; 8—тяга выключателя; 9—планка ручного отключения; 10—блинker; 11—ось; 12—коленчатый вал; 13—ось коленчатого вала; 14—поводок-рычаг КСА; 15—пружина; 16—диск; 17—тяга; 18—шток; 19—пружина; 20—шплинт; 21—основание замка; 22—скоба; 23—коромысло; 24—серьга; 25—пружина; 26—лапка; 27—отключающий вал с флажками; 28—корпус отключающей катушки.

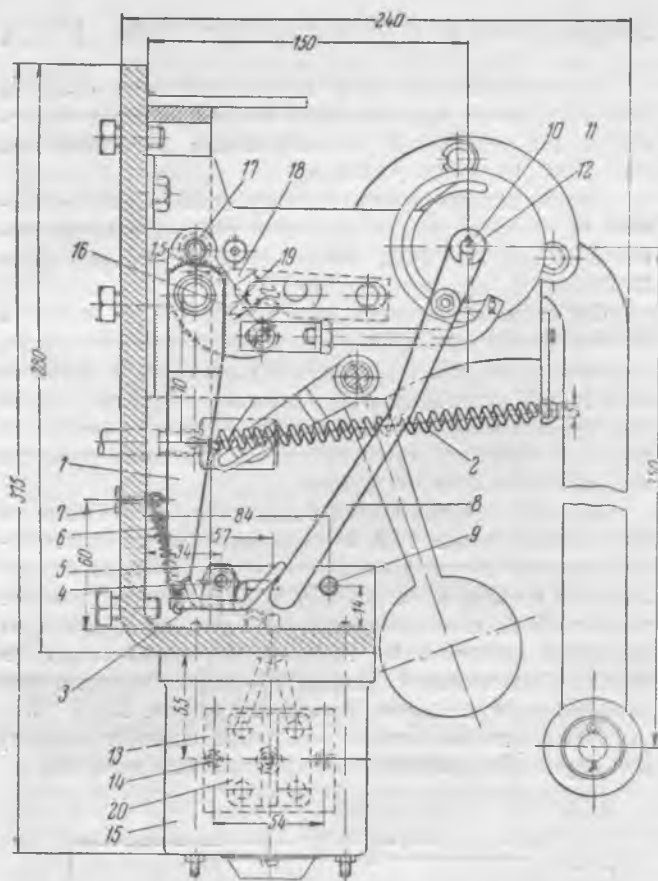


Рис. 2. Механизм, переделанный по типу привода ПРБА.

1—рычаг; 2—пружина; 3—отключающая планка с флажками; 4—полуось; 5—гайка М10; 6—пружина; 7—шплинт; 8—рычаг; 9—упор; 10—ось; 11—шпилька; 12—шайба разрезная; 13—кожух коробки зажимов; 14—винты М5, 1—8 с шайбами; 15—кожух отключающей катушки; 16—рычаг; 17—зуб; 18—собачка; 19—вырез; 20—коробка зажимов.

Вследствие большого количества приводов типа РБА, установленных в сетях, их переделка и замена производятся постепенно. Одновременно с переделкой отключающего механизма в приводы устанавливаются блокировочные замки.

Инж. М. А. Смирнов

ОТ РЕДАКЦИИ

В приводе типа ПРБА устранены некоторые недостатки, свойственные приводу типа РБА. Однако опыт эксплуатации приводов ПРБА в целом следует признать неудовлетворительным. Это определяется как некачественным изготовлением этих приводов, так и принципиальным ограничением, налагаемым конструкцией рычажного привода, который требует значительных физических усилий для включения выключателя и не позволяет осуществить АПВ и АВР.

Поэтому завод-изготовитель приводов типа ПРБА должен в возможно короткий срок перейти на выпуск более совершенных приводов, аналогичных грузовым и пружинным приводам (типов УГП и УПП), разработанным Ремонтно-механическим заводом Латвэнерго. К приводам должны также поставляться устройства для автоматического завода их с помощью электродвигателя до 100 вт с редуктором и конечными выключателями.

Устройство для отбора напряжения от конденсаторов связи

В одной энергосистеме для блокировки АПВ на линиях 110 кВ с двусторонним питанием с 1949 г. применяется упрощенное устройство отбора напряжения от высоковольтных конденсаторов высокочастотных установок защиты и связи.

В отличие от обычных исполнений¹ это устройство отбора, показанное на рис. 1, не имеет разделительного трансформатора и состоит из параллельно включенных кон-

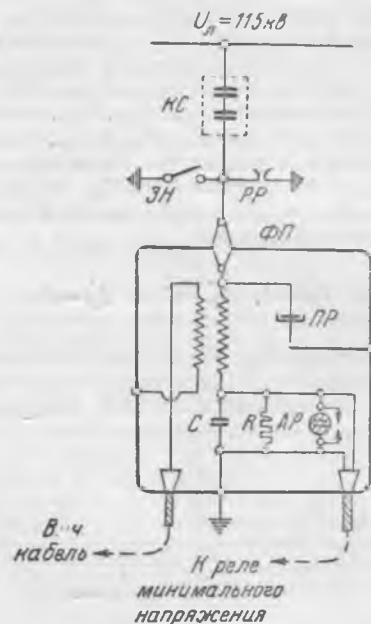


Рис. 1. Схема включения отбора.

КС—конденсатор связи; ЗН—заземляющий нож; РР—роговой разрядник; ФП—фильтр присоединения; ПР—плоский разрядник; С—конденсатор; R—активное сопротивление; АР—алюминевый разрядник.

денсатора С и активного сопротивления R, через которые емкостный ток промышленной частоты высоковольтного конденсатора замыкается на землю.

Величина этого тока практически определяется только реактивным сопротивлением конденсатора связи, которое при емкости конденсатора $C_{КС} = 2200 \text{ мкмкф}$ для тока промышленной частоты составит:

$$X_{КС} = \frac{1}{\omega \cdot C_{КС}} = \frac{1}{314 \cdot 2200 \cdot 10^{-12}} = 1,45 \cdot 10^6 \text{ ом} \approx 1,5 \text{ тыс. ком.}$$

По сравнению с такой величиной сопротивление остальных элементов отбора на пути утечки тока промышленной частоты в землю может не учитываться.

При номинальном напряжении 115 кВ расчетная величина емкостного тока промышленной частоты, замыкающегося на землю через устройство отбора, будет:

$$I_{КС} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot X_{КС}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 1,45 \cdot 10^6} = 0,046 \text{ а} = 46 \text{ ма.}$$

Реле минимального напряжения включено на падение напряжения промышленной частоты, возникающее при протекании емкостного тока через полное сопротивление параллельно включенных С и R отбора².

¹ Трехфазное АПВ линий электропередачи с двусторонним питанием, Госэнергоиздат, 1950, стр. 34—37.

² Предложено заведующим лабораторией связи ЦНИЭЛ канд. техн. наук Я. Л. Бызовским.

