

*Да здравствует XXXIV годовщина
Великой Октябрьской
социалистической революции!*

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

11



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1951

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ 11

НОЯБРЬ
1951

Орган Министерства электростанций СССР

22-Й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Неуклонно улучшать технические показатели эксплуатации электростанций	3	Н. А. Корж — Повреждение воздухоподогревателя от загорания отложений	52
В. А. Кириллин и Л. И. Румянцев — Экспериментальное определение удельных объемов воды и водяного пара в критической области	6	Е. В. Трифонов — Упрощенный способ статической балансировки роторов дымососов	53
В. Ф. Янченко — Ненормальности работы эжекторов и их наладка	11	В. М. Чернявский — Работа мембранных вентилях на Н-катионитовых установках	53
С. Х. Хейфец — Эксплуатация кранов ПК-2 на угольных складах электростанций	14	П. В. Кузнецов — Работа турбогенераторов с замыканием на землю в обмотке статора	54
В. А. Успенский — Пневмогидравлическое золоудаление	19	И. В. Малхасьян — Попадание воды на обмотки генераторов	54
И. С. Левенсон — Эксплуатация подогревателей высокого давления	21	М. М. Сташкявичус — Пересоединение трансформатора 6,3/10 кв на автотрансформатор 5,5/6,3 кв	55
А. С. Гуриленок и Е. М. Лапин — Прокладка стальных водоводов под железнодорожными путями методом продавливания	26	В. М. Жук и Е. Х. Сагалов — Механизация ремонтных работ на линиях электропередачи	56
М. Л. Пироговский и В. Л. Сольский — Полуавтоматическая самосинхронизация мощных турбогенераторов	29	Н. М. Шипов — Фиксатор выбрации проводов	58
Б. А. Удовиченко — Расстановка опор высоковольтной линии с учетом провесов проводов при обрыве	32	О. В. Суслов — Проверка фильтровой высококачественной защиты имитацией коротких замыканий	58
П. Р. Легов — О периодичности ремонтов масляных выключателей	35	Б. М. Баранов — Масса для холодной заливки кабельных муфт	59
Б. Л. Штукатер — Реактивное сопротивление трехобмоточных трансформаторов	38	* — К заметке „Простой способ защиты электродвигателей от работы на двух фазах“	60
Я. С. Гельфанд, И. Н. Попов и Г. В. Субботина — Чувствительные токовые защиты от замыканий на землю и опыт их эксплуатации	41		
И. И. Гребень и Г. К. Нечаев — Бесконтактный параметрический датчик частотно-импульсной системы телеизмерений	44		
ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ			
Ю. Е. Лещинский — Усиление основания здания с использованием фундамента турбогенератора	47		
В. В. Колесников — Приспособления для сборки блоков экономайзера	48		
М. Я. Ремез — Монтаж статора генератора, значительно превышающего по весу грузоподъемность мостового крана	48		
ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ			
М. А. Вайнер и С. П. Хижняк — Повышение экономичности котельных агрегатов	51		
П. А. Сидоров — Газовая перегородка из фасонного кирпича „восьмерка“ на кипятильных трубах	52		
		ХРОНИКА	
		В Техническом управлении Министерства	
		О повышении надежности работы электрических машин	61
		О порядке включения устройств компаундирования и электромагнитных корректоров напряжения при пуске и остановках генераторов	61
		К „Правилам безопасности при эксплуатации воздушных линий высокого напряжения“	61
		О допустимых нагрузках трансформаторов напряжения МТЗ	62
		Э. И. Ромм — Некролог	62
		ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ	
		Ионные возбудители для турбогенераторов, обраб. Я. М. Червоненкис	63
		КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
		В. П. Хащинский — Рецензия на книгу Б. Н. Ржонсницкого „Федор Аполлонович Пиродский“	64

□ □ □

ВОЛОГОДСКАЯ

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

Рабочие, крестьяне, интеллигенция Советского Союза! Шире развертывайте социалистическое соревнование за досрочное выполнение народно-хозяйственного плана 1951 года! Боритесь за новый мощный подъем экономики и культуры, за дальнейший рост могущества Советского государства!

(Из призывов ЦК ВКП(б) к 34-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции)

НЕУКЛОННО УЛУЧШАТЬ ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Советское энергетическое хозяйство достигло за последние годы высокого уровня технического развития. На вновь строящихся и расширяющихся электростанциях используются крупные турбины и котлы, с более высокими технико-экономическими показателями, чем у ранее установленного оборудования. Широкое внедрение получили установки на высоком давлении пара; выработка электроэнергии на них достигла 18% от общей выработки тепловых электростанций. Путем ежегодно проводимых реконструктивных работ повышается технический уровень и действующего оборудования.

Наряду с техническим совершенствованием оборудования улучшена его эксплуатация. Работники электростанций рационализируют методы своей работы: применяют более экономичные режимы, выявляют и устраняют источники излишних потерь топлива и электроэнергии, обеспечивая непрерывное улучшение экономических показателей.

Все это обеспечило за последние годы на многих электростанциях значительное снижение удельного расхода топлива и потребления электроэнергии на собственные нужды.

Некоторые успехи в топливоиспользовании имеются на электростанциях Министерства электростанций и в текущем году. Удельный расход топлива на производство электрической энергии за 9 мес. снижен по сравнению с тем же периодом 1950 г. на 1,3%. Экономия топлива по сравнению с плановым расходом составила 28,5 тыс. т.

