

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

4



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1953

электрические станции 4

АПРЕЛЬ
1953

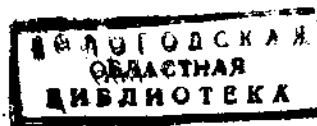
Орган Министерства электростанций
и электропромышленности СССР

24-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Успешно провести капитальный ремонт оборудования	3	ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ	
А. В. Васильев и В. Н. Яковлев — Реконструкция наклонного свода котла типа ТП-230-2	5	П. В. Рябуха — Подача обмуровочных материалов на котел	51
И. И. Горленко — Улучшение работы шнековых питателей пыли	7	Г. А. Пухов — Дуговая сварка алюминиевых шин	51
М. Я. Герман и И. И. Карасик — Опытное сжигание отходов углеобогащения	9	ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ	
И. К. Гришук и М. А. Кроткова — Барботаж питательной воды в баке-аккумуляторе	12	М. А. Вайнер и С. П. Хижняк — Повышение экономичности котлоагрегатов, работающих на антрацитовом штыбе	53
Л. Д. Берман — О разрежении в конденсаторе как показателе работы конденсационной установки	17	Н. А. Горбунов и М. И. Дзалаев — Улучшение работы электромеханических авторегуляторов системы ЦКТИ	55
П. С. Колендовский и М. А. Цейтлин — Новая диаграмма для определения вибрационных характеристик лопаток паровых турбин	20	Я. Д. Рудаков — Соединение конденсаторов по паровой стороне для их чистки на ходу	56
И. З. Цыркин — Определение вибрационных характеристик лопаток паровых турбин по таблицам	23	Т. П. Веснина — Удаление карбонатных отложений в катионитовых фильтрах уголекислотой	57
К. Б. Карташев — Производство струнотонных изделий на узких стендах	25	А. Г. Рысс — Регенерация глубоко окисленного трансформаторного масла силикагелем	57
Ю. И. Азбукин и Ф. Ф. Овчаров — О поврежденных посадочных поверхностях и бандажей роторов турбогенераторов	31	А. Ф. Васильев — Применение самосинхронизации турбогенераторов	58
М. А. Иванов и Э. Г. Файнштейн — Работа синхронного гидрогенератора в качестве компенсатора	34	Д. Т. Зилес — Определение места замыкания на корпус обмотки ротора генератора	60
П. А. Мешанинов — Фазовая схема компаундирования с электромагнитным корректором	36	Л. Г. Рубо — Способ ускоренного ремонта турбодвигателя	61
Я. М. Хлебников — Повышение производительности труда в электролабораториях	38	В. М. Могильницкий — Схема испытателя ламп постов высокочастотной защиты	62
Я. И. Зозовский и А. М. Рывкин — Непрерывное измерение температуры обмотки ротора генератора	41	ХРОНИКА	
Г. В. Пригниц — Дистанционное измерение температуры обмотки ротора генератора	43	В Техническом управлении по электростанциям	
А. Д. Беленький и Л. Я. Дубов — Новая конструкция промежуточного реле	44	О тушении пожаров в генераторах водой	63
Т. П. Мусатов — Об анализе грозовых повреждений на линиях электропередачи	46	Дополнение к противосауварийному циркуляру № 13/Э 1952 г.	63
		В Управлении капитального строительства	
		О правилах безопасности при строительстве и монтаже линий электропередачи, сооружаемых вблизи действующих высоковольтных линий	63
ДИСКУССИЯ		КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
Об экономии древесины в сетях 3 — 10 кв	48	М. В. Матюшин — Рецензия на сборник статей „Эксплуатация воздушных линий электропередачи“	63
С. А. Комаров, И. М. Райгородский и М. М. Хейфиц, Б. М. Сарычев	50		

□ □ □



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

УСПЕШНО ПРОВЕСТИ КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ

Надежная и экономичная работа электростанций и сетей возможна только при условии проведения своевременного и высококачественного капитального ремонта основного и вспомогательного оборудования.

В 1952 г. в энергосистемах проведена большая работа по капитальному ремонту оборудования электростанций и сетей и установленный план ремонта был выполнен.

Одновременно с капитальным ремонтом выполнены значительные работы по реконструкции оборудования, на 15 котлах установлено ступенчатое испарение, на 22 котлах ошпированы экраны поверхности, на 28 котлах вновь установлены водяные экономайзеры, 11 котлов переведены на другой вид топлива и т. д. Проведены работы по восстановлению мощности турбин, повышению паропроизводительности паровых котлов, восстановлению основной изоляции большого числа генераторов и трансформаторов.

План ремонта линий электропередачи выполнен, в том числе: по смене опор — на 143%, по смене деталей опор — на 122%, по смене троса — на 133%. Значительно перевыполнен также план по смене изоляторов и ремонту сетевых трансформаторов.

Эти положительные результаты достигнуты на основе дальнейшего внедрения скоростного метода ремонта, механизации трудоемких работ, улучшения организации подготовки и проведения ремонта оборудования, ремонта линий электропередачи под напряжением и т. п.

В 1952 г. получил дальнейшее развитие централизованный ремонт силами ремонтных предприятий энергосистем и треста «Союзэнергоремонт», которые выполнили более 65% сложных специализированных работ по перелопачиванию, правке валов и устранению вибраций паровых турбин, переизоляции генераторов, замене пароперегревателей, водяных экономайзеров и воздухоподогревателей.

Кроме того, трест «Союзэнергоремонт» оказал электростанциям большую техническую помощь в руководстве ремонтом турбин и генераторов.

Однако при проведении капитальных ремонтов в прошлом году были и серьезные недостатки. Имели место значительные нарушения календарных сроков вывода оборудования в ремонт. По Министерству в целом позже установленного плана срока были выведены в ремонт 20,8% котлов и 24,3% турбин, в том числе по котлам: Главуралэнерго — 32%, Мосэнерго — 27,6% и Главюжэнерго — 23,8%; по турбинам: Главуралэнерго — 42%, Мосэнерго — 41% и Главюжэнерго — 26%.

Утвержденный график ремонта должен быть законом для руководителей энергосистем, электростанций, сетей и ремонтных предприятий. Перенос сроков вывода агрегатов в ремонт на более позднее время не должен допускаться, так как это приводит к серьезным осложнениям в проведении ремонтов и создает напряженные условия в энергоснабжении потребителей.

Из-за неудовлетворительных подготовки и проведения ремонта были допущены сверхплановые простои и повторные остановки на ремонт отдельных котлов и турбин. В Главюжэнерго 12,9% котлов и 11,4% турбин и в Главцентроэнерго 10,1% турбин имели сверхплановый простой в ремонте.

На Каменской тэц, например, при сборке турбогенератора был погнут вал возбудителя, из-за чего агрегат простоял дополнительно 127 час. На тэц № 2 Эстонэнерго ремонтный персонал не смог наладить регулирование турбины, из-за чего агрегат был задержан вводом в работу на 114 час. По вине предприятия Ростовэнергоремонт на Несветайгрэс четыре котла находились в ремонте сверх сроков, установленных планом.

Наибольшее число случаев некачественного ремонта допустили электростанции Главуралэнерго, Главюжэнерго и трест «Союзэнергоремонт». В Главуралэнерго 10,5% котлов и 7,8% турбин и в Главюжэнерго 8,9% котлов повторно останавливались на ремонт.

На Кураховской грэс после капитального ремонта котла произошли разрывы трех дефектных труб пароперегревателя. На Шахтинской грэс по вине предприятия Ростовэнергоремонт повторно был остановлен котел вследствие небрежной вальцовки труб водяного экономайзера.

На Несветайгрэс из шести отремонтированных Ростовэнергоремонтом котлов пять имели повторные остановки, причем один котел для устранения дефектов ремонта останавливали 3 раза. На тэц № 2 Кировэнерго допущена повторная остановка турбогенератора из-за неправильной посадки контактных колец ротора генератора.

Руководители энергосистем, электростанций и ремонтных предприятий должны принять решительные меры по улучшению качества ремонта оборудования путем усиления контроля за проведением работ со стороны ремонтных служб районных управлений, начальников цехов, участков и инженеров по ремонту.

Главные инженеры электростанций должны обеспечить организацию и проведение приемки оборудования из капитального ремонта в полном соответствии с «Правилами технической эксплуатации».

В прошлом году из-за несвоевременной подготовки к ремонтам и необеспеченности запасными частями по ряду агрегатов не были выполнены установленные планом объемы работ. На Сызранской и Безымянской тэц на четырех котлах не смонтировано ступенчатое испарение, на некоторых углеразмольных мельницах не были заменены шестерни. Главэнергозапчасть, руководители энергосистем и ремонтных заводов обязаны своевременно обеспечить изготовление запасных частей и деталей на заводах и в мастерских электростанций.

В этом году должны быть приняты все меры к тому, чтобы обеспечить восстановление мощности турбин, увеличение паропроизводительности котлов и ликвидацию разрывов между установленной и располагаемой мощностями.

Важнейшей заботой руководителей ремонтных предприятий, начальников цехов и служб районных управлений должно быть внедрение на ремонтах механизаций трудоемких работ. Однако имеющиеся на электростанциях средства механизации используются при ремонтах все еще не полностью. Планы механизации ремонтных работ в результате слабого контроля со стороны главных и районных управлений были выполнены в прошлом году на электростанциях Главцентрэнерго на 77 %, Главвостокэнерго на 81 % и Главуралэнерго на 84 %.

Большая роль в разработке новых, более совершенных станков и приспособлений для механизации ремонтных работ на электростанциях принадлежит конструкторско-технологическому бюро треста «Союзэнергоремонт». Однако с этими задачами бюро справляется плохо. На ремонтных работах нужны дешевые, высокопроизводительные, легкие и удобные в пользовании станки и приспособления; такие, крайне нужные для электростанций механизмы необходимо разрабатывать быстрее.

В прошлом году скоростным методом были капитально отремонтированы 37 % котлов и 34 % турбин. Вместе с тем нередко наблюдались случаи, когда должная подготовка и организация скоростного ремонта подменялись спешкой. Проект организации работ не составлялся, вспомогательное оборудование до остановки на ремонт основного агрегата не ремонтировалось, механизация не применялась, что приводило к срыву утвержденных сроков простоя агрегатов в ремонте. В 1952 г. имели место перепростои агрегатов, ремонтируемых скоростным методом, на Кураховской грэс, Киевской грэс № 2, Сумгантской тэц, Саратовской тэц, Березниковской тэц № 4 и ряде других электростанций.

Широкое внедрение скоростного метода ремонта и механизации работ должны обеспечить

в первую очередь ремонтные предприятия энергосистем и треста «Союзэнергоремонт». Но в прошлом году трест не выполнял заданий по ремонту оборудования скоростным методом. Оснащенность предприятий Союзэнергоремонта механизмами, приспособлениями и инструментом все еще недостаточна. Главэнергозапчасть необходимо значительно увеличить выпуск на своих заводах специальных станков и приспособлений для электростанций и ремонтных предприятий.

Во время проведения капитальных ремонтов должны выполняться противоаварийные мероприятия, должны быть ликвидированы отступления от «Правил технической эксплуатации» и осуществляться мероприятия по повышению экономичности работы оборудования. В прошлом году отдельные энергосистемы выполняли эти мероприятия неудовлетворительно.

Не был выполнен также план замены на линиях электропередачи зажимов и соединителей, главным образом из-за неудовлетворительного осуществления этих работ в сетях Главцентрэнерго.

Наряду с ремонтом основных агрегатов до наступления осенне-зимнего максимума нагрузки на электростанциях должен быть произведен ремонт механизмов топливных складов, подвижного состава и железнодорожных путей, а в сетевых районах — закончен ремонт линий электропередачи, сетевых трансформаторов и синхронных компенсаторов. Необходимо также до наступления осеннего периода отремонтировать бытовые помещения и производственные здания электростанций и подстанций.

Важнейшей задачей работников электростанций, сетей и ремонтных предприятий, особенно треста «Союзэнергоремонт», является снижение стоимости ремонтов оборудования.

Качественное выполнение работ на ремонтах должно сопровождаться экономичным расходованием запасных частей и материалов, всемерным снижением трудовых затрат и денежных средств.

Социалистическое соревнование за отличное качество и снижение стоимости ремонта каждого узла энергооборудования, развернувшееся в 1952 г. на Шатурской грэс по почину бригады т. Галкова, должно быть подхвачено всеми электростанциями и ремонтными предприятиями.

На основе использования опыта передовиков и новаторов и дальнейшего развертывания социалистического соревнования ремонтного персонала энергетики должны успешно выполнить план капитального ремонта оборудования электростанций и сетей и образцово подготовиться к осенне-зимнему максимуму нагрузки.



Реконструкция наклонного свода котла типа ТП-230-2

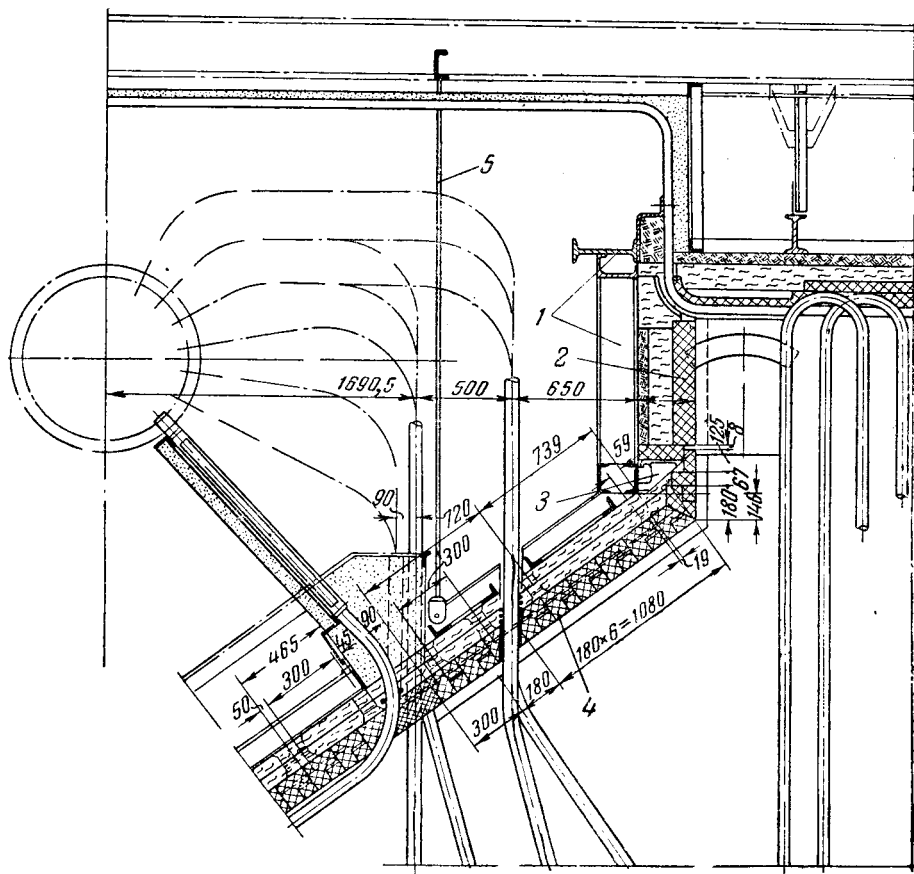
Инж. А. В. Васильев и инж. В. Н. Яковлев

Верхняя часть наклонного свода котла типа ТП-230-2, начиная от последнего ряда фестоных труб и включая вертикальную стенку (рис. 1),

штейны разогреваются и деформируются, и вслед за наклонным сводом разрушается вертикальная стенка.

Рис. 1. Наклонный свод котла типа ТП-230-2 до реконструкции.

1 — балка, по заводскому обозначению ШП-9; 2 — прямой шамотный кирпич; 3 — чугунная плита; 4 — замковые кирпичи форм а и б; 5 — подвеска.



крепится к ферме (балка 1). Нижняя часть свода подвешена к каркасу котла десятью подвесками.

Наклонная часть обмуровывается фасонным шамотным кирпичом форм а и б (рис. 2), причем кирпичи формы а подвешиваются на двутавровые балки, а промежутки заполняются кирпичом формы б.

Учитывая, что эта часть свода работает в зоне температур 1100°С при слабом охлаждении, такую конструкцию свода надо признать неудачной.

Со стороны точки А сечение кирпича формы а работает на растяжение, несет большую удельную нагрузку и при наличии каких-либо дефектов (трещина, неравномерность в структуре) кирпич разрывается по сечению I-I. При этом слева и справа падают свободно лежащие кирпичи формы б, нарушается равновесие рядом висящих кирпичей и, таким образом, создаются условия для разрушения всего свода. При разрушении наклонного свода оголяются чугунные кронштейны, на которых укреплена вертикальная стенка; крон-

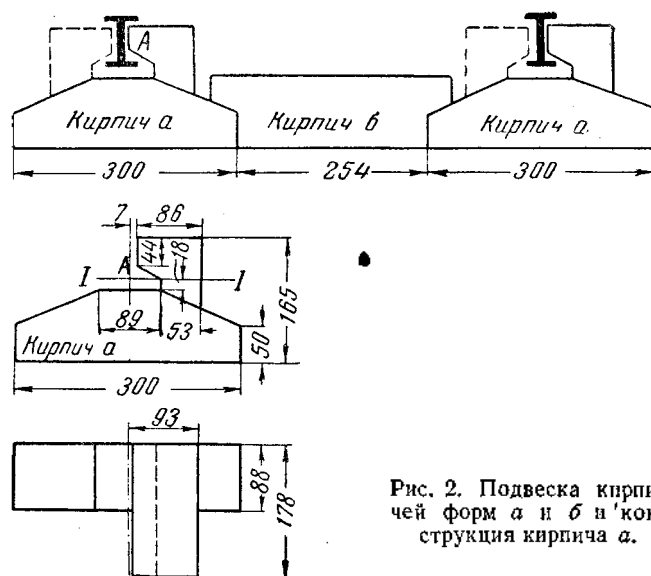


Рис. 2. Подвеска кирпичей форм а и б и конструкция кирпича а.

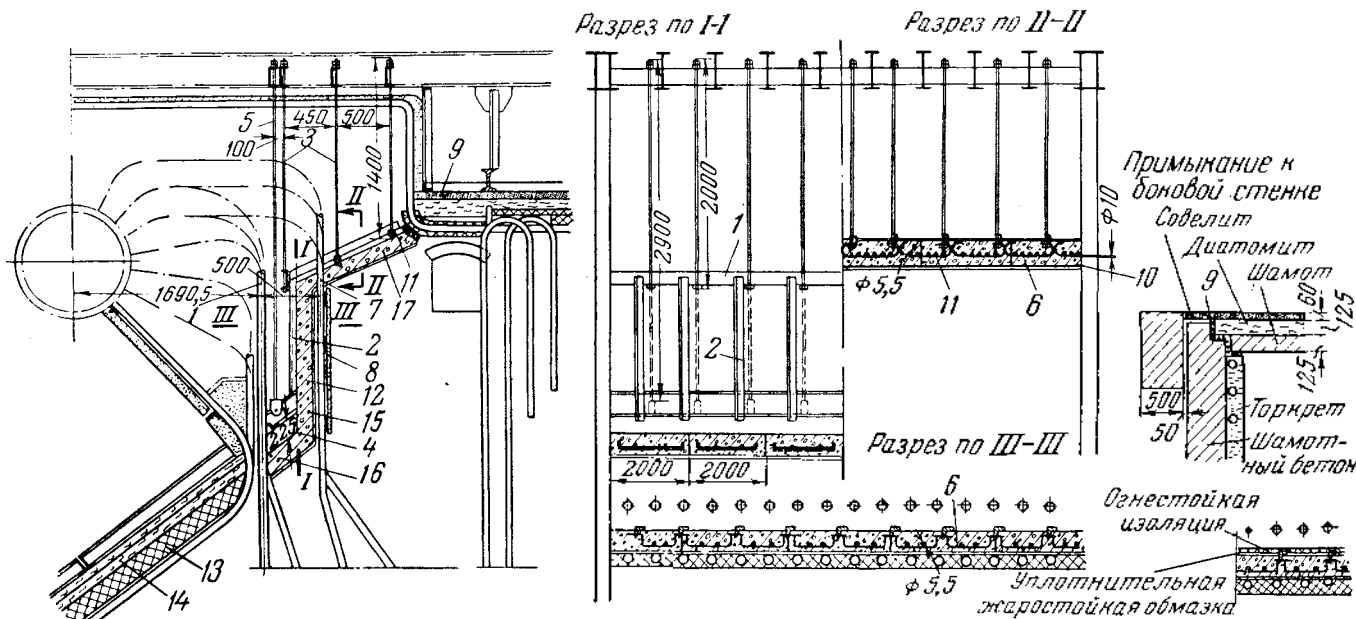


Рис. 3. Наклонный свод котла типа ТП-230-2 после реконструкции.

1—швеллер № 14; 2—каркас стенки; 3—подвеска; 4—оставленный неизменным каркас; 5—оставленная подвеска; 6—проволочный каркас; 7—асбесто-толевая манжета; 8—торкрет; 9—асбестовый шнур; 10—листовая толь; 11—опалубка; 12—огнеупорный бетон; 13—фасовый кирпич; 14—диатомитовый кирпич; 15—вертикальная стенка; 16—наклонный свод; 17—наклонный потолочный свод.

На одном из котлов, пущенном в эксплуатацию в декабре 1951 г., в течение 2 мес. после пуска дважды полностью обрушился свод, причем второй раз разрушилась и балка 1 (рис. 1).

Для ускорения ремонта, а также для увеличения надежности работы свода заводская конструкция была изменена и обрушившаяся часть наклонного свода и вертикальная стенка были выполнены из огнеупорного бетона.

Балка 1 (рис. 1) весом 3,5 т была заменена легким подвесным каркасом (рис. 3) с армировкой для крепления бетона¹. После реконструкции большая часть свода оказалась в лучших температурных условиях.

При восстановлении свода из-за отсутствия глиноземистого цемента был применен огнеупорный бетон следующего состава²: 1 часть огнеупорной глины, 4 части молотого шамота, 5 частей шамотной щебенки с размером кусков 10—15 мм и жидкого стекла 4 л на 100 кг сухой смеси.

Глина разводилась в воде до состояния легко текущей массы (густота сметаны), затем добавляли молотый шамот. Всю эту массу тщательно перемешивали и оставляли на 2 суток вылежаться, после чего добавляли шамотную щебенку и жидкое стекло, разводили водой и вновь тщательно перемешивали.

Укладка огнеупорного бетона производилась непрерывно в деревянную опалубку слоями толщиной до 150 мм и трамбовалась ручной трамбовкой.

¹ Арматуру наклонного участка свода рекомендуется выполнять из жароупорного чугуна типа силал. Ред.

² В подобных случаях лучше применять глиноземистый цемент, обеспечивающий быстрое схватывание, жаростойкость и высокие механические свойства бетона. Может быть допущен также пуццолановый бетон, но с удлинением времени схватывания не менее чем до 20 суток. Ред.

Температурные швы в бетоне (по ширине котла) устанавливались через каждые 2 м путем укладки фанеры толщиной 4 мм. В местах примыкания бетона к боковым стенкам оставался температурный зазор до 30 мм, который уплотнялся асбестовым шнуром.

В местах прохода через обмуровку каждая труба обматывалась шнуровым асбестом толщиной 10 мм и слоем толя и эта манжета скреплялась 2-мм проволокой.

Верхний участок первого ряда фестоновых труб был покрыт торкретом, благодаря чему он был поставлен в те же условия, что и в заводской конструкции (рис. 1 и 3). Торкрет наносился на сетку, приваренную к трубам.

После окончания работ по набивке бетона котел был поставлен на сушку. Сушка производилась без распалубки при одной зажженной ма-

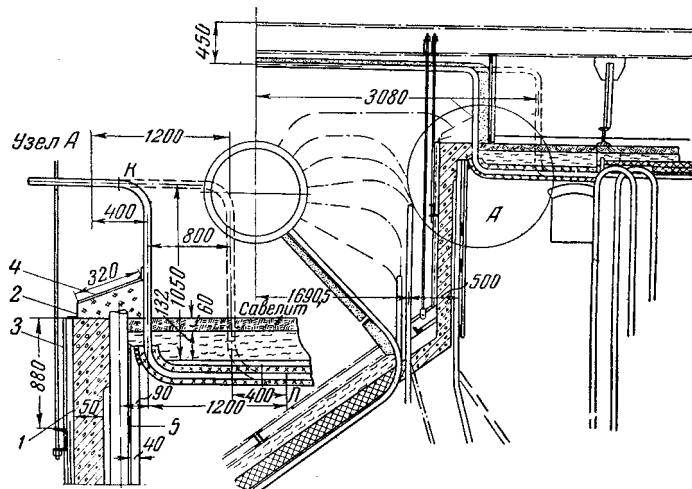


Рис. 4. Окончательная конструкция свода из огнеупорного бетона. Пунктиром показана старая конфигурация змеевиков перегревателя.

1—стойка; 2—угольник; 3—вертикальная обшивка; 4—потолочная обшивка; 5—торкрет.

зутной форсунке в течение 1,5 суток, после чего котел был растоплен и пущен в эксплуатацию. Через неделю котел был остановлен для осмотра свода. Состояние свода в целом оказалось удовлетворительным, верхний наклонный свод в некоторых местах имел облупившуюся поверхность со стороны топки. Для лучшего сохранения поверхности свода между деревянной опалубкой и бетоном рекомендуется прокладывать толь.

Во время капитального ремонта была изменена конфигурация змеевиков пароперегревателя между точками К и Л (рис. 4), что дало возможность удлинить потолок котла до фестонных труб

и полностью освободиться от неохлаждаемой части наклонного свода.

Вертикальная стенка выполнена аналогично первому варианту переделки свода, т. е. к существующему металлическому каркасу наращивалась дополнительная часть, делалась опалубка и набивался огнеупорный бетон указанного выше состава. Места прохода экранных труб через потолок уплотнялись савелитовым порошком, с обшивкой листовой сталью.

После капитального ремонта котел проработал 5 мес., и до настоящего времени переделанная часть свода находится в хорошем состоянии.



Улучшение работы шнековых питателей пыли

Инж. И. И. Горленко

Работа шнекового питателя угольной пыли в условиях ее пульсирующей подачи, обусловленной попеременными подъемом и опусканием конца витка шнека, описана в литературе¹.

В действительных условиях работа шнековых питателей сопровождается не только пульсацией и самотеком пыли через возможные зазоры между витками и корпусом питателя, но также мощными по количеству и длительными по времени прорывами пыли через винтовые каналы питателей.

Это явление, например, наблюдалось на шнековых питателях завода им. Орджоникидзе, установленных на котлоагрегатах ТП-150 с мельницами Краматорского завода типа 287/470.

После остановки этих питателей прорыв пыли через винтовой канал одного из них продолжается еще 10—20 мин. При этом достигается предельная производительность котлоагрегатов, регулировать их становится невозможным, горение пыли сопровождается выделением густого черного дыма и увеличенной сепарацией пыли в холодные воронки топок.

Такие прорывы пыли случаются только во время работы мельниц. При остановленных мельницах котлы работают значительно ровнее.

Пыль промпродукта обогащения газовых углей и АШ прорывается одновременно через зазоры между витками и корпусами питателей и через винтовые каналы их. Скорость перемещения пыли в винтовых каналах питателей во время прорывов превышает наибольшую поступательную скорость шнеков.

Наибольшее количество пыли во время прорывов ее через питатели проходит по винтовым каналам шнеков.

В связи с неудовлетворительной работой питателей были организованы наблюдения за поведением пыли промпродукта в промбункерах при остановленных и при работающих мельницах.

¹ Л. И. Киселев и А. П. Животов, Испытание шнекового питателя пыли, "Электрические станции", 1952, № 11.

Оказалось, что в этих случаях поведение пыли различно. С момента остановки мельницы ранее накопленная в промбункере пыль начинает срабатываться питателями. В районе размещения шнековых питателей появляются вначале воронки, а затем — глубокие колодцы. В бункерах угол откоса для пыли промпродукта получается около 80—90°. Временами колодцы были настолько глубоки, что можно было увидеть работающие шнеки. В такие моменты подача пыли в горелки прекращалась.

В колодцы почти непрерывно обрушиваются разные порции пыли. При больших оползнях пыли колодцы заваливаются, и образование их начинается сначала. Во время обвалов и оползней возникают кратковременные прорывы пыли.

Пыль на дне колодцев весьма рыхлая. Край колодцев иногда уплотнены настолько, что без применения некоторого усилия пыль не обваливается. Такое поведение пыли во время остановок мельниц вызывает пульсирующую подачу ее в горелки. Случаев дымления котлов при этом почти не наблюдается.

При работающих мельницах уровень пыли в промбункерах получается плоским, с некоторым уклоном в сторону дальнего работающего питателя (считая от места поступления пыли в промбункеры). Часто падающая из циклонов пыль уплотняет лежащие ниже слои пыли. Через некоторое время пыль начинает перемещаться по поверхности уровня в виде потока, сечение которого представляет собой приблизительно полукруглость с диаметром около 0,5 м.

Скорость перемещения такого потока пыли по поверхности уровня ее значительна. Поток пыли направлен в сторону уплотненной пыли. Наименьшая плотность пыли получается над работающими шнековыми питателями. Действительно, шнековый питатель, не работавший продолжительное время, перестает вращаться в обратную сторону уже после нескольких оборотов. В то же время питатель легко вращается в обратную сторону во время прорыва через него пыли и некоторое время после устранения его.

Иногда поток пыли направляется в сторону шнекового питателя, над которым размещены воронка и ствол рыхлой пыли. При этом он может с большой скоростью вступить по касательной на периферию воронки, создавая тем самым вращение этого ствола. В таких случаях неизбежно возникает мощный и длительный прорыв пыли, который прекращается лишь тогда, когда ствол пыли над данным шнековым питателем уплотнится настолько, что энергия потока пыли становится недостаточной, чтобы пробить ствол.

После этого пыль начинает распространяться по поверхности уровня в промбункере или насыщает лежащие ниже слои или, наконец, снова в виде потока вливается во вновь образовавшуюся над шнековым питателем воронку, вызывая новый мощный и длительный прорыв.

С повышением уровня пыли в бункере прорывы пыли через шнековые питатели не только не уменьшаются, но иногда и учащаются и становятся более мощными, так как природа образования прорывов не может воспрепятствовать их появлению и при больших запасах пыли в промбункерах.

Чем больше производительность работающих шнековых питателей пыли во время работы мельниц, тем меньше плотность стволов пыли над ними, тем больше по размерам воронки и тем благоприятнее условия для возникновения прорывов пыли через них.

Если через один питатель получится длительный прорыв пыли, то над другими работающими питателями за это время могут образоваться большие воронки, в которые, как правило, поочередно вливаются потоки пыли, вызывая новые прорывы ее. Через два питателя сразу пыль прорывается очень редко.

Приблизительно так же ведет себя и пыль АШ. Заметно, что во время мощных прорывов пыли через шнековые питатели за ними появляется разрежение, достигающее до 300—400 мм вод. ст. и выше, тогда как в пылепроводах у горелок в этот момент отмечается большое давление аэропыли.

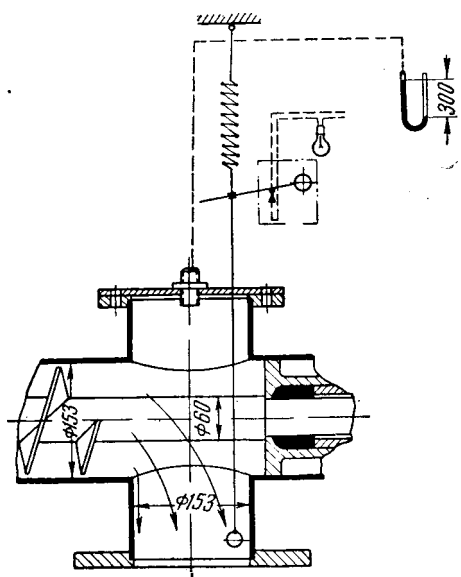


Рис. 1. Устройство для сигнализации прорывов пыли и определения подачи пыли шнековым питателем.

Если к отверстию в крышке на выдающей стороне питателя присоединить тягомер (рис. 1), то можно определить непосредственно прорывы пыли, а также их мощность и длительность.

На рис. 2 приводится график примерного изменения давления под крышкой на выдаче питателя в зависимости от количества выдаваемой им пыли.

Траектория падения пыли после питателя изменяется в зависимости от ее количества. Если в стояке питателя поместить шарик, подвешенный на проволоке к пружине, а проволоку соединить с рычажком блинкера, то можно осуществить световой сигнал прорывов (рис. 1). Шарик в стояке можно поместить так, что он будет указывать на увеличение подачи пыли.

Было установлено также, что кратковременные прорывы, вызывающие пульсирующую подачу пыли, возникают и во время остановок мельниц в результате обвалов и оползней пыли в промбункерах.

На котлах, где установлены шнековые питатели пыли с большим числом витков, мощность прорывов и длительность их уменьшаются, но в малой степени.

Для устранения прорывов пыли через шнековые питатели были осуществлены следующие мероприятия:

1. Под рукавом циклона в промбункере на 400 мм ниже выхода подвешивался диск диаметром 500 мм. Этим самым предполагалось устранить ударное действие струи падающей пыли. Прорывы пыли стали реже, но подача пыли по-прежнему оставалась сильно пульсирующей. Дальнейшее опускание диска и увеличение его размеров только ухудшали положение с прорывами.

2. На одном из котлов, работающем на промпродукте, были установлены шнеки с переменным сечением без ограничения номинальной производительности их (рис. 3). Изменение живого сечения питателей осуществлялось путем навивания ленты толщиной 2 мм, привариваемой к виткам питателей.

После переделки пылепитатели стали работать лучше и ровнее: прорывы пыли были устранены,

пульсация уменьшилась. Первое время питатели забивались, но затем, после тщательной обработки стенок винтовых каналов случаев забивания уже не наблюдалось.

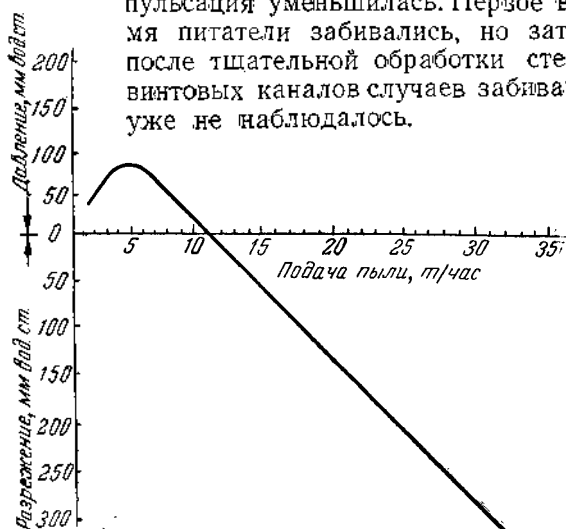


Рис. 2. Зависимость подачи пыли от разрежения или давления под крышкой питателя.

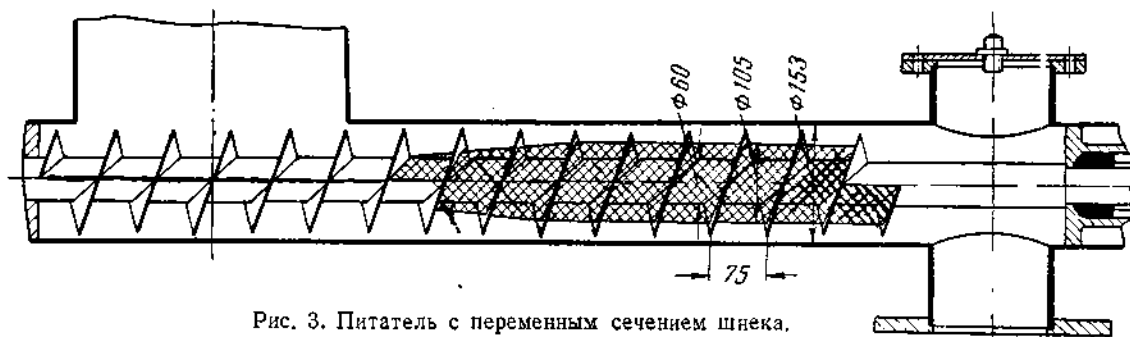


Рис. 3. Питатель с переменным сечением шнека.

Влажность и крупность помола пыли для шнековых питателей не должны превышать допускаемых значений.

Надо полагать, что при оптимальных размерах сечений шнека и конуса шнековые питатели переменного сечения себя оправдают.

3. На котле, где установлены шнековые питатели пыли с меньшим числом витков, было осуществлено реверсирование питателей. Обслуживающий персонал котла, руководствуясь разрежением, появляющимся во время прорывов пыли под крышками на выдаче питателей, и световыми сигналами, при помощи реверсирования устранял все возможные прорывы полностью и быстро. Работа котла существенно улучшилась.

Выводы

Работу шнековых питателей пыли можно улучшить путем следующих мероприятий:

1. Поступление пыли в промбункеры нужно рассредоточивать: пыль должна поступать одновременно через несколько небольших рукавов в разные места бункеров.

2. Рекомендуется применять питатели с переменным сечением шнеков. Для каждого типораз-

мера питателей нужно определить оптимальные размеры конусов и сечений.

3. Если питатели установить с подъемом в сторону выдачи пыли, то прорывы пыли и сильная пульсация будут устранены. Питатели пыли нужно устанавливать под углом подъема около 25—40°.

4. При наличии мощных и длительных прорывов пыли можно применять реверсирование шнековых питателей. Разрежения, появляющиеся за питателями, или изменения траектории падения пыли после питателей могут быть использованы в качестве импульсов для автоматизации реверсирования.

5. На многих котлах, оборудованных шнековыми питателями пыли, устраивается групповая автоматика горения, при которой общее количество подаваемой в горелки пыли регулируется одновременным изменением скорости вращения всех работающих питателей.

Для возможности корректирования работы отдельных шнековых питателей было бы целесообразно дополнить групповую автоматику горения устройствами, позволяющими воздействовать на работу каждого шнекового питателя в отдельности.



Опытное сжигание отходов углеобогащения

Канд. техн. наук М. Я. Герман и инж. И. И. Карасик

Опытное сжигание отходов углеобогащения (смеси породных хвостов с промпродуктом) производилось в камерной топке горизонтально-водотрубного котла производительностью 25 т/час. Смесь породных хвостов с промпродуктом была получена в цехе обогащения близлежащего коксохимического завода. В рукаве 1 (рис. 1), по которому промпродукт спускается в бункер 2, был повернут шибер 3 (по стрелке). При этом промпродукт поступал на транспортер 5, по которому породные хвосты подаются в бункер 4. Таким образом, на транспортер равномерно поступали крупные и мелкие фракции породных хвостов и промпродукт. При падении в бункер 4, затем при спуске из него в вагоны и при перегрузке на топливном складе все указанные компоненты смешивались.

Во время подачи топлива для опытного сжигания непрерывно отбиралась проба крупных и мелких фракций породных хвостов и промпродукта. Отобранная проба разделялась и в лаборатории определялись влажность и зольность отдель-

ных компонентов топлива. Кроме того, в лаборатории определялся его элементарный состав. Средний фракционный состав породных хвостов характеризовался следующими данными:

> 0 — 1 мм	8%
> 1 — 12 мм	60%
> 12 — 32 мм	32%

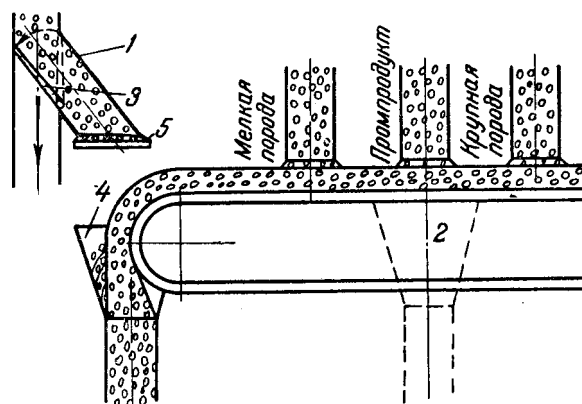


Рис. 1.

В табл. 1 приведены средние данные по влажности и зольности компонентов топлива, отгруженного для испытания, а также подсчитанные по этим данным и по соотношению количества крупных и мелких фракций породных хвостов и промпродукта в смеси топлива влажность и зольность породных хвостов и смеси топлива.

Таблица 1

Данные	Породные хвосты				Промпро- дукт		Смесь	
	Влажность, %		Зольность, %		Влаж- ность, %	Золь- ность, %	Влаж- ность, %	Золь- ность, %
	Крупные фракции	Мелкие фракции	Крупные фракции	Мелкие фракции				
Средние	6,23	10,33	68,33	70,57	14,0	33,2	—	—
По под- счету	9,02		69,85		14,0	33,2	11,5	51,52

В период отгрузки топлива еще не были введены в эксплуатацию центрифуги для обезвоживания отходов углеобогащения.

Влажность топлива в период его сжигания составляла 10% (влажность была снижена за счет естественной сушки топлива на складе).

На рис. 2 схематически показана камерная топка объемом 120 м³, оборудованная передним, задним и двумя боковыми экранами общей поверхностью 64 м², в которой производилось опытное сжигание смеси промпродукта с породными хвостами. На фронтальной стенке топки установлены две горелки типа Оргресс производительностью по 5 т/час.