При $C = 2 \text{ мкф}$ (чему соответствует сопротивление $X_c = 1600 \text{ ом}$) и $R = 1000 \text{ ом}$ результирующее сопротивление отбора для тока промышленной частоты равно:

$$Z = \frac{R \cdot X_c}{R^2 + X_c^2} \sqrt{R^2 + X_c^2} = 850 \text{ ом.}$$

Расчетное падение напряжения ненагруженного отбора равно:

$$U = 0,046 \cdot 850 = 39 \text{ в.}$$

За счет подключения реле это напряжение уменьшается примерно на 12 в (рис. 3).

Реле минимального напряжения выполняется из любого реле серии ЭТ-520, для чего на каждую его катушку наматывается 2500—2000 витков провода ПЭЛ диаметром $0,21 \div 0,25 \text{ мм}$ и дополнительно 100—150 витков изолированного константанового провода диаметром $0,15 \text{ мм}$; обе катушки реле включаются последовательно. Шкала реле градуируется по схеме рис. 2 непосредственно в киловольтах линейного напряжения, так как величина емкостного тока с частотой 50 гц, а следовательно, и падения напряжения на отборе пропорциональна рабочему напря-

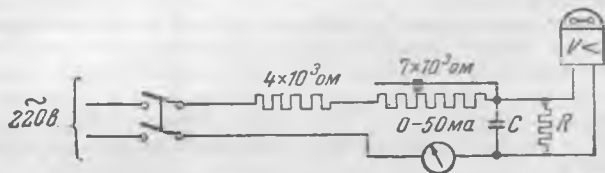


Рис. 2. Схема градуировки реле минимального напряжения.

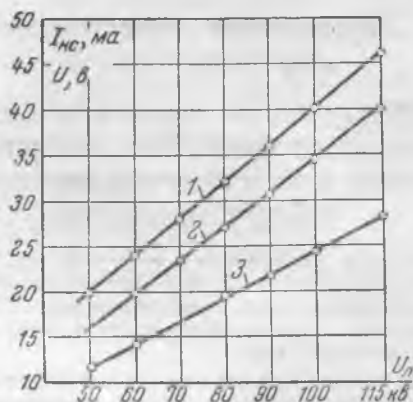


Рис. 3. Результат градуировки реле.

1—расчетная величина емкостного тока 50 гц;
2—измеренное напряжение на отборе при отключенном реле; 3—измеренное напряжение на отборе при подключенном реле.

жению линии. Минимальная установка получается порядка 50 кВ.

Результат градуировки одного из реле показан на рис. 3. Все элементы отбора (конденсатор типа БП 2 мкф; $U_p = 260 \text{ в}$; остеклованное сопротивление 1000 ом ; алюминиевый разрядник типа РА-350) имеют малые габариты и легко встраиваются в кожух фильтра присоединения типа ОФП-4. Схема внутренних соединений последнего при этом несколько изменяется. Общее заземление его обеих обмоток рассоединяется, после чего линейная обмотка фильтра заземляется через устройство отбора, а вторичная обмотка заземляется наглухо.

Применение фильтра присоединения необязательно, так как он не влияет на величину емкостного тока высоковольтного конденсатора. Например, в энергосистеме один из отборов непосредственно включен в расщелку заземления нижней обкладки конденсатора связи, специально установленного для целей отбора напряжения.

По нормам пробивное напряжение плоского разрядника в фильтре присоединения равно $1,5 \div 0,3 \text{ кв эф}$. Поэтому устройство отбора имеет алюминиевый разрядник, не допускающий повышения потенциала на обмотке реле сверх 250 в эф и защищающий конденсатор C от атмосферных перенапряжений. Для высокой частоты реактивное сопротивление конденсатора отбора невелико (например, при частоте $50 \cdot 10^3 \text{ гц}$ оно равно $1,6 \text{ ом}$) и, таким образом, линейная обмотка фильтра присоединения для токов высокой частоты заземлена почти наглухо. Поэтому устройства отбора описанного типа не влияют на работу устройств высокочастотной защиты и связи, что подтверждается опытом их эксплуатации.

Исправность устройства отбора непрерывно контролируется. При срабатывании реле отбора появляется звуковой сигнал.

Всего в энергосистеме эксплуатируется девять устройств отбора одинакового исполнения; каких-либо неполадок с ними не было. Вместе с тем в двух случаях наличие отбора помогло выявить неисправность в фильтре присоединения: в одном случае линейная обмотка фильтра оказалась пробитой на его вторичную обмотку, а в другом после трехкратного прямого удара молнии в линию электропередачи плоский разрядник в фильтре получил нагары и периодически давал замыкания линейной обмотки фильтра на землю. В обоих случаях реле отбора оказалось обесточенным и, сработав, давало длительный звуковой сигнал о неисправности устройства.

В соответствии с требованиями «Правил безопасности»³ выполнение описанного устройства отбора было согласовано с Центральной службой связи, Техническим управлением по электростанциям Министерства и ЦК профсоюза рабочих электростанций. За счет включения отбора нижняя обкладка высоковольтного конденсатора получает напряжение относительно земли $20 \div 40 \text{ в}$ и дополнительных ограждений не требует.

Инж. Л. Н. Воронов

³ «Правила безопасности при эксплуатации высокочастотных установок связи, телемеханики и защиты по линиям электропередачи». Госэнергоиздат, 1952.



В Техническом управлении по электростанциям

Об инструкциях для оперативного и обслуживающего персонала энергосистем, электростанций и электросетей

Руководство некоторых энергосистем, электростанций и электросетей при разработке местных инструкций для оперативного и обслуживающего персонала включает в них требования заводов-поставщиков энергооборудования, противоречащие «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей», директивным указаниям Технического управления по электростанциям, типовым инструкциям, противоаварийным и эксплуатационным циркулярам. Так, например, на некоторых электростанциях в инструкцию по предупреждению и ликвидации аварий было включено требование завода-изготовителя о немедленном отключении от сети турбогенераторов с турбинами ЛМЗ при понижении частоты в сети ниже 49,5 гц.

Совершенно очевидно, что выполнение этого требования может привести к полному развалу энергосистемы и обесточению потребителей.

В инструкции Харьковского турбогенераторного завода, переданной на одну электростанцию для руководства при эксплуатации установленного заводом турбогенератора, предлагается подъем напряжения при пуске генератора производить в течение 10—15 мин., что необоснованно затягивает включение генератора в сеть и поэтому не подлежит выполнению.

В связи с изложенным Техническое управление по электростанциям предлагает (эксплуатационный циркуляр № 3/Э от 20 апреля 1953 г.) при разработке местных инструкций для оперативного и обслуживающего персонала руководствоваться «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», директивными указаниями, типовыми инструкциями и эксплуатационными циркулярами Технического управления по электростанциям.

Все требования заводов-поставщиков, которые расходятся с «Правилами технической эксплуатации» и упомянутыми директивными материалами Технического управления по электростанциям, могут вноситься в инструкции только после получения разрешения Технического управления по электростанциям.