Однако большие возможности к дальнейшему снижению удельных расходов топлива используются все еще недостаточно. Значительное количество электростанций далеко еще не достигло возможных (проектных) показателей и работает с расходом топлива, не соответствующим характеристикам установленного котельного и турбинного оборудования.

К таким электростанциям относятся в первую очередь новые и расширяемые с относительно недавно введенными в эксплуатацию установками высокого давления: Каменская тэц, грэс № 3 Мосэнерго, Одесская тэц, Калининская тэц № 4 и др.

В эксплуатации установок высокого давления имеются некоторые особенности: сложнее, чем при среднем давлении, достигается требуемая плот-

ность арматуры, фланцевых и лючковых соединений; должен быть организован специальный контроль за состоянием металла, работающего при высоких температурах; повышаются требования к качеству пара и воды.

Эти особенности несколько усложнили и удлиннили наладку и освоение установок высокого давления. Однако за последние годы работниками электростанций с помощью ВТИ, ЦКТИ и Орггрэс разработаны рациональные способы эксплуатации и ремонта арматуры высокого давления, улучшены конструкции трубных соединений, успешно внедрены новые методы химической очистки воды, для контроля качества воды и пара используются усовершенствованные аппаратура и приборы. Благодаря этому созданы необходимые предпосылки к значительному ускорению освоения вновь вводимого оборудования высокого давления и полному использованию технико-экономических преимуществ пара высоких параметров.

Руководители электростанций и цехов должны принять решительные меры к устранению имеющихся недостатков эксплуатации оборудования высокого давления и довести удельные расходы топлива до уровня проектных. Речь идет не о том, чтобы достигнуть некоторого дальнейшего снижения удельного расхода топлива, а о том, чтобы на установках высокого давления, введенных в эксплуатацию до 1951 г., уже в 1952 г. расход топлива был снижен не менее чем на 10—14% (в зависимости от параметров пара) по сравнению с аналогичными установками на среднем давлении.

Недостаточное использование технико-экономических возможностей оборудования имеет место не только на электростанциях с вновь введенным оборудованием, но и на отдельных электростанциях, работающих многие годы и располагающих опытным эксплуатационным персоналом (Зуевская грэс, Новосибирские тэц № 2 и 3 и др.). К персоналу таких электростанций в еще большей мере, чем к персоналу электростанций, недавно введенных в эксплуатацию, относится требование о доведении в короткий срок технико-экономических показателей до уровня, соответствующего характеристикам имеющегося оборудования. Для этого необходимо устранить все мелкие дефекты, уплотнить арматуру, устранить присосы в цыле-воздухопроводах, привести в по-

рядок тепловую изоляцию горячих поверхностей, использовать тепло дренажей и продувочной воды и выполнить другие аналогичные несложные мероприятия, являющиеся, однако, средствами устранения крупных потерь топлива. Недопустимо откладывать выполнение таких мер к периоду капитальных или даже текущих ремонтов основного оборудования; такие работы должны выполняться неотложно.

Неправильно считать, что проектный удельный расход топлива является предельно возможным и, следовательно, нельзя рассчитывать на дальнейшее его улучшение. В действительности электростанции, работающие с показателями, близкими к техническим характеристикам оборудования, как, например, Каширская и Среднеуральская грэс, могут и в дальнейшем снижать удельные расходы топлива, главным образом за счет проведения реконструкции оборудования, улучшающей его технические характеристики. К таким работам относятся: увеличение поверхности нагрева воздухоподогревателей и водяных экономайзеров, улучшение конструкций пылеугольных горелок, установка добавочных подогревателей питательной воды и т. п.

До последнего времени выполняемые на электростанциях реконструктивные работы почти не затрагивали паровых турбин. Между тем имеются гуроины, работающие в условиях, отличных от расчетных, принятых при конструировании турбин. Это, приводит к значительным тепловым потерям, которых можно избежать или, по крайней мере, значительно снизить, если внести конструктивные изменения в отдельные узлы турбин. Так, например, в текущем году на Каширской грэс, по предложению ВТИ, выполнена реконструкция проточной части турбины, что обеспечило повышение ее к. п. д. и экономию условного топлива в размере около 1 000 т в год.

Необходимо уделить серьезное внимание повышению экономичности сжигания антрацитового штыба. Котлы, сжигающие этот уголь, работают с к. п. д., примерно на 6—8% меньшим, чем аналогичные котлы на бурых и каменных углях с большим выходом летучих. Выполнение таких мер, как поддержание максимально возможных температур воздуха, подаваемого в топку, и обеспечение исправного состояния шамотных поясов должно быть обязательным для всех электростанций, работающих на АШ. Руководители треста «Союзэнергоремонт» и его предприятий, центральных ремонтных заводов энергосистем должны принять меры к быстрейшему внедрению щиповых экранов, обеспечивающих длительную кампанию зажигательных поясов. Руководителям ВТИ и его лабораторий следует ускорить выполнение опытных работ по экономичным методам сжигания АШ, в частности по двухступенчатому сжиганию его в камерных топках, и внедрять проверенные методы на электростанции.

Осуществление мероприятий по реконструкции оборудования требует средств и материалов, расходование которых должно производиться экономно и в точном соответствии с планом. Эти работы должны находиться под наблюдением не только руководителей электростанций, но и главных инженеров энергосистем.