Котел оборудован трубчатым воздухоподогревателем с поверхностью нагрева 1125 м². Для размола топлива установлены две аэробильные мельницы типа Б завода «Комега» производительностью по 5 т/час (по бурому углю). Система пылепроводов обеспечивает возможность работы каждой мельницы на обе горелки. На мельницах

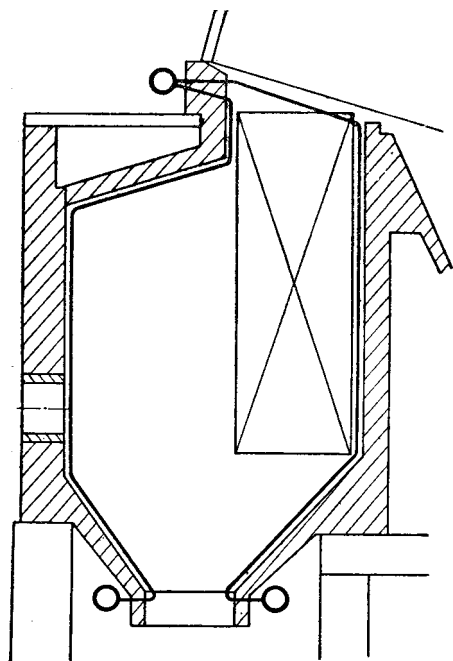


Рис. 2.

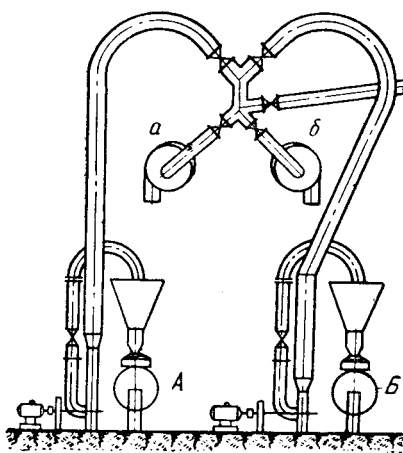


Рис. 3.

установлены сепараторы конструкции ЦККБ (рис. 3).

Топливо из угольных бункеров по рукавам подводится к дисковым питателям, от которых по трубам диаметром 200 мм подается к аэробильным мельницам. Подсушка топлива производится в мельницах горячим воздухом с температурой около 230° С. Аэропыль направляется к горелкам при температуре около 60—70° С. Золоулавливание осуществляется батарейным циклоном с элементами типа ЦГ-1 треста «Газоочистка».

Опыты по сжиганию смеси породных хвостов с промпродуктом производились в продолжение 70 час. При этом было сожжено 345 т топлива. Данные о результатах испытаний приведены на стр. 11.

В табл. 2 приведен золовой баланс, определенный на основе полученных данных по распределению очаговых остатков по бункерам, зольности топлива, содержанию углерода в очаговых остатках и общему количеству сожженного топлива за период испытания.

Таблица 2

Место отложения золы	Количество очаговых остатков за период испы- тания, кг	Содержание углерода, %	Количество золы в оча- говых остат- ках за период испытания, кг	Количество золы в очаго- вых остатках по отношению к сожженно- му топливу, %
Бункер холодной во- ронки	54,0	3,3	52,2	15,2
Бункер пароперегре- вателя	9,6	14,2	8,2	2,37
Бункер батарейного циклона	64,4	11,0	57,0	16,4
За установкой . . .	47,0	—	42,6	12,4
Всего	175,0	—	160,0	46,37

Произведенные испытания показали следующее:

1. Вследствие большой влажности за время проведения опытов 2 раза забивался рукав, по которому подается уголь в мельницу. Забивание устранялось путем шуровки и не вызывало перебоев в работе котла.

2. Производительность аэробильной мельницы в зависимости от нагрузки котла колебалась в пределах от 3 до 7 т/час. Средняя нагрузка мельницы за период испытания составляла 4,77 т/час. Нагрузка электродвигателя мельницы колебалась в пределах 46—54 кВт (в среднем 51,9 кВт). Удельный расход электроэнергии в зависимости от производительности мельницы составлял 7,7—15 кВт/т топлива при среднем удельном расходе электроэнергии за время испытаний 10,8 кВт/т.

3. Средняя тонкость помола за весь период испытания характеризовалась величинами $R_{88} = 19,6\%$ и $R_{200} = 6,8\%$.

Результаты испытаний

Длительность испытаний τ	70,25 часа
Элементарный состав топлива:	
Углерод C^p	34,27%
Водород H^p	2,5%
Кислород O^p	2,73%
Азот N^p	0,9%
Сера S^p	3,3%
Зола A^p	46,30%
Влага W^p	10,0%
Зольность на сухую массу A^c	51,52%
Низшая теплотворная способность Q_n^p	3 343 ккал/кг
Выход летучих на горючую массу J^p	26,8%
Сожжено топлива за опыт zB	345 т
Часовой расход топлива B	4,77 т/час
Видимое тепловое напряжение топочной камеры $\frac{Q_n^p B}{V}$	135 500 ккал/м³ час
Видимая испаряемость топлива u	4,39 кг/кг
Часовой расход воды D	23,63 т/час
Температура питательной воды $t_{п.в}$	57,4° С
Давление пара p	13,33 ат
Температура пара t_n	255,9° С
Температура воздуха за воздухоподогревателем t_a''	229,2° С
Давление воздуха за воздухоподогревателем h_a''	224 мм вод. ст.
Температура газов за воздухоподогревателем $T_{гп}$	170,5° С
Содержание RO_2 за воздухоподогревателем	11,7%
Коэффициент избытка воздуха за воздухоподогревателем $\alpha_{гп}$	1,47
Собрано шлаков $zG_{шл}$	54 т
Собрано золы за пароперегревателем zG_{yn}^{nn}	9,6 т
Собрано золы за батарейным циклоном zG_{yn}^4	64 400 т
Содержание горючих в шлаке $C_{шл}$	3,3%
Содержание горючих в уносе за пароперегревателем C_{yn}^{nn}	14,2%
Содержание горючих в уносе, уловленном в батарейном циклоне C_{yn}^4	11,0%
Тепловой баланс:	
К. н. д. котельной установки $\eta_{к.у}$	83,8%
Потери от механического недожога q_1	7,5%
Потери с уходящими газами q_2	7,2%
Потери в окружающую среду q_3	1,5%

4. За период испытания вес бил аэробильной мельницы уменьшился на 10,35 кг. Износ бил на 1 т произведенного пара составил:

$$\frac{10\,350}{1\,660} = 6,2 \text{ г/т},$$

где 1660 т — количество произведенного пара за период испытания.

При сжигании каменных углей, обычно поступающих в котельную, где производится опытное сжигание породных хвостов и промпродукта, смена бил завода «Комега» производится через 200 час. работы; при этом износ их в среднем достигает 32%. Удельный износ бил при работе котла на каменном угле и средней производительности котла 24 т пара в час составляет:

$$\frac{88\,800 \cdot 0,32}{24 \cdot 200} = 5,9 \text{ г/т},$$

где 88 800 г — вес бил.

Из приведенных данных следует, что удельный расход металла (на 1 т пара) на размол многозольных отходов углеобогащения почти не отличался от расхода металла при размолу каменного угля.

5. Система пылеприготовления благодаря имеющимся перемышкам позволяет производить питание обеих горелок из одной мельницы (рис. 3), но вследствие отсутствия в пылепроводе распределителя поступление пыли в горелки происходит неравномерно: при работе мельницы А большое количество пыли и к тому же более крупных фракций поступает в горелку б. По указанным причинам происходит забивание горелок.

Во время испытаний работала мельница А; горелка б дважды забивалась. Забивание горелки легко устранялось продувкой сжатым воздухом от компрессора, а поэтому не приводило к перебоям в работе котла.

Помимо дефекта схемы пылепровода, забиванию горелки способствовала также низкая температура аэросмеси и, следовательно, недостаточная подсушка пыли, получавшаяся вследствие уменьшения подачи через мельницу горячего первичного воздуха. Последнее было вызвано тем, что вследствие неплотности затвора шлакового бункера в топку поступало чрезмерное количество холодного воздуха. Для поддержания коэффициента избытка воздуха в нормальных пределах необходимо было уменьшать подачу первичного воздуха.

6. Вследствие присоса воздуха через шлаковую воронку коэффициент избытка воздуха в топке в среднем составлял $\alpha_m = 1,3$. Пониженная температура аэросмеси (58° С), вызванная уменьшением количества горячего воздуха, пропускавшегося через мельницу, из-за присоса воздуха через шлаковую воронку, приводила к повышенной влажности пыли. Оба указанных фактора приводили к тому, что воспламенение пыли началось не вблизи горелок, а на некотором удалении от них. Последнее особенно замечалось на правой горелке б, так как именно в нее поступала более крупная пыль.

Температура факела составляла 1 200—1 280° С, а температура газов перед первым рядом кипящих труб 1 010° С.

Во время всего периода испытаний процесс горения был весьма устойчивым. Обрыва факела не происходило даже при снижении нагрузки до 50% нормальной.



Барботаж питательной воды в баке-аккумуляторе

Канд. техн. наук И. К. Гришук и инж. М. А. Кроткова

Одним из мероприятий по повышению качества питательной воды в отношении содержания кислорода, свободной и связанной углекислоты является дополнительная барботажная деаэрация воды в баке-аккумуляторе. По вопросу об оценке этого мероприятия не имеется единой точки зрения главным образом вследствие недостаточности экспериментальных исследований в этой области¹.

В связи с этим представляет интерес рассмотрение результатов испытания деаэратора, проведенного на одной из станций Мосэнерго.

создания более организованной циркуляции питательной воды в каждом баке-аккумуляторе установлено по одной продольной перегородке (рис. 2).

Во время испытаний помимо общих теплотехнических измерений и анализов воды, необходимых для составления характеристики деаэратора, определялся расход выпара, а также щелочность, содержание кислорода и свободной углекислоты в деаэрируемой воде на пятой тарелке (со стороны входа химически очищенной воды и со стороны основного конденсата турбины), что позволи-

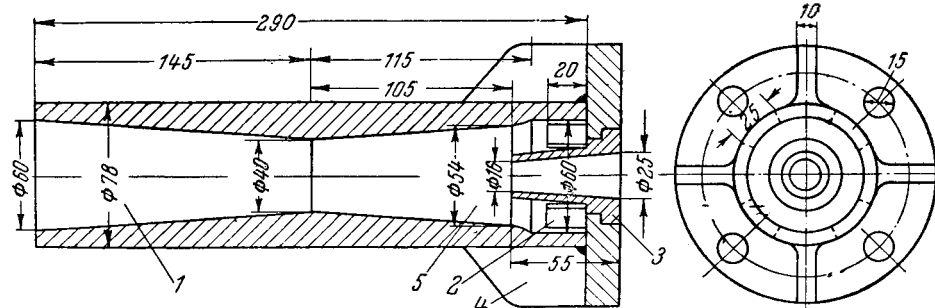


Рис. 1. Барботажное устройство.

1 — диффузор; 2 — окна для входа воды; 3 — сопло для подачи пара; 4 — ребро жесткости; 5 — камера смешения.

Испытанный деаэратор атмосферного давления имеет деаэрационную колонку БКЗ ДС-200 с пятью тарелками производительностью 200 т/час

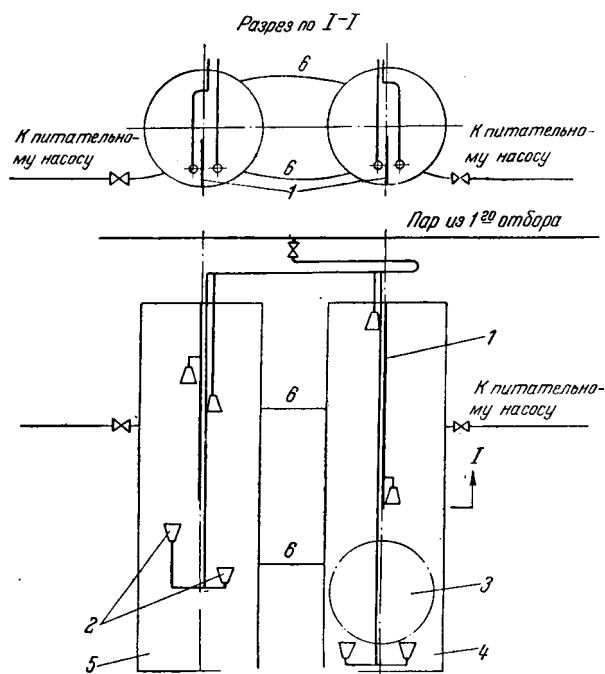


Рис. 2. Схема расположения барботажных сопел в баках-аккумуляторах.

1 — перегородка; 2 — барботажное устройство; 3 — деаэрационная колонка; 4 — основной бак; 5 — вспомогательный бак; 6 — уравнивающая линия.

и два аккумуляторных бака — основной и вспомогательный емкостью по 20 м³ каждый.

Оба бака-аккумулятора имеют по четыре барботажных устройства (рис. 1) и, кроме того, для

ло более обоснованно истолковать результаты опытов.

При проведении испытания удельный расход барботажного пара, отнесенный к производительности деаэратора, колебался в пределах 0 ÷ 27 кг/т, подогрев воды — 45 ÷ 65°С, количество выпара — 0,4 ÷ 4,5% от расхода греющего пара; отношение расходов конденсата и добавочной химически очищенной воды составляло 1,25 ÷ 4,35, содержания кислорода в смеси воды перед деаэратором — 3,4 ÷ 4,9 мг/л, то же свободной углекислоты — 4,0 ÷ 14,5 мг/л и общей щелочности, состоявшей в основном из бикарбонатов, — 0,66 ÷ 1,16 мг-экв/л.

Добавочная вода умягчена по схеме — катионирование — подкисление серной кислотой — продувка сжатым воздухом.

В опытах без барботажа пар в деаэрационную колонку поступал из второго отбора турбины типа АТ-25-1 при давлении 1,2 ата, в опытах с барботажом в аккумуляторные баки дополнительно подавался пар из первого отбора этой же турбины при переменном давлении, не превышавшем 6 ата.

Приблизительные расчеты для всех восьми сопел, произведенные с помощью теоремы о постоянстве количества движений, показали, что при давлении барботажного пара перед соплами 6 ата и номинальной нагрузке деаэратора удельный расход барботажного пара составляет 27 кг/т, а кратность циркуляции — 0,215. Такое значение кратности циркуляции следует считать недостаточным.

В смешивающих деаэраторах с изменением расхода выпара при прочих равных условиях изменяется средняя разность парциальных давлений каждого из удаляемых газов и конечное содержание их в деаэрированной воде. Одновременно с этим изменится концентрация неконденсирующихся газов в греющем паре по всей вы-

¹ См. „Электрические станции“, 1951, № 8 и 1952, № 4.

соте деаэрационной колонки, особенно в ее верхней части, что повлечет за собой изменение условий теплообмена и, в частности, средней температуры деаэрируемой воды в колонке. Последнее может быть обнаружено по величине нагрева воды в отдельных каскадах деаэратора.

Для обеспечения достаточного и устойчивого расхода выпара в атмосферных деаэраторах сопротивление трубопровода для удаления выпара должно быть, по возможности, незначительным, и, что само собой разумеется, оно должно быть увязано с возможным снижением давления в деаэраторе.

Согласно решению Технического совета при министре электростанций расход выпара должен составлять для термических деаэраторов электростанций среднего и высокого давления не менее $5 \div 10\%$ от расхода греющего пара. Указанную норму нельзя считать достаточно обоснованной, поскольку расход выпара, как об этом указывалось нами в другой работе², должен быть увязан с давлением в деаэраторе, расходом неконденсирующихся газов и их составом.

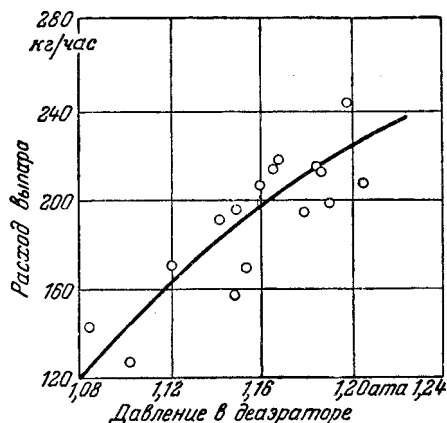
На тэц, где установлен испытанный деаэратор, выпар из трех деаэраторов, в том числе и из испытывавшегося деаэратора, собирается в общий коллектор и далее с помощью вертикального трубопровода удаляется в атмосферу. При такой схеме удаления выпара соседние деаэраторы № 1 и 3 могли оказывать большое влияние на работу испытывавшегося деаэратора № 2. Например, при значительном увеличении тепловой нагрузки последнего по сравнению с деаэраторами № 1 и 3 в отдельных случаях неконденсирующиеся газы с примесью пара поступали из коллектора в деаэратор № 2, что было легко обнаружить по показаниям водяного дифманометра, присоединенного к диафрагме для измерения расхода выпара.

Отмеченные колебания в расходе выпара по величине и направлению, обусловленные присоединением трубопроводов выпара от отдельных деаэраторов к общему коллектору, могут сильно снизить эффективность деаэраторов и являются, по видимому, одной из причин появления проскоков кислорода в деаэрированной воде. Отсюда следует, что удаление неконденсирующихся газов нужно производить из каждого деаэратора через отдельные, не связанные с другими аппаратами линии.

На испытанной установке расход выпара, даже при расчетном давлении в деаэраторе $1,2 \text{ ата}$, не превышает примерно 230 кг/час (рис. 3) или приблизительно $1,5\%$ максимального расхода греющего пара. В эксплуатационных условиях часто давление в деаэраторе поддерживается $\sim 1,1 \text{ ата}$, чему соответствует при полностью открытых задвижках на линиях для удаления неконденсирующихся газов расход выпара только около 140 кг/час , или $0,9\%$ максимального расхода греющего пара. Этого уже недостаточно для тех условий, при которых обычно эксплуатируется испытанный деаэратор (рис. 4).

Как видно на рис. 4, опытную кривую можно разделить на два участка. Первый из них отно-

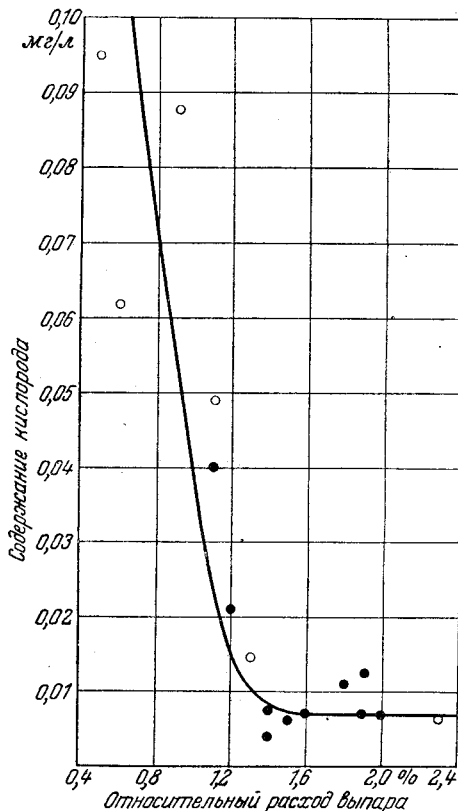
Рис. 3. Расход выпара в зависимости от давления в деаэраторе. Задвижки на выпарах деаэраторов № 1÷3 открыты полностью.



сится к расходам выпара менее $1,2 \div 1,4\%$. На этом участке кривая протекает довольно круто и с уменьшением расхода выпара ниже указанного предела независимо от того, проводились ли опыты с барботажем или без него, резко повышалась концентрация кислорода в деаэрированной воде. При уменьшении выпара ниже $0,9\%$ содержание кислорода превысило допустимую норму $0,05 \text{ мг/л}$.

На втором участке кривой, т. е. при расходе выпара более $1,2 \div 1,4\%$, в рассматриваемых условиях работы деаэратора содержание кислорода практически не зависит от размеров выпара.

Рис. 4. Содержание кислорода в деаэрированной воде в зависимости от относительного расхода выпара. Зачерненные точки — опыты с барботажем. Нагрев воды в деаэраторе $45 \div 65^\circ \text{C}$.



Дальнейшее рассмотрение рис. 4 показывает, что в пределах тех изменений начальной концентрации кислорода $g_{к1}$ и температуры воды перед деаэратором $t_{в1}$, которые имели место во всех опытах, не удалось обнаружить отчетливого влияния этих параметров на зависимость между содержанием кислорода в деаэрированной воде и относительным расходом выпара. Это объясняется сравнительно небольшими пределами изменений $g_{к1}$ и $t_{в1}$.

² „Известия ВТИ“, 1952, № 11.

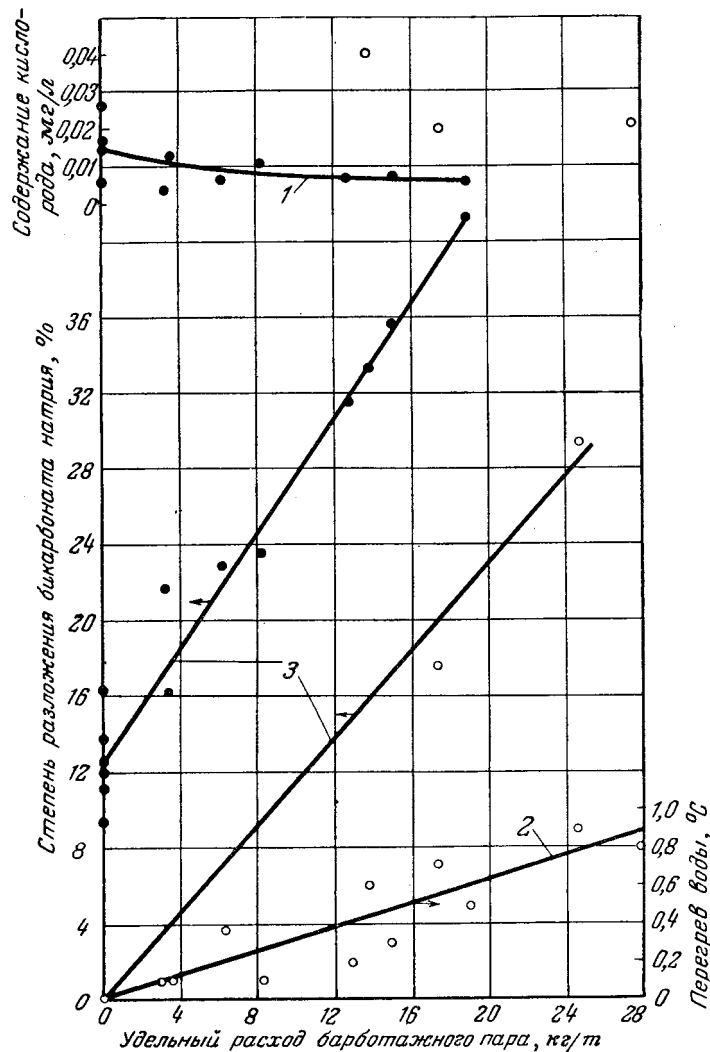


Рис. 5. Зависимость содержания кислорода от удельного расхода барботажного пара, отнесенного к полной производительности деаэратора.

1 — содержание кислорода в деаэрированной воде; 2 — перегрев воды в баке деаэратора; 3 — степень разложения бикарбоната натрия. Зачерненные точки на кривой 1 — расход выпара более 1%; незачерненные — то же менее 1%; на кривых 2 — соответственно расход выпара более 1,2% и менее 0,4%.

На рис. 5 (кривая 1) приведены опытные данные по содержанию кислорода в зависимости от удельного расхода барботажного пара, отнесенного к полной производительности деаэратора. Как видно на этом рисунке, при наличии барботажной додеаэрации в баке-аккумуляторе конечное содержание кислорода зависит не только от удельного расхода барботажного пара, но и от размеров выпара.

Дополнительное обескислороживание питательной воды за счет применения барботажной додеаэрации в баке-аккумуляторе даже при высоком удельном расходе барботажного пара, более 20 кг/т, не превышает 0,01 мг/л. При небольшом расходе барботажного пара, менее 10 кг/т, глубина дополнительного обескислороживания близка к нулю.

С целью проверки возможности уменьшения числа проскоков кислорода при барботажной додеаэрации был проведен опыт при частично прикрытой задвижке на выпаре, в котором расход барботажного пара составлял довольно значительную величину (24,5 кг/т), а расход неконденсирующихся газов в выпаре был, повидимому,

несколько меньше расхода выделяющихся газов, т. е. опыт проводился при неустановившемся состоянии.

При явно недостаточном расходе выпара в указанном опыте, составлявшем менее 0,4%, происходило постепенное повышение концентрации удаляемых газов в верхней части деаэрационной колонки, которое по мере увеличения времени от начала опыта распространялось сверху вниз и приблизительно через один час, насколько примерно можно судить об этом по содержанию кислорода и свободной углекислоты на пятой тарелке (рис. 6 кривые 4_x, 4_к и 5_x), достигло последнего каскада.

Нарастание концентрации удаляемых газов в греющем паре по высоте деаэрационной колонки и соответствующее увеличение парциального давления их обусловили постепенное снижение температур выпара (кривая 1) и деаэрируемой воды на пятой тарелке как со стороны подвода конденсата, так и со стороны подвода химически очищенной воды (кривые 2_к и 2_х). Одновременно с этим имело место непрерывное увеличение на этой же тарелке концентрации кислорода и особенно сильно свободной углекислоты (кривые 4_к, 4_х и 5_х); уже приблизительно через 70 мин. после начала опыта концентрация углекислоты существенно превышала начальную концентрацию. Следовательно, в этих условиях в основной части деаэрационной колонки происходило обогащение деаэрируемой воды перечисленными газами, однако конечное содержание кислорода в деаэрируемой воде на выходе из бака-аккумулятора за все время опыта благодаря довольно интенсивному барботажу не превышало 0,015 мг/л, а свободная углекислота полностью отсутствовала. Дальнейшее продолжение опыта даже при наличии интенсивного барботажа повлекло бы за собой резкое ухудшение работы деаэратора, поскольку расход газов в выпаре был меньше расхода газов, подлежащих удалению при нормальной эксплуатации деаэратора.

Таким образом, при сравнительно продолжительном ухудшении работы деаэрационной колонки можно избежать полностью или частично устранить проскоки кислорода и свободной углекислоты, если применить достаточно мощную дополнительную барботажную деаэрацию воды в баке-аккумуляторе.

При наличии барботажной деаэрации воды в баке-аккумуляторе наблюдается перегрев ее по отношению к температуре насыщения, соответствующей давлению в деаэраторе (рис. 5, кривая 2). Величина этого перегрева воды почти прямо пропорциональна расходу барботажного пара³ и в отдельных случаях существенно снижает величину подпора воды перед питательным насосом. Правда, этот недостаток может быть несколько уменьшен путем соответствующего расположения барботажных устройств.

Наличие в питательной воде свободной углекислоты даже при небольшом содержании кислорода способствует, как известно, довольно интенсивной коррозии питательного тракта. В литературе имеется указание, что в существующих де-

³ На барботаж поступал перегретый пар при температуре 210–260° С.

аэраторах без применения дополнительной барботажной деаэрации в баке-аккумуляторе якобы нельзя получить полного удаления свободной углекислоты. Действительно, в части опытов при отсутствии барботажа в деаэрированной воде имелась свободная углекислота в пределах $0,2 \div 5,0$ мг/л, при этом давление в деаэраторе не превышало 1,16 ата, а расход выпара—в основном 1,5%.

Опыт с давлением в деаэраторе, близким к расчетному (1,2 ата), позволивший существенно увеличить, несмотря на полное отключение барботажной додеаэрации, расход выпара, показал, что во всех пробах воды на выходе из бака-аккумулятора имело место устойчивое розовое окрашивание при введении в них нескольких капель фенолфталеина. Это свидетельствовало о практически полном отсутствии свободной углекислоты и в данных условиях о частичном распаде бикарбоната натрия. Затем были поставлены три дополнительных опыта при примерно том же давлении и расходе выпара, что и в первом опыте, но различных гидравлических нагрузках и различном отношении расходов конденсата и химически очищенной воды. Кроме того, с целью выяснения влияния резких изменений подачи химически очищенной воды на эффективность работы деаэратора и, в частности, на полноту удаления свободной и связанной углекислоты был проведен четвертый дополнительный опыт, в котором подача химически очищенной воды резко менялась через каждые 20 мин., как показано на рис. 7, но давление в деаэраторе искусственно поддерживалось примерно постоянным, близким к 1,2 ата. Результаты анализов показали, что в этих опытах, при отсутствии барботажа, деаэрированная вода не содержала свободной углекислоты, а разложение бикарбоната натрия находилось в пределах $10 \div 20\%$.

По литературным данным⁴ эффективность процесса распада бикарбонатов определяется в основном температурой, при которой происходит дегазация, длительностью кипячения воды и интенсивностью удаления свободной углекислоты, в свою очередь зависящего от интенсивности перемешивания воды. Даже при отсутствии барботажной деаэрации распад бикарбоната натрия должен иметь место в момент падения воды на поверхность уровня в баке-аккумуляторе, а также во время кратковременных снижений давления в деаэраторе, сопровождающихся, как известно, большим или меньшим вскипанием верхнего слоя воды. Помимо этого, чем больше расход выпара, тем выше средняя температура воды в деаэраторной колонке, что благоприятствовало

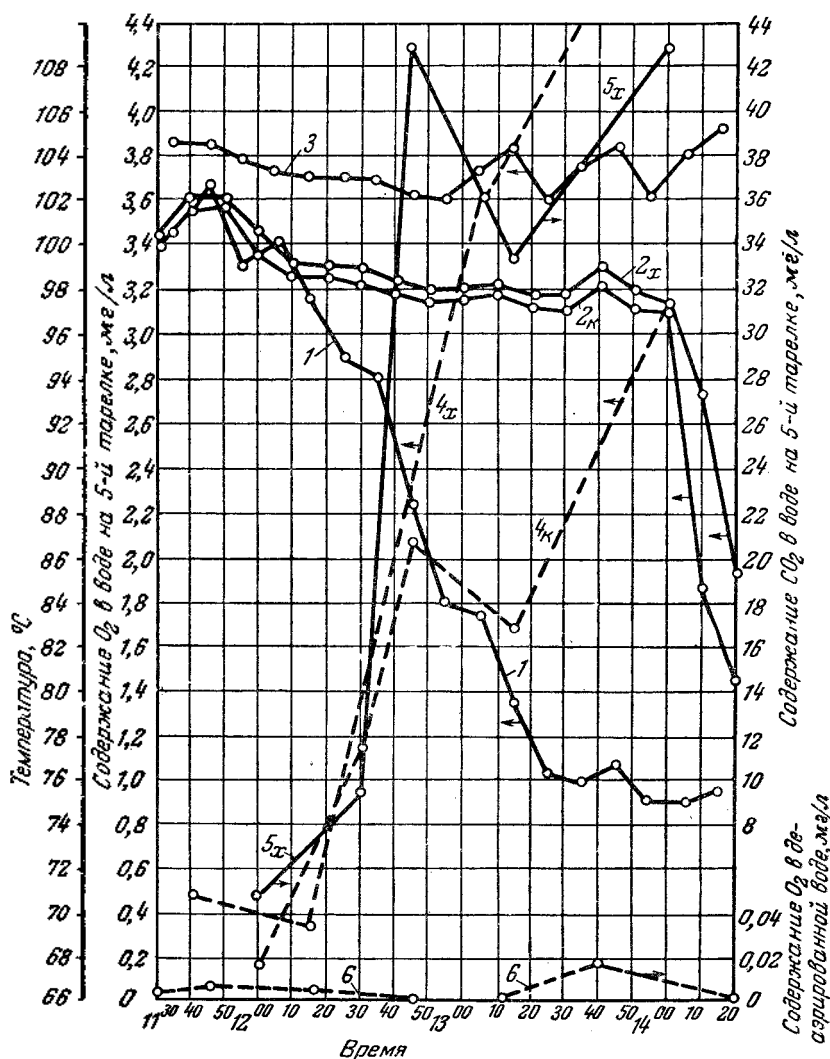


Рис. 6. Изменение показателей работы деаэратора в течение опыта.

1—температура выпара; 2—температура воды на пятой тарелке; 3—температура деаэрированной воды; 4—содержание кислорода в воде на пятой тарелке; 5—содержание углекислоты в воде на пятой тарелке; 6—содержание кислорода в деаэрированной воде, мг/л. Индекс х означает—со стороны подачи химически очищенной воды; индекс к—со стороны подачи конденсата.

разложению бикарбоната натрия в пяти рассматриваемых опытах, проведенных, как уже отмечалось выше, при отсутствии барботажной додеаэрации воды в баке-аккумуляторе. Следует отметить, что бикарбонатная щелочность исходной воды в этих опытах была не ниже 0,66 мэкв/л.

При дополнительной деаэрации степень распада NaHCO_3 в наших условиях зависела глав-

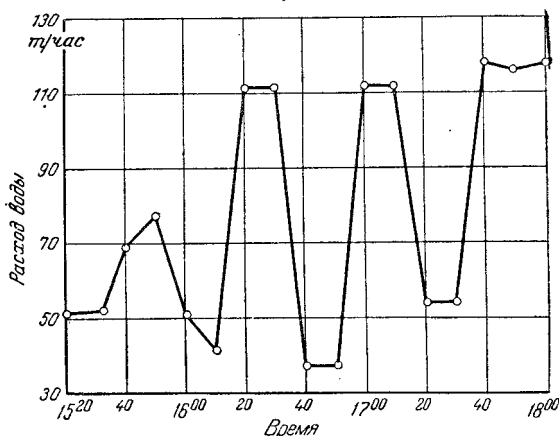


Рис. 7. Изменение расхода химически очищенной воды в течение опыта.

⁴ См., например, М. С. Шкроб, Водоподготовка, Госэнергоиздат, 1950.

ным образом от удельного расхода барботажного пара и, как это теперь вполне понятно, от расхода выпара (рис. 5, кривые 3). На последнее обстоятельство при проведении экспериментов и испытаний промышленных деаэраторов с целью определения эффективности распада бикарбонатов до сих пор не обращалось внимания, что приводило к значительному расхождению данных о степени разложения бикарбонатов при одном и том же расходе барботажного пара.

Как видно на рис. 5 (кривые 3), опытные данные по распаду NaHCO_3 резко разделились в зависимости от расхода выпара. Помимо этого

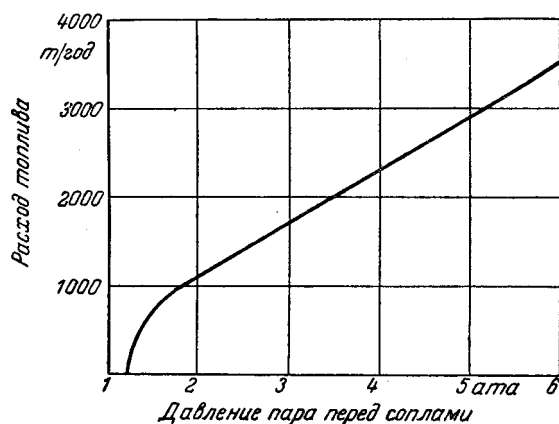


Рис. 8. Увеличение расхода условного топлива по электростанции в зависимости от давления барботажного пара.

верхняя кривая, относящаяся к повышенным расходам выпара, более 1,2%, не проходит через начало координат. Это также свидетельствовало о возможности частичного разложения бикарбоната натрия при отсутствии дополнительной барботажной деаэрации. Напротив, нижняя кривая проходит через начало координат и, повидимому, соответствует тем условиям опытов, на основании которых отдельными специалистами был сделан вывод, что разложение NaHCO_3 может быть достигнуто только путем устройства дополнительной барботажной деаэрации в баке-аккумуляторе. Указанный вывод справедлив для ненормальных условий работы деаэратора, которые имеют место при заведомо заниженном расходе выпара.

Из рассмотрения рис. 5 (кривые 3) также следует, что относительно глубокий распад бикарбоната натрия, порядка 40%, достигался только при довольно высоком удельном расходе барботажного пара, составлявшем 18—20 кг/т, что связано с существенным снижением экономичности станции.

Рассмотрим вопрос о целесообразности устройства дополнительной барботажной деаэрации в баках-аккумуляторах с целью разложения бикарбонатов применительно к условиям данной станции, на которой концентрация свободной углекислоты в паре составляет 8—12 мг/л.

Среднемесячная бикарбонатная щелочность питательной воды по всем деаэраторам колеблется в диапазоне от 0,26 до 0,30 мг-экв/л, а по деаэраторам № 1—3, работающим со значитель-

ным добавлением химически очищенной воды, около $0,29 \div 0,43$ мг-экв/л, в среднем 0,36 мг-экв/л*.

При повышении давления в деаэраторе до расчетной величины 1,2 атм и обеспечении устойчивого выпара в пределах 2—3% от расхода греющего пара даже при отсутствии барботажной деаэрации можно получить разложение бикарбонатов на 15—20% и соответственно снижение концентрации свободной углекислоты в паре — примерно на 1,2—1,6 мг/л.

Если же применить дополнительную барботажную деаэрацию в баках-аккумуляторах № 1—3, то, как уже указывалось выше, при расходе барботажного пара 18—20 кг/л разложение бикарбонатов составит около 40% и соответственно снижение содержания свободной углекислоты — примерно на 3,1 мг/л против 1,2—1,6 мг/л при отсутствии барботажа в баках-аккумуляторах, но при правильной эксплуатации деаэрационной колонки. Отсюда следует, что эффективность барботажной деаэрации применительно к рассматриваемым условиям крайне низка и практически ни в какой мере не оправдывает затраченных на нее средств.

Для более полного освещения поставленного вопроса с помощью понятия о коэффициенте ценности тепла был определен дополнительный расход топлива, связанный с осуществлением барботажной деаэрации по описанной выше схеме (рис. 1 и 2) только в баках деаэраторов № 1—3.

Как видно на рис. 8, ежегодный дополнительный расход условного топлива по станции вследствие применения барботажной деаэрации в баках-аккумуляторах даже при очень малом давлении перед соплами, порядка 1,9—2,0 атм, составляет довольно большую величину, около 1 000 т, которая увеличивается в 3½ раза при повышении давления перед соплами до 6 атм.

Выводы

1. При наличии условий в отношении качества исходной воды, сходных с рассматриваемыми (бикарбонатная щелочность $0,66 \div 1,16$ мг-экв/л, содержание кислорода $3,4 \div 6,9$ мг/л и свободной углекислоты — $4,0 \div 14,5$ мг/л) или близких к ним, дополнительная барботажная деаэрация воды в баке-аккумуляторе мало эффективна и, следовательно, применение этого мероприятия в указанных условиях, если оно связано с энергетическими потерями, нецелесообразно.

2. На эффективность работы как обычного деаэратора, так и деаэратора с барботажным устройством решающее влияние оказывает расход выпара, поэтому оценка работы деаэраторов при отсутствии данных о расходе выпара может привести к ошибочным выводам.

3. Присоединение выпарных линий атмосферных деаэраторов к общему коллектору нецелесообразно, поскольку в отдельных случаях может иметь место опрокидывание выпара одного из деаэраторов, т. е. поступление паровоздушной смеси из коллектора в этот деаэратор.

* Часть деаэраторов на рассматриваемой электростанции работает на чистом конденсате.



О разрежении в конденсаторе как показателе работы конденсационной установки

Доктор техн. наук Л. Д. Берман

Основным назначением конденсационного устройства является, как известно, понижение конечной температуры пара в цикле паросиловой установки. Поскольку же отработавший в турбине пар бывает, как правило, влажным и его температура однозначно определяется давлением в конденсаторе, величина этого давления p_k полностью характеризует эффективность работы конденсационной установки с точки зрения выполнения указанного ее назначения. Однако в технической литературе, нормативных материалах и эксплуатационной отчетности электростанций величина давления p_k является не единственным и даже, более того, не наиболее часто применяющимся показателем работы конденсационных установок. Значительно более широко используется для характеристики и оценки эффективности работы конденсационных установок величина разрежения, или вакуума V , выраженного в процентах.

Несмотря на насчитывающее уже десятилетие широкое практическое использование величины V , в теплотехнической литературе до настоящего времени нет единообразного и четкого ее определения, как нет и достаточного обоснования целесообразности применения этой величины в качестве показателя работы конденсационных установок.

В физике под разрежением понимается разность между атмосферным (барометрическим) и абсолютным давлениями, когда последнее ниже атмосферного¹, т. е. разность

$$H = B - h_k = B - 735,6 p_k \text{ мм рт. ст.},$$

где B — барометрическое давление, мм рт. ст.;

h_k — абсолютное давление, мм рт. ст.;

p_k — то же, *ата*.

Если отнести величину H , непосредственно измеренную с помощью ртутного вакуумметра, к барометрическому давлению B , то получим разрежение, выраженное в долях или процентах:

$$V = \frac{H}{B} \cdot 100\%. \quad (1)$$

Такое определение величины V было принято в свое время и для конденсаторов паровых турбин. Например, „Правила эксплуатации турбогенераторов“, принятые 4-м Всесоюзным теплотехническим съездом², предписывали относить измеренное разрежение к наблюдаемому барометрическому давлению и одновременно указывать величину последнего, с тем чтобы по значению V можно было определить и величину абсолютного давления в конденсаторе.

¹ Комитет технической терминологии АН СССР предлагает для этого понятия также термин „вакуумметрическое давление“ и не рекомендует пользоваться для него термином „вакуум“. См., Терминология термодинамики, изд. АН СССР, 1952.

² „Известия теплотехнического института“ 1928, № 3(36).

Но наряду с этим в литературе и на практике получили распространение также и другие способы определения величины V .