О повторном включении линий электропередачи

В некоторых энергосистемах повторное включение автоматически отключившихся линий электропередачи (воздушных и кабельных), не оборудованных АПВ, производится после предварительного извещения потребителей, производства измерений, осмотра оборудования распределительного устройства и других операций, задерживающих подачу напряжения потребителям.

В целях максимального сокращения простоя оборудования у потребителей при автоматическом отключении линий электропередачи и трансформаторов и уменьшения величины недоотпуска электроэнергии потребителям Техническое управление по электростанциям предлагает (Противоаварийный циркуляр № 6/Э от 8 мая 1953 г.) при автоматическом отключении воздушных и кабельных линий всех напряжений, не оборудованных АПВ, производить немедленно (без предупреждения потребителей) обратное включение. Исключение составляют линии, по которым может быть подано несинхронное напряжение.

Об улучшении эксплуатации воздушных выключателей

В эксплуатации наблюдаются случаи отказов воздушных выключателей, вызванные заеданием клапанов из-за загрязнения их, а также намерзания льда, что свидетельствует о недостаточной очистке и осушке воздуха. Такие явления наблюдаются даже там, где воздухопроводы выполнены медными трубами.

Для предупреждения подобных случаев Техническое управление по электростанциям предлагает (Эксплуатационный циркуляр № 4/Э от 21 мая 1953 г.):

1. Фильтры для очистки сжатого воздуха конструкции Оргрész устанавливать перед воздушными выключателями не только при стальных воздухопроводах, но и при воздухопроводах, выполненных из материалов, не подверженных коррозии (медных). Чертежи фильтра по запросам высылают Оргрész.

2. Устанавливать на всех воздушных выключателях на зимний период подогреватели, обеспечивающие подогрев всех клапанов, не находящихся под высоким напряжением.

3. Ввод в эксплуатацию влагопоглотителей в компрессорных установках, где отношение компрессорного давления к рабочему меньше двух, закончить не позднее осени 1953 г.

В Управлении капитального строительства

Об инструкции по составлению технологических карт на монтаж электротехнического оборудования

Управлением капитального строительства утверждена инструкция по составлению технологических карт на монтаж электротехнического оборудования, включающая в себя указания о форме, содержании и порядке заполнения технологических карт.

Формы технологических карт, приведенные в инструкции, разработаны с учетом наиболее полного охвата технологических и организационных особенностей разнообразных видов электромонтажных работ.

Карты предусматриваются двух видов: на элементы работ, составляющие отдельные части объекта и определяемые их особенностями или территориальным расположением, и на узел, состоящий из нескольких элементов и являющийся частью комплекса объекта.

В инструкции помещена таблица распределения всего объема электромонтажных работ на узлы и элементы, составление карт на которые является обязательным.

Технологические карты являются руководящим материалом для мастеров и бригадиров и включают в себя данные по следующим вопросам организации и производства работ:

а) объем (в физическом выражении) подлежащих выполнению электромонтажных работ и технология их производства;

б) трудозатраты (по нормам времени);

в) необходимое оснащение механизмами, инструментом, приспособлениями и степень механизации работ;

г) перечень изделий и работ, выполняемых вне зоны монтажа;

д) потребность во вспомогательных монтажных материалах.

Инструкция издана Госэнергоиздатом в 1953 г.

□ □ □

Продольная емкостная компенсация линий электропередачи 220 кВ

Продольная емкостная компенсация линий электропередачи, осуществляемая путем последовательного включения в линию статических конденсаторов, является одним из способов увеличения пропускной способности линий. В результате уменьшения суммарного реактивного сопротивления линии электропередачи повышается предел передачи по статической и динамической устойчивости.

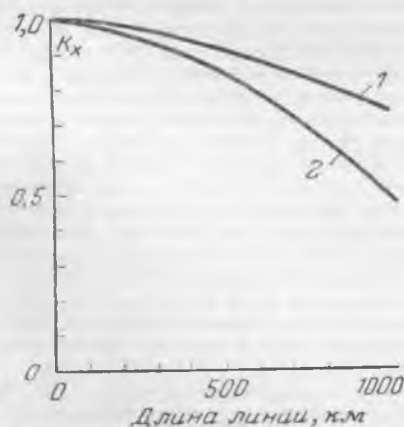


Рис. 1. Зависимость поправочного коэффициента для определения компенсирующего действия конденсаторов от длины линии 220 кВ. 1 — батарея конденсаторов расположена в середине линии; 2 — батарея конденсаторов расположена на конце линии.

большей мощности, чем в середине линии, для получения одного и того же компенсирующего эффекта.

Компенсирующее действие продольной емкости зависит также от длины линии. Чем длиннее линия, тем меньше компенсирующее действие.

На рис. 1 приведены кривые зависимости величины поправочного коэффициента для определения компенсирующего действия конденсаторов от длины линии, подсчитанные для вариантов расположения батарей конденсаторов в середине и на конце одной шведской линии 220 кВ*.

Учитывая, что статические конденсаторы включаются в линию последовательно, номинальное напряжение их при соответствующей изоляции корпуса от земли может быть принято значительно меньшим, чем рабочее напряжение компенсирующей линии, и определяется только падением напряжения в конденсаторе при протекании через него максимального тока нагрузки линии.

При возрастании тока, вызываемом перегрузкой линии или короткими замыканиями, будет соответственно увеличиваться и напряжение на конденсаторах, что при отсутствии надлежащей защиты может привести к их пробое.

В современных установках продольной емкостной компенсации для защиты конденсаторов применяются устройства, шунтирующие конденсаторы при появлении на них перенапряжений. Необходимость шунтирования конденсаторов при протекании через них токов короткого замыкания во многих случаях требует применения особых устройств для сокращения продолжительности работы конденсаторов в зашунтированном состоянии. Речь идет о разрядниках с принудительным гашением дуги. Шунтирование конденсаторов, установленных на одном участке линии, при повреждении вне этого участка нежелательно.

Допустимые кратковременные перенапряжения рабочей частоты для стандартных конденсаторов, рекомендованные Американским институтом инженеров-электриков², приведены на рис. 2

За последние годы в Швеции и США введено в эксплуатацию несколько установок для продольной емкостной

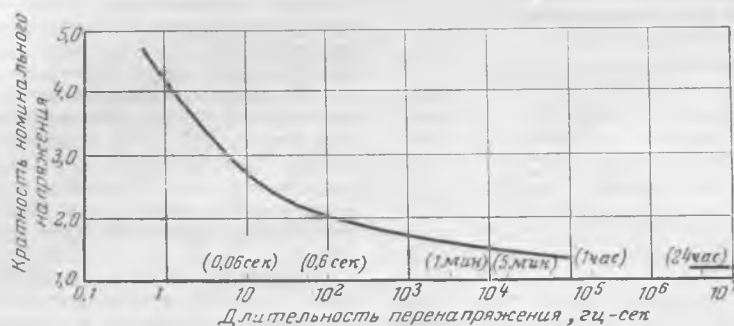


Рис. 2. Допустимые кратковременные перенапряжения рабочей частоты (60 Гц) для стандартных конденсаторов, рекомендованные Американским институтом инженеров-электриков.