Контроль за правильностью режимов работы оборудования может быть обеспечен только при хорошем состоянии контрольно-измерительного хозяйства. Поэтому персонал тепловых лабораторий электростанций обязан обеспечить постоянную и исправную работу всех имеющихся приборов.

Неослабное внимание руководителей электростанций, цехов и тепловых лабораторий должно уделяться автоматике тепловых процессов, правильное и постоянное использование которой обеспечивает экономию десятков тысяч тонн условного топлива.

Значительно хуже, чем с топливоиспользованием, обстоит дело с расходом на тепловых электростанциях электроэнергии на собственные нужды. За 9 мес. 1951 г. этот расход превысил установленный планом уровень свыше, чем на 90 млн. *квтч*. Большой перерасход электроэнергии допустили: грэс № 8 Ленэнерго — около 7 млн. *квтч*; Карагандинская грэс — 4 млн. *квтч*; Новосибирская тэц № 3 — 3 млн. *квтч*; Орская тэц — 1 млн. *квтч* и др.

В течение 1950 и 1951 гг. на многих электростанциях осуществлены мероприятия, обеспечивающие снижение расхода электроэнергии на собственные нужды: на размол топлива, тягу и дутье, питание котлов водой, охлаждение конденсаторов турбин. Так, например, в результате уплотнения пылеприготовительных трактов и главным образом улучшения режима пылеприготовления многие электростанции добились снижения удельного расхода электроэнергии на размол топлива: тэц № 9 Мосэнерго с 28,46 *квтч/т* в 1949 г. до 27,11 *квтч/т* в 1950 г. и 24,00 — 25,20 *квтч/т* — в отдельные месяцы 1951 г.; грэс № 10 Мосэнерго соответственно с 17,34 до 16,56 *квтч/т* и до 16,20—16,45 *квтч/т*; тэц № 11 Мосэнерго с 18,07 до 16,8 *квтч/т* и 15,7—16,5 *квтч/т*; Челябинская тэц с 21,16 до 20 *квтч/т* и до 17,6—19,1 *квтч/т* и т. д.

Многими электростанциями снижены удельные расходы электроэнергии и по другим производственным нуждам. Однако на ряде электростанций, в том числе и на тех, где расходы электроэнергии по сравнению с прошлым несколько снижены, положение нельзя признать удовлетворительным.

Из данных по расходу электроэнергии на топливоприготовление, следует, что при примерно однотипном оборудовании пылевых систем и одном и том же топливе имеется различный расход электроэнергии на топливоприготовление (по данным за 9 мес. 1951 г.): тэц № 9 Мосэнерго — 24,00 — 25,20 *квтч/т*; Казанская тэц № 2 — 35,5—41,5 *квтч/т* и Казанская тэц № 1 — 37,01 — 40,41 *квтч/т* для тощего угля; Харьковская грэс № 4 — 38,06 — 39,2 *квтч/т*; Сталинградская грэс — 38,6—42,4 *квтч/т*; Харьковская грэс № 3 — 40,4 — 45,5 *квтч/т* — для антрацитового штыба; Красногорская тэц — 17,0 — 17,8 *квтч/т*; Челябинская тэц — 17,6 — 19,2 *квтч/т* — для челябинского угля.

Необходимо тщательно изучить причины такого положения и принять меры к устранению источников повышенного расхода электроэнергии.

Расход электроэнергии на тягу и дутье на

отдельных электростанциях, сжигающих одинаковое топливо, сильно разнится. Так, при сжигании подмосковного угля по данным за 8 мес. 1951 г. он составил: на тэц № 11 Мосэнерго — 7,0 — 7,9 квтч/т пара; грэс № 10 Мосэнерго — 8,0 — 8,97 квтч/т; тэц № 15 Мосэнерго — 8,46 — 10,45 квтч/т. В некоторой мере эта разница объясняется отличиями в конструкции котлов, но главным образом зависит от уровня эксплуатации оборудования.

Такое же положение с расходом электроэнергии на тягу и дутье имеет место и на электростанциях, сжигающих другие виды топлива. Анализ причин такого положения показывает, что однотипные электростанции работают с различными избытками воздуха, различно у них техническое состояние дымососов и устройств регулирования тяго-дутьевых машин.

Большое значение имеет также и экономичность работы дымососов и вентиляторов. Необходимо полностью выполнить все установленные планом работы по реконструкции дымососов и вентиляторов для повышения их к. п. д., мобилизовав для этих работ максимум располагаемых ресурсов.

Заметный расход электроэнергии требуется для подачи в котлы воды питательными насосами. Этот расход, естественно, зависит от величины давления в котле. Однако и при одинаковых давлениях в котлах на различных электростанциях расход электроэнергии на подачу воды оказывается различным. Так, по данным 9 мес. 1951 г. он составил: на Челябинской грэс — 1,92 — 2,0 квтч/т воды; Артемгрэс ДВК — 2,14 — 2,35 квтч/т при давлении в котлах 26—27 ат; на Ивановской грэс — 1,75 — 1,90 квтч/т; Новосибирской тэц № 2 — 2,04 — 2,52 квтч/т; Омской

тэц № 2 — 2,68 — 2,76 квтч/т при давлении в котлах 29—30 ат.

Разница вызвана отчасти конструктивными особенностями питательных насосов, но главной причиной повышенного расхода электроэнергии на питательные насосы являются нерациональная загрузка отдельных насосов, большие сопротивления трубопроводов и арматуры.