Проф. А. А. Радциг³, приводя в своей книге формулу (1), в то же время рекомендовал при неопределенных условиях, например при выдаче гарантий расхода пара на турбину, когда барометрическое давление не задано, относить разрежение в конденсаторе к нормальной (физической) атмосфере, т. е. к давлению 760 мм рт. ст., условно принятому за 100%.

Если это предположение носило ограниченный характер, касаясь лишь тех случаев, когда действительное барометрическое давление неизвестно, то другие авторы рекомендовали уже применять такой способ подсчета V и по данным измерений на действующих установках, т. е. для случаев, когда барометрическое давление B известно, пользуясь при этом формулой

$$V = \frac{B_0 - (B - H)}{B_0} \cdot 100 = \frac{B_0 - 735,6 p_k}{B_0} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где B_0 — давление, принятое за 100%, мм рт. ст.

Предлагалось также пользоваться различными способами определения V для конденсатора и воздушного насоса. Так, например, в той же книге А. А. Радцига приводится предложение пользоваться следующими двумя различными способами подсчета выраженного в процентах разрежения V : для конденсатора с целью сохранения определенной связи между разрежением и температурой отработавшего пара — всегда пользоваться формулой (2), принимая B_0 равным физической атмосфере, а для воздушного насоса — формулой (1).

Разноречивость указаний в отношении способа подсчета разрежения V сохраняется и в более поздних источниках. В инструктивных материалах Орггрэс⁴ и в ряде книг, предназначенных для эксплуатационного персонала электростанций⁵, указывается, что для определения V следует пользоваться формулой (2), принимая $B_0 = 760$ мм рт. ст., тогда как в справочной и учебной литературе⁶ приводится формула (1). Наконец, в материалах Технического управления Министерства фигурирует уже третий вариант определения V : в эксплуатационной отчетности электростанций должна указываться согласно инструкции Тех-

³ А. А. Радциг, Теория и расчет конденсационных установок, Госиздат, 1930.

⁴ Орггрэс, Руководящие указания по контролю за работой конденсационных установок, Госэнергоиздат, 1945.

⁵ В. И. Бункин, Экономия тепла и борьба с потерями в паротурбинных установках, Госэнергоиздат, 1947; его же, Эксплуатация паротурбинных установок, Госэнергоиздат, 1950.

⁶ А. М. Комаров и В. В. Лукницкий, Справочник для теплотехников электростанций, Госэнергоиздат, 1949; В. П. Блюдов, Конденсационные устройства паровых турбин, Госэнергоиздат, 1951.

управления величина разрежения, отнесенная к технической атмосфере, т. е. подсчитанная по формуле (2) при $B_0 = 735,6$ мм рт. ст.

Если в случае применения формулы (2) замена $B_0 = 760$ мм рт. ст. на $B_0 = 735,6$ мм рт. ст. сравнительно мало сказывается на подсчитанной величине разрежения V , то разница в значениях V , подсчитанных по формуле (2) при указанных значениях B_0 и по формуле (1), может достигать уже заметной величины. К тому же формула (1) дает для одного и того же давления в конденсаторе p_k значения V , различающиеся в зависимости от барометрического давления на 1—2%, а при некоторых условиях, например для энергопоездов, работающих с небольшим разрежением в конденсаторе, — на еще большую величину. Поэтому у эксплуатационного персонала нередко возникает вопрос, каким же из указанных способов подсчета разрежения следует пользоваться, чтобы правильно судить по величине V о качестве работы конденсационной установки. Как будет видно из дальнейшего, вопрос может быть поставлен и шире — нужно ли вообще пользоваться для указанной цели величиной разрежения, выраженного в процентах.

Нетрудно видеть, что формула (2) при подстановке в нее постоянного заданного значения B_0 (760 или 735,6 мм рт. ст.) дает величину V , не зависящую от действительного барометрического давления, а однозначно определяющуюся абсолютным давлением в конденсаторе p_k . Иначе говоря, величина V оказывается при этом лишеной определенного физического смысла, который ей придается при использовании формулой (1), и представляет собой лишь видоизмененное выражение для абсолютного давления в конденсаторе.

Вследствие этого отсутствуют и какие-либо объективные основания для выбора того или иного значения давления B_0 в формуле (2). Выбор этот может производиться исключительно из соображений практического удобства. Поскольку p_k выражается обычно в технических атмосферах, оказывается более удобным принимать $B_0 = 735,6$ мм рт. ст., так как при этом

$$V = (1 - p_k) \cdot 100\%,$$

и легче переходить от p_k к V или обратно, чем при другом значении B_0 .

Однако ни по существу, ни по каким-либо чисто практическим соображениям нет нужды в двух способах — прямом и косвенном — для выражения одной и той же величины — давления в конденсаторе, и поэтому величина V , подсчитанная по формуле (2), оказывается попросту излишней. Она не вносит и не может вносить по самому ее определению ничего нового для характеристики работы конденсационной установки сравнительно с величиной p_k .

Рассмотрим теперь, обладает ли преимуществами использование в качестве показателя работы конденсационной установки величины разрежения, отнесенного к действительному барометрическому давлению, т. е. подсчитанного по формуле (1).

Иногда указывают, что в этом случае величина V характеризует степень совершенства

удаления воздуха из конденсатора или же эффективность работы конденсационной установки, так как отражает влияние барометрического давления на работу вспомогательных устройств, главным образом воздушного насоса, сжимающего отсасываемый из конденсатора воздух до атмосферного (барометрического) давления. При этом полагают, что разрежение V характеризует работу конденсационной установки, а абсолютное давление в конденсаторе p_k определяет условия работы турбины.

Такие утверждения связаны с представлением, что работа конденсационной установки зависит от барометрического давления, вследствие чего к нему и следует относить выраженную в процентах величину разрежения в конденсаторе. Однако, если иметь в виду современные турбоагрегаты, то с таким обоснованием применения величины V , подсчитанной по формуле (1), в качестве показателя работы конденсационной установки нельзя согласиться.

В условиях современной паротурбинной установки с поверхностным конденсатором лишь эжектор связывает находящееся под разрежением пространство конденсатора с атмосферой. При стационарном режиме работы установки эжектор в любом случае полностью отсасывает из конденсатора все количество проникающего в него воздуха, с той, однако, разницей, что в зависимости от количества этого воздуха и ряда других условий меняется давление всасывания эжектора p_2 , с которым давление в конденсаторе связано простой зависимостью:

$$p_k = p_2 + \Delta p,$$

где Δp — паровое сопротивление конденсатора.

Поэтому изменение барометрического давления лишь в том случае могло бы сказаться на эффективности работы конденсационной установки, если бы давление всасывания p_2 первой ступени эжектора зависело от противодавления p_3 за его последней ступенью, практически равного $p_B = \frac{B}{735,6}$ ата.

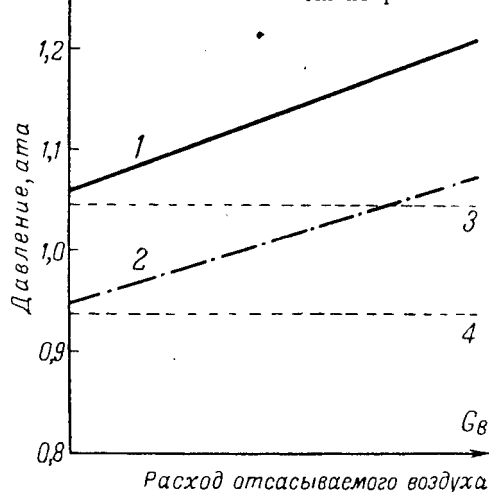
Но, как было показано в работах ВТИ⁷, при выхлопе пароструйного эжектора в атмосферу изменение барометрического давления нормально не отражается на давлении всасывания первой ступени. При неизменном давлении p_1 рабочего пара эжектор всегда работает с постоянным (критическим) расходом рабочего пара через сопла, и изменение противодавления $p_3 = p_B$ при работе эжектора в пределах рабочего участка его характеристики приводит лишь к перераспределению располагаемой энергии эжектирующего пара между полезной работой сжатия отсасываемой паровоздушной смеси и потерями в аппарате, никак не сказываясь на производительности эжектора и на давлении всасывания p_2 , а следовательно, и на давлении в конденсаторе p_k .

Изменение барометрического давления может отражаться на давлении всасывания эжектора, когда „предельное противодавление“ $p_{3(пр)}$ его последней ступени оказывается ниже действительного противодавления p_B . Даже и в случае,

⁷ Л. Д. Берман, „Электрические станции“, 1949, № 7.

когда $p_{3(пр)} < p_B$, величина барометрического давления не всегда оказывает влияние на давление всасывания первой ступени многоступенчатого эжектора, но поскольку при этом все же возможны повышение давления всасывания и неустойчивая работа эжектора, правильно выполненный аппарат имеет обычно такие размеры, что при исправном

Рис. 1. Предельное и действительное противодавления последней ступени эжектора.



1 — предельное противодавление при нормальных условиях; 2 — предельное противодавление при неправильно выбранных размерах эжектора или пониженном против нормального расходе рабочего пара; 3 — действительное противодавление при $B = 770$ мм рт. ст.; 4 — действительное противодавление при $B = 690$ мм рт. ст.

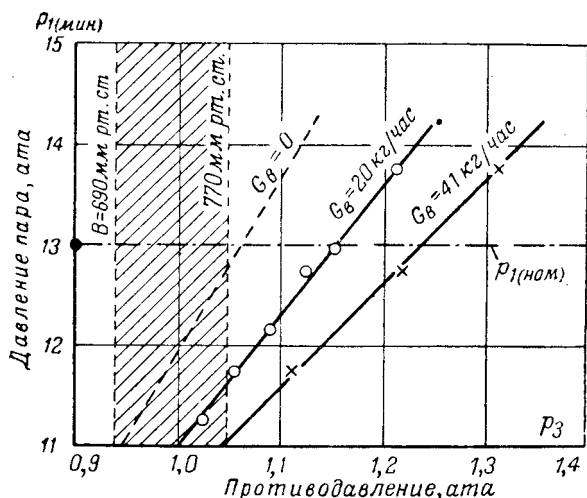


Рис. 2. Минимально допустимое давление рабочего пара перед 2-й ступенью для одного из промышленных двухступенчатых эжекторов (номинальное давление пара 13 ата).

его состоянии и нормальном расходе рабочего пара предельное противодавление последней ступени всегда выше атмосферного давления, причем $p_{3(пр)}$ тем более превосходит p_B , чем выше расход отсасываемого воздуха G_v (рис. 1).

Давление рабочего пара p_1 , определяющее и его расход, выбирается обычно с некоторым запасом, вследствие чего независимость давления всасывания эжектора от противодавления сохраняется и при понижении p_1 в определенных до-

пустимых пределах. Этот запас возрастает при прочих неизменных условиях с понижением барометрического давления (рис. 2), на что интересно обратить внимание в связи с тем, что вопрос о влиянии барометрического давления на работу конденсационной установки иногда возникает при расположении электростанции в высокогорном районе с низким барометрическим давлением. Теоретические и опытные данные свидетельствуют о том, что даже при несколько пониженном, а тем более при нормальном давлении рабочего пара p_1 уменьшение барометрического давления не отражается на давлении всасывания эжектора.

Из сказанного следует, что в нормальных условиях эффективность работы конденсационной установки не зависит от барометрического давления и что величина абсолютного давления в конденсаторе не только является одним из факторов, определяющих условия работы турбины, но и достаточно полно характеризует качество работы самой конденсационной установки.

Пользоваться как показателем работы конденсационной установки величиной разрежения V , отнесенного к фактическому значению барометрического давления, т. е. применять формулу (1), дающую при одном и том же давлении в конденсаторе различные значения V в зависимости от барометрического давления, нет поэтому никаких оснований. Более того, такой показатель практически непригоден для паротурбинной электростанции, так как, меняясь при изменении барометрического давления и неизменных прочих условиях, он создает ложное представление об улучшении или ухудшении работы конденсационной установки, лишь затрудняя этим правильную оценку ее работы.

Таким образом, для современных турбоагрегатов величина разрежения в конденсаторе, выраженная в процентах, в лучшем случае не вносит ничего нового, лишь дублируя величину абсолютного давления в конденсаторе, а в худшем случае может даже вводить в заблуждение, создавая неправильное представление о работе конденсационной установки. Поэтому от привычной, но практически ненужной величины „разрежения (вакуума) в процентах“ следует как в эксплуатационной отчетности электростанций, так и во всех других случаях, когда она применяется для характеристики работы конденсационных установок, отказаться, сохранив только один показатель — абсолютное давление в конденсаторе p_k , как это уже совершенно правильно принято у нас в последнее время при построении эксплуатационных характеристик конденсационных установок⁸. Такое решение внесет большую четкость и снимет возникающие иногда бесплодные споры на тему о том, какая из предложенных в литературе формул для определения „разрежения (вакуума) в процентах“ лучше или обоснованнее для конденсаторов паровых турбин.

⁸ Техотдел МЭС, Типовые энергетические характеристики турбоагрегатов, Госэнергоиздат, 1946; Инструкция по проведению эксплуатационных испытаний паровых турбин на электростанциях, Госэнергоиздат, 1948.

Новая диаграмма для определения вибрационных характеристик лопаток паровых турбин

Инж. П. С. Колендовский и инж. М. А. Цейтлин

В большинстве энергосистем для контроля вибрационных характеристик лопаток принято пользоваться графическим изображением критических скоростей пакета (или отдельной лопатки) в зависимости от частоты возмущающих сил, так называемой диаграммой Кэмпбела. В связи с тем, что диаграмма Кэмпбела не отвечает современным требованиям и не является достаточно удобной для практической работы по улучшению вибрационной надежности лопаток, в системе Донбассэнерго была разработана новая графическая зависимость $f_{дин}$ от n многих ступеней, которая ниже именуется диаграммой Донбассэнерго.

Для сравнения на рис. 1 приводятся диаграммы Кэмпбела и Донбассэнерго (по измерениям 1950 и 1952 гг.), построенные в одном и том же масштабе, для одной турбины (36 тыс. кет).

Даже при беглом сопоставлении указанных диаграмм наглядно видны преимущества диаграммы Донбассэнерго перед диаграммой Кэмпбела. Последняя дает функциональную зависимость динамической частоты колебаний пакетов лопаток от частоты возмущающих сил на диапазоне от 0 до 50 об/сек и выше. Эта зависимость дается в одном масштабе как для начальной, так и для рабочей скоростей вращения турбины.

Однако, если лопатки даже и попадут в резонанс при малых скоростях вращения, то это не

может быть опасным вследствие непродолжительной работы турбины на этих скоростях. Кроме того, при режиме пуска величина паровых импульсов, вызывающих колебания лопаток, очень мала, а при режиме остановки эти импульсы вообще отсутствуют.

Поэтому для проверки условий надежной эксплуатации лопаток более всего важен рабочий диапазон частот, т. е. 50 ± 1 гц. Между тем часть диаграммы Кэмпбела, относящаяся к пониженной скорости вращения турбины, занимает большую часть поля.

Нанести на одну и ту же диаграмму Кэмпбела данные испытаний одной только турбины за несколько лет практически невозможно, так как сливаются линии динамических частот различных пакетов. Это видно из сопоставления на рис. 1 диаграммы Донбассэнерго за 2 года и диаграммы Кэмпбела только за 1 год (кроме 27-й ступени, показанной за 2 года).

Диаграмма Донбассэнерго дает возможность не только зафиксировать в простой и наглядной форме резонансные числа колебаний пакетов лопаток многих ступеней для различных кратностей, и для рабочей скорости вращения, т. е. на режиме длительной работы лопаток, но и служит

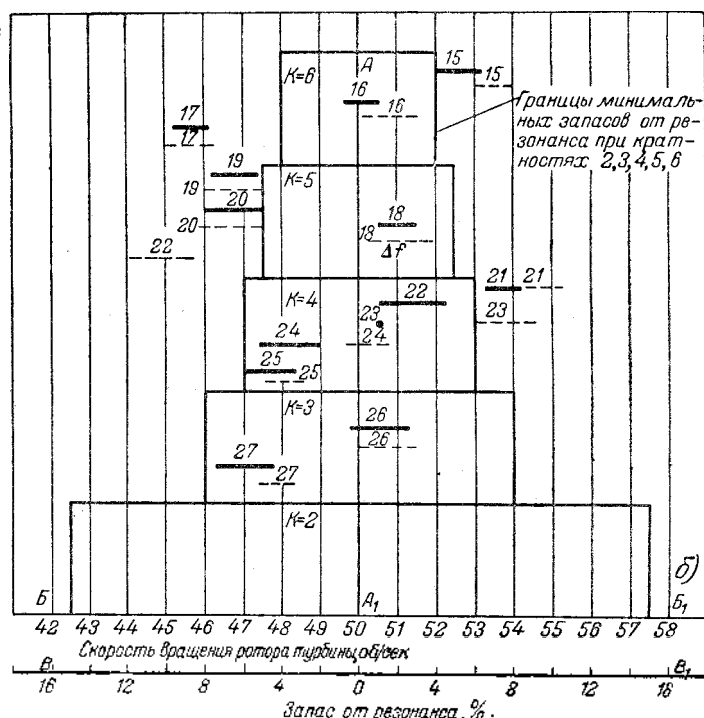
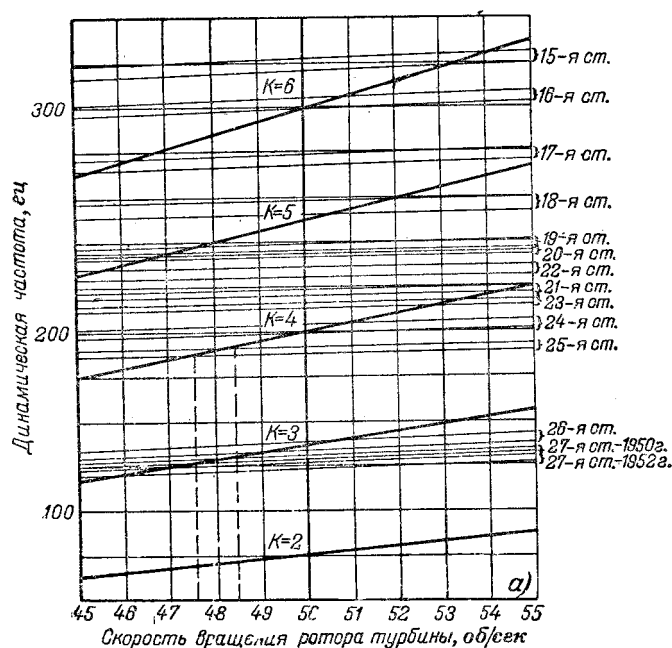


Рис. 1. Диаграмма Кэмпбела (а) и диаграмма Донбассэнерго, построенная по измерениям 1950 и 1952 гг. (б).

не менее удобным средством для контроля за изменением частоты пакетов в зависимости от продолжительности работы их и тем самым дает возможность проследить тенденцию в изменении частот и, следовательно, своевременно наметить пути к улучшению положения.

Кроме того, на диаграмме видно, какие ступени могут войти в резонанс при понижении или повышении частоты возмущающих сил в пределах, встречающихся на практике (49—51 гц).

Наконец, диаграмма в простой и наглядной форме показывает допустимые границы резонансных колебаний пакетов для различных кратностей, процент запаса от указанных границ, а также разброс частот по пакетам.

Диаграмма Донбассэнерго строится следующим образом (рис. 1, б). На горизонтальной прямой BB_1 откладывается в масштабе резонансная скорость вращения ротора турбины (в об/сек). Вертикальная линия A_1 соответствует рабочей скорости вращения ротора турбины (в об/сек). На прямой BB_1 откладываются запасы от резонанса (в процентах от рабочей скорости вращения).

Каждый прямоугольник на диаграмме соответствует определенной кратности ($K=2,3...6$), вертикальные линии показывают границы минимальных запасов от резонанса при данной кратности K . Эти запасы, как известно, равны:

при $K=2$	не менее 15%
• $K=3$	8%
• $K=4$	6%
• $K=5$	5%
• $K=6$	4%

На основании измерений статических частот тангенциальных колебаний первого тона пакетов ступени производится подсчет резонансных скоростей вращения для $f_{мин}^{стат}$ и $f_{макс}^{стат}$ данной ступени по формуле

$$n_{мин} = \frac{f_{мин}^{стат}}{\sqrt{K^2 - B}}; \quad n_{макс} = \frac{f_{макс}^{стат}}{\sqrt{K^2 - B}},$$

где K — кратность колебаний;

B — скоростной коэффициент ($B = 0,72 \frac{D_{ср}}{L_{ак}}$;

$D_{ср}$ — средний диаметр рабочей ступени;
 $L_{ак}$ — активная высота лопатки).

Резонансные числа $n_{мин}$ и $n_{макс}$ наносятся на диаграмму в соответствующую зону кратности и соединяются горизонтальной прямой, которая и дает характеристику ступени.

Разброс частот по пакетам определяется длиной отрезка этой прямой линии (Δf).

Таким образом, на диаграмму наносится характеристика всех ступеней данной турбины для данного года. Все последующие измерения по этой турбине наносятся на ту же диаграмму для удобства контроля путем прямого сопоставления.

В системе Донбассэнерго испытания выполняются при помощи вибрационной установки типа ЦЛЭМ—Мосэнерго. Перед работой прибор про-

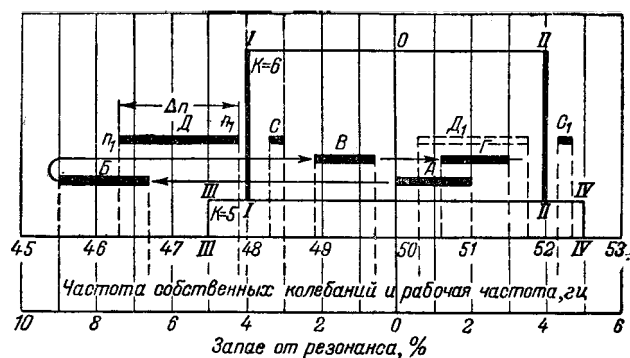


Рис. 2. Диаграмма Донбассэнерго для 15-й ступени РВД турбины 50 тыс. квт, 3000 об/мин.

О-О — рабочая скорость вращения при 50 гц (запас от резонанса, 0%);
 I-I и II-II — границы минимальных запасов от резонанса для 6-й кратности (запас $\pm 4\%$); III-III и IV-IV — то же, для 5-й кратности (запас $\pm 5\%$);
 $\frac{\Delta n}{n_1} \cdot 100\%$ — разброс частот по пакетам.

ходит проверку в электролаборатории районного управления, где в основном уточняется правильность показаний частотомера по контрольному прибору класса 0,2 и дается поправка на частоту.

Ниже приводятся некоторые данные испытаний и данные по отстройке ступеней, работающих в резонансе.

На рис. 2 изображена диаграмма Донбассэнерго для рабочих лопаток 15-й ступени турбины высокого давления 50 тыс. квт, 3000 об/мин по измерениям 1950—1952 гг.

Указанная ступень на всех турбинах этого типа является вибрационно ненадежной. Ступень состоит из 20 пакетов, по 11 лопаток каждый. Лопатки имеют Т-образный хвост и связаны ленточным бандажом толщиной 2 мм. Средний диаметр диска — 198 мм, активная длина лопаток — 208 мм, скоростной коэффициент — 3,14.

В 1950 г. при осмотре ступени были обнаружены трещины на бандажах. Вибрационные характеристики показали, что ступень работала в резонансе при 6-й кратности (А на рис. 2). Разброс частот по пакетам составил 1,73%.

Для настройки данной ступени старые ленточные бандажи были удалены, лопатки у шипов подпилены и установлены новые бандажи той же толщины. Это мероприятие дало положительные результаты: частота пакетов снизилась на 6—7% запас от резонанса увеличился до 7—6% при 6-й кратности, что удовлетворяет существующим нормам (Б).

Из диаграммы видно, что частоты пакетов ушли «влево» от рабочей частоты, т. е. в сторону уменьшения резонансной скорости вращения, тем самым увеличив процент запаса от резонанса.

Дальнейшая эксплуатация турбины показала, что пакеты данной ступени имеют тенденцию передвигаться «вправо» по диаграмме, так как вскрытием турбины при капитальном ремонте 1951 г. и снятием вибрационных характеристик было обнаружено следующее:

а) динамическая частота пакетов равна 293—298 гц и, следовательно, ступень работала в резонансе при 6-й кратности В;

б) часть бандаж пакета № 20 сорвана, одна лопатка сломана в хвостовой части: характер излома — вибрационная усталость металла.

Припайкой лопаток к бандажу удалось увеличить минимальный запас от резонанса до 1,4%. Однако получить удовлетворительную характеристику не удалось (группа Г). Необходимо было перелопатить ступень, но из-за отсутствия лопаток этого произведено не было.

В 1952 г., т. е. через год работы, во время капитального ремонта были обнаружены четыре поломанные лопатки этой ступени. Характер износа — вибрационная усталость металла. Во время работы турбины обнаружить этот дефект не представлялось возможным, так как вылетели лопатки, расположенные диаметрально противоположно друг другу, и это не увеличило вибрацию агрегата.

После перелопачивания ступени в 1952 г. и установки новых бандажей были вновь сняты вибрационные характеристики ступени, которые показали следующее (С и D):

а) все 20 пакетов ступени могут быть разбиты на 2 группы, а именно: группа С — пакеты № 1, 2, 3, 19 и 20, расположенные у замка ступени, и группа D — все остальные пакеты; статическая частота пакетов группы С составляет $277 \div 276$ гц и соответствующая резонансная скорость вращения $48,6 \div 48,5$ об/сек; для группы D — $f_{стат} = 275 \div 265$ и $n_{рез} = 48,0 \div 46,3$;

б) обе группы расположены на диаграмме «влево» от 50 гц, но группа D лежит вне опасной зоны, а группа С находится в зоне резонансных колебаний при 6-й кратности.

В целях повышения частоты лопатки пакетов группы С были припаяны к бандажам 45% серебряным припоем. Это увеличило их статическую частоту на 23 гц. Группа передвинулась «влево» (группа С₁) и вышла из зоны резонанса с запасом в 4,1%, что удовлетворяет нормам. Анализ расположения пакетов группы D на диаграмме Донбассэнерго показал, что то же мероприятие (припайка), если оно будет осуществлено, передвинет эту группу из положения D в положение D₁ на те же 20 ÷ 23 гц и, следовательно, введет данную группу пакетов в резонансную зону при 6-й кратности. Поэтому пропайка пакетов группы D не производилась, и они были оставлены с минимальным запасом от резонанса в 4,1%.

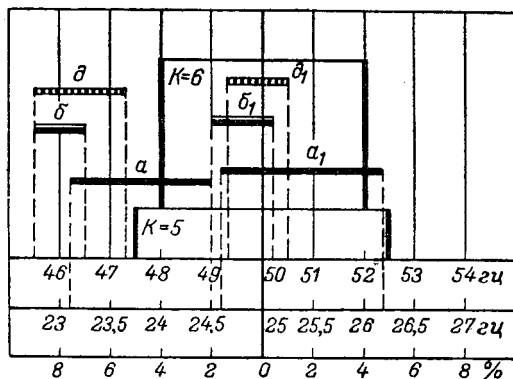


Рис. 3. Диаграмма Донбассэнерго—зависимость частоты пакетов лопаток от времени работы.

На рис. 3 изображена диаграмма Донбассэнерго для двух турбин по 50 тыс. квт, 3 000 об/мин. и для турбины АК-100 1 500 об/мин. На диаграмме позиции а и а₁ показывают, что

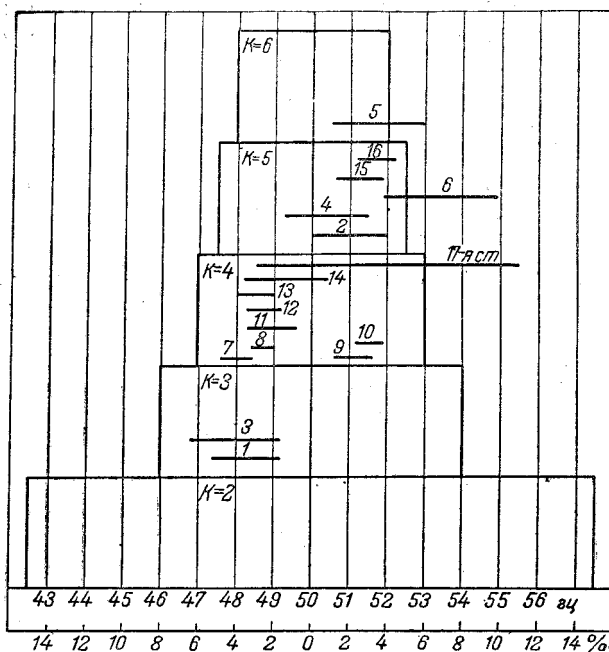


Рис. 4. Вибрационная диаграмма Донбассэнерго.

Номер ступеней на диаграмме	Ротор высокого (РВД) или низкого (РНД) давления	Номер ступеней на роторе	Число часов работы ступеней, тыс. час.	Скорость вращения ротора турбины, об/мин	Примечание
1	РНД	24	150	3 000	Однопоточный ротор
2	РНД	3	20	—	Двухпоточный ротор
3	РНД	7	20	—	
4	РНД	3	20	—	
5	РНД	19	20	—	Однопоточный ротор
6	РНД	21	20	—	
7	РНД	2	50	—	Двухпоточные роторы
8	—	2	50	—	
9	—	2	40	—	
10	—	2	40	—	
11	—	2	30	—	
12	—	2	30	—	
13	—	2	20	—	
14	—	2	20	—	
15	—	15	60	1 500	Одноцилиндровые турбины
16	—	15	60	1 500	
17	РНД	25	32	3 000	Однопоточный ротор

частоты пакетов 18-й ступени турбины АК-100 после одного года работы возросли с $f_{\text{дин}} = 138,6 \div 147$ гц до $f_{\text{дин}} = 147,6 \div 157,2$ гц ($n_{\text{рез}} = 23,1 \div 24,5$ до $n_{\text{рез}} = 24,6 \div 26,2$).

Позиции b и b_1 соответственно для 15-й ступени турбины — 50 тыс. кет; позиции d и d_1 для 15-й ступени другой турбины — 50 тыс. кет.

Однако надежность работы лопаток определяется не только степенью удаления динамической частоты собственных колебаний пакетов от резонанса с частотой возмущающих сил, а зависит от большого количества других факторов, как то: прочностных свойств металла, величины паровых импульсов, качества работ по установке облопачивания и т. д.

Такой вывод должен быть сделан на основе данных, которыми располагает энергосистема в результате трехлетних испытаний многих турбин.

Диаграмма рис. 4 и таблица показывают вибрационные характеристики многих ступеней турбин различных заводов, проработавших в системе от 20 до 150 тыс. час.

Несмотря на неудовлетворительные вибрационные характеристики, на всех этих ступенях не было ни одного случая поломки лопаток и обрывов бандажных связей. Поэтому при решении вопросов о необходимости замены облопачивания той или иной ступени турбины, нельзя руководство-

ваться только данными вибрационных испытаний, т. е. нельзя рассматривать эти данные как единственный фактор, определяющий надежность работы лопаток.

Данные вибрационных испытаний направляющих лопаток реактивных турбин могут служить показателем качества набора этих лопаток. Так, например, в системе были произведены измерения 13 ступеней направляющих лопаток реактивной турбины. Измерения показали, что на отдельных ступенях разброс частот по пакетам доходил до 19%. По нашему мнению, необходимо установить норму разброса частот по пакетам также и для направляющих лопаток, в пределах существующих в настоящее время для рабочих лопаток, т. е. 8%.

Выводы

Диаграмма Донбассэнерго имеет явные преимущества перед диаграммой Кэмпбела. Указанную диаграмму можно рекомендовать для всех электростанций, где производятся ежегодные вибрационные испытания лопаток паровых турбин. В этом случае диаграмма, как наиболее удобное графоаналитическое изображение вибрационных характеристик ступеней турбины, должна быть одним из элементов технической документации по капитальным ремонтам турбин.



Определение вибрационных характеристик лопаток паровых турбин по таблицам

Инж. И. З. Цыркин

При скоростном ремонте турбин существенную роль играет сокращение времени на каждую операцию ремонта. Это относится и к проводимой во время капитального ремонта работе по определению и настройке вибрационных характеристик рабочих лопаток, так как совмещение этой работы с другими работами по ротору турбины затруднительно.

Как известно, определение вибрационных характеристик рабочих лопаток по первому току тангенциальных колебаний сводится к экспериментальному определению статических частот пакетов, на основании чего вычисляются фактические запасы от резонанса. В зависимости от результатов этих вычислений делаются заключения о вибрационной надежности облопачивания или о необходимости его настройки (подпайка бандажных связей, подклейка шипов и т. д.).

Для ускорения ремонта вычисление запасов от резонанса следует проводить одновременно с экспериментальным определением статических частот. Это может быть выполнено очень просто с помощью расчетных таблиц, в которых указаны пределы частот, дающих удовлетворительную от-

стройку от первого тона тангенциальных колебаний при данных кратностях K колебаний лопаток. Такие расчетные таблицы могут быть заранее подсчитаны для всех испытываемых ступеней турбины.

Как известно, запас от резонанса подсчитывается по следующим формулам:

для получения запаса со знаком плюс

$$\Delta n = \frac{n_{\text{рез}} - n_{\text{раб}}}{n_{\text{раб}}} \cdot 100; \quad (1)$$

для получения запаса со знаком минус

$$\Delta n = \frac{n_{\text{раб}} - n_{\text{рез}}}{n_{\text{раб}}}, \quad (1a)$$

где $n_{\text{рез}}$ — резонансная для лопаток скорость вращения ротора, сек.;

$n_{\text{раб}}$ — рабочая скорость вращения ротора, сек.

Вибрационная характеристика лопаток по первому току тангенциальных колебаний считается удовлетворительной, если запас от резонанса не

Менее предусмотренного нормами, т. е. должно быть соблюдено условие:

$$\Delta n \geq \Delta n_{\text{норм.}}$$

Преобразуя формулы (1) и (1а) для $\Delta n_{\text{норм}}$ с учетом знака, находим ту предельную скорость вращения ротора $n_{\text{пр}}$, которая дает удовлетворительную вибрационную характеристику лопаток:

$$n_{\text{пр}} \geq \frac{n_{\text{раб}} (100 \pm \Delta n_{\text{норм}})}{100} \text{ об/сек.} \quad (2)$$

Для турбин с $n_{\text{раб}} = 3000$ об/мин

$$n_{\text{пр}} \geq \frac{100 \pm \Delta n_{\text{норм}}}{2}$$

Для турбин с $n_{\text{раб}} = 1500$ об/мин

$$n_{\text{пр}} \geq \frac{100 \pm \Delta n_{\text{норм}}}{4}$$

Отсюда получаются значения $n_{\text{пр}}$; например, для турбин с рабочей скоростью вращения $n_{\text{раб}} = 3000$ и 1500 об/мин (табл. 1).

Таблица 1

Значение K	$n_{\text{пр}}$, об/сек		
	$\Delta n_{\text{норм.}}$ %	$n_{\text{раб}} = 3000$ об/мин	$n_{\text{раб}} = 1500$ об/мин
$K = 3$	8	> 54	> 27
$K + 1 = 4$	6	< 47	$< 23,5$

Имея значения $n_{\text{пр}}$, подсчитываем статические частоты, дающие удовлетворительную вибрационную характеристику:

$$f_{\text{ст}} \geq n_{\text{пр}} \sqrt{K^2 - B}, \quad (3)$$

где B — скоростной коэффициент.

Результаты подсчетов сводятся в таблицу. Для низкочастотных ступеней турбин типов АТ-25 и

АП-25 ЛМЗ им. Сталина такие результаты приведены в табл. 2.

Таблица 2

Номер ступени турбины		Средний диаметр ступени $D_{\text{ср.}}$, мм	Активная длина лопаток $l_{\text{акт.}}$, мм	Скоростной коэффициент B	Кратности $\frac{K}{K+1}$	$\sqrt{K^2 - B}$	Статическая частота, дающая удовлетворительную отстройку от первого тона тангенциальных колебаний
АТ-25	АП-25	1310	260	2,62	3	2,53	> 137
					4	3,66	< 172 или > 194
					5	4,73	< 224
25	14	1414	364	1,80	3	2,68	> 145
					4	3,77	< 177 или > 200
					5	4,82	< 229
26	15	1550	500	1,23	2	1,666	$> 95,5$
					3	2,79	< 128 или > 150
					4	3,84	< 180

Графа значений величин $\sqrt{K^2 - B}$ дает возможность быстрого подсчета фактических запасов от резонанса для пакетов с максимальной и минимальными частотами, т. е. для расчета вибрационной характеристики испытанной ступени в целом.

Пользуясь такой таблицей при экспериментальном определении статических частот пакетов, можно немедленно после проверки какого-либо пакета определить, имеет ли он удовлетворительную отстройку от первого тона тангенциальных колебаний. В случае, если частота пакета имеет неудовлетворительное значение, пакет внимательно просматривается и сразу же решается вопрос о способе его отстройки.

Таким образом, к моменту окончания экспериментального определения статических частот уже будет известно, какие пакеты необходимо подвергнуть настройке и как эту настройку проводить.

Это даст возможность ремонтному персоналу приступить к настройке ступени, не откладывая, как обычно, проведение работ до получения результатов подсчетов.

Заметную помощь расчетные таблицы могут оказать при определении вибрационных характеристик большого числа ступеней или при большом числе пакетов в ступени.



Производство струнобетонных изделий на узких стендах

Инж. К. Б. Карташев

ОТ РЕДАКЦИИ

Внедрение напряженно-армированных железобетонных изделий и, в частности, струнобетонных балок и плит обеспечивает значительное уменьшение веса этих конструкций и экономию металла. Организация изготовления указанных изделий имеет ряд специфических особенностей по сравнению с изготовлением изделий из обычного сборного железобетона.

В статье К. Б. Карташева освещаются основные этапы технологического процесса изготовления струнобетонных балок и плит на установках, которые по производительности наиболее отвечают потребности и являются наиболее легко осуществимыми в условиях строительства отдельной электростанции или строительного треста.

Применение в строительном производстве напряженно-армированных железобетонных элементов и, в частности, струнобетонных балок и плит имеет большое экономическое значение, так как позволяет более эффективно использовать материалы по сравнению с обычным железобетоном и получать значительную экономию металла.

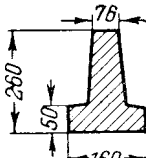
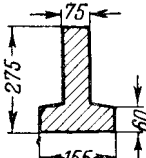
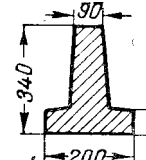
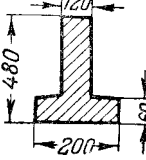
Особое внимание следует уделять широкому внедрению струнобетонных конструкций в строительную практику в связи с экономией мелко-сортного проката и более эффективным использованием высоких марок цемента. Эффективность струнобетона по сравнению с обычным сборным железобетоном можно видеть из сопоставления, приведенного в таблице.

Из сопоставления данных видно, что при одинаковых сечениях балок и одинаковых допускаемых изгибающих моментах расход арматуры

в струнобетонных балках в 6,3 раза меньше, чем в обычных железобетонных балках. При изготовлении более тяжелых струнобетонных балок (типа 2) получается экономия в сравнении с балками из обычного железобетона не только в арматуре, но и в бетоне. Таким образом, чем тяжелее балки и чем больше нагрузка на них, тем эффективнее становится изготовление их струнобетонными.

Изготовление струнобетонных конструкций состоит из ряда последовательных операций, требующих повышенной культуры в работе и тщательности исполнения. Основными операциями являются: заготовка арматуры, подготовка опалубки и укладка арматуры в нее, натяжение арматуры, приготовление и укладка бетона, отпуск натяжения арматуры и распалубка изделий.