При одинаковом значении емкостного сопротивления мощность конденсаторов зависит от места их включения в линию. Современные длинные линии высокого напряжения работают в середине линии с $\cos \varphi = 1$, в то время как в конечных точках линии, в которых, как правило¹, получают или выдают реактивную мощность, $\cos \varphi < 1$, что вызывает необходимость установки там конденсаторов

компенсации линий электропередачи 220 кВ, некоторые данные о которых приводятся ниже.

Линия электропередачи 220 кВ Стадсфорстен—Галльсберг (Швеция) длиной 480 км. Батарея статических конденсаторов номинальной мощностью 31,4 тыс. квар, напряжением 20,5 кВ, 50 Гц включена в линию в пункте Альфта, расположенном примерно на сере-

¹ В режимах, отличных от режима „натуральной“ мощности, равной $\frac{V^2}{W}$, где W — так называемое волновое сопротивление линии.

* Electrical Engineering, т. 71, 1952, № 3, стр. 222.
² Там же, стр. 228.

дине линии. Степень компенсации равна 20%, повышение пропускной способности линии 25%.

Батарея собрана из стандартных конденсаторов для повышения коэффициента мощности с единичной мощностью 33 квар, напряжением 1,63 кВ и 23 квар, напряжением 1,81 кВ. Перед установкой каждый конденсатор испытывался повышенным напряжением постоянного тока, равным 6-кратному значению номинального напряжения переменного тока. Кроме того, каждый конденсатор трижды, с интервалами в 2 мин., испытывался на разряд повышенным напряжением постоянного тока, равным 5-кратному номинальному напряжению переменного тока, и под конец на 5 сек. к нему прикладывалось 3,5-кратное, по отношению к номинальному, напряжение переменного тока рабочей частоты.

Однолинейная схема соединений установки статических конденсаторов приведена на рис. 3. Для защиты каждой фазы батареи конденсаторов предусмотрены разрядник и шунтирующий масляный выключатель. Основным назначением этого выключателя является включение в линию и вывод из работы батареи конденсаторов в процессе эксплуатации, но, кроме того, он автоматически шунтирует разрядник при ненормальной работе последнего, а также при повреждениях батареи конденсаторов.

При срабатывании разрядника ток короткого замыкания, проходящий через искровой промежуток разрядника и трансформатор тока 6, приводит в действие реле максимального тока, имеющие уставку тока, соответствующую

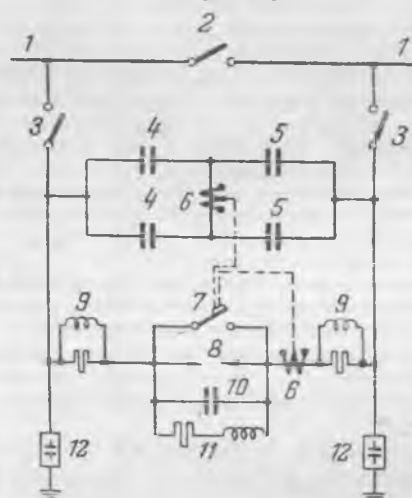


Рис. 3. Однолинейная схема соединений установки статических конденсаторов в пункте Альфа (Швеция).

1—линия 220 кВ; 2—шунтирующий разъединитель 220 кВ; 3—разъединитель 220 кВ; 4—группа из 160 конденсаторов 23 квар, 1,81 кВ; 5—группа из 91 конденсатора по 32 квар, 1,63 кВ; 6—трансформатор тока; 7—шунтирующий масляный выключатель; 8—разрядник; 9—демпфирующее устройство; 10—защитный конденсатор; 11—разрядное устройство; 12—конденсатор для присоединения катодных осциллографов.

25% максимальной токовой нагрузки линии. Реле включает шунтирующий выключатель с выдержкой времени 0,5 сек. Нормально при коротком замыкании в компенсированной линии срабатывает только разрядник. Линия 220 кВ отключается действующей релейной защитой за 0,15 сек. и повторно включается через 0,4 сек. За это время шунтирующий выключатель не успевает включиться. Если после обратного включения линии 220 кВ под напряжение из-за недостаточной деионизации искрового промежутка разрядник работает вновь, то выключатель снова включится с выдержкой времени в 5 сек. и прекратит протекание тока через разрядник на 6 сек., после чего он вторично отключится. Если и после этого разрядник будет перекрыт дугой, то выключатель будет включен окончательно.

В схеме предусмотрены вспомогательные устройства: защитный конденсатор 10 емкостью 0,1 мкФ для предотвращения пробоя искрового промежутка волной атмосферного перенапряжения; демпфирующее устройство 9 для гашения высокочастотных колебаний, возникающих при раз-

ряде батареи конденсаторов на искровой промежуток разрядника или на шунтирующий выключатель; разрядное устройство 11 для быстрого разряда батареи конденсаторов (за 0,3 сек.) при отключении линии 220 кВ; конденсаторы 12 для присоединения контрольных катодных осциллографов.

Для защиты батареи конденсаторов от внутренних повреждений предусмотрена установка максимальных токовых реле, присоединенных к трансформаторам тока 220 кВ, включенным в диагональ квадрата, образованного четырьмя группами конденсаторов каждой фазы батареи. Импульс от этих реле вызывает включение шунтирующего выключателя с выдержкой времени 1 сек.

Батарея конденсаторов смонтирована на конструкциях, расположенных на металлических площадках, подвешенных на гирляндах изоляторов 220 кВ. Шунтирующий выключатель — малообъемный, масляный, на номинальное напряжение 46 кВ. Каждая фаза этого выключателя смонтирована на подвесной площадке соответствующей фазы батареи конденсаторов. Общий электромоторный привод всех трех фаз выключателя установлен на уровне земли и связан с фазами выключателя помощью вращающихся фарфоровых колонок.

Установка статических конденсаторов в пункте Альфа введена в эксплуатацию 10 января 1950 г. Учитывая, что она была первой установкой подобного рода, на ней были проведены обширные испытания, результаты которых показали, что разрядники работали только при коротких замыканиях на самой компенсированной линии, причем искровые промежутки их перекрывались при напряжении 85 кВ макс, что соответствует 2,9-кратному номинальному напряжению батареи конденсаторов. Наряду с этим было установлено, что деионизация искрового промежутка разрядника требует значительного времени. При обратном включении с выдержкой времени в 0,25 сек. повторное зажигание дуги на разряднике имело место почти в 50% случаев, хотя напряжение на батарее при этом не превышало половины величины нормального напряжения зажигания. При увеличении выдержки времени до 0,4 сек. при нормальных условиях повторные зажигания дуги не имели места.

За два года эксплуатации установки не было ни одного случая автоматического отключения ее от линии. Все 1150 элементов, составляющих батарею, за этот период несколько раз испытывались, причем результаты испытаний показали отсутствие каких-либо отклонений от первоначальных параметров.