Различные и часто завышенные расходы электроэнергии имеются на водоснабжении электростанций охлаждающей водой как по прямоточной, так и по замкнутой системам. Так, по данным за 9 мес. 1951 г. средний расход электроэнергии при замкнутом водоснабжении составил: на тэц № 11 Мосэнерго — 1,49 — 2,04%; Омской тэц № 2 — 1,58 — 2,33%; Орской тэц — 2,12 — 2,80%.

Значительная разница в удельном расходе электроэнергии в большой степени зависит от эксплуатации охлаждающих устройств и технического состояния конденсаторов турбин.

Важнейшая задача электростанций, районных и главных управлений заключается в том, чтобы тщательно анализировать и принимать срочные меры к устранению причин высокого расхода электроэнергии. При обнаружении дефектов в оборудовании нельзя откладывать устранение их до периода капитальных ремонтов, а делать это нужно в процессе эксплуатации и лишь при невозможности — в период текущих ремонтов оборудования.

Советские энергетики должны принять все зависящие от них меры к тому, чтобы за счет улучшения топливоиспользования и снижения расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций были высвобождены дополнительные ресурсы для нужд социалистического хозяйства нашей великой Родины.



Рабочие и работницы, инженеры и техники электростанций! Быстрее вводите в строй новые энергетические мощности! Бесперебойно снабжайте электроэнергией народное хозяйство!

(Из призывов ЦК ВКП(б) к 34-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции)

Трудящиеся Советского Союза. Успешным осуществлением великих строек на Волге и Днепре, на Дону и Аму-Дарье внесем новый вклад в дело строительства коммунизма:

(Из призывов ЦК ВКП(б) к 31-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции)

Экспериментальное определение удельных объемов воды и водяного пара в критической области

Канд. техн. наук В. А. Кириллин и инж. Л. И. Румянцев

До самого последнего времени измерений удельных объемов воды и водяного пара в критической области вообще не производилось. В известных опытах Смита и Кейса (США, 1933 г.) удельные объемы воды и водяного пара измерялись в области давлений и температур до 360 *ата* и 460°С. Однако удельные объемы в интервале их значений от 1,8918 до 5,000 *см³/г*, т. е. как раз в критической области, Смитом и Кейсом не измерялись вовсе.

Впервые прецизионное определение удельных объемов воды и водяного пара в критической области было произведено во ВТИ им. Ф. Э. Дзержинского по методике и под руководством Д. Л. Тимрота¹.

В настоящее время пар сверхвысоких параметров нашел практическое применение в энергетике. Естественно, что для нужд практики необходимы точные и достоверные паровые таблицы для всей технически важной области давлений и температур, в том числе и для критической области. Следует иметь в виду, что в критической области зависимость термических и калорических величин от параметров является особенно сложной. Это практически исключает возможность составления для критической области точных таблиц термодинамических свойств водяного пара на основе существующего рационального уравнения состояния. Следовательно, для составления таких таблиц необходимо располагать экспериментальными данными для критической области. Кроме того, учитывая сложный характер зависимости термических и калорических величин от параметров в критической области, таблицы термодинамических свойств воды и водяного пара должны быть особенно подробными именно для этой области.

Как будет показано ниже, все вышедшие до 1951 г. таблицы удельных объемов воды и водяного пара в критической области являются неудовлетворительными. Авторы настоящей статьи задались целью произвести тщательное экспериментальное определение удельных объемов воды и водяного пара для всей технически важной области давлений и температур. Методика экспе-

римента, описание экспериментальной установки, а также результаты измерений удельных объемов воды и водяного пара в первой серии опытов, при 92 ± 524 *ата* и 430 ± 600°С, были опубликованы ранее². Здесь же приводятся результаты измерений второй серии опытов, проведенных, главным образом, в критической области, таблицы опорных точек удельных объемов для круглых значений давлений и температур и составленные расчетным путем таблицы опорных точек теплосодержаний и энтропий для давлений 350 и 400 *ата*.

Точность эксперимента

Важнейшие элементы экспериментальной установки показаны на рисунке. В двух вертикальных цилиндрах находятся пьезометры: в левом — разгруженный от давления, в правом — неразгруженный. Ниже видны два толстостенных сосуда дифманометров. Смотровое окно находится в верхней части такого сосуда.

Как было указано в ранее опубликованной статье, точность определения удельного объема зависит от точности измерений основных величин и от того, насколько стабильно поддерживался режим каждого равновесного состояния. Максимально возможную ошибку в определении удельного объема δv оказывается целесообразным рассматривать как сумму двух составляющих: первой (δv_{VG}), — зависящей от точности измерения рабочего объема пьезометра и веса заключенного в этом объеме исследуемого вещества, и второй ($\delta v_{p,t}$), — определяемой точностью измерения давления и температуры (с учетом неизбежного колебания этих параметров в процессе измерений), так как удельный объем должен быть найден не для какого-то произвольного состояния исследуемого вещества, а для вполне определенных значений p и t . Таким образом,

$$\delta v = \delta v_{VG} + \delta v_{p,t} \quad (1)$$

где

$$\delta v_{VG} = v_{измер} \left(v_{измер} \frac{\delta v}{v_{измер}} + G_{измер} \frac{\delta G}{G_{измер}} \right) \quad (2)$$

¹ Д. Л. Тимрот, Теплопроводность, вязкость и термодинамические свойства пара высоких параметров. Пар высокого давления в энергетике, Сборник статей, Госэнергоиздат, 1950.