Большое значение при изготовлении струно-

Тип	Струнобетонные балки из бетона марки 500	Сборные железобетонные балки из бетона марки 170
1	 <p> $M = 1,55 \text{ т} \cdot \text{м}$ Площадь бетона $F_b = 242 \text{ см}^2$ Площадь арматуры $F_a = 1,33 \text{ см}^2$ (25 стержней диаметром 2,6 мм) </p> <p>Вес продольной арматуры на 1 пог. м балки $Q_a = 1,04 \text{ кг}$</p>	 <p> $M = 1,52 \text{ т} \cdot \text{м}$ Площадь бетона $F_b = 2,46 \text{ см}^2$ Площадь арматуры $F_a = 8,41 \text{ см}^2$ (3 стержня диаметром 18 мм + +1 стержень диаметром 10 мм) </p> <p>Вес продольной арматуры на 1 пог. м балки $Q_a = 6,6 \text{ кг}$</p>
2	 <p> $M = 4,15 \text{ т} \cdot \text{м}$ Площадь бетона $F_b = 407 \text{ см}^2$ Площадь арматуры $F_a = 2,87 \text{ см}^2$ (54 стержня диаметром 2,6 мм) </p> <p>Вес продольной арматуры на 1 пог. м балки $Q_a = 2,25 \text{ кг}$</p>	 <p> $M = 4,2 \text{ т} \cdot \text{м}$ Площадь бетона $F_b = 648 \text{ см}^2$ Площадь арматуры $F_a = 10,3 \text{ см}^2$ (2 стержня диаметром 14 мм + 2 стержня диаметром 18 мм + 2 стержня диаметром 10 мм + 2 стержня диаметром 6 мм) </p> <p>Вес продольной арматуры на 1 пог. м балки $Q_a = 8,12 \text{ кг}$</p>

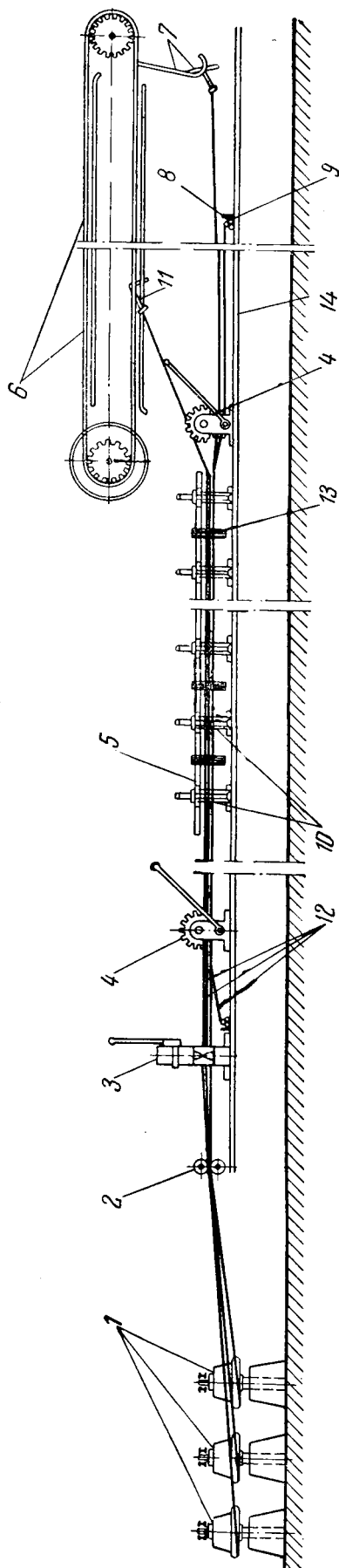


Рис. 1. Схема заготовки арматуры.

бетонных конструкций имеет качество применяемых материалов, к которым предъявляются специальные технические требования, контроль соблюдения которых является обязательным условием.

При изготовлении струнобетона применяются следующие материалы:

1) глиноземистый или портландский цемент марки не ниже 500*;

2) кварцевый песок с крупностью зерен до 3 мм;

3) щебень из изверженных пород с крупностью зерен до 7 мм с пределом прочности на сжатие не менее 700 кг/см²;

4) стальная углеродистая холоднотянутая проволока диаметром 2,6 мм с пределом текучести при растяжении 180 кг/мм²;

5) торговая вязальная проволока диаметром 3 мм с пределом текучести при растяжении до 65 кг/мм² (для хомутов).

Все применяемые для изготовления струнобетона материалы перед употреблением должны пройти контрольные испытания.

Первой операцией является изготовление арматуры, которое в свою очередь разделяется на изготовление продольной арматуры и заготовку хомутов. Заготовка продольной арматуры производится на специальном арматурном столе 14 при помощи ряда специальных приспособлений (рис. 1).

Процесс изготовления продольной арматуры протекает в следующем порядке: на разматывающие тормозные барабаны 1 (в количестве от 2 до 5 шт. в зависимости от производительности завода) надеваются бухты со стальной проволокой 12, а концы проволоки поочередно пропускаются через парные направляющие ролики 2, установленные на арматурном столе 14. После того как концы проволоки (струн) пропущены через ролики, их протягивают через отверстия одного и того же номера всех установленных на арматурном столе разделяющих диафрагм 10. Протяжка струн производится с некоторым усилием, которое создается пружинным тормозом барабана. Это необходимо для полного распрямления струн и точного отмеривания длины заготовок. Струны, расположенные в сечении балки внутри хомутов, продеваются также через эти хомуты 13, подвешенные на горизонтальной штанге 5 приспособления для установки диафрагм. После протяжки конец струны гофрируется специальным приспособлением 4, также установленным на арматурном столе, закрепляется при помощи специального крючка 11 в тросовом конвейере 6 и протягивается последним на противоположный конец арматурного стола. Там он автоматически сбрасывается с конвейера специальным приспособлением 7, и стоящий здесь рабочий закрепляет струну в сборочную гребенку 9.

Закрепление конца струны в гребенке производится в следующем порядке: из гребенки вытягивают штырь и конец струны укладывают в по-

* Применение глиноземистого цемента дает то преимущество, что срок до распалубки изделий после укладки бетона сокращается до 1 суток вместо 3 суток при портландском цементе.

перечные канавки первой волной гофра, затем его прижимают обратной задвижкой штыря. После закрепления струны в гребенке последняя надевается проушинами на два штыря 8, закрепленных на арматурном столе. Струна подводится рабочим, стоящим у противоположного конца стола, к рычажным ножницам 3, укрепленным на столе, и отрезается. Вновь образованному концу придается гофрировка, после чего он также закрепляется в сборочную гребенку, укладываемую здесь же на столе.

Эта операция повторяется до тех пор, пока не будет заполнена вся заготовка, т. е. пока не будут продеты струны через все отверстия разделяющих диафрагм 10. Число струн в заготовках в разных типах балок может колебаться в значительных пределах (от 15 до 30) в зависимости от нагрузки и пролетов балок. После этого диафрагмы освобождаются из закрепляющих приспособлений и расставляются по всей длине заготовки на заданные расстояния. Затем заготовка снимается со стола и относится на склад.

Заготовка мотков спирали для хомутов производится на специальном станке. Каждый заготовленный моток спирали связывается вязальной проволокой и снабжается биркой с указанием длины спирали.

Последующей операцией при изготовлении струнотона являются подготовка опалубки и укладка арматуры в опалубку. Для струнотонных балок может применяться металлическая или деревянная опалубка (рис. 2), причем наиболее рациональной является металлическая как более компактная и долговечная. Опалубка при одиночных рабочих линиях устраивается всегда таким образом, чтобы одна стенка опалубочной формы была съемной.

Перед укладкой заготовок с арматурой в опалубку необходимо провести тщательный осмотр и проверку состояния арматуры. Опалубка должна быть тщательно смазана: особенно тщательно смазываются формы, не бывшие в употреблении. В качестве смазки применяются минеральные масла, не застывающие при температуре $+10^{\circ}\text{C}$.

Укладка арматуры производится в следующем порядке. Несколько рабочих подносят и укладывают в форму заготовку. Одновременно с этим на штыри зажимов надеваются сборочные гребенки. Если заготовка имеет на концах по две гребенки (что бывает при количестве струн в заготовке больше 30), то сначала надевается на штыри нижняя гребенка, затем укладывается средний вкладыш зажима и после этого надевается верхняя гребенка. При одной гребенке она укладывается непосредственно на средний вкладыш зажима. Закончив надевание гребенок, опускают верхнюю плиту зажима и плотно прижимают ее болтами. Такая же операция производится и на втором конце заготовки. Когда оба конца закреплены, производят подтягивание струн при помощи натяжного шпинделя.

Струны следует подтягивать до их полного распрямления. После этого точно расставляют диафрагмы согласно требуемым размерам балок, производят растяжку хомутов и закрепление их концов. Последним этапом производят

ся установка и прибалчивание второй стенки опалубочной формы.

Натяжение арматуры производится после окончания всех работ по укладке арматуры и сборке опалубки.

Процесс натяжения арматуры является очень ответственным и требует тщательного выполнения. При производстве струнотонных конструкций на одиночных или парных стендах натяжение арматуры может производиться как с помощью гидравлического домкрата, так и ручным способом с применением трещотки и, натяжного шпинделя, который опирается на специальный упор (рис. 3).

При ручном натяжении струн степень их напряжения определяется по их абсолютному удлинению. Скорость натяжения должна ограничиваться линейным растяжением, не превышающим 1 мм/сек. Процесс натяжения стальной проволоки с пределом прочности при разрыве 180 кг/мм^2 при расчетном предварительном натяжении 110 кг/мм^2 производится в четыре этапа, имеющих следующие параметры:

Натяжение	$0 \div 140 \text{ кг/мм}^2$
Отпуск	$140 \div 80 \text{ кг/мм}^2$
Натяжение	$80 \div 140 \text{ кг/мм}^2$
Отпуск	$140 \div 110 \text{ кг/мм}^2$

Проверка качества применяемой стальной проволоки по всей ее длине может быть определена только таким способом.

Как уже указывалось, при ручном натяжении величина заданного напряжения определяется по величине абсолютного удлинения. Так как растяжение производится в пределах упругости, то величина напряжения определяется по абсолютному удлинению с вполне достаточной точностью. Определение этих взаимосвязанных величин должно производиться заводской лабораторией для каждой партии стальной проволоки. Исходя из описанного процесса натяжения, суммарное время на эту операцию для одной заготовки при длине стенда 100 пог.м составляет порядка 15 мин. Общий вид рабочей линии по изготовлению струнотонных балок показан на рис. 4.

Натяжение струн при кассетных стендах, которые устраиваются на больших заводах, производится исключительно с помощью гидравлического

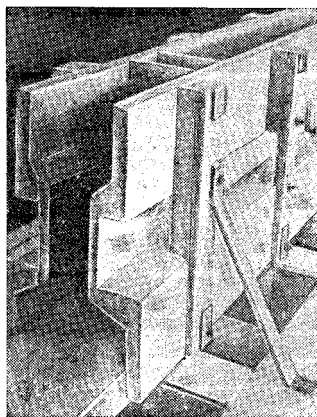


Рис. 2. Опалубка.

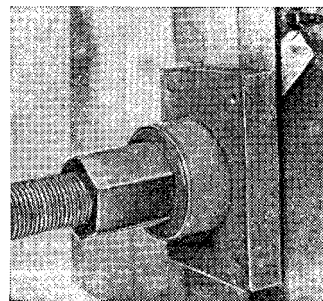


Рис. 3. Натяжной шпиндель, опирающийся на специальный упор.

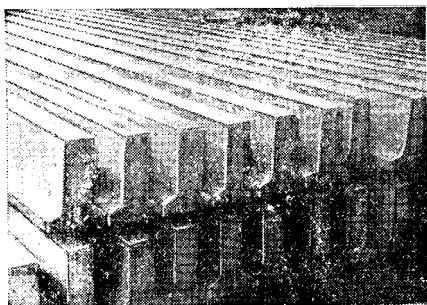


Рис. 5. Укладка балок в штабеля;

домкрата, а величина натяжения определяется по показателю манометра и контролируется по абсолютному удлинению.

Приготовление бетона для струнотонных конструкций следует производить в растворомешалках, так как в этом случае обеспечивается более тщательное перемешивание бетона. Применяемая для струнотонных конструкций крупность щебенки вполне позволяет это делать, так как максимальный ее размер при изготовлении мелкосортных изделий, какими являются балки для междуэтажных перекрытий, не должен превышать 7 мм.

Состав бетона должен обязательно устанавливаться лабораторией, которая корректирует его ежедневно в зависимости от изменения влажности заполнителей, их гранулометрического состава, марки цемента и т. д. Дозировка всех составляющих производится только весовая. Водоцементный фактор принимается в пределах 0,35—0,40.

Уплотнение бетона при парных или одиночных формах на стенде осуществляется переносными высокочастотными тисковыми вибраторами, прикрепляемыми к форме, а также поверхностными вибраторами. Процесс вибрирования балок должен вестись таким образом, чтобы вначале схватывания бетона (1—1,5 часа от момента затворения) влияние вибрирования соседних участков балок не сказывалось на участках, в которых уже начался процесс схватывания. Исходя из этого, интенсивность укладки бетона в форму каждой рабочей линии должна быть такой, чтобы за 2 часа был уложен и отвибрирован бетон одной формы при длине стенда 100 пог. м.

После окончания вибрирования поверхность балки разравнивается металлической рейкой. Минимальная температура в цехе при бетонировании, а также вызревании балок должна быть не менее $+10^{\circ}\text{C}$.

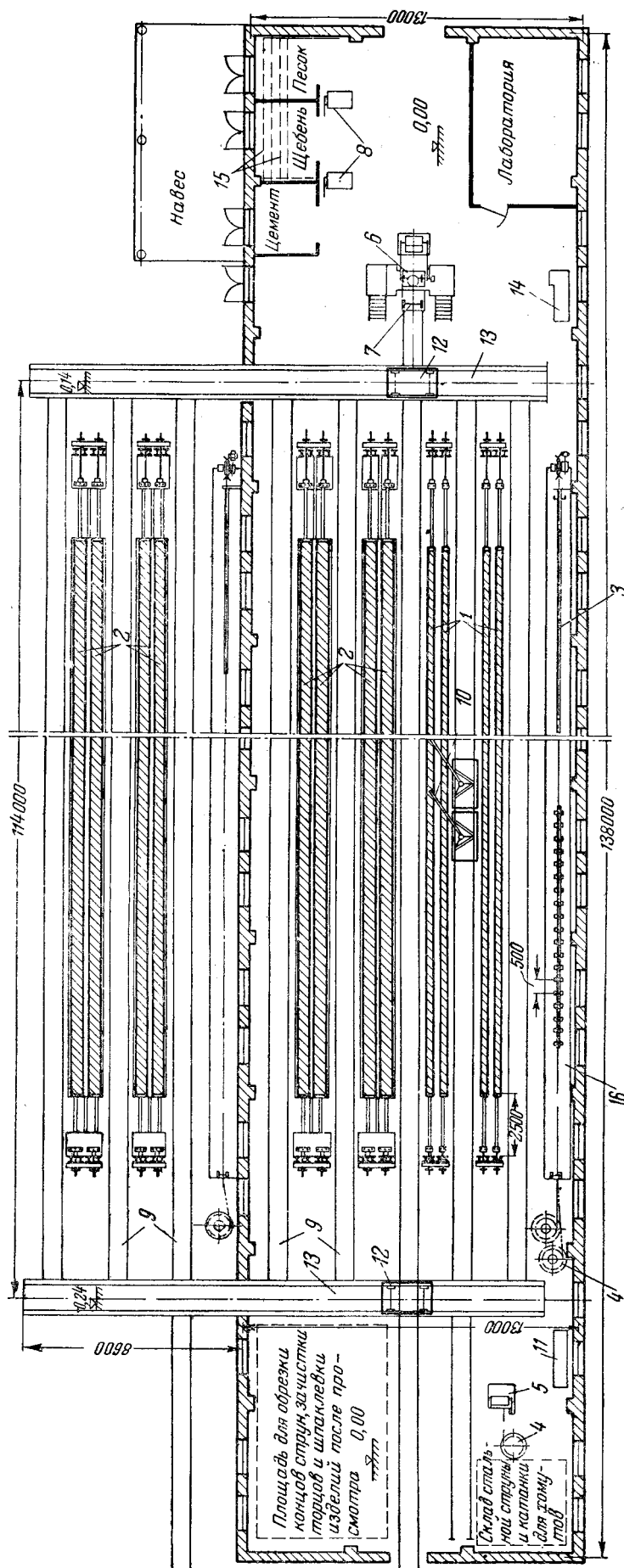


Рис. 6. План завода струнотонных изделий.

1 — рабочая линия для изготовления плит; 2 — трассовый конвейер; 3 — барабан для разматывания бухт; 4 — станок для заготовки арматуры; 5 — рас- творомешалка СМК на 150 л; 6 — весы; 7 — нагнетательная плита; 8 — весы; 9 — узкоколейные пути 750 мм; 10 — передвижные краны грузоподъемностью 250 кг; 11 — стол для вязки комков; 12 — транверсная тележка; 13 — транверсный путь; 14 — слесарный путь; 15 — трубы для подогрева inertных материалов в зимний период; 16 — арматурный стол.

При бетонировании каждой партии балок необходимо изготовить девять контрольных куби-

ков, уплотнение и хранение которых должны производиться в тех же условиях, в каких производились и протекают эти процессы для изготавливаемых балок. Испытание кубиков следует производить в три срока: в день отпуска натяжения арматуры, на 7-й и на 28-й день хранения.

Отпуск натяжения арматуры может производиться только при достижении бетоном прочности не ниже 70% от расчетной. Определение достигнутой прочности производится испытанием первых трех контрольных кубиков. В случае отрицательного результата испытания отпуск натяжения арматуры не производится и откладывается на срок, устанавливаемый заводской лабораторией. По истечении этого срока производится испытание второй партии из трех контрольных кубиков и при положительном результате производится отпуск натяжения арматуры.

Распалубка форм и снятие балок со стенда производятся в следующем порядке. Снимают боковой щит опалубки балок и разрезают струны между разделяющими диафрагмами, начиная от краев к середине рабочей линии. Затем снимают балки со стенда, захватывая их за специальные петли, вставляемые в них при бетонировании¹. Вынутая из опалубки балка подвергается зачистке торцов и — если требуется — шпаклевке, после чего отвозится на склад длительного хранения.

Балки на складе готовой продукции укладываются в штабели по типоразмерам. Укладка в один штабель балок, изготовленных в различные дни, не допускается. Выдача балок со склада на стройку должна производиться только по достижении бетоном проектной прочности и подтверждении ее после испытания последней партии контрольных кубиков. Укладка балок в штабели производится полками вниз (рис. 5), а между горизонтальными рядами балок прокладываются деревянные рейки.

При изготовлении струнобетонных балок на портландском цементе марки 600 с добавлением ускорителей твердения бетона для вызревания балок в опалубке под натяжением требуется примерно 64 час. Укладка арматуры в опалубку

¹ Петли эти следует делать из обрезков струн продольной арматуры, получаемых между зажимным приспособлением и началом рабочей линии. Эти обрезки нарезают длиной по 600 мм, концы их гофрируются на 150 мм с каждой стороны, а весь обрезок изгибается петлей.

с предварительной подготовкой последней, последующим сблачиванием форм и производством рабочего натяжения арматуры одной линии требует согласно практическим данным около 3 час. Укладка бетона в формы и вибрирование балок одной линии должны продолжаться не более 2 час. Отпуск натяжения арматуры, распалубка балок, обрезка струн между диафрагмами, выемка и транспортировка балок требуют также около 3 час.

Таким образом, полный цикл изготовления балок в одной форме получается равным 72 час., или 3 суткам.

Для обеспечения бесперебойной работы установки при таком режиме нужно иметь минимум четыре нитки балок, из которых три будут всегда заполнены вызревающими балками, а четвертая — в работе.

Длину стенда целесообразно принимать равной 100 пог. м, так как при этой длине получается наименьший отход струны (около 5%) в виде концевых отрезков. При сокращении длины стенда процент отхода струн увеличивается. Так, например, при длине 50 м отход составляет уже 10%.

Из приведенных соображений наиболее целесообразны установки по изготовлению струнобетонных балок, имеющие не менее четырех рабочих линий при длине одиночных стендов 100 пог. м и не менее восьми линий — при парных стендах той же длины. Производительность такой установки в первом случае составит около 30 тыс. пог. м балок в год, а во втором — 60 тыс. пог. м.

В целях повышения производительности установок рекомендуется устраивать дополнительные полигонные линии вне здания, требующие небольших затрат на сооружение.

Общий вид завода упрощенного типа по производству струнобетонных балок и плит с дополнительными рабочими линиями вне здания приведен на рис. 6.

Производительность такого завода зависит от сорта цемента, на котором происходит затворение струнобетона. При применении портландского цемента годовая производительность составит 30 тыс. пог. м балок и 20 тыс. м² плит, из которых 5 тыс. м² производится на полигонных линиях в летний период. При применении глиноземистого цемента производительность завода увеличится минимум вдвое.



О повреждениях посадочных поверхностей и бандажей роторов турбогенераторов¹

Инж. Ю. И. Азбукин и инж. Ф. Ф. Овчаров

При капитальных ремонтах турбогенераторов иногда обнаруживаются повреждения посадочных поверхностей и бандажей роторов.

Сравнительный анализ таких случаев однотипных повреждений дает возможность сделать некоторые выводы о причинах появления этих опасных дефектов, которые подтверждаются проверочными расчетами, проведенными по специально разработанной методике. Результаты расчетов хорошо согласуются с данными, полученными авторами при испытании ряда турбогенераторов.

В статье не рассматриваются случаи разрушений носиков бандажных колец и посадочных поверхностей бочки ротора, вызванных местными ожогами в результате разрушения успокоительной обмотки, так как эти вопросы достаточно освещены в литературе, и специальным решением Технического управления Министерства предписано при ремонтах турбогенераторов со снятием бандажей роторов удалять успокоительную обмотку.

Повреждения посадочных поверхностей в бандажах роторов турбогенераторов, конструкция которых предусматривает две посадочные поверх-

же местных оплавлений металла. Количество и размер сколов, а также глубина и длина их зависят от того, на какой стадии развития дефект был обнаружен, а также от конструктивного выполнения носика бандажа и величины натяга его на бочку ротора.

2. Повреждения посадочных поверхностей выступов («звездочки») вала ротора под центрирующие кольца чаще всего имеют вид поверх-

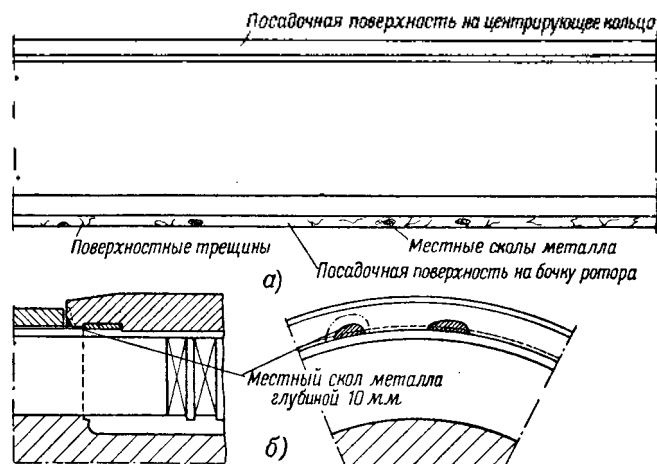


Рис. 2. Места появления трещин и сколов материала в бандажных кольцах.

а — развертка бандажного кольца по внутренней поверхности; б — вид с торца и разрез носика бандажного кольца.

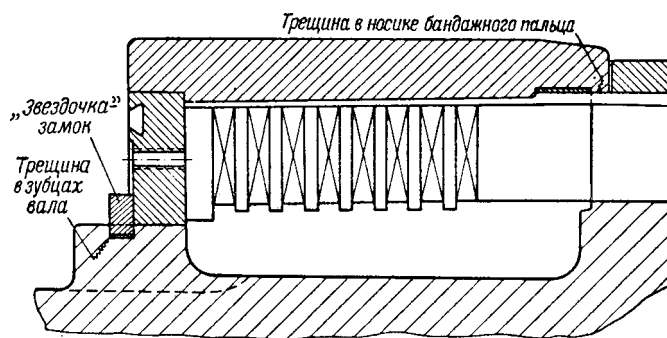


Рис. 3. Места появления трещин в бандажном кольце и в зубах вала.

ностных изъявлений различной интенсивности, сосредоточенных преимущественно по краям выступов (рис. 4). При этом, если крепление центрирующих колец от аксиального сдвига осуществлялось наклонно-засверленными винтами, то последние вследствие аксиального сдвига всего бандажа смещаются или рвутся (рис. 5).

В отдельных случаях на краях валов при неудачной конструктивной форме их выступов появляются трещины, которые иногда приводят к откалыванию части выступов (рис. 3 и 6). Обычно появлению указанных дефектов предшествует обильная контактная коррозия с характерной ржавчиной у краев посадочных поверхностей, потерявших плотность посадки. Кроме того,

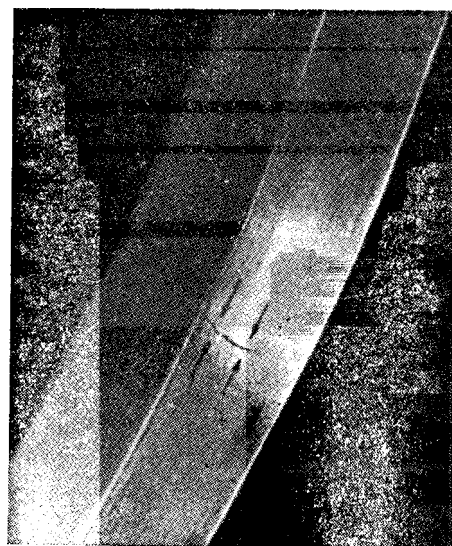


Рис. 1. Трещина на посадочной поверхности носика бандажного кольца.

ности — на вал и на бочку ротора, могут быть разделены на две группы:

1. Повреждения посадочной поверхности носика бандажного кольца имеют вид поверхностных трещин вдоль оси бандажа или под некоторым углом к ней (рис. 1). В случае малого радиуса закругления внутренней кромки носика бандажа повреждения начинаются с местных сколов металла у внешнего края посадочной поверхности (рис. 2 и 3).

Посадочные поверхности в этих случаях имеют обильные следы коррозии или наклепов, а так-

¹ Печатается в порядке обсуждения. Р е д.

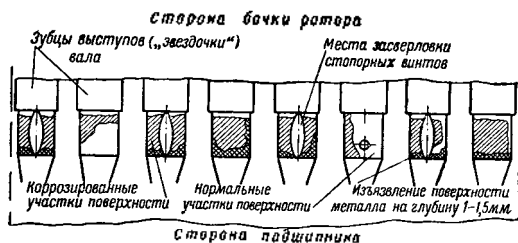


Рис. 4. Места повреждений посадочной поверхности вала ротора под центрирующим кольцом.

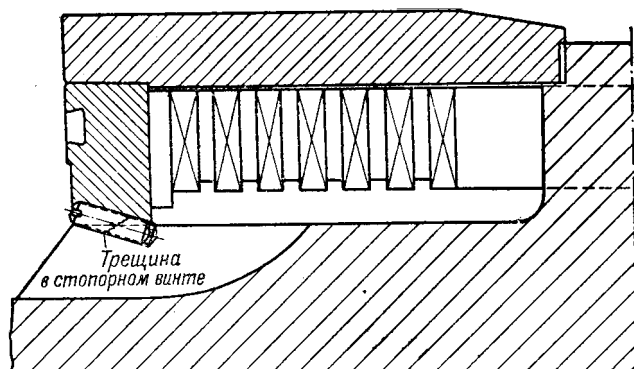


Рис. 5. Разрыв винтов, стопорящих центрирующее кольцо.

на такой машине зачастую наблюдается постепенный рост вибрации.

Бандажное кольцо нормальной конструкции, удерживающее лобовые части обмотки ротора турбогенератора от действия центробежных сил, насаживается на центрирующее кольцо с натягом, обеспечивающим плотность соединения.

Кроме основной посадки на центрирующее кольцо, бандажное кольцо в рассматриваемых случаях насаживается также носиком на специальную заточку бочки ротора. Необходимость создания для некоторых бандажей второй посадочной поверхности обычно диктуется следующими соображениями.

Характером кривой прогиба линии вала ротора, свободно лежащего на своих подшипниках, определяется некоторая разница в величинах стрел прогиба по его длине (f_1 и f_2). Этим же объясняется и непараллельность плоскостей сечений, перпендикулярных к различным участкам линии вала. Так как бандажное кольцо насажено на центрирующее, ось вращения последнего является одновременно и осью вращения всего бандажа, в том числе и его носика. В то же время по указанным причинам ось вращения торца зубцового слоя бочки ротора занимает свое положение, не совпадающее с осью вращения бандажа (рис. 7).

Вследствие этого в процессе вращения ротора носик бандажа пытается совершать колебательные движения относительно торца зубцового слоя и лобовых частей катушек обмотки с частотой, определяемой скоростью вращения ротора. Амплитуды этих продольных и поперечных перемещений равны (рис. 7):

$$2x = a_1 - a_2 \quad \text{и} \quad 2y = b_1 - b_2.$$

В том случае, если бандаж не имеет посадку на бочку ротора и выполнен отставленным, носик последнего в процессе вращения более или менее

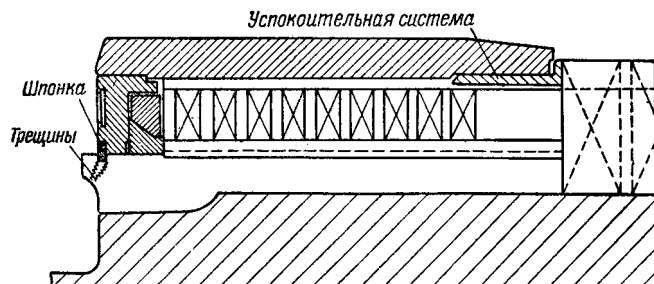


Рис. 6. Места появления трещин в зубах вала.

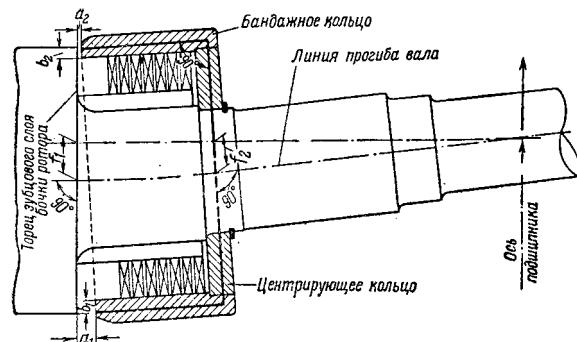


Рис. 7. Схема колебаний носика бандажа при вращении носика.

свободно совершает колебательные движения, амортизирующиеся в подбандажной изоляции.

Если амплитуда этих относительных перемещений превосходит некоторые допустимые величины, появляется угроза повреждения изоляционного слоя лобовых частей катушек, и бандажное кольцо приходится выполнять также посадкой носика на бочку ротора.

При этом стремлении носика бандажа совершать колебательное движение в аксиальном направлении при каждом повороте ротора будут препятствовать силы трения, возникающие от горячей посадки носика бандажа на бочку ротора. Это вызовет появление в бандаже знакопеременных деформаций и связанных с ними знакопеременных напряжений в его материале. При этом бандажное кольцо от действия указанных сил будет испытывать сжатие — растяжение, а центрирующее кольцо — знакопеременный изгиб в продольном направлении. Реакцией на указанные напряжения будут знакопеременные сдвигающие аксиальные усилия, возникающие на посадочных поверхностях деталей, составляющих бандаж.

Абсолютная величина этой знакопеременной реакции будет пропорциональна амплитуде продольных относительных перемещений носика бандажного кольца и обратно пропорциональна продольной упругости бандажного и центрирующего колец.

Нормально выполненный бандаж, для того чтобы обеспечить плотность соединения посадочных поверхностей, должен удовлетворять следующим условиям:

1. Величина первичного натяга между носиком бандажа и бочкой ротора, а также между бандажным и центрирующими кольцами с учетом уменьшения его от действия центробежных сил при номинальной скорости вращения ротора должна обеспечить между поверхностями посадки силы трения, превосходящие указанные сдвигающие усилия.

2. Эластичность бандажного и особенно центрирующего колец в аксиальном направлении должна быть такой, чтобы усилия, возникающие в бандаже из-за прогиба вала, были заведомо меньше сил трения, развиваемых между посадочными поверхностями соединяемых деталей.

В тех случаях, когда вследствие несоблюдения указанных условий плотность посадки деталей бандаж не в состоянии противодействовать реакции, возникающей на их посадочных поверхностях от знакопеременных напряжений в теле бандаж, эти поверхности начинают взаимно перемещаться с частотой, равной частоте вращения машины. Это вызывает появление на них коррозии трения, переходящей с течением времени в усталостные трещины.

Дальнейшее развитие дефекта зависит от ряда конструктивных моментов и металлургических свойств материала бандаж. Так, например, ухудшение контакта (вследствие коррозии) между посадочными поверхностями бочки ротора и носиком бандаж может привести к местным подгарам и оплавлениям посадочной поверхности носика бандаж токами, протекающими между бочкой ротора и бандажом при переходных режимах работы турбогенератора.

Подгары в этих местах резко ухудшают механические свойства металла, изменяющего свою структуру под действием высокой температуры, что создает предпосылки для дальнейшего разрушения детали.

Развитие дефекта может происходить и другим путем.

Отсутствие достаточных закруглений на краях посадочных поверхностей в местах перехода их к торцевой плоскости кольца, а также другие аналогичные дефекты конструкции могут способствовать концентрации напряжений.

Указанные обстоятельства ускоряют начинающийся процесс разрушения посадочных поверхностей, определяют места появления первых сколов и трещин, а также форму дальнейшего разрушения материала (трещины, сколы металла и пр.).

При неудачной конструкции узла, предохраняющего бандаж ротора от аксиального смещения, и недостаточной плотности посадки центрирующего кольца знакопеременные напряжения, возникающие в этих деталях, могут превзойти предел усталости их материала. В этом случае после определенного числа циклов наступает механическое их разрушение.

Практика ремонтов показала, что при условии своевременного обнаружения дефектов посадочных поверхностей бандажей дальнейшее развитие повреждений может быть остановлено.

Мелкие трещины на посадочной поверхности носика бандажного кольца могут быть удалены местной выборкой с последующей шлифовкой камнем, а изъязвленная посадочная поверхность «звездочки» вала обработана резцом с последующим восстановлением натяга за счет прокладок.

Носик бандаж, имеющий более глубокие трещины на торце, которые вызываются местными ожогами, следует обрезать на станке на необходимую длину. Образовавшийся зазор между бочкой ротора и носиком бандаж должен быть выдержан порядка 2–3 мм за счет соответствующего сдвига бандажного кольца в сторону бочки ротора или крайних клиньев пазов ротора в сторону бандаж.

Указанные работы должны производиться только под руководством опытных специалистов после выполнения необходимых расчетов и общей оценки допустимости дальнейшей работы каждого данного бандаж.

Радикальным была бы полная или частичная реконструкция дефектного бандаж, причем для предотвращения повторения дефекта в новом исполнении следует стремиться увеличить силы трения между сопрягаемыми посадочными поверхностями как за счет увеличения площади самих поверхностей, так и путем увеличения натяга между соединяемыми деталями. Однако при этом следует иметь в виду, что значительное увеличение натяга может вызвать недопустимый рост тангенциальных напряжений на внутренней поверхности объемлющей детали и напряжений сжатия в зубцах бочки ротора.

Необходимо также идти по пути уменьшения аксиальных знакопеременных усилий, возникающих в бандаже из-за прогиба ротора. Для этого увеличивают продольную эластичность центрирующего кольца за счет уменьшения его толщины. Тогда аксиальная деформация бандаж, величина которой задана формой кривой прогибов линии вала, в основном будет поглощаться продольным изгибом центрирующего кольца, разгружающего этим самым посадочные поверхности от сдвигающих усилий. При всех условиях расчетом должно быть доказано, что силы трения на посадочных поверхностях, развиваемые остаточным натягом при рабочей скорости вращения бандаж, больше тех аксиальных сил, которые развиваются в бандаже от прогиба вала ротора.

Выводы

Повреждения посадочных поверхностей роторных бандажей и самих роторов в виде сколов металла, трещин, наклепов, изъязвлений поверхностей и т. д. обуславливаются недостаточной плотностью посадки сопрягаемых поверхностей бандаж, перемещающегося в продольном направлении от неравномерного (по длине) прогиба вала ротора.

При каждом плановом ремонте турбогенераторов необходимо производить тщательный осмотр бандажных и центрирующих колец, как это требуется директивными указаниями Технического управления Министерства, проверять щупом плотность посадки деталей бандаж и следить за появлением ржавчины в этих местах. В случае обнаружения каких-либо признаков начала разрушения бандаж следует снять для тщательного осмотра состояния посадочных поверхностей и контроля натягов.



Работа синхронного гидрогенератора в качестве компенсатора

Инж. М. А. Иванов и инж. Э. Г. Файнштейн

Возможность и целесообразность использования агрегатов гидроэлектростанций в маловодный период года в качестве синхронных компенсаторов общеизвестна.

Практическое использование гидроагрегатов для работы в качестве компенсаторов наталкивается на ряд затруднений в том случае, когда рабочее колесо турбины подтоплено со стороны нижнего бьефа и требуется освобождение его от

наличия компрессоров большой производительности и давал бы возможность использовать имеющиеся на гидроэлектростанциях компрессоры.

На одной гидроэлектростанции агрегат по условиям обеспечения расходом воды находился в резерве до 1500 час. в году, в то время как в данном узле энергосистемы ощущался постоянный в этот период недостаток реактивной мощности. Было решено использовать гидрогенератор в качестве синхронного компенсатора. Для этого потребовалось прежде всего уплотнить зазор между валом турбины и корпусом насоса-лабиринта, без чего отжатие воды при помощи сжатого воздуха произвести было невозможно.

С этой целью на корпусе насоса был смонтирован сальник (рис. 1). Между тремя нитками набивки сальника было установлено распорное кольцо 1 двутаврового сечения с радиальными отверстиями.

В полость кольца через отверстие 2 под давлением 2 атм подводилась вода, предварительно осветленная в камере отстойника производственного водоснабжения гидроэлектростанции. Вода предназначалась для создания дополнительного уплотнения на валу турбины, а также для охлаждения сальника.

При выборе метода пуска оказалось, что частотный пуск с предварительным отжатием воды невозможен из-за отсутствия на агрегатах, предназначенных для разворачивания компенсатора, отдельно стоящих возбуждательных агрегатов. Таким образом, отжатие воды необходимо было произвести при вращающемся агрегате.

Для выявления такой возможности был проделан ряд опытов. Подключенный к сети агрегат закрытием направляющего аппарата турбины переводился в двигательный режим, после чего из ресивера емкостью 5,5 м³ в полость рабочего колеса подводился воздух по трубе диаметром 63,5 мм. Одновременно в работу на ресивер были включены два компрессора общей производительностью 7 м³/мин.

Давление в ресивере снижалось с 6 до 1 атм и так держалось в течение всего опыта. Был опробован выпуск воздуха под рабочее колесо через отверстие 6 на отметке 1,525 м и непосредственно под крышку турбины через отверстие 5. Однако в обоих случаях результаты опыта были неудовлетворительными.

Последующими опытами при закрытом направляющем аппарате и самоторможении агрегата была установлена возможность отжатия воды при сниженной скорости его вращения до 25—30% от номинальной.

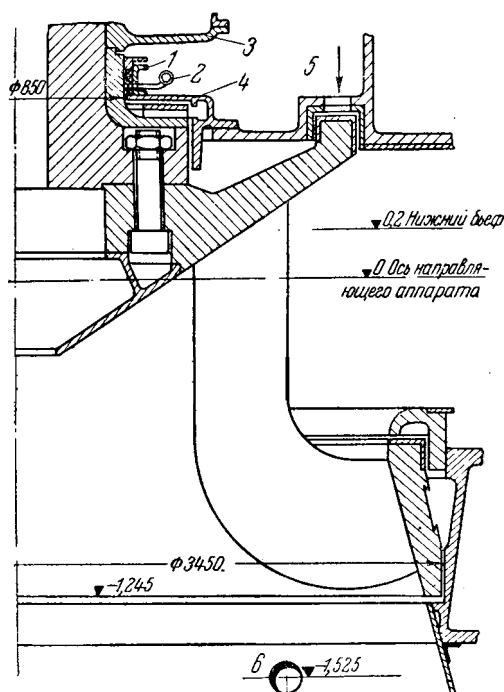


Рис. 1. Узел насоса.

1—кольцо сальника; 2—отверстие для подвода воды к сальнику; 3—вращающаяся ванка; 4—корпус насоса; 5—отверстие для выпуска воздуха под крышку турбины; 6—отверстие для выпуска воздуха под рабочее колесо.

воды при помощи сжатого воздуха. Затруднения возникают из-за отсутствия уплотнения между крышкой турбины и валом, непредусмотренного в некоторых конструкциях турбин ЛМЗ, а также из-за недостаточной герметичности направляющего аппарата турбины.

Для освобождения рабочего колеса от воды при работе турбины с номинальной скоростью вращения в некоторых случаях требуются компрессоры большой производительности, не всегда имеющиеся на гидроэлектростанциях.

Поэтому весьма актуальным является вопрос о применении такого способа отжатия воды из камеры рабочего колеса, который не требовал бы

Необходимое для отжатия воды время составляло 2—3 мин., что и определяло схему пуска компенсатора. Агрегат, предназначенный для работы в качестве компенсатора, разворачивался до номинальной скорости вращения и синхронизировался со специально выделенным генератором 15 600 *квт* (рис. 2). Возбудитель этого генератора установлен на общем валу агрегата, поэтому для обеспечения возбуждения при сниженной скорости вращения его обмотка возбуждения была присоединена к генератору зарядного агрегата.

После синхронизации закрывали направляющий аппарат турбоагрегата, генератор которого

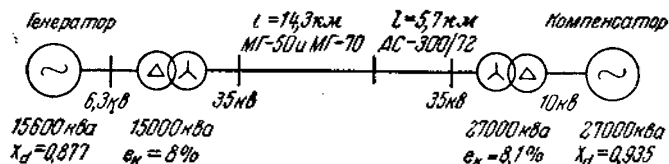


Рис. 2. Схемы синхронизации компенсатора со специально выделенным генератором.

предназначался для работы в качестве компенсатора; при этом генератор работал в режиме двигателя, потребляя около 5 000 *квт*.

Последующим закрытием направляющего аппарата на втором агрегате производили снижение скорости обеих машин, причем для увеличения устойчивости параллельной работы возбуждение генератора было поднято до максимального, а на компенсаторе, имеющем отдельно стоящий возбудитель, поддерживалось возбуждение, соответствующее $1,5 I_0$ (I_0 — ток возбуждения при холостом ходе). При скорости вращения 30% от номинальной производился выпуск сжатого воздуха под крышку турбины для отжатия воды. Затем открытием направляющего аппарата второго агрегата скорость вращения обеих машин доводилась до номинальной.