На компенсированной линии 220 кВ за два года не было ни одной аварии, однако в других участках сети 220 кВ имели место повреждения атмосферного происхождения, причем некоторые сопровождались аварийными отключениями. Эти аварии, вызывавшие перенапряжения на батарее конденсаторов, были зарегистрированы контрольными катодными осциллографами. В некоторых случаях ток нагрузки компенсированной линии 220 кВ превышал номинальный ток статических конденсаторов на 10%.

В целях снижения потерь в линии в периоды малых ее нагрузок батарея конденсаторов отключалась, в частности зимой 1950—1951 гг. она отключалась на длительное время. Хотя во многих случаях температура конденсаторов понижалась до 30°С и они покрывались снегом и льдом, обратное включение их в эксплуатацию не вызвало каких-либо затруднений и не требовало подготовительных работ.

Величина годовых эксплуатационных расходов составляет около 1% от стоимости установок.

Опыт эксплуатации установки показал, что статические конденсаторы не требуют постоянного ухода и надзора и могут осматриваться через длительные промежутки времени. Учитывая наличие автоматически действующих защитных устройств и ничтожную потребность в электроэнергии для их обслуживания, место установки конденсаторов не обязательно выбирать у конечных подстанций.

Линия электропередачи 220 кВ Чегалис—Лонгвю Бонневильской энергосистемы (США). Установка статических конденсаторов номинальной мощностью 15 тыс. квар, напряжением 15,9 кВ, 60 гц включена в линию на подстанции Чегалис. Данные о степени компенсации и повышении пропускной способности линии в результате применения статических конденсаторов в работах не приведены.

Установка состоит из 6 однофазных батарей, каждая мощностью по 2,5 тыс. квар, напряжением 7,96 кВ, с номинальным током 312 а и реактивным сопротивлением 25,4 ом, причем каждая фаза установки образуется двумя

батареями, которые могут включаться последовательно или параллельно. Батареи собраны из конденсаторов с единичной мощностью 15 квар, напряжением 7,96 кв. В порядке эксперимента было установлено 50% стандартных конденсаторов для повышения коэффициента мощности³ и 50% конденсаторов специальной конструкции с повышенной на 20% диэлектрической прочностью, причем опыт эксплуатации показал надежную работу стандартных конденсаторов. Предусмотрена возможность увеличения мощности установки до 23,8 тыс. квар с номинальным током 500 а.

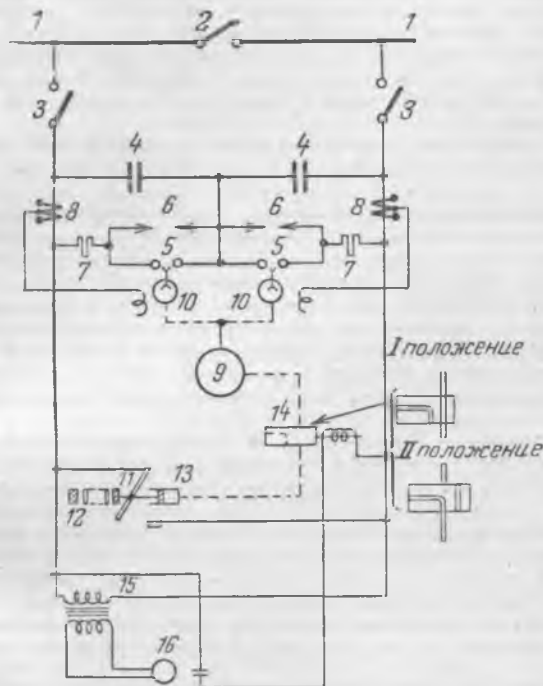


Рис. 4. Однолинейная схема соединений установки статических конденсаторов на подстанции Чегалис (США).

1—линия 220 кв; 2—шунтирующий разъединитель 220 кв; 3—разъединитель 220 кв; 4—батарея из 166 конденсаторов 15 квар; 5—разрядник с воздушным дутьем; 6—разрядник; 7—активное сопротивление 1,25 ом; 8—трансформатор тока; 9—воздушный резонатор; 10—воздушный клапан; 11—шунтирующий разъединитель 15 кв; 12—пружинный привод; 13—пневматический привод; 14—воздушный клапан; 15—трансформатор напряжения; 16—реле напряжения.

Однолинейная схема соединений установки статических конденсаторов приведена на рис. 4. Для защиты каждой однофазной батареи конденсаторов предусмотрены обыкновенный разрядник и разрядник с воздушным дутьем. Последовательно с разрядниками включено активное сопротивление 1,25 ом, которое ограничивает ток в цепи разрядников при разряде конденсаторов через замкнутый дугу искровой промежутка до величины, безопасной для конденсаторов.

В описываемой установке напряжение пробоя разрядника с воздушным дутьем принято равным 2,5-, а напряжение пробоя резервного стержневого разрядника — 3-кратным по отношению к номинальному напряжению батареи.

Как уже указывалось выше, деионизация искрового промежутка обычного разрядника требует значительного времени (0,4 сек.), что приводит к декомпенсации линии в наиболее неблагоприятный момент с точки зрения устойчивости параллельной работы. Применение разрядника с воздушным дутьем 10 обеспечивает быстродействующее автоматическое обратное включение компенсационной установки после отключения короткого замыкания. У этого разрядника сквозь искровой промежуток пропускается сильная струя сжатого воздуха, которая гасит дугу каждый полупериод при мгновенном значении тока, равном нулю. Гашения и повторные зажигания дуги продолжаются до тех пор, пока ток в линии не снизится до величины, меньшей 2,5 номинального, когда дуга после ее гашения больше не загорится. После отключения короткого замыкания в линии обратный вход компенсационной установки осуществляется в течение полупериода.

³ Ю. А. Якуб, Опыт эксплуатации конденсаторов для повышения коэффициента мощности, "Электрические станции", 1952, № 2.

Клапаны, выпускающие сжатый воздух в искровые промежутки разрядников, снабжены соленоидами, импульсы на срабатывание которых получаются от трансформаторов тока 8, включенных последовательно с разрядниками. Эти клапаны срабатывают через 2—3 периода после пробоя соответствующего искрового промежутка и прекращают пропуск воздуха в разрядник через 7—10 периодов после прекращения образования дуги в искровом промежутке.

В схеме предусмотрена установка шунтирующих разъединителей 11, предупреждающих длительную работу конденсаторов при наличии перенапряжений, недостаточных для срабатывания разрядников, продолжительную работу конденсаторов при авариях в системе сжатого воздуха, приводящих к выходу из строя разрядников с воздушным дутьем, и работу разрядников и последовательно включенного омического сопротивления дольше 15 периодов, что имеет место при неотключении поврежденного участка линии соответствующими масляными выключателями.