² В. А. Кириллин и Л. И. Румянцев, Экспериментальное определение удельных объемов водяного пара при 92 ± 524 *ата* и 430 — 600°С, „Электрические станции“, 1950, № 12.

$$\delta v_{p,t} = \left(\frac{\partial v}{\partial t}\right)_p \delta t + \left(\frac{\partial v}{\partial p}\right)_t \delta p. \quad (3)$$

В уравнениях (2) и (3) δv , δG , δt и δp представляют собой максимально возможные ошибки в измерении (определении) соответствующей величины. При нахождении δt и δp должна учитываться ошибка в определении этих параметров, обусловленная нестабильностью режима.

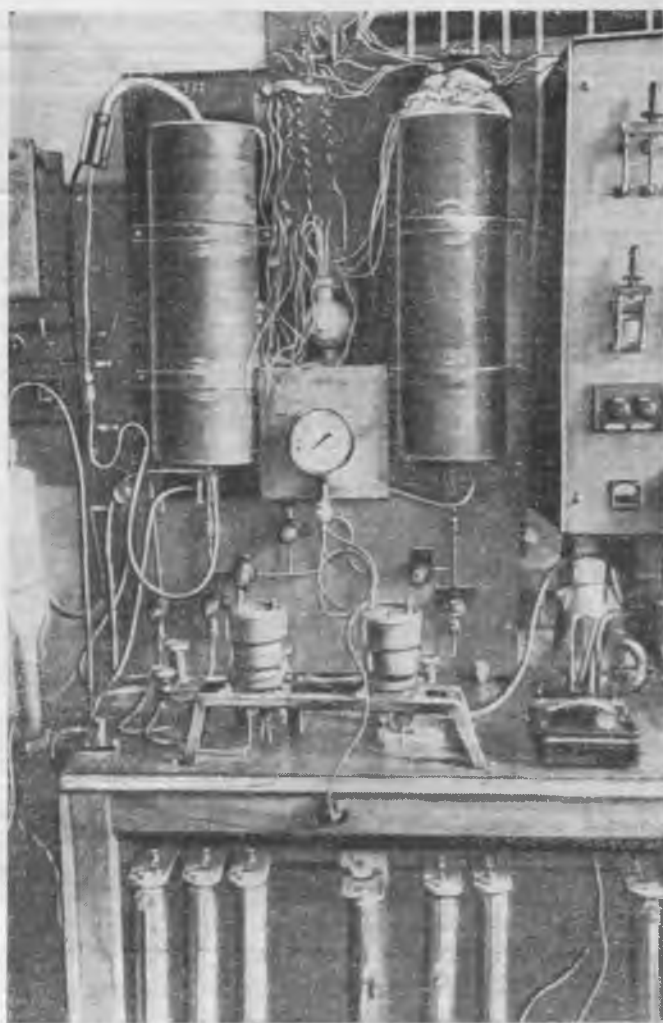
Вес исследуемого вещества, заключенного в рабочем объеме пьезометра, определялся как сумма выпускаемых количеств воды от рассматриваемого состояния до атмосферного давления и веса пара, заключенного в рабочем объеме пьезометра при атмосферном давлении и неизменной температуре опыта. Вес пара, заключенного в рабочем объеме пьезометра при атмосферном давлении, составлял незначительную долю веса исследуемого вещества в равновесном состоянии, и поэтому удельный вес пара с достаточной степенью точности можно было заимствовать из существующих таблиц. Ошибка в определении веса исследуемого вещества δG складывается из: погрешности, определяемой точностью взвешивания; погрешности, возникающей вследствие испарения части выпущенной воды до взвешивания; неточности при внесении поправок на взвешивание гирь в пустоте и на выпуск воды из балластного объема. Многочисленные вычисления показали, что относительная ошибка в определении веса исследуемого вещества невелика и составляет около 0,02% ($\delta G \approx 0,02\%$).

Рабочий объем пьезометра определялся либо путем тарировки, либо с помощью исходных точек. В последнем случае ошибка в его определении была несколько больше и зависела от точности определения веса воды, выпускаемой между двумя исходными точками, и разности удельных весов исходных состояний, а также от точности внесения поправок на деформацию пьезометра под влиянием температуры и давления. Так как при определении рабочего объема пьезометра вторым путем всегда выбирались не одна, а большее количество исходных точек в области относительно высоких давлений, в то время как исходной точкой низкого давления служило конечное состояние пара при атмосферном давлении, суммарная ошибка в определении рабочего объема также была невелика и не превышала 0,03% ($\delta v \approx 0,03\%$).

Следовательно, относительная максимальная ошибка в определении удельного объема, зависящая от точности, с которой найдены вес исследуемого вещества и рабочий объем пьезометра

$$\delta v_{vG} = \delta G + \delta v \approx 0,08\%.$$

Если первая составляющая максимальной ошибки в определении удельного объема δv_{vG} может считаться постоянной для всей области давлений и температур, в которой производились измерения, то вторая составляющая $\delta v_{p,t}$ будет величиной переменной, зависящей от значений частных производных $\left(\frac{\partial v}{\partial t}\right)_p$ и $\left(\frac{\partial v}{\partial p}\right)_t$, в свою очередь определяемых величинами p и t . Значе-