Однако при этом выяснилось, что с увеличением скорости вращения утечка воздуха становилась настолько большой, что при непрерывной подаче воздуха от двух компрессоров по истечении 1—1,5 часа наступало подтопление рабочего колеса.

Во всех этих случаях наблюдался выход воздуха из всасывающей трубы в нижний бьеф. Причину уноса воздуха через всасывающую трубу можно объяснить тем, что через торцевые зазоры лопаток направляющего аппарата (зазоры колеблются в пределах от 0,5 до 1,7 *мм*) при давлении в напорном трубопроводе 35 *м вод. ст.* имеют место значительные протечки воды. При вращении агрегата создаются условия интенсивного

перемешивания воды и воздуха и выноса последнего в нижний бьеф.

Уменьшение уноса воздуха из-под рабочего колеса было достигнуто снижением давления в спиральной камере до 10 *м вод. ст.*; при этом расход воздуха, связанный с уносом, уменьшился до 10 *м³/час*. Тем самым оказалась практически возможной работа компенсатора с освобожденным от воды рабочим колесом. Потребная мощность для вращения агрегата с учетом работы вспомогательного генератора, сидящего на общем валу с главным, и на собственные нужды агрегата составляла 1 100 *квт* против 5 000 *квт* при подтопленном рабочем колесе.

Весь процесс пуска компенсатора продолжался 10—15 мин.

Опыты с остановкой гидроагрегата на выбеге, произведенные на генераторе типа СВ550/80-36 с пружинным дисковым подпятником, показали допустимость продолжительной работы подпятника при малых скоростях вращения. В описанном случае наблюдения за работой сегментного подпятника подтвердили, что принятый режим пуска не опасен для подпятника, и даже, более того, с точки зрения работы подпятника описанный способ пуска следует предпочесть частотному. Температура сальника на протяжении всего периода работы компенсатора составляла 10—12°С при 0—3°С охлаждающей воды.

Выводы

1. При невозможности пуска компенсатора с предварительным освобождением рабочего колеса от воды последнее можно осуществить отжатием воды с помощью сжатого воздуха при пониженной по сравнению с номинальной скоростью вращения.

2. На гидротурбинах, в конструкции которых не предусмотрено уплотнение зазора между крышкой турбины и валом, уплотнение в виде сальника может быть выполнено силами эксплуатационного персонала.

3. Для уменьшения утечек воздуха через неплотности в направляющем аппарате рекомендуется прибегать к искусственной кальматации зазоров или в крайнем случае к снижению давления в спиральной камере.

4. В случаях, когда отсутствуют отдельно стоящие возбудители, можно рекомендовать описанный способ пуска. Предварительно следует обеспечить независимое возбуждение возбудителя от имеющихся источников постоянного тока.

5. Необходим выпуск гидротурбин с учетом возможного использования агрегата при работе генератора в качестве компенсатора.



Фазовая схема компаундирования электромагнитным корректором

Канд. техн. наук П. А. Мещанинов

ОТ РЕДАКЦИИ

Фазовые схемы компаундирования дают возможность улучшить внешнюю характеристику компаундированных генераторов при изменении реактивной нагрузки. Но гистерезис, магнитное насыщение и зависимость сопротивления обмоток возбуждения генератора и возбудителя от температуры вызывают все же необходимость в корректоре напряжения (в особенности для мощных генераторов).

Указанное улучшение внешней характеристики генераторов позволяет уменьшить мощность корректора напряжения, если в фазовой схеме компаундирования мощность питания от напряжения генератора будет соизмерима с мощностью питания от тока генератора. Но при этом нагрузка трансформаторов напряжения (от фазовой схемы и от электромагнитного корректора), являющаяся основным ограничивающим фактором, в большинстве случаев окажется даже выше, чем при компаундировании только от тока генератора с корректором напряжения.

Автор рассматривает схему фазового сочетания компаундирования от тока статора с нормальным электромагнитным корректором напряжения. Такое фазовое сочетание может дать небольшое снижение нагрузки трансформаторов напряжения (или, вернее, дать некоторое расширение пределов регулирования при заданной располагаемой мощности трансформаторов напряжения) лишь в случае отсутствия дополнительной обмотки возбуждения возбудителя для корректора. Следует учесть также, что при двухсистемном корректоре противовключенная система не может сочетаться по фазовой схеме с компаундированием.

Учитывая эти соображения и стремление к однотипности находящихся в эксплуатации установок, а также более сложную наладку фазовых схем, нецелесообразно переходить для мощных генераторов от применяемых в настоящее время схем компаундирования с корректором напряжения к фазовым схемам.

Для генераторов низкого напряжения, поскольку ограничения, связанные с нагрузкой трансформаторов напряжения, отпадают, применение фазовых схем компаундирования (в наиболее простом исполнении) является целесообразным, что и осуществляется уже для синхронных генераторов малой мощности с самовозбуждением.

При токовом компаундировании с электромагнитным корректором напряжения (ЭМК) регулирование возбуждения подчиняется закону

$$E_{de} = E_{deo} + I_r x_d + U_r f(U_r - U_{ro}), \quad (1)$$

где E_{de} — э. д. с. генератора, пропорциональная напряжению возбудителя;

E_{deo} — то же, но при отсутствии подпитки от системы компаундирования и регулирования;

I_r — ток генератора;

U_{ro} — заданное напряжение генератора.

Ток компаундирования определяется током генератора и не зависит от его фазы ($\cos \varphi$)*. Следовательно, у ЭМК должны быть большие пределы регулирования от холостого хода до полной нагрузки как при высоких, так и при низких значениях $\cos \varphi$. При этом трансформаторы напряжения генератора, питающие корректор, загружаются обычно до предела, а для крупных гидрогенераторов иногда возникает необходимость устанавливать дополнительную группу трансформаторов напряжения.

Автором были исследованы фазовые схемы сочетания компаундирования синхронных генераторов с ЭМК и выполнена схема с трехобмоточным трансформатором (рис. 1). В этой схеме компаундирование от трансформаторов тока I

включено на обмотку a трехобмоточного трансформатора 2. Обмотки: b — подпитки от напряжения и c — выходная, включенная через твердый выпрямитель 3 на обмотку возбуждения возбудителя. Кроме того, схема имеет нелинейный элемент 4 и линейный элемент 5 измерительного органа корректора.

Трехфазный магнитный усилитель 6 регулирует ток подпитки, поступающий от трансформаторов напряжения 7 в обмотку переменного тока z магнитного усилителя. Выходное напряжение магнитного усилителя подается на обмотку b трансформатора 2.

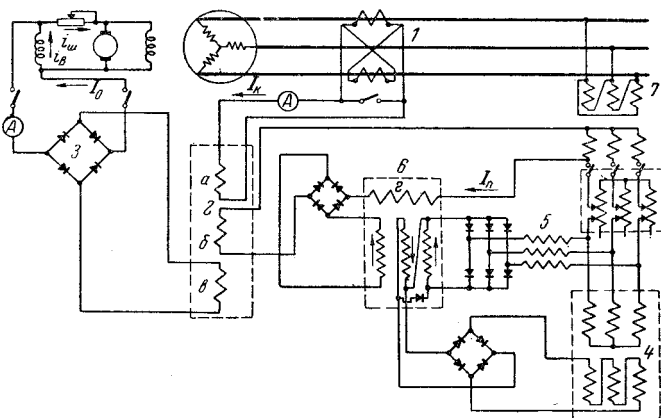


Рис. 1. Фазовая схема сочетания компаундирования синхронного генератора 7 тыс. кВт, 6,3 кВ с электромагнитным корректором и трехобмоточным трансформатором.

* В. Л. Иносов и Л. В. Цукерник, Компаундирование мощных синхронных генераторов с электромагнитным корректором напряжения, «Электричество», 1949, № 9.

Для фазового компаундирования с ЭМК регулирование возбуждения подчиняется закону

$$E_{de} = E_{deo} + |j\bar{I}_r x_d + \bar{U}_r f(U_r - U_{ro})|. \quad (2)$$

Следовательно, если осуществляется геометрическое суммирование тока компаундирования с подпиткой от корректора в соответствии с выражением (2), то при изменении нагрузки генератора необходимая коррекция должна компенсировать влияние магнитного насыщения генератора и возбудителя, гистерезис возбудителя и температурные изменения сопротивления обмоток, а влияние $\cos \varphi$ нагрузки будет в некоторой мере учитываться фактором геометрического суммирования. Очевидно, в этом случае мощность коррекции может быть меньше.

Фазовые схемы при применении трансформаторов тока и напряжения нормального исполнения не могут быть осуществлены при непосредственном параллельном или последовательном соединении их вторичных обмоток.

В фазовой схеме сочетания компаундирования с ЭМК целесообразно соединяются компаундирование от тока генератора и подпитка от напряжения посредством трехобмоточного трансформатора нормального исполнения. Вместо эквивалентных нерегулируемых реактивных сопротивлений, получаемых в схемах автоматического регулирования напряжения самовозбуждающегося синхронного генератора за счет специальной конструкции шунтового или серийного трансформаторов, в фазовых схемах компаундирования с ЭМК используется регулируемое реактивное сопротивление x_p магнитного усилителя корректора. В этом случае x_p — функция разности напряжений $U_r - U_{ro}$ — осуществляет необходимую регулировку возбуждения.

Эквивалентная схема фазового сочетания компаундирования с ЭМК и трехобмоточным трансформатором приведена на рис. 2,

где x'_p — эквивалентное сопротивление цепи подпитки корректора;

R'_y — эквивалентное сопротивление цепи тока $I'_{o\sim}$;

R_y — установочное сопротивление компаундирования (на рис. 1 не показано).

Векторная диаграмма для этой схемы приведена на рис. 3,

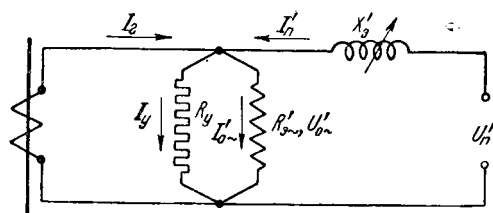


Рис. 2. Эквивалентная схема фазового сочетания компаундирования с электромагнитным корректором и трехобмоточным трансформатором.

где γ — угол фазировки схемы (между напряжением генератора \bar{U}_r и напряжением подпитки корректора \bar{U}'_n);

φ — угол сдвига фаз между током \bar{I}_2 и напряжением генератора U_r ;

β — угол сдвига фаз между током I_n и напряжением U_n подпитки корректора.

Эквивалентное сопротивление цепи подпитки корректора определяется по формуле

$$x'_p = x_p = \frac{\bar{U}'_n - \bar{U}'_{o\sim}}{jI'_n}. \quad (3)$$

Векторная диаграмма рис. 3 построена для режима работы генератора при полной, предельной по току нагрузке и $\cos \varphi = 0,9$. Принято, что напряжение подпитки \bar{U}'_n сдвинуто относительно напряжения генератора \bar{U}_r на угол $\gamma = 30^\circ$. Геометрическая сумма токов $\bar{I}_k + \bar{I}'_n$, равная $\bar{I}'_{o\sim}$, определяет ток подпитки возбуждения возбудителя от компаундирования и ток подпитки от напряжения (корректора). Чем ниже $\cos \varphi$ при полной, предельной по току нагрузке генератора, тем больше геометрическая сумма $\bar{I}_k + \bar{I}'_n = \bar{I}'_{o\sim}$. Ток I_y находится в фазе с током $I'_{o\sim}$.

Для заданного режима работы генератора по величинам \bar{I}_2 , \bar{I}_k , \bar{U}'_n , $\cos \varphi$, $U_{o\sim}$ определяется ток подпитки корректора I'_n . Для фазовой схемы с трехобмоточным трансформатором при $R_y = \infty$ эквивалентная схема и векторная диаграмма упрощаются; при этом $I_y = 0$ и $I_k = I_2$.

В октябре 1950 г. электротехнической лабораторией тэц были проведены первые испытания промышленной установки фазового сочетания компаундирования с ЭМК на турбогенераторе 7 тыс. квт, 6,3 кВ. Все элементы схемы были изготовлены и смонтированы персоналом электротехнической лаборатории. Перед установкой на турбогенератор фазовая схема была испытана

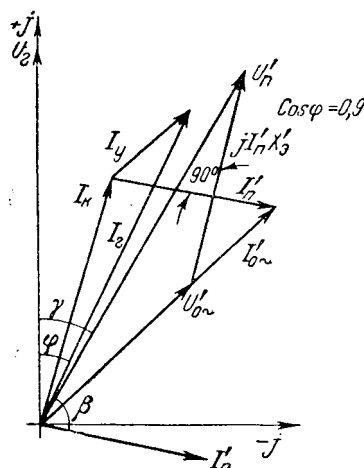


Рис. 3. Векторная диаграмма фазового сочетания компаундирования с электромагнитным корректором и трехобмоточным трансформатором.

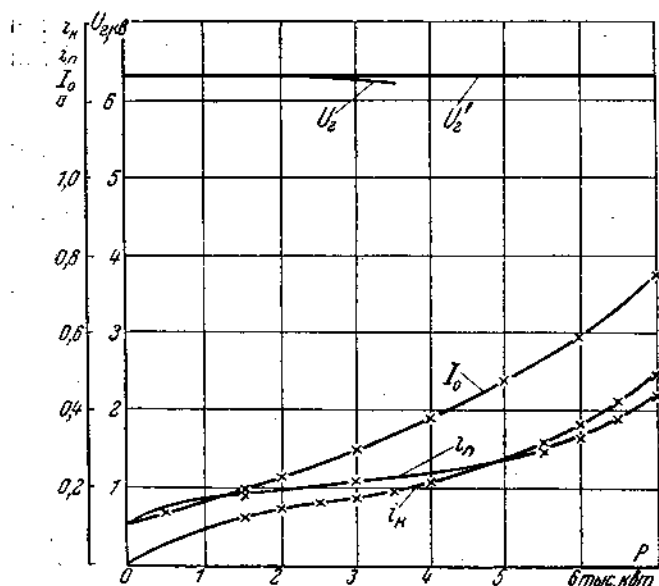


Рис. 4 Внешние характеристики генератора и характеристики возбуждения возбудителя.

$U_2 = f(P)$ при $\cos \varphi = 0,4$; $U_2' = f(P)$ при $\cos \varphi = 0,8$; $I_0 = f(P)$ — ток подпитки обмотки возбуждения возбудителя; $i_N = f(P)$ — ток подпитки корректора; $i_K = f(P)$ — ток компаундирования.

ратора и $\cos \varphi = 0,6$ составляет $P_{\text{тн}} = 100 \text{ в.а.}$; нагрузка от измерительного органа корректора — около 200 в.а.

Для выбранных параметров схемы при трехполюсном коротком замыкании на выводах генератора и устойчивом снижении напряжения на 10% и выше обеспечивается форсировка возбуждения возбудителя до 126 в при $U_{\text{вн}} = 84 \text{ в.}$

На рис. 4 приведено изменение напряжения генератора, тока компаундирования и тока подпитки корректора при изменении нагрузки от холостого хода до номинальной. Как видно из этих данных, статизм корректора при полном изменении нагрузки равен 1% при $\cos \varphi = 0,8$ и 2,5% при $\cos \varphi = 0,4$.

Были проведены испытания регулирования при резких изменениях нагрузки. На рис. 5 показана осциллограмма при пуске асинхронного короткозамкнутого двигателя мощностью 500 кВт напряжением 6,3 кВ; при этом генератор работал в режиме холостого хода. При пуске двигателя напряжение кратковременно снизилось с 6,3 до 5,7 кВ и затем восстановилось до нормального через 2 сек. Двигатель развернулся через 4,4 сек. Производился также сброс нагрузки 3 000 кВт при $\cos \varphi = 0,8$. Напряжение генератора кратко-

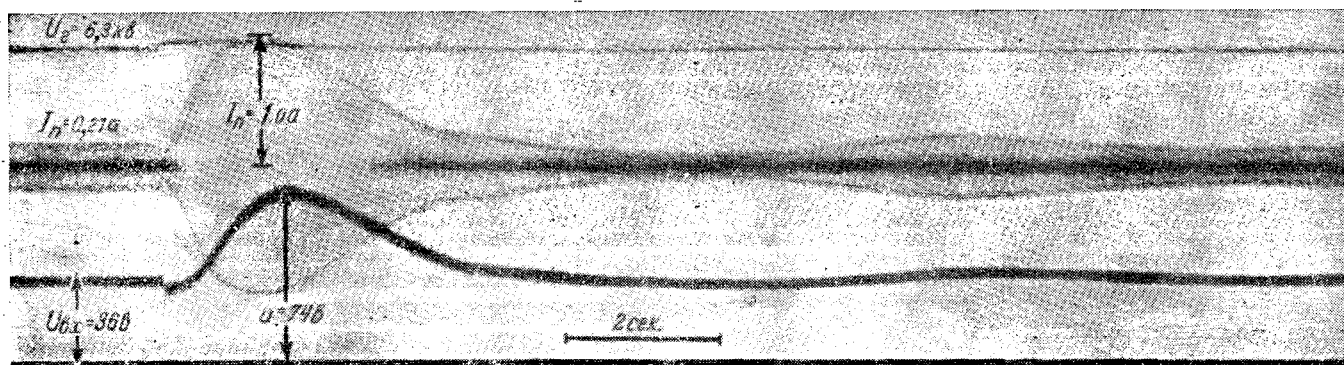


Рис. 5. Осциллограмма пуска асинхронного короткозамкнутого двигателя 500 кВт при работе генератора в режиме холостого хода.

в лабораторных условиях, соответствующих расчетным режимам.

Максимальная нагрузка от силовой цепи корректора на одну фазу трансформатора напряжения при полной, предельной по току нагрузке гене-

ременно возросло до 6,95 кВ и затем снизилось до номинального через 6 сек. Переходный режим, колебательный и затухающий, имел три полупериода колебаний. Испытания показали также, что в режиме холостого хода регулирование устойчиво.

□ □ □

Повышение производительности труда в электролабораториях

Инж. Я. М. Хлебников

Перед работниками электротехнических лабораторий стоит задача повышения производительности труда при проведении испытаний электрооборудования. Это особенно важно в связи с внедрением скоростных методов ремонта на электростанциях.

Методы испытания электрооборудования, примененные в электротехнической лаборатории одной электростанции, позволили значительно повы-

сить производительность труда. Характерной особенностью этих методов является создание постоянных схем для испытания защитных устройств, для испытания повышенным напряжением и для измерения сопротивлений обмоток машин и трансформаторов.

Для ускорения проверки защитных устройств была смонтирована на столе (рис. 1) постоянная схема, предусматривающая возможность провер-

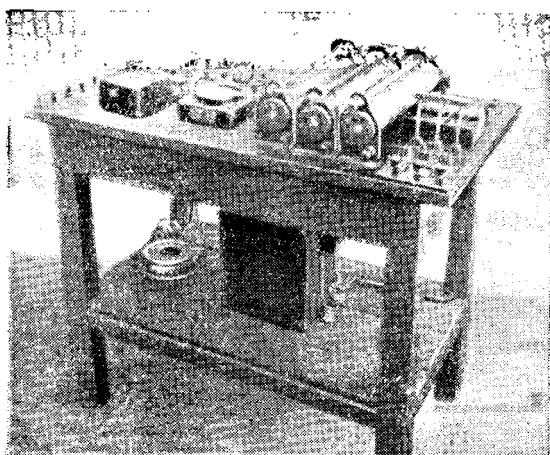


Рис. 1.

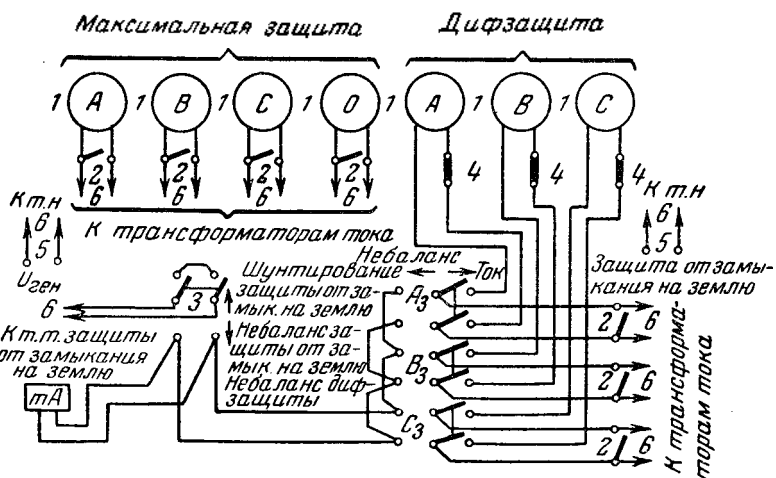


Рис. 3.

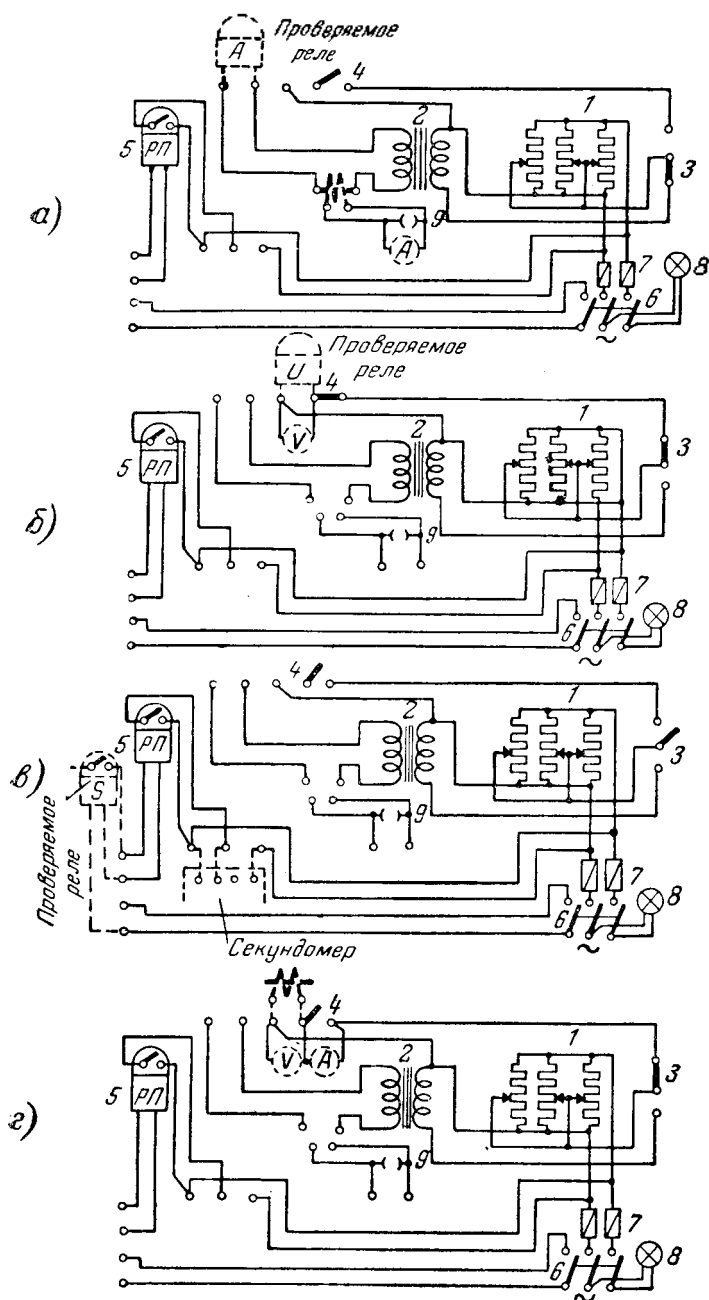


Рис. 2.

ки реле тока, напряжения и времени, проверки пониженным напряжением отключающих и включающих катушек приводов выключателя, а также для снятия характеристики холостого хода трансформаторов тока.

Эта схема (рис. 2) состоит из трех реостатов (2×200 и 1×35 ом) 1, трансформатора напряжения 220/12 в 2, двух накладок 3 и 4, промежуточного реле ЭП-101 5, трехполюсного рубильника 6, двух предохранителей Е-27 7, лампы 8 для освещения стола и штеккера 9 для шунтирования контрольного амперметра.

Путем замены этих приборов и перестановки накладок могут быть получены схемы: а — для проверки токового реле; б — для проверки реле напряжения; в — для проверки реле времени и г — для снятия характеристик холостого хода трансформаторов тока; одновременно эта схема служит для проверки токовых реле, которые по своей конструкции должны проверяться через реостат непосредственно от сети. Величина уставок этих токовых реле не должна превышать 10 а.

На электростанции смонтированы четыре такие схемы в местах сосредоточения защитных устройств. Применение столов с постоянно собранными схемами дало около 30% экономии времени при производстве испытаний.

На рис. 3 приведена также смонтированная на столе схема, применяемая для испытания защиты генератора после капитального ремонта (проверка производится током генератора или от постороннего источника). Схема состоит из амперметров 1 класса 1, однополюсных рубильников 2 (для закорачивания токовых цепей защиты), двухполюсных переключателей 3, накладок 4 (для подключения контрольных амперметров), выводных зажимов 5 для подключения вольтметров от цепей напряжения генератора и защиты от замыкания на землю, гибких замаркированных концов 6, соединяющих схему стола с токовыми цепями и цепями напряжения генератора. Стрелками показаны положение переключателей при проверке дифференциальной защиты при коротком замыкании в зоне дифференциальной защиты и положение переключателей при измерении небаланса дифференциальной защиты. Кроме того, показано положение переключателя при измере-

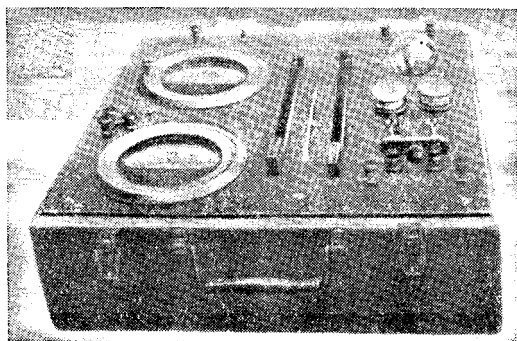


Рис. 4.

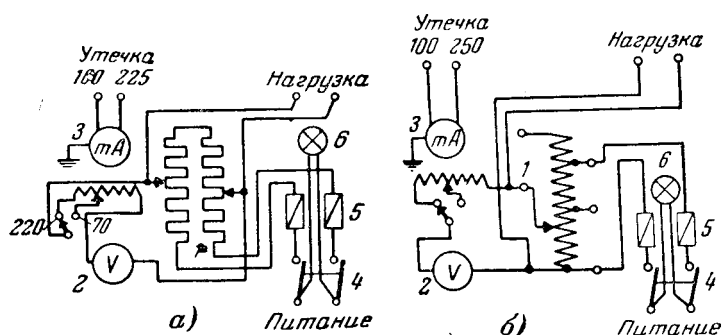


Рис. 5.

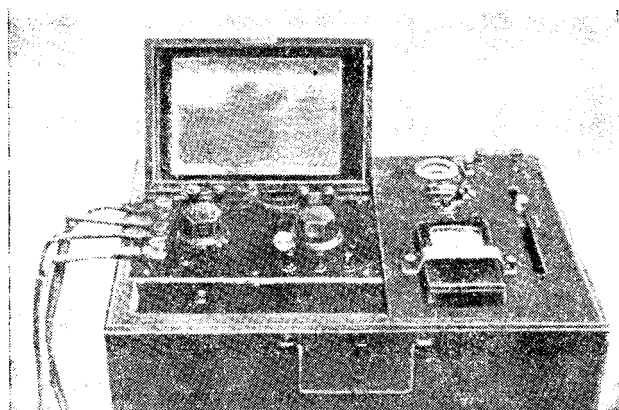


Рис. 6.

нии небаланса защиты генератора от замыкания на землю. К собранной на столе схеме во время испытаний добавляются контрольные вольтметры, миллиамперметр и — при необходимости — контрольные амперметры в цепь дифференциальной защиты.

Благодаря применению такой схемы значительно сокращается время на проверку защиты генератора.

Для ускорения времени испытания высоким напряжением электродвигателей и вторичных цепей смонтирована постоянная схема в чемодане (рис. 4). Схема (рис. 5, а) состоит из двух реостатов 1 (1×200 и 1×30 ом), вольтметра 2 со шкалой $0 \div 70 \div 220$ в, миллиамперметра 3 со шкалой $0 \div 100 \div 225$ ма, двухполюсного рубильника 4, двух предохранителей 5 (Е-27), лампы 6 для освещения чемодана.

Во время испытания дополнительно присоединяется высоковольтный трансформатор и подводится питание.

На рис. 5, б показана схема, также смонтированная в чемодане, в которой вместо реостатов установлен автотрансформатор. Эта схема применяется для испытания крупных электродвигателей и вторичных цепей с большими токами утечки.

Время на сборку схемы для производства высоковольтных испытаний при пользовании чемоданом сокращается примерно вдвое. Вес чемодана с реостатами составляет 8 кг, а с автотрансформаторами — 14 кг.

При измерениях сопротивлений обмоток трансформаторов, переходных сопротивлений контактов выключателей, разъединителей и другого электрооборудования применяется смонтированная в чемодане (рис. 6) схема, показанная на рис. 7.

Схема состоит из двойного моста 1, реостата 2 для тока 30 а, малогабаритного амперметра 3 со шкалой $0 \div 3 \div 30$ а, шунтов 4 на 3 и 30 а, гальванометра 5, аккумуляторной батареи 6, помещенной внутри чемодана, аккумуляторной батареи 7, подключаемой при необходимости к общей схеме, переключателя шунтов 8 на 3 и 30 а, накладки 9 для отключения батареи внутри чемодана.

Обычно сборка схемы занимает $15 \div 20$ мин.; при пользовании чемоданом время сокращается до $2 \div 3$ мин.

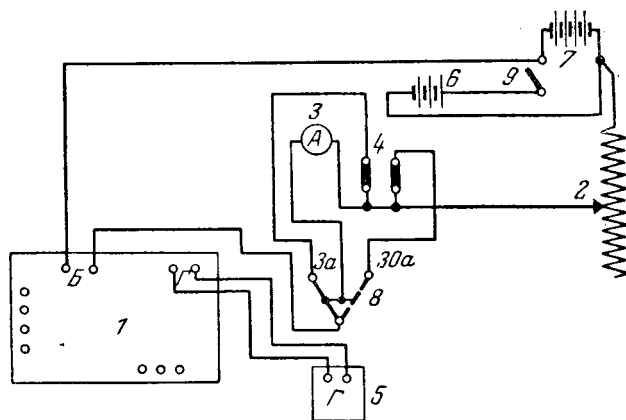


Рис. 7.

Выводы

1. Постоянные поверочные схемы, смонтированные на столах и в чемоданах, способствуют повышению производительности труда электротехнических лабораторий.

2. Применение постоянных поверочных схем приводит к значительной экономии времени при проверке защитных устройств и испытаний электрооборудования, а также к компактности схем и удобству расположения приборов, что повышает качество и культуру производства проверок и испытаний.

3. При заранее смонтированных схемах значительно снижается возможность ошибки при сборке испытательных схем.



Непрерывное измерение температуры обмотки ротора генератора

Инж. Я. И. Зозовский и канд. техн. наук А. М. Рывкин

В 1950 г. в ЦНИЭЛ была выполнена установка для непрерывного измерения температуры обмотки ротора работающего генератора. Прибор прошел испытания и находится в эксплуатации на генераторах 100 тыс. кВт, 3 000 об/мин.

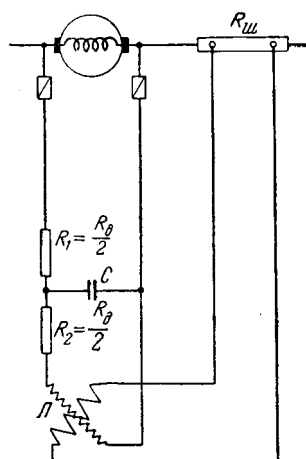
Температура обмотки ротора T_p и ее сопротивление R_p связаны следующей зависимостью:

$$T_p = \left(\frac{250}{R_{15}} R_p - 235 \right) ^\circ \text{C}, \quad (1)$$

где R_{15} — сопротивление обмотки ротора при 15°C .

Из уравнения (1) следует, что прибором для измерения температуры обмотки ротора может служить омметр, измеряющий ее сопротивление и имеющий шкалу, проградуированную в градусах температуры.

Принципиальная схема установки ЦНИЭЛ для измерения температуры обмотки ротора приведена на рисунке. Логометр L имеет две рамки:



Принципиальная схема установки ЦНИЭЛ для непрерывного измерения температуры обмотки ротора генератора.

токовую и напряжения. Токовая рамка присоединена к измерительному шунту $R_{ш}$ цепи возбуждения генератора. Рамка напряжения присоединена через добавочное сопротивление и предохранители к кольцам ротора. Конденсатор C служит для устранения колебаний стрелки логометра во время резких изменений напряжения на кольцах ротора. Отклонение стрелки логометра соответствует омическому сопротивлению обмотки ротора, которое согласно формуле (1) пропорционально ее температуре.

В приборе использованы детали магнитоэлектрического логометра от частотомера ДЧ-49 завода «Энергоприбор».

Чувствительность заводского логометра недостаточна для использования в установке, вследствие чего его конструкция изменена. Вращающий момент подвижной системы увеличен на 65% путем добавления второго магнита. Подводки токовой рамки логометра выполнены из прокатанного в ленту манганина. Манганиновые подводки осуществляют функции температурной компенсации цепи, вследствие чего отпадает необходимость в дополнительном стабилизирующем сопротивлении, на котором обычно теряется большая часть напряжения шунта. Паразитный момент подводов скомпенсирован пластинкой из пермаллоя, стягивающейся в поле магнитов.

Логометр помещен в профильный корпус. Шкала безнулевая, что позволяет снизить цену деления. Приборы для генераторов 100 тыс. кВт имеют шкалу от 60 до 150°C с делениями через градус. Характер шкалы практически равномерный. Соединительные провода токовой рамки могут иметь сопротивление до 4 ом, благодаря чему прибор можно устанавливать на главном щите.

При работе автоматического регулятора напряжения в цепи ротора генератора возникают переходные процессы.

В течение времени протекания этих процессов в цепи возбуждения генератора частное от деления падения напряжения на ток не равно омическому сопротивлению. Вследствие этого во время переходных процессов показания логометра не соответствуют действительной температуре обмотки ротора. Последнее проявляется в том, что при возникновении в цепи возбуждения генератора переходного процесса стрелка прибора испытывает отброс.

Во время испытаний прибора наблюдались колебания стрелки $\pm 10^\circ$ по шкале на генераторе 4 тыс. кВт с вибрационным регулятором напряжения и $\pm 5^\circ$ на генераторе 100 тыс. кВт с электронным регулятором.

В установке ЦНИЭЛ для измерения температуры обмотки ротора синхронного генератора применена компенсация влияния переходных процессов, вызванных регулятором напряжения, дающая возможность свести колебания стрелки прибора до $\pm 1^\circ$, что вполне приемлемо. Это выполнено путем подключения конденсатора C .

Под действием регулятора напряжения генератора напряжение на кольцах ротора изменяется быстро, тогда как ток ротора медленно следует за этим изменением вследствие большой индук-

тивности цепи. Емкость C вводит задержку в цепь рамки напряжения. Ее величина берется такой, чтобы постоянные времени кривых изменения тока в обеих рамках логометра были равны. Тогда токи в рамках изменяются одновременно, и соотношение между ними сохраняется во время переходного процесса таким же, как и при установившемся режиме.

Величина компенсирующей емкости может быть подсчитана по формуле

$$C = \frac{R_1 + R_2}{R_1 \cdot R_2} \tau, \quad (2)$$

где τ — постоянная времени цепи ротора при номинальной нагрузке генератора, сек.;

$R_1 + R_2 = R_d$ — добавочное сопротивление рамки напряжения, разделенное точкой присоединения конденсатора C на части R_1 и R_2 , ом.

Наименьшая требующаяся для компенсации величина емкости получается при условии $R_1 = R_2 = \frac{R_d}{2}$ (рис. 1) и равна

$$C_{\min} = \frac{4\tau}{R_d} 10^6 \text{ мкф}. \quad (3)$$

Формула (3) дает хорошее совпадение с результатами опытного подбора емкости конденсатора, несмотря на то, что при переходных процессах ток ротора генератора изменяется не строго по экспоненте.

От качества щеток, с помощью которых снимается напряжение с колец ротора, зависит точность работы установки.

Хорошие результаты дают пластинчатые щетки из бронзы и латуни, а также медно-сетчатые. Необходимо правильно выбирать нажатие щеток, так как при сильном нажатии щетки обгорают, при слабом — не обеспечивают контакта.

На мощных генераторах с высоким напряжением возбудителя возможно присоединение цепи напряжения логометра непосредственно к рабочим щеткам. Так, на генераторе 100 тыс. квт с напряжением возбудителя 400 в падение напряжения на рабочих щетках колеблется от 2 до 4 в, что может дать дополнительную погрешность измерения около $\pm 1,3^\circ$ при номинальном токе возбуждения. Такая величина погрешности может быть допущена, особенно если учесть, что при

включении на рабочие щетки повышается надежность и упрощается обслуживание прибора.

Использованный в установке логометр имеет при небольших значениях диапазона отношений практически равномерную шкалу. Это обстоятельство позволяет вычерчивать шкалу прибора при его изготовлении, не производя градуировки по точкам.

Температура, соответствующая началу и концу шкалы, определяется классом изоляции обмотки ротора и условиями работы генератора. Требуемый диапазон отношений логометра зависит от выбранных пределов измерения и подсчитывается по формуле

$$\gamma = \frac{235 + T_\kappa}{235 + T_0}, \quad (4)$$

где T_κ — температура конца шкалы;

T_0 — температура начала шкалы.

После монтажа установки на генераторе необходимо произвести ее наладку, которая заключается в точной подгонке величины добавочного сопротивления рамки напряжения, в уточнении величины компенсирующей емкости и поверке шкалы.

Величина емкости конденсатора C уточняется по минимуму колебаний стрелки прибора при работающем регуляторе напряжения и номинальной нагрузке генератора.

Испытания прибора были проведены на двух генераторах:

1. Генератор 4 тыс. квт; 3000 об/мин; $I_p = 250$ а; $U_{возб} = 110$ в; $r_p = 0,26$ ом при 15°C и $\tau_{x.x} = 1,15$ сек. Регулятор напряжения — вибрационный — типа ВС-4.

2. Генератор 100 тыс. квт; 3000 об/мин; $I_p = 750$ а; $U_{возб} = 400$ в; $r_p = 0,376$ ом при 15°C и $\tau_{x.x} = 11$ сек. Регулятор напряжения — электронный типа ВЭИ.

В обоих случаях оказалось необходимым ставить компенсирующую емкость C : на первой машине — 16 мкф, на второй — 64 мкф. На генераторе 4 тыс. квт цепь напряжения присоединена к кольцам ротора с помощью пластинчатых измерительных щеток из латуни, на генераторе 100 тыс. квт — непосредственно к рабочим щеткам.

По результатам контрольных испытаний обе установки дают погрешности измерения, не превышающие 1,5%.

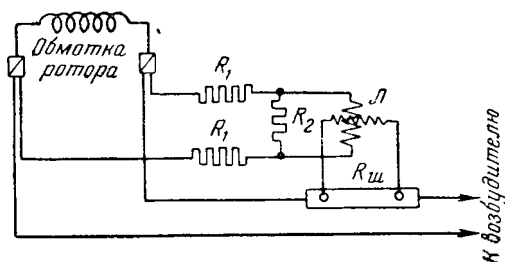


Дистанционное измерение температуры обмотки ротора генератора

Инж. Г. В. Пригниц

Для измерения сопротивления обмотки ротора генератора по методу вольтметра — амперметра трестом «Оргкоммунэнерго» МКХ СССР было разработано устройство с использованием логометра типа ЛМПУ. Схема устройства показана на рис. 1.

На рамку логометра, имеющую при положении стрелки логометра в нулевой части шкалы меньший магнитный поток, включается измерительная цепь шунта, находящегося в цепи ротора.



Принципиальная схема дистанционного измерения сопротивления (температуры) обмотки ротора генератора.

Л — логометр; $R_{ш}$ — измерительный шунт; R_1 и R_2 — добавочные сопротивления.

Другая рамка логометра подключается через добавочные сопротивления к кольцам ротора.

При пропорциональном изменении тока в обеих рамках логометра подвижная система будет оставаться в одном и том же положении.

При изменении тока в рамке, измеряющей напряжение на кольцах ротора, подвижная система повернется.

Так как некомпенсированные изменения напряжения на рамках логометра являются результатом изменения сопротивления ротора, показания прибора будут пропорциональны сопротивлению ротора и, следовательно, его температуре.

Шкала прибора градуируется в градусах Цельсия в соответствии с сопротивлением обмотки ротора и напряжением на кольцах ротора при токе 300 а. Сокращенные значения приведены в таблице.

Напряжение на токовой рамке логометра при токе шунта 300 а определяется формулой

$$U_{ток} = \frac{U_{ш} \cdot R_p}{R_p + R_s} = \frac{0,045 \cdot 45}{45 + 0,645} = 0,0435 \text{ в.}$$

Сокращенная градуировочная таблица прибора

$t, ^\circ\text{C}$	Сопротивление ротора $R, \text{ом}$	Напряжение на кольцах ротора $U, \text{в}$
0	0,1965	58,8
50	0,238	71,4
100	0,280	84,0
150	0,322	96,7
200	0,364	109,2

где $U_{ш}$ — напряжение на зажимах шунта, в;

R_p — сопротивление рамки логометра, ом;

R_s — сопротивление проводов цепи тока, ом.