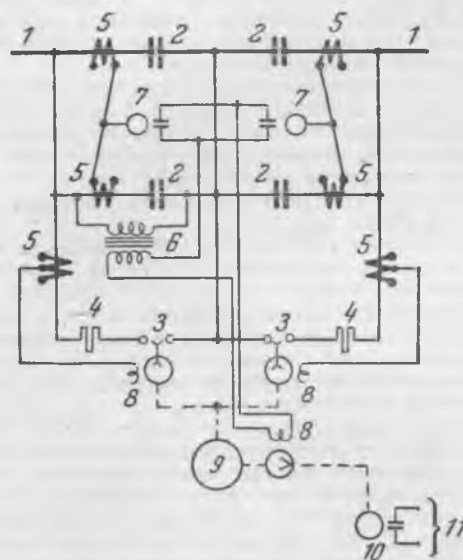


Рис. 5. Схема контроля исправности индивидуальных предохранителей конденсаторов на подстанции Чегалис (США).

1—линия 220 кв; 2—группа из 83 конденсаторов 15 квар, 7,96 кв; 3—разрядник с воздушным дутьем; 4—активное сопротивление; 5—трансформатор тока; 6—трансформатор напряжения; 7—токовое реле; 8—воздушный клапан; 9—воздушный резонатор; 10—пневматическое сигнальное реле; 11—к цепи звукового сигнала.

Шунтирующий разъединитель — однополюсный разъединитель 15 кв, удерживаемый во включенном положении помощью пружинного привода 12 и в отключенном положении пневматическим приводом 13. При прекращении подачи воздуха в пневматический привод разъединителя 13 или при снижении давления воздуха последний включается и шунтирует конденсаторы. Импульс на прекращение подачи воздуха при длительной работе конденсаторов с перегрузкой подается от реле напряжения 16 с выдержкой времени, настроенной в соответствии с кривой рис. 2. Положение шунтирующего разъединителя сигнализируется пневматическим реле 10 (рис. 5).

Каждый конденсатор батареи защищен индивидуальным плавким предохранителем, что приводит при отключении нескольких конденсаторов в результате перегорания предохранителей к появлению перенапряжений на оставшихся в работе, даже при неизменной величине тока в линии. В целях контроля исправности индивидуальных предохранителей применена схема, приведенная на рис. 5. Каждая батарея конденсаторов разделена на две параллельные цепи с установленными в них трансформаторами тока 5. Реле максимального тока, включенное на разность токов этих трансформаторов, при появлении несимметрии посылает импульс к воздушному клапану, прекращающему подачу воздуха в пневматический привод шунтирующего разъединителя, который включается и закорачивает батарею конденсаторов.

Каждая батарея конденсаторов, состоящая из 166 элементов, смонтирована в металлическом шкафу. По два таких шкафа установлено на открытой площадке размером

3,8 × 24,2 м, изолированной от земли 24 колонками из 5 опорных изоляторов. Каждый шкаф рассчитан на установку 288 элементов для последующего увеличения мощности батареи конденсаторов. Воздушные ресиверы, разрядники и омические сопротивления смонтированы на площадках между шкафами.

Воздушный компрессор, обслуживающий установку статических конденсаторов, установлен на уровне земли в специальном помещении. Сжатый воздух на каждую площадку, где расположены статические конденсаторы, подается по трем трубопроводам соответственно для питания ресивера, пневматического привода шунтирующего разъединителя и пневматического реле. Эти трубопроводы выполнены из толстостенных резиновых шлангов диаметром 19,9/5 мм, пропущенных сквозь полые фарфоровые изоляторы.

Для ревизии конденсаторов вся установка шунтируется и отсоединяется от линии тремя трехполюсными разъединителями, после чего заземляется. В целях обеспечения безопасности обслуживающего персонала предусмотрена блокировка всех этих разъединителей, включая заземляющий, с калиткой ограды установки.

Установка статических конденсаторов на подстанции Чегалис введена в эксплуатацию 23 февраля 1951 г. Проведенные испытания показали успешную работу разрядников с воздушным дутьем. Быстродействующее обратное включение статических конденсаторов обеспечивалось даже при отключении коротких замыканий на линии за 3 периода (0,05 сек.)

Подстанция 220 кВ Роки-Форд Бронневильской энергосистемы (США)⁴. В этой установке применение продольной емкостной компенсации, изменяя суммарное реактивное сопротивление линии, вызывает желаемое распределение нагрузки между параллельными цепями, что особенно важно при наличии линий различной длины или линии с проводами различных сечений, связывающих одни и те же подстанции.

Для указанной цели на подстанции 220 кВ Роки-Форд предусмотрена установка статических конденсаторов номинальной мощностью 90 тыс. квар, напряжением 25 кВ, 60 гц. Каждая фаза установки мощностью 30 тыс. квар состоит из 6 последовательно включенных батарей мощностью по 5 тыс. квар напряжением 4,16 кВ. Каждая батарея, собранная из 200 параллельно включенных стандартных конденсаторов с единичной мощностью 25 квар, напряжением 4,16 кВ, защищена индивидуальным разрядником с воздушным дутьем.

Выбор величины номинального напряжения конденсаторов (4,16 кВ) и разбивка установки на батареи мощностью по 5 тыс. квар обусловлены параметрами имевшихся в наличии разрядников с воздушным дутьем.

В отличие от установки на подстанции Чегалис статические конденсаторы смонтированы не в металлических

шкафах, а на металлоконструкциях, расположенных на открытых площадках. Для возможности перехода в будущем на напряжение 287 кВ площадки изолированы от земли колонками из 6 опорных изоляторов.

Для упрощения разводки сжатого воздуха на каждую фазу установки предусмотрен индивидуальный компрессор, смонтированный на площадке конденсаторов. Электродвигатели компрессоров получают энергию от трансформаторов, приключенных к выводам конденсаторов. Так как напряжение на конденсаторах изменяется в зависимости от нагрузки линии, то электродвигатели запроектованы для работы при напряжении, колеблющемся в пределах 4:1.

Аналогичная установка, но с меньшей мощностью (46 тыс. квар) запроектована для третьей цепи линии 220 кВ от подстанции Грэнд-Кули до подстанции Колумбия.

Влияние продольной емкостной компенсации линий электропередачи на работу релейной защиты⁵. Батареи статических конденсаторов, представляющие сосредоточенные емкости, нарушают соотношения параметров линий, по которым производится настройка широко применяемой дистанционной защиты с реле реактивного сопротивления. Степень нарушения зависит от соотношения реактивных сопротивлений линии и конденсаторов, а также от места расположения последних. Если степень компенсации не превышает 50%, а конденсаторы установлены около середины линии, то дистанционная защита с реле реактивного сопротивления работает правильно.

Испытания, проведенные в Бонневильской энергосистеме (США), показали, что даже при расположении конденсаторов на конце линии (на подстанции Чегалис) защита работала успешно, что объясняется характером работы разрядников с воздушным дутьем, которые в течение первых 2—3 периодов после возникновения короткого замыкания на линии остаются перекрытыми дугой, а конденсаторы соответственно зашунтированными, в связи с чем наличие последних не влияет на быстродействующую дистанционную защиту, которая успевает правильно работать.