ния производных $\left(\frac{\partial v}{\partial t}\right)_p$ и $\left(\frac{\partial v}{\partial p}\right)_t$ были определены на основе собственных экспериментальных данных методом численного дифференцирования. Что касается ошибок в измерении температуры и давления, то о них уже сказано в первой статье. Здесь добавим только следующее. Максимальная ошибка в измерении температуры с учетом имевших место небольших колебаний ее была оценена нами в 0,03°С. В области наиболее высоких температур, близких к 600°С, максимальная ошибка может быть несколько большей, порядка 0,04 ÷ 0,05°С. Но так как значение максимальной ошибки в определении удельного объема δv при температурах 550 ÷ 600°С меньше значения δv для более низких температур, то это обстоятельство не скажется на оценке точности эксперимента в целом. Относительно максимальной ошибки в измерении давления поршневым манометром системы М. К. Жоховского в первой статье было сказано, что в области насыщения эта ошибка не превышала 0,05 кг/см². Следует, однако, иметь в виду, что абсолютная ошибка в измерении давления поршневым манометром должна увеличиваться с ростом измеряемого давления³. Тщательный анализ степени

³ М. К. Жоховский, Техника измерения давления и разрежения, Машгиз, 1950.

Экспериментальные значения удельных объемов воды и водяного пара

$t = 298,30^{\circ}\text{C}$		$t = 346,08^{\circ}\text{C}$		$t = 372,67^{\circ}\text{C}$		$t = 373,18^{\circ}\text{C}$		$t = 574,41^{\circ}\text{C}$		$t = 383,73^{\circ}\text{C}$		$t = 400,00^{\circ}\text{C}$	
$p, \text{ ата}$	$v, \text{ см}^3/\text{г}$	$p, \text{ ата}$	$v, \text{ см}^3/\text{г}$	$p, \text{ ата}$	$v, \text{ см}^3/\text{г}$	$p, \text{ ата}$	$v, \text{ см}^3/\text{г}$	$p, \text{ ата}$	$v, \text{ см}^3/\text{г}$	$p, \text{ ата}$	$v, \text{ см}^3/\text{г}$	$p, \text{ ата}$	$v, \text{ см}^3/\text{г}$
57,90	38,57	129,22	15,31	155,54	13,36	153,99	13,63	147,71	14,68	147,86	15,36	71,16	41,05
76,50	26,27	130,82	15,01	209,46	6,635	187,68	9,294	201,75	7,826	200,34	8,979	147,79	16,48
124,19	1,382	172,63	1,679	220,88	4,688	221,10	4,638	219,60	5,550	227,45	6,360	218,38	8,705
228,70	1,347	177,82	1,672	221,80	2,440	223,80	2,434	226,30	3,353	248,19	3,854	254,47	6,038
315,86	1,323	198,40	1,639	227,21	2,217	226,50	2,300	226,67	2,700	254,01	2,819	296,06	3,253
370,99	1,310	198,70	1,636	238,37	2,048	231,92	2,156	230,70	2,286	277,59	2,152	319,55	2,498
458,60	1,293	244,14	1,585	252,77	1,939	253,12	1,951	238,82	2,112	318,45	1,913	342,85	2,225
—	—	244,89	1,581	280,08	1,836	308,54	1,770	254,26	1,973	374,52	1,775	368,69	2,067
—	—	301,66	1,537	313,23	1,757	393,46	1,647	—	—	403,47	1,728	395,06	1,962
—	—	398,14	1,480	—	—	—	—	—	—	484,55	1,639	422,89	1,887
—	—	491,98	1,440	—	—	—	—	—	—	—	—	445,39	1,840
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	472,15	1,797

точности прибора, находящегося в распоряжении лаборатории, и точности тарировки его по кривой насыщения водяного пара позволяет оценить максимальную ошибку в 0,04% от величины измеряемого давления. Учитывая, что максимальная ошибка измерения давления дифманометром составляла 1% от наибольшего деления шкалы, что соответствует 0,1 кг/см², максимальная ошибка в измерении полного давления исследуемого вещества

$$\delta p = 0,04 \frac{p_{\text{поршн}}}{100} + 0,1 \text{ кг/см}^2,$$

где $p_{\text{поршн}}$ — величина давления, измеряемого поршневым манометром, кг/см².

На основании сказанного были подсчитаны значения максимальной ошибки в определении удельного объема δv для различных областей давления и температуры. В большинстве случаев максимальная ошибка не превышала 0,2%, возрастающая иногда (в частности, в критической области) до 0,25%. Следует иметь в виду, что действительная ошибка была, конечно, значительно меньше. Последнее, так же как и в первой серии опытов, было проверено экспериментально путем снятия одних и тех же изотерм на двух установках, с разгруженным и неразгруженным от давления пьезометром. Такая экспериментальная проверка снова показала хорошую воспроизводимость опытных данных, расхождения между которыми в большинстве случаев были меньше 0,1% и ни разу не достигли величины максимально возможной ошибки. Тем самым еще раз было показано, что разгрузка пьезометра от давления не является обязательной, а влиянием адсорбции пара стенками пьезометра в интересующей области давлений и температур вполне можно пренебречь.

Результаты измерений и таблицы опорных точек удельных объемов

Результаты измерений удельных объемов воды и водяного пара во второй серии опытов, при давлениях 57,90 ÷ 491,98 кг/см² и температурах

298,30 ÷ 400,00° С, представлены в табл. 1 (всего в этой таблице приведено 66 значений $v, \text{ см}^3/\text{г}$).