Добавочные сопротивления в цепи напряжения желательно выбирать возможно большими.

Градуировка прибора производится после монтажа, для чего на токовую систему подается через добавочное сопротивление (равное сопротивлению соединительных проводов цепи тока) номинальное напряжение шунта (45, 75 мв и др.).

На систему напряжения подается напряжение, которое будет на кольцах ротора при заданных температурах с интервалом 10°C .

Сопротивление R_1 в цепи напряжения нужно разбивать на два и включать в оба провода для уменьшения потенциала на рамке логометра при случайном изменении полярности проводов цепи напряжения.

Для подключения цепей напряжения на каждом кольце ротора устанавливается дополнительный изолированный щеткодержатель. Цепи напряжения защищены предохранителями, установленными вблизи щеткодержателей. Сопротивления щетки и проводов цепи напряжения можно не учитывать, так как внутреннее сопротивление прибора более 20 тыс. ом, и при сопротивлении проводов до 10 ом погрешность не превышает 0,05%.

При испытании данного прибора, смонтированного на генераторе, было установлено, что погрешность его показаний не превышает 1,5% при изменении температуры ротора от 102 до 140°C .

Прибор имеет шкалу 0— 200°C , цена деления 5°C .



Новая конструкция промежуточного реле

Инж. А. Д. Беленький и инж. Л. Я. Дубов

В цепях автоматики в большинстве случаев в качестве промежуточных применялись реле типов РЭ-100, ЭП-100, реже контакторы типа КП-1 и другие, имеющие небольшое число контактов, но рассчитанные на токи порядка 2 а, или реле типа кодовых, имеющие большое число контактов, но для сравнительно малых токов (порядка 0,1 ÷ 0,3 а).

В настоящее время освоен выпуск нового промежуточного реле типа РУ41-19 (рис. 1), имеющего ряд преимуществ по сравнению с указанными выше. Это реле основано на новом конструк-

ционном принципе — кассетно-блочном, дающим ряд преимуществ по сравнению с существующими типами.

Описываемое реле при сравнительно небольших габаритах имеет 16 контактов при любом сочетании нормально замкнутых (НЗ) и нормально разомкнутых (НО). Комбинация контактов может быть легко изменена в условиях эксплуатации, для чего достаточно вынуть одну или несколько кассет из соответствующих гнезд в блоках и на их место вставить другие.

Реле типа РУ41-19 имеет заднее присоединение проводов; расположение зажимов таково, что оно позволяет все провода привести в одно место в виде общего пучка. Катушка реле рассчитана на постоянный ток и выполняется для параллельного включения на напряжение от 6 до 220 в или для последовательного включения на токи от 1 до 5 а.

Это реле благодаря большому числу контактов, обладающих высокой разрывной способностью, может заменить в цепях автоматики до четырех-пяти реле типа РЭ-100. Замена контактов или катушек благодаря кассетно-блочному принципу их размещения не требует какой-либо разборки реле или демонтажа проводов, кроме двух, присоединенных непосредственно к заменяемой контактной паре (или катушке), что обеспечивает возможность легкой и быстрой смены изношенных контактов (или катушки) или изменение комбинации нормально разомкнутых и нормально замкнутых контактов. Эта операция занимает 3—5 мин. и сводит к минимуму простои в эксплуатации.

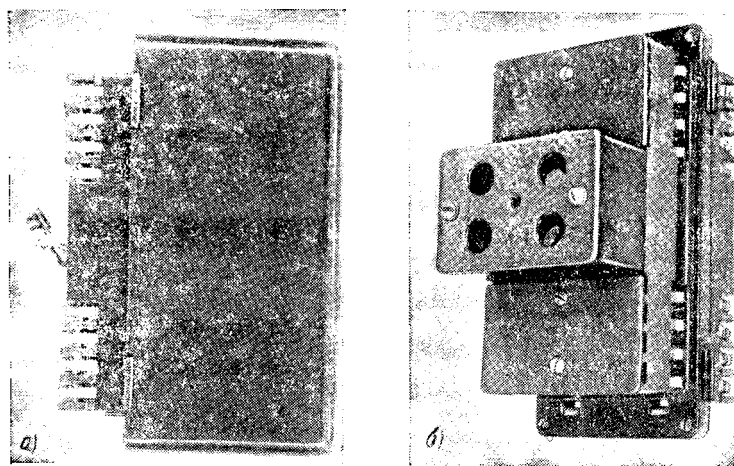


Рис. 1. Реле РУ41-19.
а — вид сбоку; б — вид при снятом кожухе.

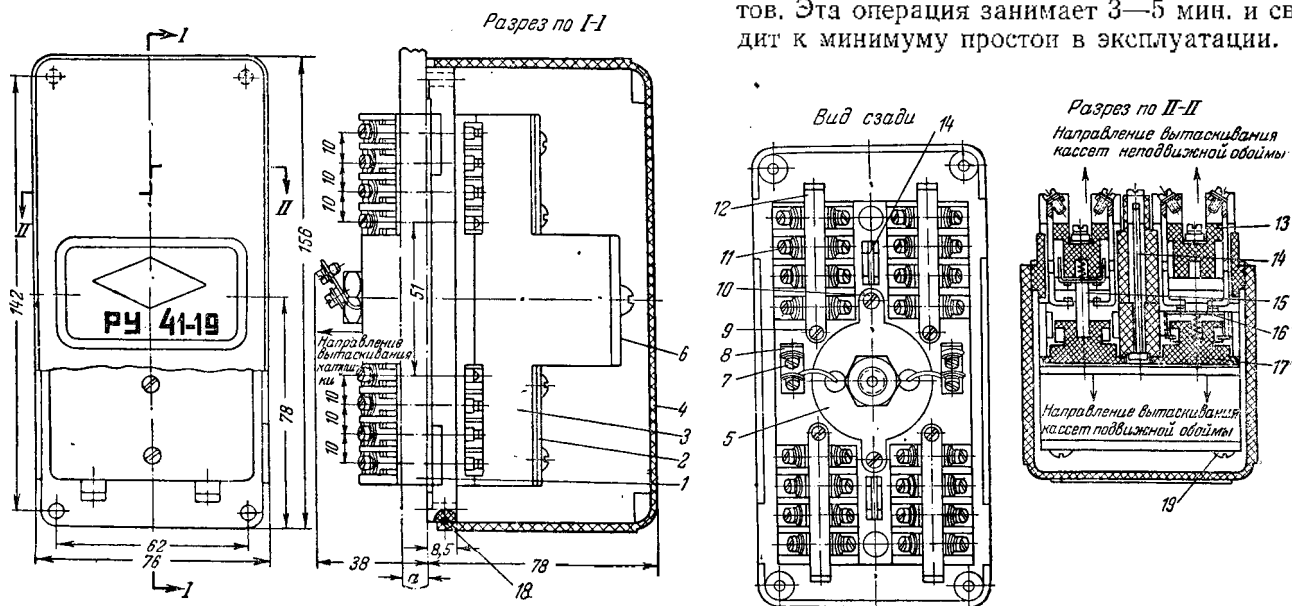


Рис. 2. Устройство реле РУ41-19 (реле показано во включенном положении).

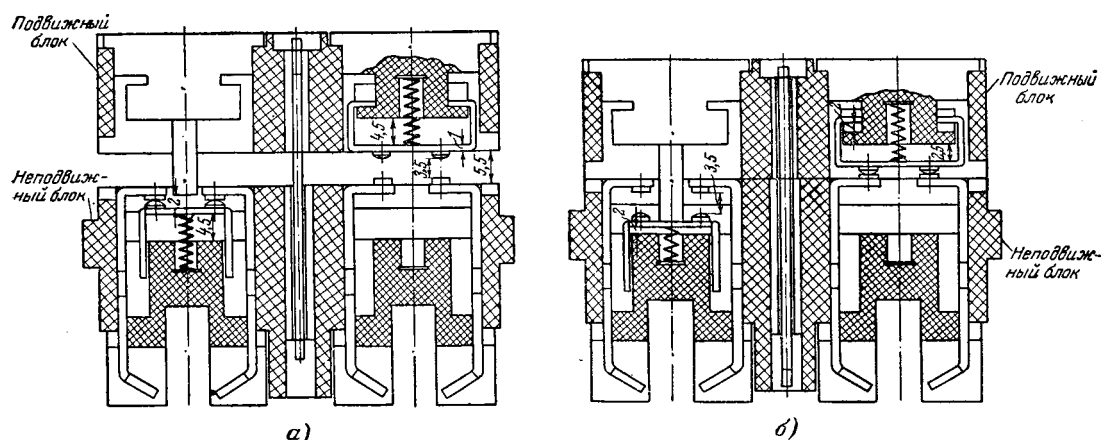


Рис. 3. Кинематическая схема работы реле РУ41-19.
а — реле в отключенном положении; б — реле во включенном положении.

Конструктивное выполнение всех деталей реле (кроме катушки и якоря) предусматривает применение современной, наиболее производительной технологии — штамповки, прессования из пластмассы, что допускает массовое производство и снижает себестоимость реле.

Кроме того, в реле типа РУ41-19 не применяются цветные металлы (кроме обмотки катушки и серебряных контактных накладок), что также снижает себестоимость реле.

Первые выпуски реле применены и в настоящее время работают на ряде насосных станций.

Применение реле типа РУ41-19 на этих объектах позволило резко сократить габариты магнитных станций автоматического управления, а также соответственно и помещений для их размещения.

Реле (рис. 2) состоит из двух основных частей (блоков) — подвижной обоймы 3 и неподвижной обоймы 1. В неподвижной обойме, в средней части, закреплен соленоид 5 бронзового типа при помощи двух винтов 10. По обеим сторонам соленоида находятся неподвижные нормально разомкнутые контакты, а также комплекты нормально замкнутых контактов, состоящие из неподвижных контактов и мостиков. Неподвижные контакты вложены в специальные пластмассовые кассеты 13, которые вкладываются в гнезда неподвижной обоймы и закрепляются в них планкой 12 с винтом 9. Винт 9 выполнен так, что он не выпадает из планки 12 при отвинчивании.

На неподвижной обойме крепятся выводные угольники 8 катушки (соленоида), на которых предусмотрены винты 7 ($M3 \times 8$) для присоединения проводов. Подвижная обойма движется поступательно, причем направляющим для нее служит корпус соленоида. Подвижная обойма в своей средней части имеет якорь, завальцованный в планку 6, которая, в свою очередь, укреплена на этой выступающей части подвижной обоймы винтами 19.

По обе стороны выступающей части в гнездах подвижной обоймы находятся пластмассовые кассеты 17 с вложенными в них мостиками 16. Эти кассеты зажаты в гнездах специальными крышками 2 с винтами, выполненными подобно винтам 9, т. е. «не теряющимися», но имеющими полупотайную головку. Кроме того, на подвижной обойме укреплены ограничители 14, предохраняю-

щие ее от поворота относительно неподвижной обоймы и ограничивающие ход реле.

При подаче напряжения на катушку якорь втягивается и тянет за собой подвижную обойму, мостики которой замыкают соответствующие неподвижные контакты. У нормально разомкнутых контактов в кассетах подвижной обоймы вместо мостиков укреплены штифты 15, которые при срабатывании реле нажимают на мостики, помещенные в кассеты нормально замкнутых контактов неподвижной обоймы и размыкают эти контакты. При отключении реле подвижная обойма возвращается в исходное положение под действием четырех возвратных пружин, находящихся в гнездах в средней части реле.

Работа реле иллюстрируется рис. 3, где показано два положения реле, причем справа показан нормально разомкнутый контакт, а слева — нормально замкнутый контакт.

Реле закрывается пластмассовым кожухом 4 прямоугольной формы, имеющим на внутренней поверхности, вверху и внизу выступы 18, защелкивающиеся в соответствующих выемках неподвижной обоймы.

Реле укрепляется четырьмя винтами $M4$, для которых в неподвижной обойме предусмотрено четыре отверстия, закрытых в рабочем положении реле кожухом.

Подвод проводов к реле должен быть выполнен так, чтобы провода не перекрывали планку 12, которые укрепляют неподвижные кассеты, а также не закрывали соленоида 5.

Для монтажа рекомендуется применять или одножильный провод диаметром не более 1 мм, или гибкий (многожильный) провод сечением не более $0,75 \text{ мм}^2$, который подсоединяется к зажимным винтам 11 ($M3 \times 8$) *. Реле крепится в вертикальном положении на металлических рейках или на металлической или изоляционной панели толщиной a . Металлическая панель по условиям

* Для монтажа может быть применен и провод большего диаметра, как это требуется «Правилами технической эксплуатации» и «Правилами устройства электротехнических установок», но тогда кольцо под винт должно быть сделано вне реле и надето готовым, так как запас прочности в кассетах невелик из-за малых габаритов и при огибании провода большего диаметра вокруг винта непосредственно на реле может вызвать поломку кассеты.

электрических перекрытий должна быть толщиной не более 5 мм. Толщина изоляционной панели может быть любой, но из условий удобства монтажа, а также удобства замены неподвижных контактов ее толщину желательно выбирать не более 20 мм.

Эти реле имеют следующие технические данные.

1. Контакты реле могут разрывать постоянный ток до 2 а при напряжении 110 в и постоянной времени $\frac{L}{R} \approx 0,01$ и переменный ток до 14 а при 110 в.

2. Длительно допустимый ток, протекающий через контакты 5 а.

3. Контакты реле могут включать ток величиной до 10 а.

4. Катушка реле имеет потери порядка $10 \div 14$ вт и температуру перегрева порядка $62 \div 65^\circ \text{C}$.

5. Собственное время срабатывания реле от 0,02 до 0,07 (меньшее время относится к возврату реле, а большее — к срабатыванию).

6. Реле надежно срабатывает при напряжении 85% от номинального при нагретой до установившейся температуры обмотки катушки (собственное время срабатывания реле при этом несколько возрастает).

7. Реле может работать при 110% от номинального напряжения на катушке.

8. Реле предназначено для работы в нормальных электромашиных помещениях, не содержащих повышенного количества влаги или пыли, а также газов и паров, опасных по взрыву или вредно действующих на металл или пластмассу.



Об анализе грозовых повреждений на линиях электропередачи

Инж. Т. П. Мусатов

Достигнутая в настоящее время большая насыщенность высоковольтных сетей устройствами автоматики резко снизила число аварийных отключений потребителя из-за грозы. Однако это не исключает необходимости тщательного анализа всех грозовых поражений линий электропередачи, количество которых, изменяясь в зависимости от интенсивности грозовой деятельности, по своему абсолютному значению остается сравнительно большим.

Сопоставление результатов осмотра с работой релейных защит и устройств автоматики во многих случаях может дать дополнительные указания о характере и развитии повреждения, возникшего на линии электропередачи. Такие сопоставления могут быть особо полезны при оценке грозовых явлений, вызвавших нарушение нормальной работы линии электропередачи.

Рассмотрим подобным методом случай грозового поражения линии 110 кВ длиной 40 км на смешанных опорах (анкерные — металлические, промежуточные — деревянные) с расчетным пролетом 100 м и проводом марки АС-95/18. Провода расположены горизонтально с расстоянием между фазами 4 м; гирлянды составлены частью из трех изоляторов типа «Мотор», частью из шести-семи изоляторов П-4,5. Металлические опоры защищены трубчатыми разрядниками.

Прямой удар молнии в промежуточную опору с изоляторами «Мотор» (ближе к середине линии) перекрыло и повредило изоляторы гирлянд средней и одной крайней фазы. Вторая крайняя гирлянда, находящаяся с наветренной стороны, имела оплавление металла только на нижней металлической шапке первого от провода изолятора. Средний провод был сильно поврежден в поддерживающем зажиме, а в зонте нижнего

изолятора прожжено отверстие диаметром около 80 мм. Нижняя шапка соскочила с изолятора и вместе с проводом упала на верхнюю горизонтальную ветровую связь, что, повидимому, было вызвано нагревом заливочной массы изолятора «Мотор» токами короткого замыкания.

Данные осмотра позволяют предположить, что сначала возникло трехфазное короткое замыкание, которое перешло в двухфазное, так как при падении среднего провода на ветровую связь ветер смог оторвать дугу с нижней шапки изолятора неповрежденной гирлянды.

Судя по действию релейных защит, длительность трехфазного короткого замыкания (а следовательно, весь процесс нагрева и падения среднего провода) составила 0,4 сек.

Поскольку линия с одного конца отключилась междуфазной отсечкой с нулевым временем еще при трехфазном коротком замыкании, а уставка времени АПВ (6 сек.) больше уставки времени защиты линии другого конца, то можно утверждать, что оставшаяся дуга двухфазного короткого замыкания поддерживалась только с одной стороны.

С этой стороны одновременно сработали две защиты: междуфазная максимально-направленная с уставками по времени — 2,8 сек, по току — 1200 а и отсечка от замыкания на землю с нулевым временем и токовой уставкой 1480 а (выпали выходные сигнальные реле обеих защит, исправность последних подтвердила специальная проверка).

Данное совпадение работы релейных защит дает возможность получить дополнительные сведения об открытой двухфазной дуге при ее длительном горении на промежуточной деревянной опоре линии 110 кВ.

В описанных в литературе опытах с открытыми электрическими дугами большой мощности¹ было прослежено развитие дуги в предельном времени (0,8—1 сек.).

В рассматриваемом случае длительность двухфазной дуги достигла 2,8 сек., а отключение произошло при токе в дуге, превышающем уставку реле, т. е. не менее 1 200 а.

В момент, предшествующий отключению, средний провод коснулся или очень приблизился в пролете к земле, в результате чего возник ток однофазного замыкания, по величине также не менее уставки реле отсечки от замыкания на землю, т. е. не менее 1 480 а.

Расчетный ток металлического трехфазного короткого замыкания в месте повреждения составлял 2 700 а, двухфазного — 2 300 а. Далее было определено, что срабатывание отсечки от замыкания на землю при уставке по току 1 480 а могло быть только в том случае, если напряжение на дуге было порядка 42% от номинального.

Таким образом, по данным работы релейных защит можно заключить, что к исходу 2,8 сек. дуга двухфазного короткого замыкания продолжала гореть устойчиво при расстоянии между проводами: по горизонтали — 4,3 м, по вертикали — 1,5 м.

В упомянутых выше опытах расстояние между проводами в 3 и 4 м не давало ощутимой разницы в процессе горения дуги.

В рассмотренном нами случае дополнительный вертикальный разнос проводов, более длительное время горения дуги и к тому же сильный ветер также не сказались на устойчивости междуфазной дуги, подтверждая тем самым вывод проф. В. В. Бургсдорфа о весьма малой вероятности самопогасания междуфазных дуг.

Уточним далее обстоятельства, вызвавшие одновременное срабатывание двух защит: междуфазной с временем 2,8 сек. и отсечки от замыкания на землю с нулевым временем. Такое совпадение в работе защит оказалось возможным из-за качания среднего провода после падения его на верхнюю горизонтальную ветровую связь.

Специально проведенными опытами² было установлено, что провод при падении на землю или ветровую связь испытывает затухающие колебания в течение нескольких циклов (в зависимости от высоты падения).

На рис. 1 представлено колебание проводов, упавших в одном случае на землю, а в другом (среднего провода) — на верхнюю горизонтальную ветровую связь. В первом случае осуществлялось падение провода АС-185/34 на землю с деревянной промежуточной опоры линии 110 кв (отрыв провода от траверсы вместе с одним изолятором П-4,5) при длине смежных пролетов 160 и 162 м, причем общая длительность колебаний в месте падения достигла 22,3 сек. Во втором случае из-за малой высоты падения провода общая длительность колебаний провода с подскоком его на ветровую связь составила 5,8 сек.

В обоих случаях подсчет времени производился по ручному секундомеру и повторялся 3 ÷ 4 раза.

Волна колебания провода, возникшая из-за падения его на ветровую связь, распространяется вдоль пролета и отражается от соседних опор.

В данном случае в связи с резко неравномерным подъемом профиля (разница в отметках опор 8,5 м) провод в пролете при колебании коснулся либо приблизился к земле, вызвав замыкание на землю и работу реле отсечки от замыкания на землю.

Следует отметить, что после успешного включения выпавшей линии АПВ с обеих сторон ли-

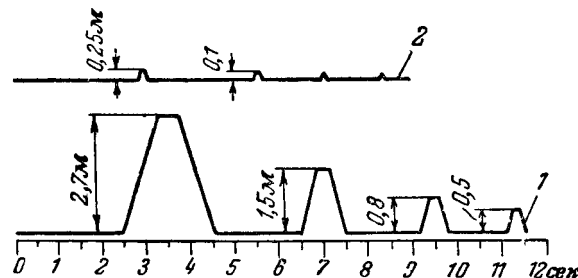


Рис. 1. График колебаний провода, оторвавшегося от опоры.

1 — провод АС-185/34, высота падения 12,5 м; 2 — провод АС-95/18, высота падения 1,5 м.

ния в течение 40 мин. находилась в работе, хотя средний провод лежал на ветровой связи. Ток утечки от среднего провода по верхней горизонтальной ветровой связи распределился в обе стороны к стойкам опоры и далее по крестовинам и стойкам к рельсовым основаниям опоры. Зна-

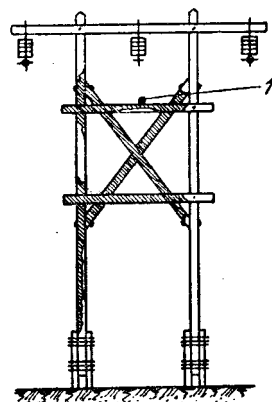


Рис. 2. Промежуточная деревянная опора линии 110 кв с выгоревшей древесиной (заштриховано).

1 — средний провод, упавший на верхнюю горизонтальную ветровую связь.

чительный ток утечки вызвал возгорание опоры в местах перехода тока с одного участка дерева на другой (рис. 2).

Отключение линии произошло вследствие перегорания стойки в верхнем и нижнем узлах ветровых связей.

Другая более новая стойка, расположенная с наветренной стороны, не пострадала, за исключением небольшого подгара в месте сочленения с одной из ветровых связей.

¹ Проф. В. В. Бургсдорф. «Электричество», 1948, № 10.
² Опыты проведены под руководством инж. Д. Г. Михайлец.

Тщательный осмотр поврежденной опоры дает основание утверждать, что ток утечки распределялся по всему сечению дерева, концентрируясь на выходе к рельсам, у которых имеются следы возгорания дерева. Током утечки один бандаж подплавлен с полным перегоранием одного витка.

Только на одном участке, на длине до 1,5 м, из-за загнивания сердцевины ток шел по наружной поверхности и прожог борозду шириной до 50 мм. На неповрежденной стойке, особенно у выхода к рельсам, из дерева выступила смола, что свидетельствует о значительном нагреве дерева.

Представляет интерес и другой случай грозового поражения в линии электропередачи 35 кВ на деревянных П-образных опорах, отключившейся во время ночной грозы с неуспешной работой АПВ. При этом повреждении персонал заметил две глубокие посадки напряжения. При попытке подать напряжение в линию (через 7 мин.) она отключилась также с глубокой посадкой напряжения в сети.

При осмотре было установлено, что на тросовом подходе, в пролете промежуточных опор, два провода (АС-70/9) сильно повреждены дугой, в трех местах на них имеются кратеры с прожогом алюминия более чем наполовину сечения, с частичным повреждением и стального сердечника.

На концевой опоре тросового подхода сработали все три трубчатых разрядника, одна трубка разорвалась, на петлях двух фаз были следы дуги, распространившейся за оттяжные зажимы в пролет.

Проф. В. В. Бургсдорф в упомянутой выше работе наблюдал остаточное свечение отдельных очагов в течение 0,8—1 сек. после отключения тока.

В данном же случае можно предположить, что при сравнительно малой уставке времени на АПВ (0,5 сек.) за счет испарения алюминия могла сохраниться во всем дуговом промежутке высокая степень ионизации, что вызвало повторное

образование дуги при подаче напряжения в линию от АПВ.

При опробовании линии напряжением через 7 мин. после отказа АПВ момент подачи напряжения в линию совпал, повидимому, с работой трех трубчатых разрядников на опоре в конце троса, в результате возникло трехфазное короткое замыкание через землю (следы оплавления линий металла на бандажах и рельсах).

На одной фазе ток короткого замыкания был погашен трубчатым разрядником, на другой фазе трубчатый разрядник разорвался и за счет образовавшегося пламени возникла дуга на петлях проводов двух фаз (трубчатые разрядники установлены на стойках анкерной опоры под петлями проводов).

Такое, весьма редкое совпадение подачи напряжения с работой трубчатых разрядников от грозового разряда вызвало ложное предположение о наличии на линии устойчивого короткого замыкания, что и задержало включение линии в работу.

Выводы

1. При анализе грозовых поражений линий электропередачи работа устройств автоматики представляет дополнительные возможности в уточнении данных, характеризующих открытые электрические дуги большой мощности при образовании и развитии их в реальных условиях работы сети.

2. Следует считаться с возможностью повторного зажигания электрической дуги на линиях с малым временем работы АПВ. Поэтому необходимо в директивном порядке обусловить обязательность двукратного АПВ на всех лучевых линиях электропередачи напряжением 35—110 кВ.

3. Выпадение линии при работе АПВ или ручном включении не дает оснований к отказу от повторных попыток подать напряжение на линию, если имеется необходимость в срочном обратном включении.

□ □ □

Д И С К У С С И Я

Об экономии древесины в сетях 3—10 кВ*

Инж. С. А. Комаров, инж. И. М. Райгородский
и инж. М. М. Хейфиц

Инж. Б. П. Комиссаров в своей статье исходит из некоторых ошибочных положений:

1. В статье упоминается об «универсальной опоре», рекомендуемой электротехническим справочником под редакцией Хомякова. В действительности «универсальной опоры» для всех про-

водов и всех климатических районов еще не существует, а имеется лишь серия, состоящая из двух основных типов промежуточных опор: с крюками (шахматное расположение проводов) и с траверзой (треугольное расположение проводов).

2. В статье правильно отмечается нелепое положение, когда детали «универсальной» опоры с легкими проводами заменяются в те же сроки, что и детали опоры с тяжелыми проводами, хотя в первом случае эти детали еще имеют значительный запас. Однако автор не указывает, что

* Обсуждение статьи инж. Б. П. Комиссарова «Пути экономии древесины в сетях 3—10 кВ», «Электрические станции», 1952, № 9.

замена деталей таких опор в одинаковые сроки не может регламентироваться обычными правилами и сроки замены деталей опор с легкими проводами, конечно, следует соответственно увеличивать. При правильной организации эксплуатации, т. е. смене деталей по достижении определенного рас-

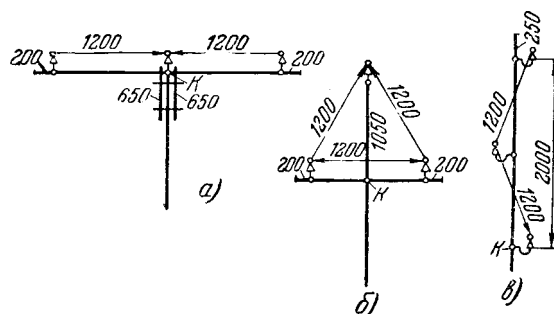


Рис. 1. Варианты расположения проводов на опорах.

а — горизонтальное; б — треугольное; в — шахматное.

четного напряжения в оставшейся неповрежденной части древесины (а не определенного, постоянно-го для всех опор критического диаметра), в эксплуатационном отношении обе опоры будут примерно одинаково экономичными.

3. Указание, что расположения проводов шахматное и треугольником в отношении расхода древесины не отвечают современным требованиям, является ошибочным. Рекомендуемое автором горизонтальное расположение проводов требует не меньше, а больше древесины, чем шахматное и треугольное расположения.

Приведенное на рис. 1 сравнение¹ расхода древесины выше точки К при одном и том же габарите нижних проводов над землей показывает, что при треугольном расположении проводов расход древесины в 1,5 раза, а при шахматном — в 1,7 раза меньше, чем при горизонтальном.

Таким образом, отмечаемый автором двухметровый выигрыш в рабочей высоте опоры при горизонтальном расположении проводов получается за счет увеличенного расхода древесины.

4. Автор предлагает отказаться от единой «универсальной» опоры и перейти на такую серию, в которой для каждой марки проводов имела бы своя опора. Теоретически это, конечно, может обеспечить значительную экономию древесины, практически же экономия будет существенно меньшей, поскольку заготовка и хранение на складах строительно-монтажных организаций большого ассортимента бревен разных длин и диаметров оказывается затруднительной, а иногда и невозможной. Поэтому увлечение большим количеством вариантов опор (и соответствующих бревен), хотя и дающих теоретическую экономию, представляется нежелательным. Значительно больший практический интерес представляла бы серия опор, которая при достаточной экономичности в расходе древесины имела бы минимальный ассортимент бревен.

5. Основным в предложении автора является рекомендация серии опор с горизонтальным рас-

положением проводов, в которой полное использование механической прочности каждой данной опоры, предназначенной для одного определенного провода, достигается за счет переменной высоты опор при одинаковом диаметре стоек.

Другие организации, например Главсельэлектро, варьируют диаметрами бревен, сохраняя одинаковую высоту опор.

Рассмотрим, какой из этих методов является более экономичным.

Используя данные, приведенные инж. Комиссаровым для стойки диаметром 16 см, нетрудно ответить на этот вопрос. По его статье можно определить следующую зависимость между высотой опоры и расходом древесины:

Высота опоры, м	Расход древесины на опору, м ³
14	0,84
12,2	0,72
10,8	0,64
9,8	0,58
8,8	0,52
8,0	0,48
7,5	0,44

На основе графиков автора и полученных цифр находим расход древесины на 1 км линии для проводов различных сечений (табл. 1).

Таблица 1

Провод	М-10	М-16	М-25	М-35	М-50	М-70
Высота соответствующей опоры, м	18	12,6	10	8,6	7,8	7,3
Пролет, м	200	168	150	130	115	100
Расход древесины на опору, м ³	1,06	0,74	0,59	0,51	0,46	0,43
Общий расход древесины, м ³ /км	5,3	4,4	3,9	3,9	4,0	4,3

В табл. 1 показаны те из наимыгоднейших высот и наибольших пролетов, которые могут дать опоры предложенной серии при полном их использовании. Автор в своем расчете рассматривает неполное использование опор, исходя из возможности подвески двух марок проводов на одну опору: при меньших марках остается неиспользованной механическая прочность опоры, при больших — частично не используется ее высота.

Соответственно для опор Главсельэлектро расход древесины на 1 км линии (II район) приводится в табл. 2.

Таблица 2

Провод	М-10	М-16	М-25	М-35	М-50	М-70
Пролет, м	69	88	102	105	120	121
Расход древесины на опору, м ³	0,36	0,37	0,39	0,42	0,49	0,52
Общий расход древесины, м ³ /км	5,2	4,2	3,8	4,0	4,1	4,3

Сравнение табл. 1 и 2 показывает, что при том же минимальном диаметре стойки (160 мм) расход древесины на 1 км линии в обеих сериях опор по существу одинаков (для проводов М-10, М-16, М-25, т. е. наиболее ходовых в условиях сельской

¹ При сравнении на рис. 1, а приняты коротыши, выполненные из бревен диаметром 140 мм; пересчитанная на диаметр 160 мм длина двух коротышей — 1050 мм.

электрификации, расход древесины на опоры Главсельэлектро будет даже несколько меньшим).

Таким образом, остается недоказанным утверждение, что при использовании горизонтального расположения проводов и переменной высоты опор в масштабе СССР будет иметь место экономия многих тысяч кубометров древесины.

Вычисленная автором экономия получается только при сравнении предлагаемой им серии с устаревшей и явно неэкономичной «универсальной» опорой или с линией, имеющей заниженные пролеты в 50 м. Эти расчеты до некоторой степени условны, так как предполагается, что все опоры на линии промежуточные.

6. Переменная высота опор затрудняет подбор рациональных длин стойки и пасынка, что отражается на сооружении таких линий. Кроме того, эти опоры требуют дорогостоящей длиномерной древесины, а поэтому не являются экономичными.

7. Автор не рассматривает существенного вопроса о типе анкерных и угловых опор при использовании его предложения (такие опоры неизбежны при постройке любых линий).

Если сохранить горизонтальное расположение проводов на анкерных и угловых опорах, то последние должны быть более сложными, чем обычно применяемые А-образные и треногие опоры. К таким более сложным опорам относятся АП-образные и др. Применение их резко повышает расход древесины.

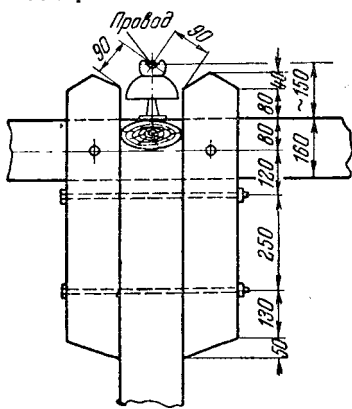


Рис. 2. Верхняя часть промежуточной опоры.

8. Эскиз верхушки промежуточной опоры, приведенный инж. Б. И. Комиссаровым, не может обеспечить прочного закрепления траверзы из-за гниения торцов коротышей. Однако, если удлинить концы последних, как это указано на рис. 2, то расстояние между средним проводом и телом опоры (~90 мм) становится недостаточным для обеспечения грозо-

упорности линии (разряд с провода на опору).

Несмотря на ряд указанных недочетов, следует все же отметить правильность и своевременность постановки инж. Комиссаровым вопроса о создании экономичных и надежных линий 3—6—10 кВ и о применении горизонтального расположения проводов для этих напряжений.

Критика Б. И. Комиссаровым существующих стандартных опор справедлива по существу для линий, выполняемых в районах легких климатических условий и с проводами небольших сечений, когда для опор применяется лес диаметром 16 см. В стандартных опорах в этом случае, действительно, прочность древесины используется неполностью в целях унификации типов опор.

Столбы с диаметром больше 16 см применяются по мере необходимости, т. е. они используются уже полностью (см., например, опоры Гипрокоммунэнерго 1940—1945 гг. и Главсельэлектро 1951 г.).

Первое предложение Б. И. Комиссарова заключается в том, что высота опоры должна выбираться по условию соответствия прочности столба и получения нормального расстояния от провода до земли. Теоретически это положение правильно, но при 20 примерно марках проводов, применяемых на линиях 3—10 кВ, и четырех климатических районах получается 80 величин высоты опоры только для одного диаметра столба.

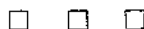
Практически, конечно, ряд полученных величин будет совпадать, но все же этот вопрос требует дополнительной проработки. Необходимо также учесть то обстоятельство, что при больших пролетах эксплуатационный запас прочности в легких проводах будет уменьшаться. Кроме того, коэффициент использования, равный единице, имеет место при разных диаметрах столбов и соответствующей высоте. Следовательно, нужно еще сравнить ряд вариантов с целью нахождения минимума расхода леса на 1 км линии при разных высотах опор.

Если предусматривать возможность подвески на опоре нескольких марок проводов, то коэффициент использования древесины уже не будет равен единице, а вместе с тем будет иметься большее число типов опор по высоте.

Второе предложение Б. И. Комиссарова заключается в применении траверзы для горизонтального размещения проводов вместо применения крюков. Такое решение уменьшает длину стойки опоры на 2 м, что дает выигрыш в кубатуре леса 0,06—0,08 м³. Вместо этого на траверзу с накладками затрачиваются 0,11 м³ леса и четыре болта при одновременном усложнении и удорожании сборки опоры. Поэтому для условий I и II климатических районов замена крюков траверзой нецелесообразна. Для условий III и IV районов, когда применение траверз нужно из-за недостаточной прочности крюков и необходимости увеличения расстояния между проводами, переход на горизонтальное расположение проводов вместо расположения треугольником является целесообразным.

ОТ РЕДАКЦИИ

Для более полного обмена мнениями по затронутому вопросу редакция ждет от читателей журнала дальнейших откликов.



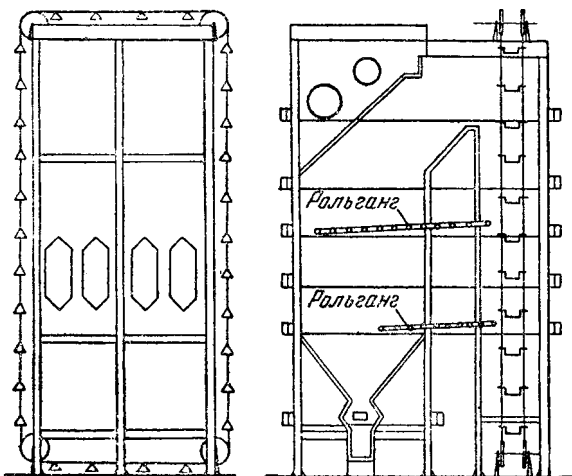
ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Подача обмуровочных материалов на котел

На монтаже электростанции подача обмуровочных материалов на котел производилась при помощи шахтного подъемника, что вызывало большие простои обмуровщиков, так как погрузка и разгрузка подъемника требовали много времени, к тому же подъемник загружался либо кирпичом, либо раствором. Материал подавался с одной стороны котла, и его разноска к месту укладки требовала большого количества подсобных рабочих. Кроме того, на площадках котла всегда скапливалось большое количество кирпича.

В начале этого года были получены разработанные Севэнергопроектом чертежи цепного подъемника новой конструкции, производительность которого достаточно большая, но подача материалов производилась только на одну сторону котла.

Этот подъемник был реконструирован путем добавления двух барабанов, и цепь подъемника охватывала котел с двух сторон в поперечном сечении (рис. 1). Это дало возможность подавать материалы на любую отметку боковых стен котла и на потолок.



Кроме этого были изготовлены рольганги облегченного и упрощенного типа, т. е. без шариковых подшипников на осях диаметром 5 мм из трубы диаметром 51×1,5 мм.

Рольганг устанавливался от цепи подъемника вдоль котла на площадках. Это дало возможность значительно сократить количество подсобных рабочих и ускорить подачу материала к месту укладки. Кроме того, совершенно прекратился завал площадок котла кирпичом.

Для подачи раствора на цепном подъемнике были изготовлены металлические ящики размером 200×400×200, которые ставятся в корзинку лопьки подъемника и на требуемой высоте снимаются и передаются на рольганг. После освобождения ящика от раствора обмуровщики укладывают в него бой кирпича (который получается от тески и рубки), и ящик при помощи подъемника спускают вниз.

При подаче материалов цепным подъемником, идущим вокруг котла, обмуровщикам нет необходимости запасаться кирпичом, так как и его подадут в любое время.

Применение цепного подъемника с движением вокруг котла в компоновке с рольгангами выявило следующие преимущества его перед шахтоподъемником.

Совершенно ликвидирован простой обмуровщиков; сокращена подсобная рабочая сила (теперь 16÷18 обмуровщиков на котле обслуживаются всего 4÷6 подсобными

рабочими); значительно облегчен труд подсобников; повышена культура производства обмуровочных работ, значительно уменьшилось количество отходов и боя обмуровочных материалов.

Цепной подъемник в состоянии обеспечить бесперебойную работу 35 обмуровщиков.

Инж. П. Р. Рябуха

Дуговая сварка алюминиевых шин

Особенности процесса сварки алюминия вытекают из его физико-химических свойств, основными из которых являются—высокая окислительная способность, повышенные теплопроводность и удельная теплота плавления, а также тепловое расширение.

Высокая окислительная способность алюминия даже при нормальной температуре приводит к образованию окислов на поверхности металла в виде сплошной пленки. При сварке алюминия интенсивность окисления значительно увеличивается. Наличие тугоплавкой пленки окислов на поверхности свариваемого металла препятствует сплавлению основного и присадочного металла, а образование окислов в сварочной ванне вследствие более высокого удельного веса их по сравнению с жидким алюминием загрязняет металл шва, уменьшает его механические свойства и повышает электрическое сопротивление.

Защита сварочной ванны от окисления и удаление окислов, находящихся на поверхности свариваемого металла, достигаются при дуговой сварке графитовым или угольным электродом, применением флюсов, а при дуговой сварке металлическим электродом (по методу Славянова) — соответствующим составом обмазки.

Высокие теплопроводность металла и удельная теплота плавления требуют таких способов сварки, которые обладают более высокой тепловой мощностью. Этому требованию наиболее полно соответствуют способы дуговой сварки графитовым или угольным, а также металлическим электродом.

Сварка графитовым или угольным электродом

Дуговая сварка графитовым или угольным электродом производится на постоянном токе при прямой полярности, т. е. минусе на электроде и плюсе на изделии.

Графитовые электроды более стойки и не получают такого разогрева, как угольные, что создает большие удобства в работе. При отсутствии готовых графитовых электродов цилиндрической формы можно изготовить их из графитовых пластинок прямоугольного или квадратного сечения. Конец такого электрода заправляется в правильный конус (рис. 1). Сечение электрода выбирается из условий плотности тока, оптимальная величина которого составляет 1,5—2 а/мм².

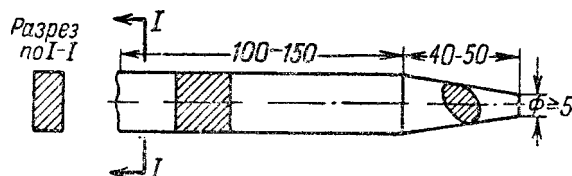


Рис. 1. Электрод, изготовленный из графитовых пластинок.