Учитывая недостаточный опыт эксплуатации релейной защиты компенсированных линий, необходимо проведение длительных наблюдений для того, чтобы выяснить, не потребуется ли осуществление каких-либо дополнительных мероприятий или внесение изменений в релейную защиту таких линий.

Описанные в настоящем обзоре установки для продольной емкостной компенсации линий электропередачи предназначены не для увеличения устойчивости дальних передач, а лишь для лучшего распределения потоков мощности в параллельных линиях в целях снижения потерь мощности в передаче.

Инж. Ю. А. Якуб

⁴ Electrical Engineering, 1952, т. 71, № 3, стр. 228.

⁵ Electrical Engineering, 1952, т. 71, № 3 стр. 222 и 228.



В. Н. Юренев, Промышленные паротурбинные электрические станции, под редакцией В. Я. Рыжкина. Госэнергоиздат, 1952 г., 184 стр.

Книга В. Н. Юренева «Промышленные паротурбинные электрические станции» предназначена для технического персонала, работающего в области промышленной энергетики.

Инженерно-технические работники фабрично-заводских паротурбинных электростанций нуждаются в руководстве, которое бы в понятном изложении приводило современные сведения, относящиеся ко всем участкам тепловой части электрической станции. Такое не запроможенное теоретическими расчетами руководство, содержащее четко сформулированные, обоснованные теории и практикой отечественного энергохозяйства положения и выводы, будет способствовать расширению научно-технического кругозора работников фабрично-заводских электростанций.

В рецензируемой книге В. Н. Юренева в доступной форме сжато изложены основные положения и решения, принятые в тепловой части промышленных паротурбинных электростанций. В этой книге работники промышленных электростанций найдут ответы на интересующие их вопросы выбора и компоновки теплового оборудования промышленных электростанций.

Книга состоит из 14 глав, в которых автор рассматривает все участки теплового хозяйства промышленных паротурбинных электростанций.

Надо отметить, что при изложении материала автор, имея в виду контингент читателей, придерживался возможной простоты и доступности формулировок, избегая сложных запутанных рассуждений, стараясь преподнести читателю, по возможности, готовые обоснованные решения. Такого рода методика изложения себя оправдывает, если учесть тот круг читателей, для которого книга предназначена.

Приходится отметить, что в общем правильно составленная книга В. Н. Юренева не избавлена от ряда ошибок, большинство которых можно было бы устранить при более внимательном ее редактировании.

Это относится и к неудачным формулировкам, несогласованности цифровых величин, приводимых в разных местах книги, к наличию опечаток, отсутствию необходимых пояснений, обесценивающему полезность изложения некоторых материалов. Все это ниже поясняется на примерах.

Во введении автор в сжатой форме поясняет огромное значение электрификации и технический прогресс энергетики СССР, отмечает исключительное значение великих строек для создания материальной базы коммунизма. Непростительной ошибкой является то, что при перечислении великих строек автор не упомянул о Волго-Донском судоходном канале.

В гл. 1 описаны характеристики потребителей электрической и тепловой энергии; даются нормы расхода тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Но работники промышленных электростанций, занятые как их проектированием и монтажом, так и эксплуатацией, интересуются и нормами потребления электрической и тепловой энергии на технологические нужды для составления и регулирования энергобаланса предприятий, обслуживаемых тепловой электростанцией. Такие нормы автором в книге не сообщены.

В табл. 8 (стр. 14) приводятся, очевидно, расчетные данные по расходу электроэнергии на собственные нужды промышленных электростанций; например, при сжигании кускового торфа самопотребление электроэнергии по этой таблице равно 6,5% от выработанной электроэнергии, при пылеугольном сжигании антрацита — 8%, подмосковного угля — 8,5%, челябинского угля — 7%. Между тем далее на стр. 21 написано: «Так, расход на собственные нужды пылеугольных станций СССР в процентах от выработки составлял около 9%, а станций, работающих на кусковом торфе, около 6%». Из табл. 62 (стр. 181) читатель усмотрит, что

расход электроэнергии на собственные нужды в процентах от выработки следует считать при сжигании угольной пыли в 9,34%, кускового торфа в 5,96%. Такой разницей в цифрах дезориентирует читателя. В книге следовало бы дать четкий анализ существующих норм самопотребления электроэнергии на промышленных цэс и тэц и указать пути к возможному и нужному снижению этих норм.

В табл. 9 и 10 (стр. 16 и 17) рекомендуются нормы расхода тепла на отопление и вентиляцию. Некоторые цифры в этих таблицах между собой не согласованы: так, например, в табл. 9 показаны нормы расхода тепла на отопление гаражей с объемом здания по наружному обмеру $5000 \div 10000 \text{ м}^3$ $0,43 \div 0,54 \text{ ккал/м}^3 \text{ час } ^\circ\text{C}$ и на вентиляцию — $0,51 \div 0,59 \text{ ккал/м}^3 \text{ час } ^\circ\text{C}$, а в табл. 10 при такой же кубатуре здания гаража расход тепла на отопление дается $1,15 \div 0,65 \text{ ккал/м}^3 \text{ час } ^\circ\text{C}$, на вентиляцию — $2,00 \div 0,70 \text{ ккал/м}^3 \text{ час } ^\circ\text{C}$. Попутно следует указать, что в табл. 9 размерность этих измерителей пишется $\text{ккал/м}^3 \text{ час } ^\circ\text{C}$, а в табл. 10 — $\text{ккал/м}^3 \text{ час. град}$.

Надо считать упущением то, что в гл. I не приведены примерные графики тепловых и электрических нагрузок для некоторых типичных промышленных электростанций, а также для общего ознакомления и графики поступления вторичных энергоресурсов.

В гл. 2, посвященной вопросам топлива электрических станций, в табл. 15а (стр. 22) отсутствуют данные по $\text{H}_2\text{S} + \text{SO}_2$.

В гл. 3, рассматривая вопрос выбора начальных параметров пара, автор указывает на то, что «при современном состоянии турбостроения применение высокого давления целесообразно при пропуске через турбину пара в количестве не менее $80\text{—}100 \text{ т/час}$ » (стр. 24), в то же время на стр. 31 автор дает другую рекомендацию, говоря, что «строительство новых промышленных тэц большой мощности с турбогенераторами 12 или 25 тыс. квт должно быть ориентировано на применение пара высокого давления». Здесь следовало бы пояснить, о каких турбогенераторах идет речь, привести их тепловые характеристики. В книге необходимо было бы более подробно рассмотреть вопрос о внедрении пара высоких параметров на промышленных тэц.

Описывая конструкцию котлоагрегата производительностью 75 т/час типа 75-39-Ф, автор указывает (стр. 38) на то, что «для предотвращения кавитации в опускных трубах экранов начальным участком труб фронтального и заднего экранов придан больший диаметр», но при этом не разъясняет, что он подразумевает в данном случае под словом «кавитация»; очевидно, здесь имеется в виду не кавитация, а самоиспарение воды в опускной трубе вследствие образования в ней воронки на выходе из барабана.