Практическое использование экспериментальных данных, полученных в двух сериях опытов, и сравнение этих данных с имевшимися ранее могут быть проведены значительно проще, если интерполировать удельные объемы на круглые значения температур и давлений. Эта весьма трудоемкая работа была проделана и в результате ее получены табл. 2 и 3, в которых приведены для сравнения значения удельных объемов по данным скелетных таблиц третьей международной конференции и по М. П. Вукаловичу⁴.

Как видно из табл. 2, в области давлений и температур, охваченной проведенными ранее экспериментальными исследованиями, т. е. при $t < 460^{\circ}\text{C}$ и $p < 300 \text{ ата}$, полученные значения удельных объемов хорошо согласуются с данными скелетных таблиц, а также с данными М. П. Вукаловича, основанными на тех же скелетных таблицах. Исключение составляет только значение удельного объема при $p = 300 \text{ ата}$ и $t = 400^{\circ}\text{C}$. Здесь значение полученного удельного объема, 3,07 см³/г, отличается от значения удельного объема скелетной таблицы, 3,02 см³/г, на 0,05 см³/г, что составляет 1,63% и в пять раз превосходит допуск скелетной таблицы; указанная неточность скелетной таблицы должна быть исправлена.

В области давлений и температур, не охваченной ранее проведенными экспериментальными исследованиями, т. е. при температурах выше 460° С, о чем было сказано в первой статье, скелетные таблицы, а равно и основанные на них таблицы М. П. Вукаловича, как это видно из табл. 2, должны быть исправлены.

Наиболее существенные расхождения, как следует из табл. 3, имеют место в критической области. Сравнение с данными М. П. Вукаловича свидетельствуют о необходимости внесения исправлений в существующие таблицы; расхождения между полученными значениями удельных объемов и значениями удельных объемов из таб-

⁴ М. П. Вукалович, Термодинамические свойства воды и водяного пара, Машгиз, 1950.

Опорные точки удельных объемов ($\text{см}^3/\text{г}$)

Давление, атм	По каким данным	Температура, °С						
		400	430	450	460	500	550	600
200	По экспериментам авторов	10,33	12,09	13,07	13,54	15,14	16,90	18,55
	По скелетной таблице	10,31	—	13,05	—	15,11	16,87	—
	По таблицам Вукаловича	$\pm 0,02$ 10,33	12,09	$\pm 0,03$ 13,07	13,52	$\pm 0,03$ 15,13	$\pm 0,03$ 16,90	18,54
250	По экспериментам авторов	6,358	8,455	9,438	9,910	11,44	12,99	14,41
	По скелетной таблице	6,366	—	9,460	—	11,39	12,96	—
	По таблицам Вукаловича	$\pm 0,013$ 6,370	8,450	$\pm 0,020$ 9,470	9,900	$\pm 0,02$ 11,38	$\pm 0,03$ 12,97	14,39
300	По экспериментам авторов	3,070	5,889	6,965	7,436	8,940	10,390	11,660
	По скелетной таблице	3,02	—	6,980	—	8,900	10,350	—
	По таблицам Вукаловича	$\pm 0,01$ 3,02	5,890	$\pm 0,020$ 6,96	7,410	$\pm 0,020$ 8,880	$\pm 0,020$ 10,330	11,61
350	По экспериментам авторов	2,177	3,974	5,143	5,634	7,143	8,537	9,701
400	По экспериментам авторов	1,945	2,848	3,837	4,306	5,801	7,158	8,238
450	По экспериментам авторов	1,830	2,369	3,017	3,394	4,778	6,089	7,104
500	По экспериментам авторов	1,761	2,149	2,555	2,835	4,014	5,250	6,186

Таблица 3

Опорные точки удельных объемов воды и водяного пара в критической области ($\text{см}^3/\text{г}$)

Давление, кг/см ²	По каким данным	Температура, °С					
		370	375	380	385	390	400
220	По экспериментам авторов	2,085	5,640	6,596	7,215	7,775	8,605
	По таблицам Вукаловича	2,085	—	6,620	—	7,790	8,620
230	По экспериментам авторов	1,978	2,422	5,445	6,288	6,900	7,801
	По таблицам Вукаловича	1,976	—	5,450	—	6,910	7,820
240	По экспериментам авторов	1,916	2,140	3,704	5,249	6,023	7,069
	По таблицам Вукаловича	1,914	—	3,700	—	6,030	7,080
250	По экспериментам авторов	1,870	2,028	2,348	4,027	5,125	6,360
	По скелетной таблице	—	—	—	—	—	6,366
	По таблицам Вукаловича	1,868	—	2,550	—	5,130	$\pm 0,013$ 6,370
260	По экспериментам авторов	1,836	1,956	2,167	2,687	4,172	5,643
	По таблицам Вукаловича	1,834	—	2,300	—	4,240	5,660
270	По экспериментам авторов	1,807	1,918	2,060	2,332	3,214	4,941
	По таблицам Вукаловича	1,805	—	2,130	—	3,470	4,960
280	По экспериментам авторов	1,781	1,883	1,992	2,193	2,608	4,255
	По таблицам Вукаловича	1,779	—	2,020	—	2,840	4,270
290	По экспериментам авторов	1,762	1,850	1,945	2,103	2,373	3,583
	По таблицам Вукаловича	1,760	—	1,950	—	2,480	3,610
300	По экспериментам авторов	1,742	1,822	1,908	2,038	2,230	3,070
	По скелетной таблице	—	—	—	—	—	3,020
	По таблицам Вукаловича	1,740	—	1,900	—	2,260	$\pm 0,010$ 3,020

лицы М. П. Вукаловича в десяти случаях превышают 1%⁵.