В качестве присадочного металла применяются алюминиевая проволока круглого сечения или полоски, нарезанные из листового алюминия. Примерный ток, сечения графитового электрода и присадочного металла в зависимости от сечения шин приводятся в табл. 1.

Таблица 1

Сечение свариваемых шин, мм	Сварочный ток, а	Сечение электрода, мм ²	Сечение присадочного металла, мм
250×40	700—800	500—600	120—150
250×29	600—700	400—560	100—120
110×10	400—500	300—400	80—100
80—100×3	300—400	200—300	60—80
60×6	300	200	40—60
50—60×5	300	150	30—40
40—50×4	150—250	120	20—30
30—40×3	120—150	100	20—30

Указанные в табл. 1 шины при условии соответствующей силы сварочного тока свариваются без скоса кромок. Зазор при сборке шин под сварку устанавливается в зависимости от толщины шин и составляет 2—10 мм.

Для обеспечения проплавления на всю толщину свариваемого металла, а также для предохранения от протекания металла сварка производится на стальной или медной подкладке. Положения электрода у присадочного металла и подкладки при сварке шин показаны на рис. 2.

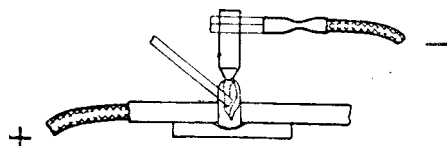


Рис. 2. Положение электрода, присадочного металла и подкладки при сварке шва графитовым электродом.

Для предохранения металла от окисления в сварочной ванне, а также для удаления поверхностной пленки окислов применяются специальные флюсы.

Наиболее широкое применение в производстве в настоящее время получил флюс марки АФ-4а следующего состава: KCl — 50%; NaCl — 28%; LiCl — 14%; NaF — 8%.

Однако относительно большое содержание хлористого лития делает его сравнительно дорогим.

Удовлетворительные результаты обеспечивает разработанный автором флюс следующего состава: KCl — 45%; NaCl — 30%; Na₂AlF₆ (криолит) — 17%; LiCl — 5%; NaF — 3%.

В случае отсутствия готовых флюсов они могут быть изготовлены на месте производства монтажных сварочных работ.

Водный раствор флюса наносится на присадочный пруток волосной кисточкой. Толщина слоя составляет примерно 0,1—0,15 мм на сторону. Нанесенный на пруток водный раствор флюса перед сваркой подсушивается.

Сварка металлическим электродом

Дуговая сварка металлическим электродом производится постоянным током обратной полярности, т. е. при плюсе на электроде и минусе на изделии. В качестве электродного металла применяются алюминиевая проволока или полоски, нарезанные из листового металла.

Для обеспечения более равномерного распределения тока по сечению электрода, что способствует получению более устойчивой дуги, острые грани полосок зашлифовываются или обкатываются. Сила сварочного тока в зависимости от сечения электрода, а также форма подготовки свариваемых кромок шин в зависимости от их толщины приводятся в табл. 2.

Таблица 2

Толщина свариваемых шин, мм	Форма подготовки шин	Диаметр (сечение) электрода, мм	Сила сварочного тока, а
До 5	Без подготовки кромок	4—5 (4×4)	120—220
Свыше 5	V-образная разделка с 60—70°	5—6 (5×5; 6×6)	200—300

При многопроходной сварке каждый предыдущий шов должен тщательно очищаться от шлака.

Для обеспечения сквозного провара, а также предохранения от протекания металла сварка производится на медной или стальной подкладке (рис. 2).

В настоящее время рекомендуется сравнительно большое число разнообразных по своему составу электродных покрытий. Наиболее распространено покрытие составом KCl — 50%, NaCl — 30% и NaAlF₆ — 20%. При отсутствии готовых электродов с такой обмазкой они могут быть легко изготовлены.

Процесс изготовления электродов состоит в основном из следующих операций: заготовки стержней, приготовления (измельчения) солей покрытия, нанесения покрытий на стержни, сушки и прокатки готовых электродов.

Заготовка стержней производится путем рубки или резки проволоки на прутки длиной 400—450 мм, а также очистки их от поверхностных загрязнений.

Для упрощения операции измельчения, а также получения смеси солей покрытия в настоящее время применяется «мокрый» помол солей в шаровой мельнице. Навеска солей согласно рецептуре покрытия загружается в фарфоровую шаровую мельницу, заполненную на 1/3 объема фарфоровыми шарами, куда одновременно заливается вода. Для указанного выше покрытия количество воды составляет 25—30 см³ на 100 г смеси солей.

Качество измельчения солей считается удовлетворительным, если полное отстаивание воды при остановке мельницы происходит не ранее чем через 1,5—2 часа.

Применение мокрого помола исключает операцию просева, а также последующего тщательного перемешивания сухой и мокрой смесей.

Нанесение покрытия на стержни производится путем двукратного вертикального погружения их в раствор, находящийся в приспособлении, показанном на рис. 3.

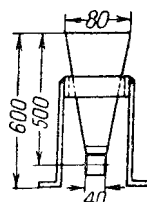


Рис. 3. Приспособление для нанесения покрытия на электродные стержни для дуговой сварки металлическим электродом.

Сушка и прокатка электродов производится при следующих режимах.

Первый слой сушится при комнатной температуре и после прокатывания прокаливается в сушильном шкафу при температуре 100—120°С в течение 1 часа. Второй слой сушится при комнатной температуре с последующей прокаткой при температуре 250—300°С в течение 1,5—2 час.

Толщина покрытия двух слоев должна составлять 1—1,2 мм на сторону.

Готовые электроды хранятся в сухом помещении.

Канд. техн. наук Г. А. Пухов



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Повышение экономичности котлоагрегатов, работающих на антрацитовом штыбе

На электростанции, работающей на антрацитовом штыбе, с целью улучшения технико-экономических показателей котлоагрегатов и повышения надежности эксплуатации оборудования были проведены следующие мероприятия:

- внедрено двухступенчатое испарение с объемно-распределительной сепарацией;
- применены шиповые экраны¹, что повысило устойчивость горения и снизило стоимость ремонта котлов;
- заменены роторы дымососов Д-190-1 плоскостными роторами;
- заменены роторы эксгаустеров, обладавшие излишним напором и производительностью;
- снижена шаровая загрузка мельниц;
- уточнена методика отбора проб уноса.

Ниже дается описание части из указанных мероприятий.

Двухступенчатое испарение с объемно-распределительной сепарацией

До реконструкции котлы имели паросепарационное устройство швellerковского типа, которое не обеспечивало даже при нагрузке 120 т/час получения пара хорошего качества при продувке 1,75%.

Качество котловой воды и пара до реконструкции сепарационных устройств этих котлов характеризовалось следующими данными:

Солеосодержание котловой воды . . .	275 мг/кг
Общая щелочность котловой воды . .	8,3801 мг-экв/л
Щелочное число	274
Хлор в котловой воде	48 мг/л
Фосфаты в котловой воде	8 мг/л
Общая щелочность насыщенного пара	0,1212 мг-экв/л

Двухступенчатое испарение на этих котлах было осуществлено по схеме рис. 1.

Питательная вода из водяного экономайзера поступает в барабан котла (чистый отсек) над дырчатым листом, подпружиненным в котловую воду. Из чистого отсека по трубе диаметром 108×5 мм питаются два выносных циклона, являющихся соленым отсеком. В циркуляционный контур соленого отсека выделены передняя и задняя панели левого бокового экрана (по пять труб каждая).

В верхнем коллекторе установлены две перегородки из листовой стали толщиной по 8 мм. Пар из выносных циклонов направляется в барабан под дырчатый лист.

Циклоны и все элементы нового сепарационного устройства были изготовлены станцией. Сепарационное устройство выполнено в виде двух перфорированных щитков в барабане и одного перфорированного отбойного щитка в сухопарнике.

На одном котле с целью эксперимента были отглушены дренажные трубы сухопарника, отводящие воду в барабан, для исключения возможного подсоса по ним котловой воды из барабана в сухопарник. Однако это мероприятие себя не оправдало, и пар получался плохого качества, а потому заглушки из дренажных труб были вынуты. Вместо барабана дренажные трубы были присоединены

к водоотпускным трубам от нижнего барабана к стоякам, что себя вполне оправдало.

В результате устройства двухступенчатого испарения и новой конструкции сепарации пара при максимальной производительности котла 150 т/час был получен пар вполне удовлетворительного качества; величина продувки сократилась с 1,7 до 0,5—0,7%. Повреждение трубок пароперегревателя совершенно прекратилось. Нагрузка турбин из-за заноса солями проточной части больше не ограничивается.

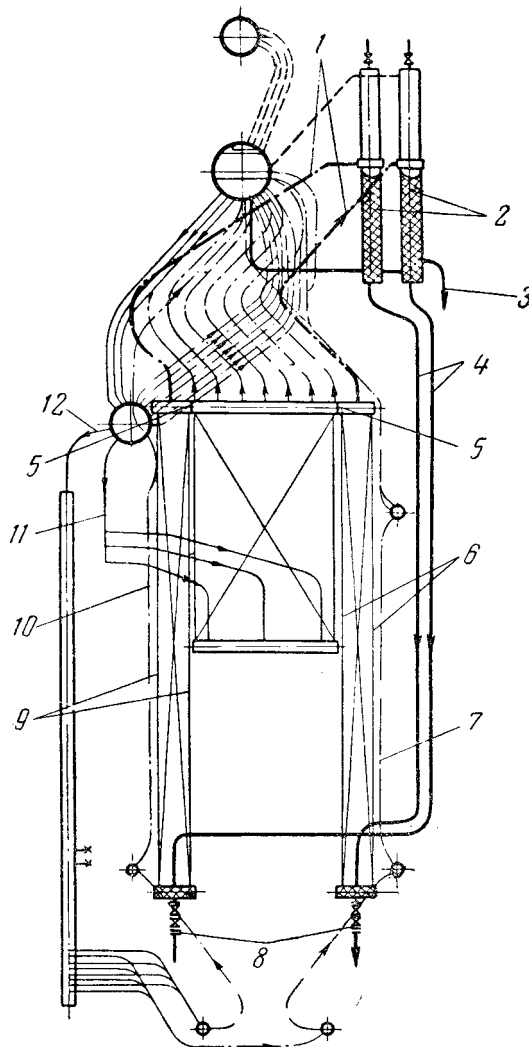


Рис. 1. Схема двухступенчатого испарения.

1—две подводящие трубы диаметром 83×3,5 мм к выносным циклонам; 2—выносные циклоны (две трубы диаметром 375×37,5 мм); 3—непрерывная продувка котла (одна труба диаметром 51×3,5 мм); 4—две опускающиеся трубы соленого отсека диаметром 108×5 мм; 5—плотная перегородка; 6—задняя панель соленого отсека (пять труб диаметром 83×3,5 мм); 7—40 подъемных труб заднего экрана диаметром 83×3,5 мм; 8—шайба, диаметром 10 мм; 9—передняя панель соленого отсека (пять труб диаметром 83×3,5 мм); 10—40 подъемных труб фронтального экрана диаметром 83×3,5 мм; 11—опускающиеся трубы средней панели бокового экрана чистого отсека; 12—десять опускающихся труб чистого отсека диаметром 108×5 мм.

Качество котловой воды и пара после реконструкции сепарационных устройств и осуществления двухступенчатого испарения характеризуется следующими данными:

	Чистый отсеб	Соленый отсеб
Солеосодержание котловой воды	261 мг/кг	4 095 мг/кг
Общая щелочность котловой воды	2,0326 мг-экв/л	32,7002 мг-экв/л
Щелочное число котловой воды	62	1 062
Хлор в котловой воде	21 мг/л	303 мг/л
Фосфаты в котловой воде	9 мг/л	—
Общая щелочность насыщенного пара	0,0143 мг-экв/л	—

Двухступенчатое испарение с объемно-распределительной сепарацией осуществлено по проекту и с участием Оргрэс.

Замена роторов дымососов Д-190-1 плоскосолапастными роторами

Длительная эксплуатация на котлах ТКЗ дымососов Д-190-1 показала низкую экономичность последних и быстрый износ роторов. Дымососы Д-190-1 имеют мощность электродвигателя 440 кВт и скорость вращения 980 об/мин; к. п. д. этих дымососов составляет в среднем 38—40%. Длительность работы роторов на котлах, имеющих батарейные циклоны, составляла 880 час., а на котлах без золоуловителей 620 час., после чего требовалась замена ротора, на что затрачивалось около 70 час. Расход электроэнергии на тягу составлял 3,41 кВт/т пара.

В течение года на пяти котлах было заменено 85 изношенных роторов дымососов Д-190-1, стоимостью 6 тыс. руб. каждый.

Роторы дымососов Д-190-1 были заменены плоскосолапастными роторами, изготовленными механической мастерской станции. При этом было переделано соединение обмоток электродвигателей со скоростью вращения 985 об/мин и последняя снижена до 735 об/мин.

Уменьшение скорости вращения электродвигателя было достигнуто увеличением числа полюсов с трех до четырех пар.

До переделки в каждой фазе электродвигателя было шесть групп, после переделки число групп увеличилось до восьми. Количество секций в группе уменьшилось с четырех до трех.

Уменьшение скорости вращения было произведено на десяти электродвигателях. За время эксплуатации этих электродвигателей (свыше 13 мес.) никаких ненормальностей в их работе не наблюдалось.

Основные данные плоскосолапастных роторов следующие: диаметр 1 900 мм, ширина 930 мм, скорость вращения 735 об/мин. Лопатки наплавлены электродом Т-590, число лопаток — восемь, их толщина 10 мм. Улитка дымососа Д-190-1 осталась без больших изменений.

Длительность работы дымососа на котлах с золоуловителем достигла 2 300—2 400 час., на котлах без золоуловителей — 1 700—1 800 час.

Ремонт дымососов с плоскосолапастными роторами прост и сводится лишь к замене или подварке лопаток; продолжительность ремонта в среднем составляет 16 час. Стоимость плоскосолапастного ротора значительно меньше стоимости ротора дымососа Д-190-1. Расход электроэнергии на тягу составляет в среднем 3,12 кВт/т пара.

Однако в эксплуатации выявились и недостатки дымососов с плоскосолапастными роторами. Предполагалось, что продолжительность работы дымососов должна быть не меньше длительности кампании котла и ремонт дымососов должен производиться во время ремонта котла. В эксплуатации это предположение не подтвердилось, так как продолжительность работы дымососов оказалась меньше длительности кампании котла, поэтому дымососы приходится ремонтировать во время работы котла.

Плоскосолапастные дымососы установлены также на двух котлах производительностью по 90/110 т/час и на одном котле того же типа производительностью 48/55 т/час; сопротивление газового тракта котлов производительностью 90/110 т/час — 100 мм вод. ст., а котла 48/55 т/час — 60 мм вод. ст.

Скорость вращения дымососов этих котлов осталась неизменной, 585 об/мин. Удельный расход электроэнергии на 1 т пара уменьшился на 6%.

Работа одного плоскосолапастного дымососа на котлах 90/110 т/час обеспечивает производительность котла 85 т/час, а на котлах производительностью 48/55 т/час — 50 т/час.

Напор, развиваемый плоскосолапастными дымососами, при прочих равных условиях меньше напора, создаваемого дымососами Д-190-1.

Характеристика плоскосолапастных дымососов более соответствует котлам с небольшим газовым сопротивлением.

Снижение шаровой загрузки мельниц

Снижение шаровой загрузки мельниц является важным фактором экономии электроэнергии на собственные нужды. Расход электроэнергии на помол без пневмотранспорта составляет 21,5% общестанционного расхода электроэнергии на собственные нужды. Котлы ТКЗ производительностью 120/150 т/час оборудованы каждый двумя шаровыми барабанными мельницами с промежуточным бункером емкостью 30 т. Реверсивные шнеки позволяют передавать пыль каждому котлу из любой пылеприготовительной системы. Эффективность работы мельниц с пониженной шаровой загрузкой была установлена еще в 1949 г. на мельнице типа 232/380, когда вследствие неадекватного состояния редуктора шаровую загрузку пришлось снизить до 17 т вместо предусмотренной заводом 23 т. Испытаниями мельницы подтверждено, что производительность ее превышает заводские гарантии и равна 9,5 т/час при тонкости помола $R_{88} = 6,5-8\%$. Это обстоятельство послужило поводом для проверки целесообразности уменьшения шаровой загрузки и на других мельницах. Так, в мельнице типа 250/390 было оставлено 14 т шаров вместо 25 т. Производительность мельницы составила 10,35 т/час при $R_{88} = 7,5 \div 8,6\%$. С целью уменьшения тонкости помола шаровая загрузка была увеличена до 16 т; при этом производительность мельницы составила 10,4 т/час, а тонкость помола $R_{88} = 6,3 \div 7,2\%$. Расход электроэнергии на 1 т помола уменьшился на 8%. На основании этих испытаний для мельниц этого типа на станции установлена норма шаровой загрузки 16 т.

На мельницах типа 287/430 шаровая загрузка мельниц первоначально была уменьшена с 28 до 18 т; при этом производительность мельниц уменьшилась с 13 до 9,5 т/час при тонкости помола $R_{88} = 7,0 \div 8,5\%$. После увеличения шаровой загрузки до 23 т производительность мельниц достигла 11,5 т/час. Расход электроэнергии на 1 т пыли уменьшился на 6%.

Уточненный метод отбора проб уноса

На многих электростанциях наблюдается невязка между величинами к. п. д., определяемыми по прямому и обратному балансам. В эксплуатации котельных установок затруднительным является определение потери от механического недожога из-за неудовлетворительной работы пробоотборников уноса (циклончиков). Между тем точное определение содержания горючих в уносе при сжигании АШ имеет большое значение, так как технические мероприятия проводятся в основном с целью уменьшения именно этой потери, и искажение действительного содержания горючих в уносе может привести к значительным ошибкам при определении этой величины.

Рекомендуемое выравнивание скоростей в газоходах и газозаборной трубке при отборе пробы уноса в эксплуатационных условиях трудно выполнимо. Устанавливаемые матерчатые фильтры в циклончике быстро выгорают и требуется частая их смена.

На котлах описываемой станции отбор пробы уноса производится в газоход за воздухоподогревателем, где разрежение составляет 120—130 мм вод. ст., а отсос производится во всас эксгаустера, где разрежение равно 280—300 мм вод. ст. Ряд наблюдений подтвердил, что тонкие фракции уноса, имеющие малое содержание горючих, не оседают в циклончике, а уносятся во всас эксгаустера.

С целью уточнения методики отбора проб уноса на станции были проведены следующие опыты. Последовательно к циклончику были присоединены три водяных фильтра, причем отсос осуществлялся от парового эжектора (рис. 2). Во время испытания разрежение на выходе из циклончика устанавливалось равным разрежению, поддерживавшемуся в эксплуатационных условиях. После испытания циклончик опорожнялся от уноса, а воду из фильтра пропускали

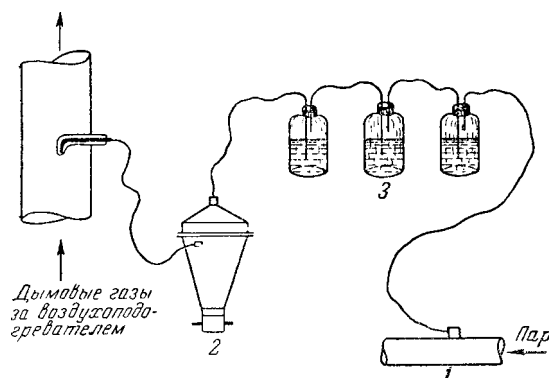


Рис. 2. Схема циклончика.

1 — эжектор; 2 — циклон; 3 — водяные фильтры.

через фильтровальную бумагу. Все пробы уноса, уловленного в циклончике и водяных фильтрах, взвешивались и определялось общее содержание горючих в уносе (таблица).

№ опыта	Вес уноса, уловленного в циклончике, кг	Содержание горючих в уносе в циклончике, %	Вес уноса, уловленного в водяных фильтрах, кг	Содержание горючих в уносе, уловленном в водяных фильтрах, %	Поправочный коэффициент k
1	340	37,0	80	16,0	0,88
2	300	34,5	65	14,8	0,90
3	202,6	30,5	40	11,7	0,90
4	107,8	34,8	25,2	9,0	0,87
5	131,5	31,0	34,3	14	0,89
6	150,0	36,4	31,0	10,7	0,88

Особенно большие погрешности при отборе проб уноса выявились на котлах, оборудованных системой пылеприготовления без промежуточных бункеров. При изменении нагрузки этих котлов изменяется разрежение перед эксгаустером (изменяется положение дроссельного шибера перед эксгаустером), вследствие чего изменяется также соотношение разрежений в газоходе и перед эксгаустером.

Указанные опыты подтвердили необходимость учитывать вынос мельчайших частиц уноса из циклончика введением на основании произведенных испытаний поправочного коэффициента, определяемого по формулам:

$$k = \frac{z_{\phi}}{z_u};$$

$$z_{\phi} = \frac{G_u z_u + G_{\phi} z_{\phi}}{G_u + G_{\phi}},$$

где G_u — вес уноса, уловленного в циклончике, кг;

z_u — содержание горючих в уносе, уловленном в циклончике, %;

G_{ϕ} — вес уноса, уловленного в водяных фильтрах, кг;

z_{ϕ} — содержание горючих в уносе, уловленном в водяных фильтрах, %;

z_{ϕ} — средневзвешенное содержание горючих в уносе, %.

Выводы

1. Осуществление двухступенчатого испарения с объемно-распределительной сепарацией разрешило вопрос получения пара хорошего качества и снизило величину продувки.

2. Применение дымососов с плосколопастными роторами вместо дымососов Д-190-1 обеспечило большую износоустойчивость и значительно упростило их ремонт. Однако вопрос об экономичности такого решения должен рассматриваться в каждом конкретном случае отдельно.

3. Снижение шаровой загрузки на установленных мельницах дало положительные результаты в отношении уменьшения расхода электроэнергии на 1 т помола.

Инж. М. А. Вайнер и инж. С. П. Хижняк

Улучшение работы электро-механических авторегуляторов системы ЦКТИ

В электрической схеме электромеханических авторегуляторов системы ЦКТИ применены вторичные реле. Опыт показал, что наличие этих устройств усложняет схему и снижает ее надежность.

Из-за попадания пыли, подгорания, окисления и отгибания контактов вторичных реле имеют место случаи нечеткой работы авторегуляторов. Катушки реле и конденсаторы схемы искрогашения часто выходят из строя.

Для увеличения надежности электрическая схема авторегуляторов была изменена путем перевода первичного реле на работу переменным током 220 в (рис. 1), для чего были использованы фаза и нулевой провод от линии, питающей электродвигатель редуктора колонки. Кроме

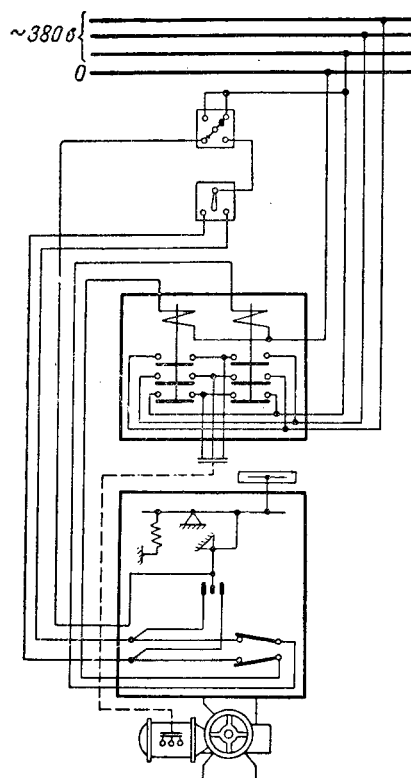


Рис. 1. Электрическая схема колонки регулирования загрузки мельницы.

того, вторичные реле, конденсаторы и предохранитель цепи искрогашения демонтированы. Первичное реле управляет магнитными пускателями непосредственно.

Переделка электрической схемы осуществлена на авторегуляторах питания системы Трубкина завода «Энергодеталь» и на авторегуляторах процесса горения и пылеприготовления. Переделанные регуляторы находятся в эксплуатации в течение более двух лет. Регуляторы питания за этот период находились в работе 97÷99% общего времени работы котлов.

Опыт эксплуатации дает основание считать целесообразным отказ от применения в электрической схеме регуляторов системы ЦКТИ вторичных реле.

Авторегуляторы загрузки мельниц имеют следующий недостаток. Мембрана, воспринимающая перепад давления, развивает большое усилие. Для уравнивания этого усилия настроенная пружина должна иметь значительную жесткость, что снижает чувствительность регулятора.

С целью устранения этого недостатка на левом конце основного рычага регулятора укреплен дополнительный контргруз (рис. 2), уравнивающий силу давления мембран на левый конец рычага при заданном перепаде на мембране. Настроенная пружина служит для точной подстройки и имеет значительно меньшую жесткость.

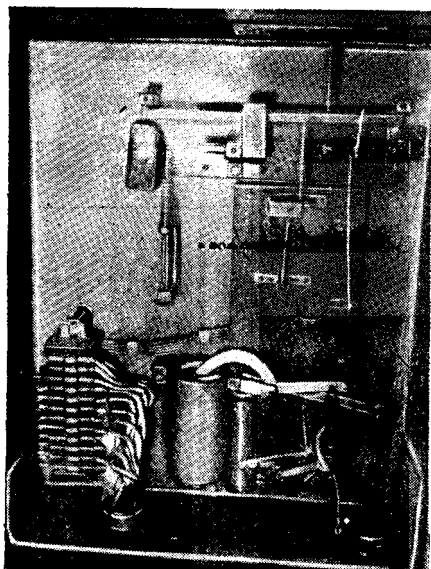


Рис. 2. Авторегулятор загрузки мельницы с дополнительным грузом.

Пружина стандартной колонки регулирования загрузки мельницы изготовлена из проволоки диаметром 2 мм и имеет наружный диаметр 23 мм. После установки контргруза применена пружина из проволоки диаметром 1 мм, при наружном диаметре 11,5 мм.

До переделки регуляторы загрузки мельниц, изготовленные из стандартной колонки регулирования разрежения, работали с колебаниями перепада на мельнице в пределах ± 20 мм вод. ст., а специальные колонки регулирования загрузки мельниц — в пределах $\pm 8 \div 10$ мм вод. ст. После установки контргруза и замены пружины регуляторы загрузки стали поддерживать перепад с точностью $\pm 3 \div 4$ мм вод. ст.

На основании опыта эксплуатации можно считать целесообразным выпуск регуляторов загрузки мельниц системы ЦКТИ со сменными контргрузами на левом конце основного рычага.

Инж. Н. А. Горбунов и инж. М. И. Дзалаев

Соединение конденсаторов по паровой стороне для их чистки на ходу

На электростанции две турбины, одна мощностью 10 000 кат, другая — 8 000 кат, снабжены конденсаторами с неразделенным потоком воды. Для чистки трубок и устранения неплотностей в таких «однопоточных» конденсаторах необходима остановка всего агрегата. В рассматри-

ваемом случае количество таких остановок было особенно велико вследствие агрессивных свойств циркуляционной воды по отношению к материалу конденсаторных трубок и ее загрязненности.

В мае 1952 г. по предложению автора статьи конденсаторы обеих турбин были соединены между собой по паровой стороне с помощью трубопровода диаметром 800 мм с врезанной в него задвижкой (см. рисунок). Это позволило в любое время отключать один из них при работающей турбине, нагрузка которой при этом снижается.

Особое внимание было обращено на надежность задвижки, неплотность которой недопустима, так как может вызвать потерю вакуума на работающей турбине, когда другая останавливается.

Пропускная способность соединительного трубопровода, диаметр которого был выбран на основании приближенного расчета, была проверена затем опытным путем.

В таблице приведены результаты испытания при отключенном конденсаторе турбины мощностью 8 тыс. кат. Записи производились через 15 мин. Аналогичные данные получаются и при отключении конденсатора турбины 10 тыс. кат.

Нагрузка, тыс. кат		Вакуум, мм рт. ст.		Перепад давления в соединительном трубопроводе	
турбины 10 тыс. кат	турбины 8 тыс. кат	турбины 10 тыс. кат	турбины 8 тыс. кат	мм рт. ст.	атм
4	2	727	712	15	0,024
5	2	726	712	14	0,019
6	2	723	712	11	0,015
7	2	720	708	12	0,016
8	2	717	706	11	0,015
9	2	716	705	11	0,015
10	2	712	704	8	0,011
10	3	707	690	17	0,023
10	3,5	704	676	28	0,039
10	4	703	662	41	0,056
9	4	703	658	45	0,061
8	4	704	655	49	0,066
7	4	708	655	53	0,072
6	4	710	653	57	0,078
5	4	710	653	57	0,078
4	4	711	653	58	0,079
3	4	714	653	61	0,083

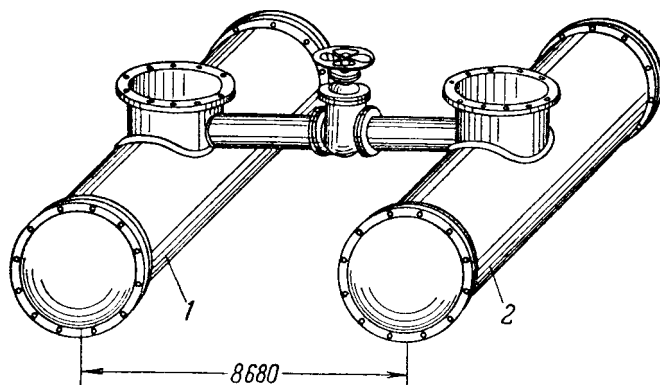
Испытания показали, что соединительный трубопровод может пропустить около 23 т/час пара, что соответствует нагрузке турбины около 3 тыс. кат. Скорость пара при входе в соединительный трубопровод составляет при этом около 175 м/сек.

Как видно из таблицы, при более высокой нагрузке турбины с отключенным конденсатором — 4 тыс. кат понижение нагрузки турбины с работающим конденсатором практически не приводило к углублению вакуума в месте выхода пара из турбины с отключенным конденсатором. Это указывает на значительные в этом случае потери при истечении пара из соединительного трубопровода.

Экономический эффект, достигнутый в результате описанного соединения конденсаторов, определяется следующим:

1. Среднегодовой вакуум поддерживается на более высоком уровне. Поскольку раньше чистка трубок конденсатора была сопряжена с остановкой турбины, что не всегда возможно по условиям работы энергетической системы, то обыкновенно к концу кампании вакуум значительно снижался. При соединенных же конденсаторах чистка трубок не требует остановки турбины и может осуществляться в часы спада нагрузки. В этом случае нагрузка турбины снижается до 3 тыс. кат, открывается задвижка на соединительном трубопроводе, отключаются эжекторы и прекращается подача циркуляционной воды в отключаемый конденсатор.

2. Количество остановок резко сокращается. Так, например, на конденсаторе турбины 10 тыс. кат только за 5 мес. (с мая по сентябрь 1952 г.) производились работы 16 раз (устранялись неплотности и чистились трубки). До соединения конденсаторов потребовалось бы столько же раз остановить турбоагрегат. Резкое сокращение числа остановок приводит к увеличению выработки электроэнергии данными турбоагрегатами, а также повышает надежность их работы, на которую каждая



Соединительный трубопровод между двумя конденсаторами.

1 — конденсатор турбины 10 тыс. кат; 2 — конденсатор турбины 8 тыс. кат.

дополнительная остановка и пуск агрегата влияют неблагоприятно. Кроме того, питание котлов осуществляется при этом конденсатом лучшего качества благодаря своевременному устранению неплотностей в конденсаторах.

3. Конденсатор турбоагрегата 8 тыс. квт, около 5000 час. в году работающего на беспаровом режиме в качестве синхронного компенсатора, полностью отключается при этом режиме (отключаются эжекторы, останавливается конденсатный насос и прекращается подача охлаждающей воды), что дает экономию в расходе электроэнергии на собственные нужды и уменьшает расход пара.

Соединение между собой однопоточных конденсаторов по паровой стороне может быть осуществлено в тех случаях, когда они расположены относительно недалеко друг от друга. Возможно также соединение однопоточного конденсатора с двухпоточным (разделенным по воде), если это позволяет их расположение. Когда отсутствует уверенность в плотности задвижки, устанавливаемой на соединительном паропроводе, следует осуществить с одной из ее сторон водяной затвор.

Инж. Я. Д. Руданов

Удаление карбонатных отложений в катионитовых фильтрах углекислотой

В цехе водоподготовки одной из электростанций в результате частых перепадов предостиги осветленная вода продолжительное время не являлась стабильной, что вызвало образование карбонатных отложений на зернах катионита и в порах дренажных коммачков сульфугольного фильтра. При этом перепад давления в фильтре возрос с 0,5 до 3 ат, производительность фильтра сократилась более чем вдвое и заметно снизилась рабочая емкость поглощения сульфуголя.

Для восстановления работоспособности фильтра была применена жидкая углекислота в баллонах. Перед вводом углекислоты фильтр был заполнен сырой холодной водой с общей жесткостью 3,0 мг-экв/л и бикарбонатной щелочностью 2,7 мг-экв/л. Затем (рисунок) в фильтр через открытую задвижку 3 подводилась снизу вверх сырая вода. Одновременно с этим через пробоботборный кран 6 умягченной воды, установленный на дренажном коллекторе фильтра, подавался углекислый газ. Задвижка 4 верхнего дренажа была открыта; задвижки 1, 2 и 5 — закрыты.

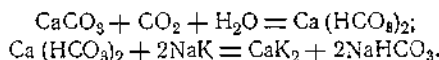
За все время ввода углекислоты в фильтр редуцированное давление углекислоты на выходе из баллона под-

держивалось равным 5 ат, общее же давление в фильтре 1,5 ат.

Ввод газа в фильтр продолжался в течение 2 час. Сырая вода пропусклась через фильтр со скоростью 5 м/час. Анализ сброшен вод при введении углекислоты дал результаты, приведенные в таблице.

Номер проб	Время от начала промывки, час.	Бикарбонатная щелочность, мг-экв/л	Общая жесткость, мг-экв/л
1	0,3	5,7	2,07
2	1,0	10,8	1,78
3	2,0	14,3	2,32

Рост концентрации бикарбонатной щелочности указывает на растворение карбонатных отложений согласно протекающим при этом реакциям.



На отмывку фильтра от карбонатных отложений израсходовано 50 кг углекислоты и 30 м³ сырой воды.

После окончания углекислотной промывки была проведена обычная регенерация сульфуголя поваренной солью, и фильтр был включен в работу.

В результате промывки фильтра углекислотой производительность его восстановилась до нормальной, а также восстановилась емкость поглощения сульфуголя.

Простота и скорость выполнения, а также безопасность применения углекислоты создают существенное преимущество данного метода перед рекомендуемыми обычно способами устранения карбонатных отложений с помощью соляной и серной кислот.

Инж. Т. П. Веснина

Регенерация глубоко окисленного трансформаторного масла силикагелем

На одной электростанции в августе 1945 г. перед установкой силового трансформатора ТД-15000/35-35/6 кв, 15 тыс. квт была произведена сушка его током короткого замыкания. Сердечник находился в масле под атмосферным давлением.

Этот неправильный метод сушки повлек за собой ухудшение качества масла: высушенное масло имело светлоржавный цвет при диэлектрической прочности всего 38,6 кв.

В дальнейшем, к сентябрю 1949 г., кислотность масла поднялась до 0,2 мг/л, к ноябрю 1951 г. — до 0,42 мг/л, а к 1 июля 1952 г. — до 0,50 мг/л с появлением кислой реакции водной вытяжки.

Ввиду дальнейшего ухудшения свойств масла было решено регенерировать его путем прокачки через адсорбер. Адсорбер диаметром 600 мм и высотой 1500 мм, вмещающий 200 кг силикагеля, был изготовлен по типовым чертежам Орггрэс и смонтирован по схеме, показанной на рисунке.

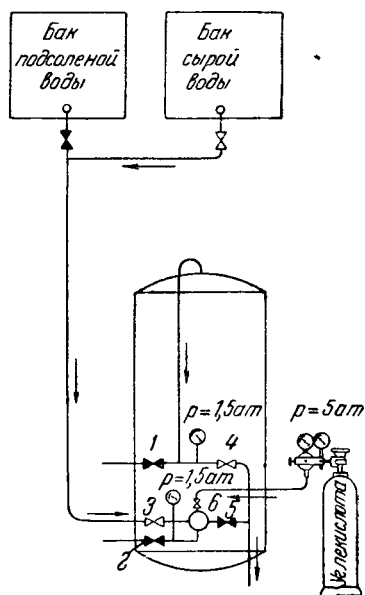


Схема промывки углекислотой сульфугольного фильтра от карбонатных отложений.

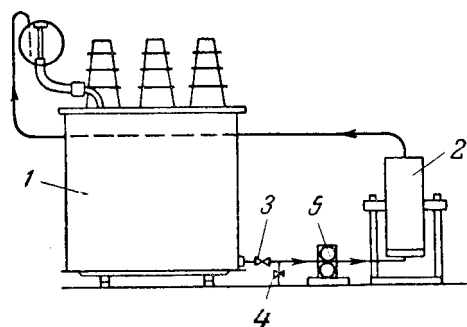


Схема подключения адсорбера к трансформатору.

1 — трансформатор ТД-15000/35; 2 — адсорбер; 3 — маслоспускной кран; 4 — кран для отбора проб масла при подключенном адсорбере; 5 — шестеренчатый масляный насос.

Лабораторные испытания силикагеля марки КСК, бывшего с завода в негерметичной упаковке, показали содержание в нем 10,9% влаги, удаляемой прокаливанием при 600°С. Сушка силикагеля в сушильном шкафу при 100°С в течение 8 час. позволила удалить лишь 7,55% влаги.

Для определения наиболее эффективного режима сушки или прокаливания силикагеля перед применением его для регенерации был проведен ряд лабораторных опытов.

Навеска прокаленного силикагеля (4 г) быстро измельчалась до прохода через сито № 30 и высыпалась в колбу с 200 мл масла, подогретого до 70°С. После перемешивания и отстаивания масло профильтровывалось через двойной бумажный фильтр и анализировалось на кислотность, реакцию водной вытяжки и натровую пробу. Кроме того, профильтрованное масло проверялось на диэлектрическую прочность.

Проведенные опыты показали улучшение качества эксплуатационного масла при обработке его как прокаленным, так и просушенным силикагелем, но при обработке свежего сухого масла силикагелем, просушенным при 150°С, наблюдалось падение диэлектрической прочности с 48 до 40 кВ. Поэтому силикагель перед загрузкой в адсорбер был прокален в противне на горне при 500°С, после чего содержание влаги в нем оказалось равным 0,28%.

Заряженный прокаленным силикагелем и залитый свежим сухим маслом адсорбер был введен в действие 28 августа. Циркуляция масла через адсорбер снизу вверх осуществлялась работой шестеренчатого насоса производительностью 1500 л/час. Во избежание возможного уноса мелкого силикагеля в верхний фланец адсорбера был зажат матерчатый фильтр из четырех слоев мяткаля. Забор масла осуществлялся из нижнего маслоотпускного крана трансформатора, а выдача — в расширитель.

После включения адсорбера был установлен строгий контроль за качеством масла. Через 15 час. работы адсорбера было замечено увеличивающееся снижение диэлектрической прочности масла (до 30 кВ), что вынудило приостановить циркуляцию масла после 23 час. работы адсорбера.

Проверка газового реле защиты трансформатора показала наличие в нем небольшого количества воздуха. Это обстоятельство, а также и то, что диэлектрическая прочность масла повышалась после длительного отстаивания пробы, дали основание предполагать наличие захвата воздуха маслом, лоступающим в расширитель, тем более что труба по ошибке была сделана заканчивающейся над уровнем масла в расширителе.

Этот дефект был устранен и 1 сентября адсорбер был снова введен в работу.

К 4 сентября, т. е. после 90 час. работы адсорбера, органическая кислотность масла снизилась с 0,5 до 0,25 мг/л, но реакция водной вытяжки оставалась еще слабо кислой. Диэлектрическая прочность масла поднялась до 40,4 кВ.

Еще через 48 час. органическая кислотность масла снизилась до 0,229 мг/л при нейтральной реакции водной вытяжки. Диэлектрическая прочность его поднялась до 48 кВ.

После этого регенерация масла продолжалась еще в течение 15 час. без значительного дополнительного улучшения качества масла и была прекращена.

Последующие очередные анализы масла в октябре и ноябре 1952 г. показали неизменность его качества и, следовательно, стойкость, достигнутую в результате обработки его силикагелем.

Инж. А. Г. Рысс

Применение самосинхронизации турбогенераторов

На тепловой электростанции установлены пять мощных генераторов, включенных по схеме блока с трансформаторами на шины 110 кВ, и один генератор собственных нужд, включенный непосредственно на шины 3,3 кВ параллельно с трансформаторами собственных нужд. Четыре главных генератора оборудованы электронными регуляторами напряжения — один — устройством компаундирования с электромагнитным корректором и релейной форси-

ровкой (БВ) и генератор собственных нужд — устройством компаундирования с электромагнитным корректором. В качестве устройства быстрогодействующего возбуждения на генераторе собственных нужд используется вибрационный регулятор типа VC-4.

Устройства БВ дают форсировку возбуждения генераторов порядка 130—140%.

Включение генераторов способом самосинхронизации начали применять на электростанции с 1949 г.