На стр. 65 даются указания о том, что «для защиты системы (теплосети) от коррозии подпиточная вода должна быть щелочной и из нее необходимо удалять кислород». Но автор ничего не говорит о том, какие рекомендуются средства и устройства для удаления кислорода из подпиточной воды. Этот вопрос представляет немаловажное значение для эксплуатации промышленных тэц и тепловых сетей.

На той же стр. 65 рекомендуется устанавливать охладители конденсата подогревателей только в случае действительной необходимости «при наличии избытка тепла в деаэраторе и повышении температуры перед питательными насосами выше обычно допустимой $105\text{—}110^\circ\text{C}$ ». Отсюда следует понимать, что обычно допускаемая температура воды перед питательными насосами равна $105\text{—}110^\circ\text{C}$, но на стр. 73 читатель ознакомится с тем, что «современные конструкции насосов надежно работают при температуре воды до 150°C »; это он усмотрит и из табл. 37 (стр. 99).

В гл. 5, где разбирается вопрос о добавке питательной воды на промышленных тэц с большой отдачей пара на производство, теряющее значительную долю конденсата, автор слишком поверхностно касается вопроса химической водоочистки, не называя даже современных методов водо-

очистки (таких, как Н—Na-катионирование), не описывая схем работы и применяемую аппаратуру.

Между тем применение современных методов водоочистки позволяет решать проблему добавки питательной воды почти во всех случаях практики и разве только в исключительных случаях может быть рекомендовано применение громоздких паропреобразовательных и испарительных установок производительностью в несколько сот тонн в час.

С этим в какой-то мере соглашается и автор книги, что не мешает ему рекомендовать применение схем с паропреобразовательными и испарительными установками, которым он уделяет гораздо больше внимания, чем схемам с применением химической водоочистки.

Нам кажется, что вопросам аппаратуры самой водоочистки, защиты оборудования от коррозии в связи с применением новых методов водоочистки в проекте современной промышленной тэц должно быть уделено самое серьезное внимание.

В гл. 7 автор приводит примеры расчета тепловых схем турбогенераторов АП-6 и АТ-6 для разных условий отпуска тепла, но не производит сопоставления результатов расчета. Правда, в конце книги (на стр. 180) представлена табл. 61 к п. д. электростанций, составленная по данным примеров расчета тепловых схем. Но эта таблица не снабжена какими-либо пояснениями.

На фиг. 49 (стр. 111) представлена диаграмма для расчета башенных капельных градирен. В тексте на той же стр. 111 сказано, что диаграмма эта «связывает между собой величины температуры охлаждаемой воды t_2 , плотности орошения q и предела охлаждения τ », и читатель только на стр. 112 поймет, что τ обозначается температура воздуха по мокрому термометру.

На стр. 115 указано, что «при градирнях геодезическая высота подачи определяется как разность отметок воды в резервуаре градирни и приемном колодце для всасывающих труб насосов», но из предыдущего и последующего не видно, какой при этом подразумевается резервуар градирни; очевидно, здесь имеется в виду уровень воды в распределительных желобах градирни.

На стр. 120 в пояснении к формуле для определения производительности скреперной установки Q сказано, что v_1 есть рабочая скорость скреперного ковша, которая при существующих скреперных лебедках находится в пределах $0,85 - 2,2$ м/сек; в табл. 48 на той же странице указано, что эта скорость в зависимости от типа лебедки составляет $1,31 \div 1,50$ м/сек. Далее: « v_2 есть холостая скорость скреперного ковша, которая находится в пределах $0,94 \div 3,05$ м/сек», а по той же табл. 48 для существующих лебедок она равна $2,02 \div 3,00$ м/сек.

Почему-то в гл. 9, в которой рассматриваются вопросы топливного хозяйства электрических станций, раздел

о складах топлива отнесен к концу главы, хотя по технологическому процессу топливного хозяйства он должен быть помещен в начале главы. На стр. 125 сообщается, что «Размеры штабелей в плане и по высоте не ограничиваются», но нигде не отмечаются ограничения высоты штабелей, вызванные способностью некоторых сортов топлива к самовозгоранию, и вообще не рассматриваются вопросы борьбы с самовозгоранием этих топлив, имеющие важное значение для эксплуатации складского хозяйства.

На стр. 134 описана конструкция гидроаппарата инж. Москалькова, но приведенные в этом описании размеры не соответствуют тем размерам, которые обозначены на фиг. 62, на которую автор ссылается в описании.

В гл. 11 дается расчет основных размеров батарейного и жалюзийного золоуловителей, но к этому расчету не прилагается поясняющих рисунков с буквенными обозначениями рассматриваемых размеров.

В гл. 14, рассматривающей технико-экономические показатели электростанций, приводятся формулы для подсчета этих показателей, но так как автор не дает определений входящих в формулы отдельных величин, то пользование этими формулами затруднительно. Так, например, на стр. 180 написано, что $\eta_{тгр}$ есть к. п. д. установки по отпуску тепла, но не сказано, как он подсчитывается и что он характеризует.

Здесь следует подчеркнуть, что недостатком книги является отсутствие в ней сведений хотя бы об укрупненных измерителях первоначальных затрат на сооружение промышленных паротурбинных электростанций и о калькуляции себестоимости отпущенной энергии.

К числу недостатков книги следует отнести также отсутствие в ней каких-либо указаний о применяемых типах арматуры для установок высокого давления, изготовляемых на отечественных заводах. Следовало бы осветить вопросы применения бесфланцевой арматуры, прокладочного материала, конструкции фланцевых соединений на высоком давлении, а также вопросы контроля за металлом в установках высокого давления, поскольку все они являются новыми для заводских энергетиков, эксплуатирующих такие установки.

В книге допущены опечатки; так, например, в табл. 55 на стр. 146 напечатано «багорная» — надо «багерная», на стр. 179 справа, 7-я строка снизу, в формуле пропущено « $t_{гид}$ », на стр. 180 справа, 22-я строка снизу, в формуле напечатано $Q_{мз}$ — надо $Q_{мз}^{та}$ и др.

В заключение следует отметить, что даже при наличии отмеченных недостатков рецензируемая книга принесет несомненную пользу для расширения технического кругозора широкого круга промышленных энергетиков.

Инж. И. Г. Баженов
и канд. техн. наук Б. И. Шейнин

ВОЛОГОДСКАЯ
ОБЛАСТНАЯ
БИБЛИОТЕКА

ПОПРАВКА

В № 5 журнала «Электрические станции» за 1953 г. в статье Е. И. Блинова и Б. Н. Потехина «Устранение шлакования топок паровых котлов» на стр. 7, левая колонка, 19 строку снизу следует читать: «... на, несколько утопленной по отношению к основ...»

В той же статье на стр. 8, левая колонка, 25 строку сверху следует читать: «... ния которых составляла 60—80 тыс. руб. на ...».

Цена 8 руб.