В начале 1951 г. все генераторы были оборудованы устройством полуавтоматической самосинхронизации, а устройства для точной синхронизации при этом были демонтированы. Устройства точной синхронизации оставлены только на шинносоединительных выключателях всех напряжений для возможности включения на параллельную работу генераторов, отделившихся от энергосистемы с частью нагрузки.

На рис. 1 показаны кривые процесса включения главного генератора на шины 110 кВ способом самосинхронизации с включенным БВ. Устройство быстрогодействующего возбуждения вводится перед включением генераторов на параллельную работу. Как видно из рис. 1, генератор входит в синхронизм через 1—2 сек., а процесс возбуждения генератора заканчивается через 4—5 сек. Ток статора в момент включения достигает величины порядка $2,1 I_{ном}$.

Напряжение на шинах 110 кВ снижается не более чем на 5—10% и восстанавливается через 0,3 сек.; поэтому процесс самосинхронизации совершенно не влияет на работу системы.

На рис. 2 показаны кривые процесса включения генератора собственных нужд 3000 кВт способом самосинхронизации на шины 3,3 кВ, к которым приключены трансформаторы, несущие нагрузку собственных нужд порядка 0,7—0,8 номинальной. Включение генератора производилось с введенным в работу АРН.

Из рис. 1 видно, что напряжение на шинах 3 кВ собственных нужд в момент включения падает до 60%, восстанавливается через 0,5 сек. до 85% и через 1—2 сек. — до номинального; генератор возбуждается и набирает реактивную нагрузку через 5—6 сек. после включения.

Такое кратковременное снижение напряжения на шинах 3 кВ не отражается на нормальной работе потребителей собственных нужд. Ток статора в момент включения достигает величины порядка $2,6 I_{ном}$.

По сравнению с типовой¹ принятой на электростанции схема (рис. 3) отличается изведением некоторых блокировок, предотвращающих ошибочные действия персонала.

Так, ключ управления выключателем генератора КУ МВ заблокирован с ключом самосинхронизации КС таким образом, что при включенном положении ключа самосинхронизации включение выключателя генератора МВ ключом управления невозможно.

Ключ управления автоматом гашения поля КУ АГП также имеет блокировку с ключом самосинхронизации, препятствующую включению и отключению АГП при включенном положении ключа самосинхронизации.

Эта блокировка исключает возможность включения генератора схемой автоматики со значительным остаточным напряжением, которое может иметь место при отключении возбужденного генератора с включенным устройством самосинхронизации.

В качестве реле контроля разности частот сети и подключаемого генератора применено реле разности частот ИРЧ-01, одно для всех генераторов электростанции.

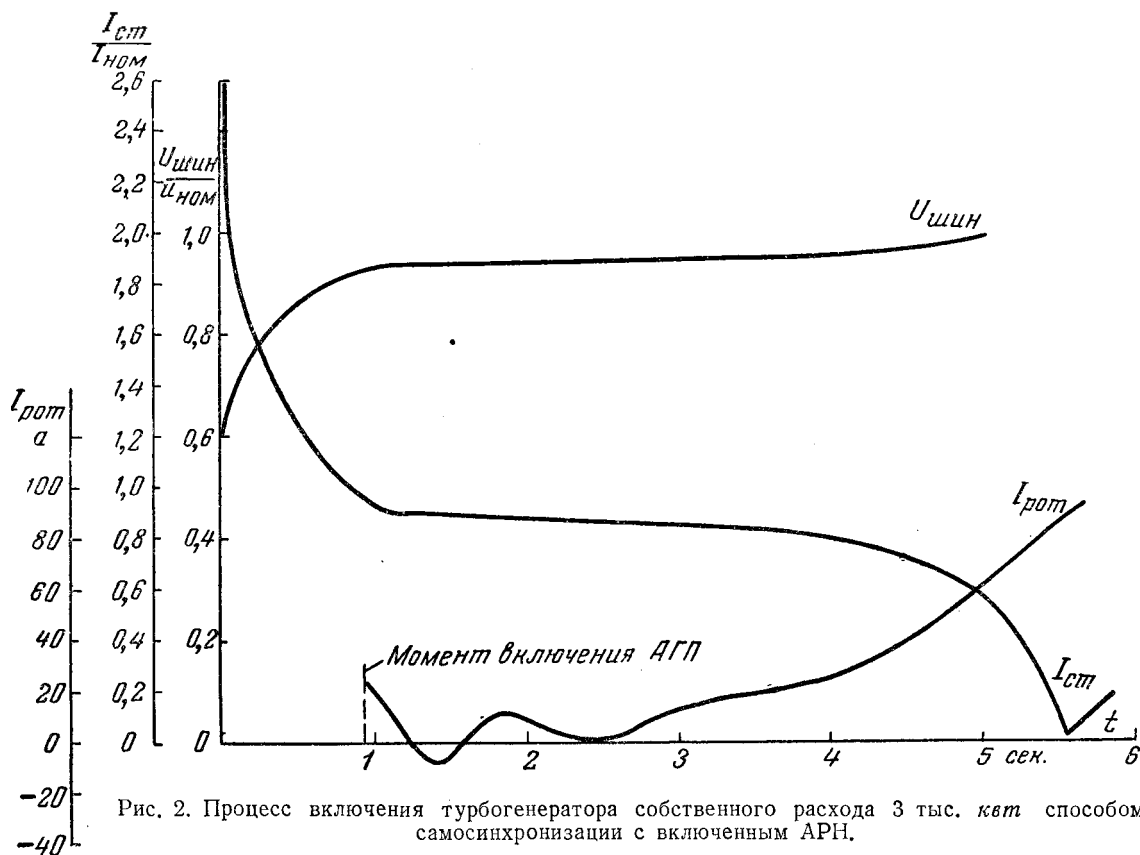
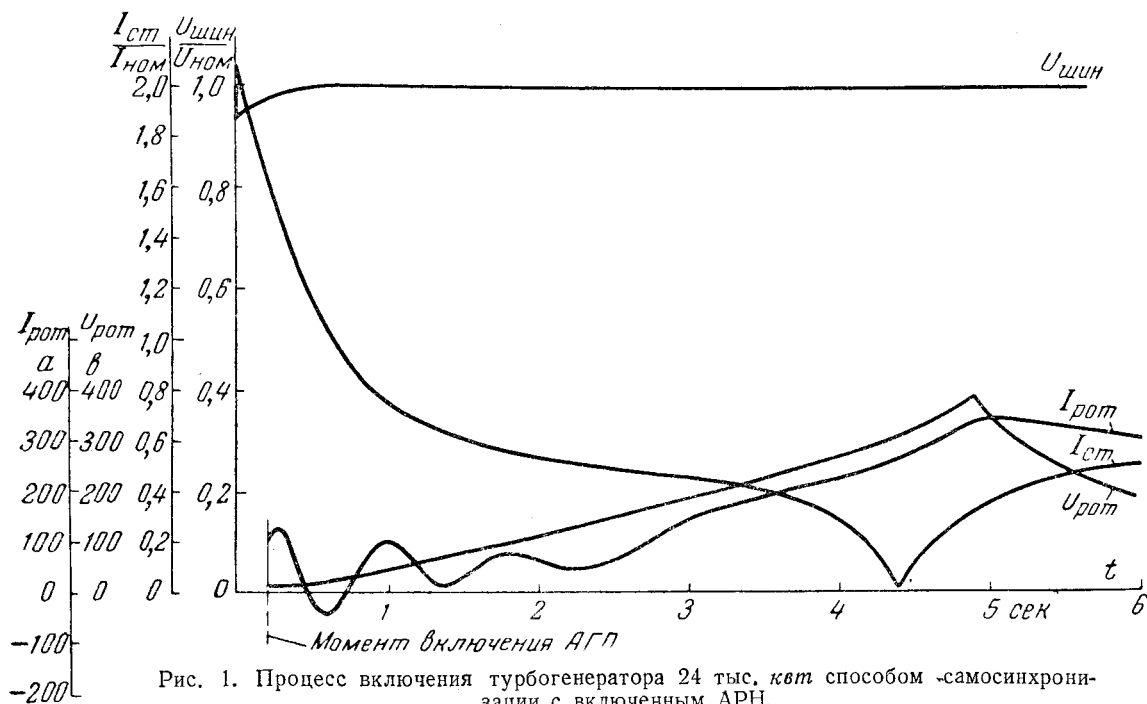
Скорость вращения подключаемого генератора контролируется с помощью частотомера, подключаемого через стабилизатор остаточного напряжения СН к шинкам самосинхронизации.

Для резервирования устройства автоматики в схеме предусмотрена кнопка КРС ручного включения, общая для всех генераторов.

При включении генераторов вручную с помощью кнопки КРС остаются в работе все блокировки (выключателей с АГП и ключи управления выключателями и АГП с ключом самосинхронизации КС), предотвращающие неправильные действия персонала.

Опыт эксплуатации показал достаточную надежность работы реле разности частот ИРЧ-01.

¹ Оргрэл. Включение синхронных генераторов и компенсаторов на параллельную работу способом самосинхронизации. Госэнергоиздат, 1952.



Необходимо отметить, что реле разности частот ИРЧ-01 надежно работает при имеющихся место изменениях остаточного напряжения всех генераторов, так что применения добавочных сопротивлений для выравнивания остаточных напряжений отдельных генераторов не потребовалось.

За все время применения самосинхронизации, как нормального и единственного способа включения генераторов на параллельную работу было произведено свыше 100 включений, что дает возможность подвести некоторые итоги применения этого способа.

При очередных капитальных ремонтах генераторов никаких дефектов или ненормальностей в состоянии их не было обнаружено.

Надо отметить, что большая часть генераторов электростанции находится в работе в течение 20—23 лет и состояние изоляции лобовых частей обмоток статоров неудовлетворительное.

Вследствие совершенно неудовлетворительного состояния изоляции лобовых частей обмотки статора одного из генераторов в течение нескольких лет стоял вопрос о полной переизоляции лобовых частей обмотки, что не было выполнено только вследствие трудностей, связанных с конструктивными особенностями обмотки.

После 20 включений (в течение 1,5 лет) этого генератора способом самосинхронизации изменений в состоянии изоляции лобовых частей обмотки не отмечено.

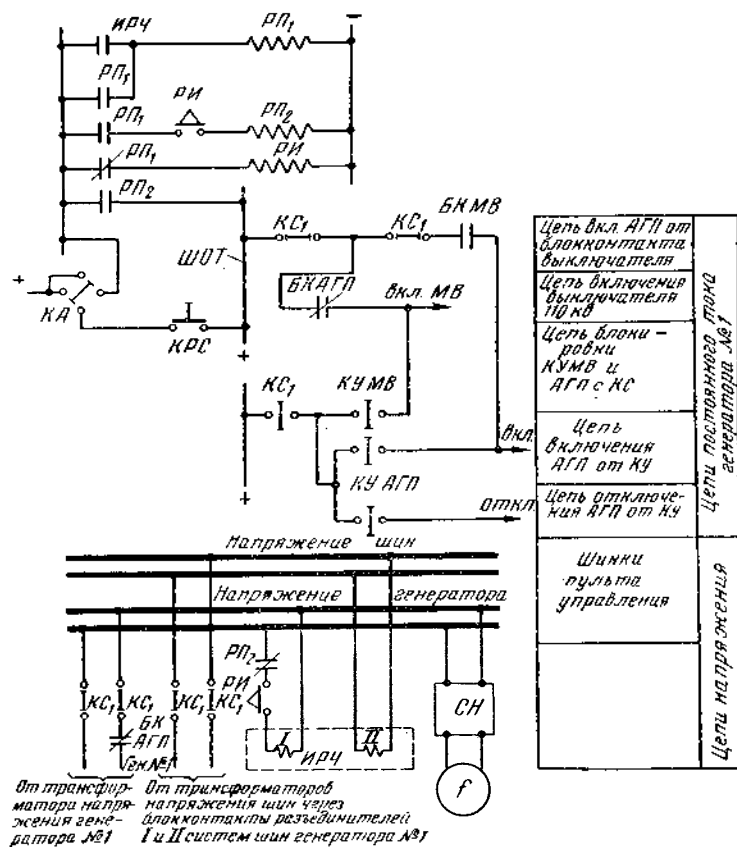


Рис. 3. Принципиальная схема полуавтоматической самосинхронизации генераторов.

ИРЧ—реле разности частот; РИ—импульсное реле типа ЭР-183/1а; КС1—ключ синхронизации генератора № 1 (показан в положении «самосинхронизации»); БК АГП—блокконтакт АГП; БК МВ—блокконтакт выключателя; РП1, РП2—пропускные реле типа РЛМ или ЭП-101; СН—стабилизатор остаточного напряжения; f—вибрационный частотомер; КА—ключ автоматики; КРС—кнопка ручной самосинхронизации; ШОТ—шина оперативного тока, общая для всех генераторов.

Изоляция обмотки статора во время последнего капитального ремонта испытана повышенным напряжением (1,7 U_{ном}).

То же можно сказать и о другом генераторе, у которого изоляция лобовых частей обмотки статора находится в неудовлетворительном состоянии.

Аппаратура—контакты выключателей и автоматов гашения поля, кабели, трансформаторы тока, реле защиты, ошиновка и пр.—находилась в нормальном состоянии, т. е. в таком, в каком она обычно находится после годичного срока эксплуатации.

Аппаратура, примененная в схеме устройства полуавтоматической самосинхронизации—реле разности частот типа ИРЧ-01 и стабилизатор остаточного напряжения типа СН-2,—разработанная и изготовленная, ЦНИЭЛ, показала в эксплуатации достаточную надежность.

Примененная схема устройства удобна в эксплуатации, проста в монтаже и наладке.

Со времени ввода в работу устройства полуавтоматической самосинхронизации и демонтажа устройства для точной синхронизации никаких затруднений при включении генераторов не отмечено.

Выводы

1. Практическая проверка способа самосинхронизации в условиях эксплуатации крупной районной тепловой электростанции показала его несомненные преимущества перед способом точной синхронизации.

2. Кратковременное снижение напряжения на шинах электростанции в момент включения генераторов способно самосинхронизации не отражается на работе энергосистемы и механизмов собственных нужд данной электростанции.

3. Применение самосинхронизации как нормального и единственного способа включения генераторов на параллельную работу не отразилось на состоянии как самих генераторов, так и аппаратуры.

4. Самосинхронизация в самое ближайшее время должна стать единственным способом включения на параллельную работу генераторов, работающих по схеме блока с трансформаторами.

Инж. А. Ф. Васильев

Определение места замыкания на корпус обмотки ротора генератора

При пуске турбогенератора 50 тыс. квт завода «Электросила» после кратковременной остановки на текущий ремонт было замечено снижение сопротивления изоляции обмотки ротора при 1200 об/мин.

При номинальной скорости вращения ротора (3000 об/мин) сопротивление изоляции оказалось равным нулю.

Снятие кривой зависимости сопротивления изоляции от оборотов подтвердило наличие неустойчивого замыкания обмотки ротора на корпус (см. таблицу).

При снижении скорости вращения		При увеличении скорости вращения	
об/мин.	Сопротивление изоляции, мгом	об/мин.	Сопротивление изоляции, мгом
3 000÷500	0	0÷900	50
500÷320	Неустойчивое	900÷1 500	Неустойчивое
320÷260	30	1 500÷3 000	0
260÷0	40		

Генератор был включен в сеть с защитой ротора от двойного замыкания на корпус и установлено наблюдение за генератором. Дистанционные измерения сопротивления изоляции ротора производились через каждые 2 часа.

Через месяц работы генератор при полной нагрузке отключился от сети действием дифференциальной поперечной защиты обмотки статора (обмотка статора имеет по две параллельные ветви на фазу), и одновременно сработала на сигнал защита ротора от двойного замыкания.

После внешнего осмотра и проверки сопротивления изоляции обмотки статора генератор был включен в сеть и проработал 2,5 мес. до ремонта.

При работе генератора с заземленной обмоткой ротора было отмечено 2 случая кратковременного восстановления сопротивления изоляции и неоднократно имели место (также кратковременные) сигналы защиты ротора от двойного замыкания на корпус.

При очередном ремонте генератора после снятия возбуждения был произведен прожиг места ослабления изоляции до получения устойчивого замыкания обмотки при неподвижном роторе. Прожиг был прекращен при величине переходного сопротивления 36 ом.

Место замыкания обмотки ротора на корпус было определено методом Киреева¹, причем через вал пропускался постоянный ток 500 а, а измерения проводились чувствительным гальванометром (цена деления 56 мкв).

Проведенные измерения показали, что повреждение изоляции оказалось под бандажом. Место замыкания было установлено по нулевому показанию гальванометра на бандаж со стороны турбины на расстоянии 1/3 его длины, считая от центрирующего кольца.

После снятия бандаж оказалось, что повреждение изоляции имело место на углу 6-й катушки и являлось следствием неудовлетворительного состояния бандажной изоляции, выполненной без перекрытия стыков между слоями.

Установленное место повреждения изоляции совпало с результатом измерений до снятия бандаж.

Вследствие общего неудовлетворительного состояния лобовых частей (генератор проработал около 110 тыс. час.) был снят второй бандаж для проведения ремонта.

Объем электрических испытаний в процессе ремонта производился в соответствии с действующими нормами.

¹ Г. А. Киреев, «Электрические станции», 1949, № 5.

Испытание витковой изоляции ротора было произведено из расчета 1,85 в на виток.

В этом случае, как и в описывавшихся ранее в журнале «Электрические станции», причиной отключения генератора дифференциальной поперечной защитой статора являлось кратковременное замыкание обмотки ротора в двух точках. Возникающая при этом несимметрия магнитного поля ротора создает неравенство токов в плечах поперечной дифференциальной защиты обмотки статора, что приводит к срабатыванию защиты.

Выводы

1. При наличии чувствительного гальванометра для определения места замыкания обмотки ротора на корпус (до снятия бандажей) достаточно пропустить через вал ротора постоянный ток 500 а и менее.

2. Применение метода Кирпеза для определения места повреждения изоляции без снятия бандажей следует широко использовать. При этом возможно прекратить прожиг при достаточно высоком переходном сопротивлении (30—40 ом) в месте повреждения, без опасения «потерять» заземление после снятия бандажей. Ограничение тока при прожиге и сокращение длительности прожига (в случае подобного неустойчивого заземления обмотки) уменьшит опасность повреждения ротора бандажом и обмотки.

инж. Д. Т. Зилес

Способ ускоренного ремонта турбодвигателя

На одной промышленной установке защитой от замыкания на землю отключился от сети турбодвигатель 3800 квт, 10 кв, 3000 об/мин завода «Электросила», имеющий двухслойную секционную (катушечную) компаундированную обмотку статора.

При вскрытии турбодвигателя в одном из пазов под клином был обнаружен пробой (повреждение изоляции) верхней части секции (катушки). Пробой расположен у кромки вентиляционного канала середины статора (рис. 1).

При обследовании ротора обнаружены подтоки алюминия между бандажом и бочкой ротора, а также смещение

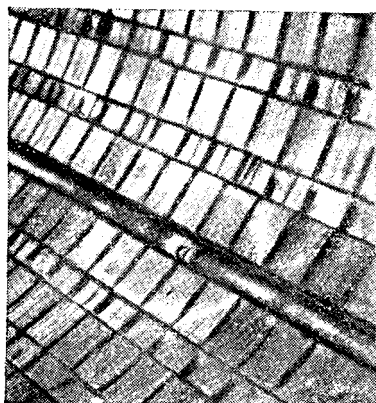


Рис. 1.

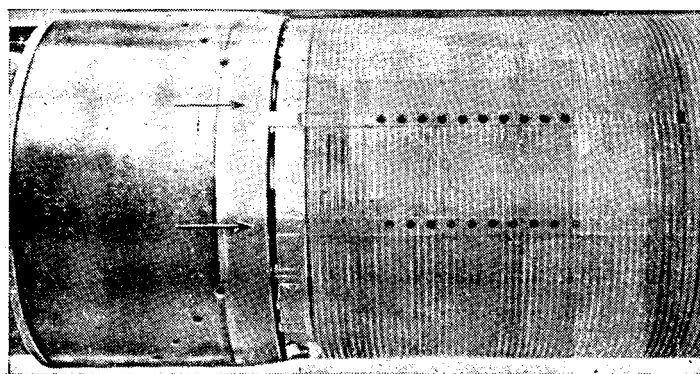


Рис. 2.

ние одного из роторных клиньев большого зуба, который упирался в торец бандаж. Другой клин сместился в противоположную сторону (рис. 2).

После снятия бандажей было выявлено, что концы седел лобовых частей обмотки ротора имеют наклеп и подплавлены (рис. 3).

В торце одного бандаж в месте соприкосновения с клином имелся след подплавления (рис. 4). Торце этого клина также оказался оплавленным (рис. 5).



Рис. 3.



Рис. 4.

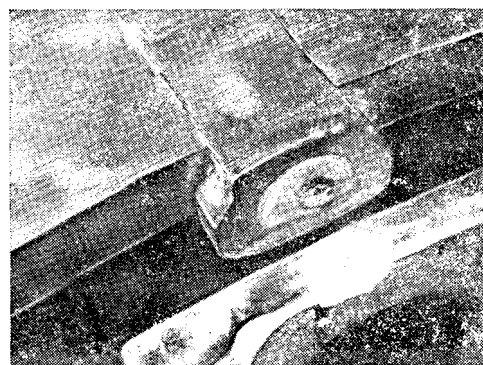


Рис. 5.

Анализом причин аварии было установлено следующее.

1. Поврежденная секция обмотки статора свободно лежала в пазу и во время работы турбодвигателя перемещалась («дышала»), это привело к постепенному разрушению ее изоляции, особенно в местах, расположенных у кромок вентиляционных каналов.

2. Носик бандаж (выполненный отставленным, т. е. с посадкой только на центрирующее кольцо) во время работы вызывал наклеп седел.

Для ускорения ремонта пробитая секция была выключена из схемы обмотки, а для создания симметрии были также соответственно выключены по одной секции в каждой из двух неповрежденных фаз. Наклепанные концы седел были подрезаны на 10—11 мм, и турбодвигатель был включен в эксплуатацию.

Через два года в этом же турбодвигателе, но в другой фазе при аналогичных обстоятельствах была пробита еще одна верхняя секция (верхняя часть), при этом месте пробоя оказалось также у вентиляционного канала середины статора.

После вскрытия турбодвигателя, до его чистки, для проверки состояния изоляции оставшейся части обмотки статора последняя была пофазно испытана повышенным напряжением переменного тока 13 кв, при этом была пробита еще одна секция другой фазы обмотки статора (в верхней части), также у вентиляционного канала.

Для производства ремонта требовалось вынуть поврежденные секции и уложить вместо них запасные, для чего необходимо было поднять по шагу почти 3/4 обмотки статора. Такой порядок ремонта потребовал бы много времени. Учитывая при этом общее состояние изоляции статорной обмотки, можно было предполагать, что при подъеме большого количества секций часть из них может допол-

нительно выйти из строя, что надолго задержало бы ремонт турбодвигателя.

Так как места пробоя секций оказались в верхней части, для ускорения ремонта турбодвигателя было решено не поднимать обмотку по шагу, а разрезать дефектные секции в лобовых частях, аналогично разрезав и запасные секции. После удаления разрезанных верхних дефектных полусекций и укладки на их место запасных полусекций была произведена пайка каждого элементарного проводника в отдельности. Такое мероприятие дало возможность, не прибегая к поднятию обмотки по шагу, отремонтировать турбодвигатель в 3 дня, одновременно включив в работу и те неповрежденные секции, которые были отключены при ликвидации предыдущей аварии.

При ремонте во избежание утолщения лобовой части при пайке проводники полусекций разрезались ступеньками.

После пайки было измерено постоянным током сопротивление каждой фазы обмотки статора, а места пайки изолированы и покрыты лаком воздушной сушки.

Изоляция мест паяк лобовой части секции была выполнена 12 слоями микалента вполнахлеста, одним слоем черной лакоткани вполнахлеста и одним слоем тафтяной ленты. По окончании сушки при температуре стали в 60°C обмотка статора была испытана повышенным напряжением переменного тока 13 кВ.

Выводы

Учитывая, что характер двух упомянутых выше повреждений обмотки турбодвигателя идентичен, можно сделать следующий вывод.

1. Слабо закрепленные в пазовой части статора секции при работе турбодвигателя, перемещаясь, перетирают свою изоляцию в первую очередь у кромок вентиляционных каналов.

Для предупреждения подобных повреждений следует в период капитального ремонта проверять и укреплять обмотку статора в пазах, укладывая между пазовыми клиньями и обмоткой картонные прокладки требуемой толщины.

2. При пробое верхних частей секции обмотки статора можно не прибегать к замене секций в целом, так как это связано с подъемом большей части обмотки статора и требует много времени на ремонт. При таких авариях можно разрезать секцию в лобовой части и заменить только ее поврежденную часть запасной.

Инж. Л. Г. Рубо

ОТ РЕДАКЦИИ

Редакция обращает внимание заводов-изготовителей турбогенераторов на то, что ослабление пазовых клиньев статора, отмечаемое автором, наблюдалось неоднократно на ряде турбогенераторов вскоре после пуска их в эксплуатацию из-за установки заводами клиньев из непросушенного материала.

В части же выявленного автором наклепа седел лобовых частей обмотки ротора носиком банджа, выполненным отставленным, редакция отмечает, что многолетняя практика эксплуатации турбогенераторов завода «Электросила» типов Т2-3-2, Т2-6-2 и Т2-12-2 мощностью соответственно 3 000, 6 000 и 12 000 кВт, а также турбогенераторов некоторых других типов старой серии показала положительные результаты принятой конструкции банджа.

Схема испытателя ламп постов высокочастотной защиты

Для надежной работы высокочастотной защиты с приемопередачиками типа ПВЗ необходима тщательная предварительная проверка всех подлежащих установке ламп С0П13.

Как показала практика, требуется проверить термоток сетки лампы и сопротивление изоляции между электродами катод — нить накала, управляющая сетка — экранирующая сетка, экранирующая сетка — анод и т. д.

Для упрощения испытаний в лаборатории ЦСРЗАН энергосистемы выполнен испытатель ламп С0П13, схема которого приведена на рисунке. Особенностью схемы является то, что она позволяет производить все испытания, не вынимая лампы из панели, а также дает возможность измерить сопротивление изоляции мегомметром между любой парой электродов. Схема легко составляется из широко распространенных радиодеталей.

При монтаже схемы необходимо тщательно проверить отсутствие влияния проводки на режимы лампы в испытателе.

При показанном на схеме положении кнопки 6 и нижнем положении переключателя 5 проверяется ток эмиссии, при нажатой кнопке 6 — термоток, при верхнем положении переключателя 5 и поворачивании переключателей 7 и 8 — изоляция между электродами.

Инж. В. М. Могильницкий

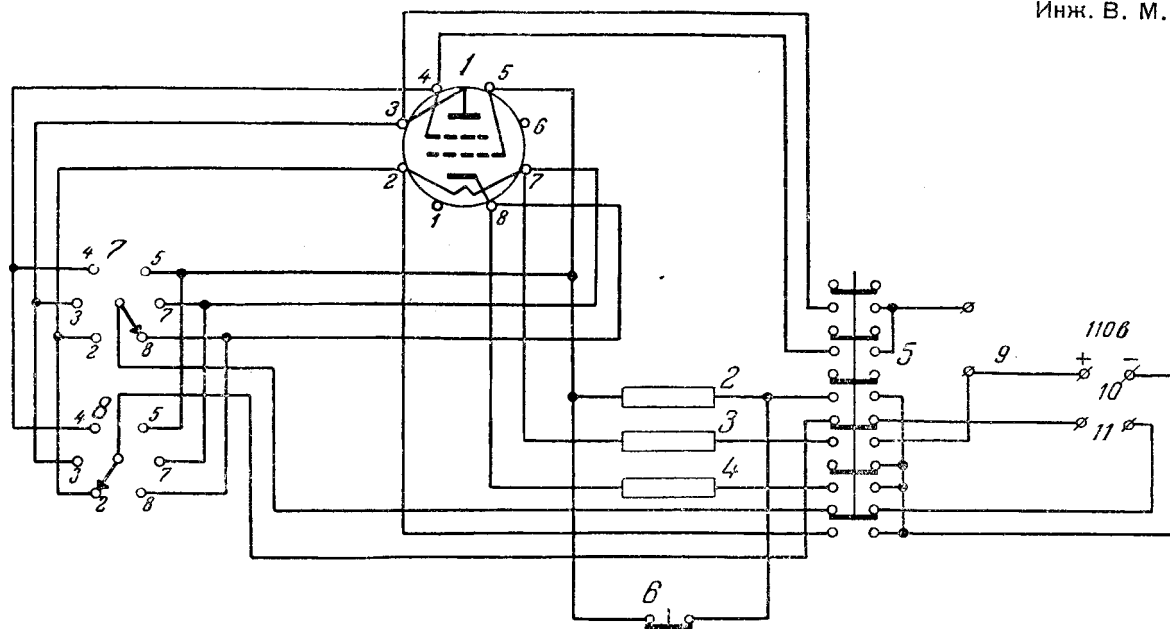


Схема испытателя ламп С0П13.

1 — ламповая панель; 2 — сопротивление 3 мОм; 3 — сопротивление 266 мОм, 0,3 А; 4 — сопротивление 100 Ом, 100 мА; 5 — телефонный переключатель; 6 — кнопка; 7 и 8 — радиопереключатели; 9 — зажимы для переключения миллиамперметра 100 мА; 10 — зажимы для подключения питания; 11 — зажимы для подключения мегомметра.



В Техническом управлении по электростанциям

О тушении пожаров в генераторах водой

На одной электростанции на генераторе, оборудованном водотушением, при возникновении пожара включение водотушения вследствие неисправности (выполнение с отступлениями от Эксплуатационного циркуляра № 1 Технического управления за 1950 г.) не дало эффекта; ликвидация пожара затянулась, в результате чего произошло тяжелое повреждение обмотки статора.

Обследованием установлено, что кольцевые трубы были расколоты не по всей окружности статора; в нижней части обмотка не имела защиты на длине почти четверти окружности. Отверстия в верхнем полукольце имели диаметр 2,5 мм, а в боковых отростках — 5 мм при расстоянии между всеми отверстиями по 22 мм. Диаметр кольцевой трубы составлял 31 мм. Отверстия в ней были просверлены так, что половина струй не попадала на лобовую часть обмотки. Подвод воды от пожарной магистрали к кольцевым трубам был выполнен на всем протяжении трубой такого же диаметра, как и сами кольцевые трубы. Гидравлический расчет системы не был выполнен. Пожарная магистраль, к которой была подсоединена система пожаротушения, питалась от насоса с номинальным напором 74 м вод. ст., производительностью 540 м³/час и скоростью вращения 1950 об/мин. Фактически насос приводился в движение электродвигателем 1470 об/мин, вследствие чего напор и производительность насоса были меньше номинальных. Этот же насос снабжал водой жилой поселок. Измерения показали, что напор в пожарной стояке составлял 6—6,5 ат, но временами снижался до 3 ат.

Таким образом, требуемый по циркуляру напор в кольцевой трубе 2,0—2,5 ат не был обеспечен. Расход воды в системе пожаротушения определялся пропускной способностью трубы диаметром 31 мм, сечение которой было в 4,8 раза меньше суммы площадей отверстий в кольцевых трубах. В результате, как показала проверка действия

жения, длин и размеров трубопроводов, принятых для данной установки, пустив воду под нормальным давлением пожарной сети. Проверить установкой манометра на пожарном стояке и у пожаротушительных колец величину фактического напора в кольцевых трубах и при обнаружении большой потери напора выяснить причину и устранить ее.

3. Оргрэс по запросу электростанций давать консультацию и оказывать техническую помощь при проектировании и проверке устройств для тушения водой пожаров в генераторах.

Дополнение к Противоаварийному циркуляру № 13/Э 1952 г.

В связи с поступившими запросами относительно Противоаварийного циркуляра № 13/Э от октября 1952 г. («Электрические станции», 1952 № 12, стр. 53) Техническое управление разъясняет.

Перед проверкой синхронизационного устройства генератора подачей напряжения от трансформатора напряжения, установленного на его выводах, и от трансформатора напряжения шин, к которым подключается испытуемый генератор, должно быть проверено наличие одинаковой последовательности чередования фаз генератора и шин с помощью указателя чередования фаз.

В Управлении капитального строительства

О правилах безопасности при строительстве и монтаже линий электропередачи, соору- жаемых вблизи действующих высоковольтных линий

ком Оргрэс разработаны «Правила безопасности при строительстве и монтаже линий электропередачи, со-
их вблизи действующих высоковольтных линий, ихх под напряжением».

вила распространяются на строительство линий передачи 35—220 кВ, сооружаемых параллельно сшм высоковольтным линиям, или в коридоре действующими высоковольтными линиями, при пех с действующими линиями, а также на монтаж и тросов на действующих линиях а в зоне их

П о п р а в к а

В замечке ниж. В. М. Могильниченко «Схема испытания ламп постов высокочастотной защиты», на стр. 62, правая колонка, в строках 15 и 21 снизу, название лампы должно быть ЗОНПС.

ляре № 1 Технического управления от 1950 г. в обяза-
тельном порядке проводить гидравлический расчет линии,
подводящей воду к кольцевым трубам.

2. При ближайшем капитальном ремонте генераторов
проверить исправность работы системы пожаротушения,
сбрав ее впе генератора с соблюдением высоты располо-

Правила рассмотрены и утверждены Производствен-
но-техническим управлением Министерства и ЦК союза
рабочих электростанций и являются обязательными для
работников, занятых на строительстве и монтаже линий
электропередачи

К Р И Т И К А И Б И Б Л И О Г Р А Ф И Я

Эксплуатация воздушных линий электропередачи
сборник статей под редакцией И. А. Сыромятникова, Гос-
энергоиздат, М.—Л., 1952, 240 стр.

В сборнике «Эксплуатация воздушных линий электро-
передачи» приведены в виде статей доклады и сообщения
представителей Министерства, энергосистем, проектных
в научно-исследовательских организаций на состоявшейся
в сентябре 1950 г. научно-технической сессии ВНИТОЭ
в Ростове-на-Дону.

Отражая опыт эксплуатации линий в энергосистемах
и результаты работ научно-исследовательских и проектных
организаций, сборник представляет несомненный интерес
для лиц, соприкасающихся со строительством и эксплуа-
тацией линий электропередачи.

В первой статье «Современные требования к соору-
жению и эксплуатации воздушных линий электропереда-
чи» И. А. Сыромятников четко сформулировал принци-
пальные требования к проектированию, сооружению и эксп-

луатации линий электропередачи. Автор правильно обращает внимание на необходимость учитывать при проектировании особенности трасс в зонах загрязнений и поймах рек, недопустимость небрежного монтажа и сдачи в эксплуатацию незаконченных объектов, а также безусловную необходимость своевременного и качественного проведения профилактических испытаний и ремонтов в эксплуатации. На базе исследований ЦНИЭЛ за 1948 и 1949 гг. инж. Г. А. Энгель в статье «Анализ эксплуатационных повреждений на линиях электропередачи и основные пути повышения их надежности» подробно разобрал виды повреждений на линиях электропередачи. Указывая, в частности, на высокий процент повреждений деревянных опор вследствие загнивания, автор приводит ряд рекомендаций по снижению повреждаемости линий.

Необходимо отметить, что статистикой ЦНИЭЛ совершенно не учитываются многочисленные случаи ежегодно выявляемых измерениями дефектных зажимов, если они не привели к обрыву провода. С учетом этих повреждений приобретает большую остроту вопрос о необходимости повышения качества линейной арматуры, монтажа и контроля над монтажными работами.

Применяемые в практике ВЭС Мосэнерго методы эксплуатации линий изложены в статье инж. С. М. Гриневы «Опыт эксплуатации линий электропередачи 35—110—220 кВ». Статья содержит ряд ценных выводов из практики. Например, автор рекомендует энергосистемам с целью экономии древесины составлять таблицы минимально-допустимых диаметров деталей опор по фактическим пролетам и сечениям проводов. Однако с некоторыми заключениями автора нельзя полностью согласиться. Так, значение и возможности импульсного покателя повреждений представляются несколько преувеличенными.

Инж. Е. П. Миронюк в статье «Из опыта эксплуатации линий электропередачи Ростовэнерго» описывает методы борьбы с возгораниями опор от токов утечки, явления пласки проводов и эксплуатацию древесины.

Правильно поставив вопрос о необходимости систематической промазки трещины древесины опор антисептическими составами, автор не осветил практических мероприятий, принятых в энергосистеме по антисептированию опор.

Работа подвесных стержневых изоляторов освещена в статье инж. Т. П. Мусатова «Из опыта эксплуатации линий электропередачи Донбассэнерго». К сожалению, автором не приводятся никаких сведений о работе этих изоляторов при низких (-30°C) температурах.

Своевременно поставив вопрос о необходимости обеспечения энергосистем соединителями для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов, не ухудшающих своих характеристик со временем.

Анализ работы контактных соединений на линиях электропередачи, причины их повреждаемости и меры по повышению надежности тщательно освещены инж. М. В. Хомяковым в статье «Эксплуатация контактов соединителей проводов линий электропередачи 6—220 кВ». Приведены методы контроля соединителей с описанием применяемых приборов. Следовало бы добавить, что применение двухроликовой головки для контроля соединителей при вертикальном расположении проводов недопустимо, если стрелы провеса всех фаз не строго одинаковы.

Интересный опыт комплексного ремонта линий, дающего значительное сокращение трудозатрат и повышение производительности труда, приводит инж. А. М. Рышлин в статье «Организация ремонтов на высоковольтных линиях электропередачи Донбассэнерго».

Развитие ремонтных работ под напряжением, принципы, положенные в основу этих работ, а также описание необходимых приспособлений изложены в статьях инж. Н. П. Астахова «Работы на высоковольтных воздушных линиях электропередачи под напряжением» и инж. Ю. Е. Григорьева «Приспособления и устройства для работ под напряжением».

Доктор техн. наук В. В. Бургсдорф в статье «Грозазащита воздушных линий электропередачи и опыт ее эксплуатации» дает развернутый анализ мер и способов грозазащиты воздушных линий и формулирует основные требования грозазащиты линий.

Работа трубчатых разрядников и их дефекты в эксплуатации детально разобраны в статье канд. техн. наук М. Н. Некрасова «Исследования повреждаемости трубчатых разрядников на линиях электропередачи».

В статье «Вибрация проводов воздушных линий электропередачи и защита от нее» инж. А. Я. Либберман разбирает причины появления вибрации, ее последствия и меры защиты, применяемые в энергосистемах.

Организацию борьбы с гололедом и практические мероприятия, проводимые в Севкавказэнерго, излагает инж. В. М. Дьяконов в статье «Гололед и борьба с ним на линиях Севкавказэнерго». Представляет интерес предлагаемая автором схема пофазной плавки гололеда без отключения потребителя с наложением на ток нагрузки переменного тока плавления.

Характеристики типовых опор приведены в статьях инж. Р. А. Голубцова «Типовые одноцепные металлические опоры 110 кВ для I и II районов климатических условий» и инж. Ю. К. Кованько «Типовые деревянные опоры для линий электропередачи 35—110 кВ».

Недостаточное распространение опор из железобетона обусловлено рядом отрицательных моментов, в частности большим весом деталей, трудностью установки и транспортировки. В статье канд. техн. наук Е. Э. Михельсона «Опоры высоковольтных линий электропередачи из центрифугированного железобетона» эти вопросы обойдены молчанием, не приведена также фактическая стоимость железобетонных работ, что сильно снижает ценность принципиально интересной статьи.

Представитель треста «Армсет» инж. В. О. Новицкий в обзорной статье «Линейная и подстанционная арматура и линейные изоляторы» ограничился кратким описанием выпускаемой трестом продукции, в том числе и явно негодной, как, например, клиновой зажим типа НК-1 и др.

Отсутствие в статье ответов на претензии по арматуре Армсети и указаний на намечаемые мероприятия по улучшению ее качества и ассортимента вызывают сомнения в целесообразности помещения статьи в сборнике.

Охват широкого круга вопросов эксплуатации линий электропередачи с отражением в них передового опыта эксплуатации различных энергосистем делает сборник безусловно ценным пособием для работников эксплуатационных и проектных организаций.

К недостаткам сборника следует отнести значительную задержку в выпуске — почти на 2 года. За этот период энергосистемами был успешно решен ряд вопросов: антисептирование деревянных опор, механизация линейных работ и т. д.; некоторые вопросы, как, например, борьба с вибрацией, приобрели большую актуальность и должны были бы получить иное освещение.

Полезно было бы поэтому снабдить сборник редакционной статьей с кратким изложением происшедших изменений.

Инж. М. В. Матюшин

ПОПРАВКИ

В № 2 «Электрические станции» за 1953 г. в заметке Н. А. Цекуна «Блуждающие токи в теплопроводах» на стр. 55 в левой колонке, в строках 18 и 19 сверху слова, заключенные в скобки, не нужны.
В той же колонке в строках 19 и 20 снизу перед величинами потенциалов должен быть знак минус ($-2,06$ и $-0,48$ в).

В статье Л. И. Андрианова и Г. М. Орловского «Соединение алюминиевых шин давлением» в том же номере, стр. 27, на рис. 3 по оси ординат приведенные абсолютные значения прочности на разрыв должны быть в кг.

Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и давать другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать photographиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или photographия должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые в Советском Союзе меры длины, веса и др.

6. Рукопись, подписанная авторами, должна в конце иметь данные: полностью имя, отчество и фамилию, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

7. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, I этаж, помещ. 165, редакции журнала «Электрические станции».



Цена 8 руб.