Данные табл. 2 и 3 в настоящее время уже используются в практике.

Таблицы опорных точек теплосодержаний и энтропий

На основе полученных значений удельных объемов по методу, описанному в первой статье, были вычислены теплосодержания и энтропии в области температур 450 + 600° С для давлений 350 и 400 *ата*. С этой целью прежде всего определялся изобарно-изотермический потенциал Φ . Учитывая, что измерения удельных объемов производились по изотермам и используя уравнение

$$\Phi = \int_{p_0}^p v_T dp + \Phi_0, \quad (4)$$

можно было определить значение Φ при помощи графического или численного интегрирования. Постоянная интегрирования Φ_0 представляет собой значение изобарно-изотермического потенциала для исходной изобары и температуры, для которой определяется Φ . Значения Φ_0 определялись для $p = 200$ *ата* с помощью паровых таблиц М. П. Вукаловича. Точность определения интеграла уравнения (4) практически та же, что и точность, с которой найдены значения удельных объемов.

Определение энтропии производилось по уравнениям:

$$s = - \int_{p_0}^p \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p dp + s_0 \quad (5)$$

$$s = \int_{v_0}^v \left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_v dv + s_0. \quad (6)$$

При этом производные $\left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p$ и $\left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_v$ вычислялись методом численного дифференцирования. Найденные значения частных производных проверялись также с помощью тангентметра, представляющего собой стеклянную калиброванную трехгранную призму. Численные значения энтропии, найденные с помощью уравнений (5) и (6) по сглаженным значениям частных производных $\left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p$ и $\left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_v$, сравнивались между собой, и на основе такого сопоставления вносились коррективы в значения производных. Константы

⁵ Как известно авторам, все указанные исправления уже внесены М. П. Вукаловичем в четвертое издание таблиц (Машгиз, 1951).

уравнений (5) и (6), представляющие собой значения энтропий исходных состояний, брались на основе паровых таблиц М. П. Вукаловича для давления 300 *ата* и нужной температуры.

Определив значения изобарно-изотермического потенциала и энтропии и воспользовавшись уравнением

$$i = \Phi + T \cdot s, \quad (7)$$

вычислялись теплосодержания. В табл. 4 приведены вычисленные описанным способом значения теплосодержания и энтропии.

Таблица 4
Опорные точки

Температура, °С	Давление, ат			
	350		400	
	<i>i</i> , ккал/кг	<i>s</i> , ккал/кг °К	<i>i</i> , ккал/кг	<i>s</i> , ккал/кг °К
450	643,1	1,2474	602,0	1,1834
500	719,2	1,3493	693,8	1,3067
550	772,6	1,4153	756,2	1,3843
600	816,5	1,4667	804,0	1,4404

Точность приведенных в табл. 4 значений теплосодержания и энтропии зависит от точности экспериментального определения удельных объемов и от точности вычисления i и s по термическим величинам. Как сказано выше, максимальная ошибка в определении удельного объема для заданных p и t не превышает 0,25%, а многочисленные расчеты показали, что ошибка в вычислении $s - s_0$ не выше 2,5%. Относя суммарную максимальную ошибку ко всему значению s и полагая при этом заимствованную из таблиц величину s_0 достоверной, максимальную ошибку в определении энтропии можно оценить в 0,5%. Что касается точности в определении теплосодержания, то она должна быть несколько ниже. Действительно, используя уравнение (7) и имея в виду, что изобарно-изотермический потенциал всегда отрицателен, получим несколько большую ошибку в определении теплосодержания даже и в том случае, если величина Φ была бы достоверной. Но так как абсолютная величина произведения $T \cdot s$, примерно, в два раза больше абсолютной величины изобарно-изотермического потенциала Φ , то максимальная ошибка в определении теплосодержания составит, примерно, 1%. Что касается величины наиболее вероятной ошибки в определении i и s , то она будет, конечно, значительно меньше, и для теплосодержания, например, эта ошибка по своей величине должна быть примерно равна допуску скелетной таблицы теплосодержаний для $p = 300$ *ата*. Данные табл. 4 могут оказаться полезными для практики.



*Рабочие и работницы, инженеры и техники:
Всемерно улучшайте качество и снижайте себестоимость продукции, экономьте сырье, топливо, электроэнергию!*

(Из призывов ЦК ВКП(б) к 34-й годовщине Великой Октябрьской социалистической революции)

Ненормальности работы эжекторов и их наладка

Канд. техн. наук В. Ф. Янченко

Ненормальности эжекторных установок

Известно, что для углубления вакуума в конденсаторе необходимо поддерживать высокую воздушную плотность системы. Наряду с этим необходимо также добиваться хорошей работы эжекторов за счет устранения их недостатков, наладки и установления оптимальных давлений пара перед соплами.

Проведенное в условиях эксплуатации исследование работы 16 эжекторов (в том числе 12 двухступенчатых типа Э-1; 2 — типа Н_С и 2 — трехступенчатых типа ВВС) обнаружило значительное число дефектов, приводящих к ухудшению вакуума в конденсаторах. Эти дефекты можно разделить на «внешние» и «внутренние».

К числу «внешних» дефектов относятся: неплотности воздушных задвижек, паровых и дренажных вентилях; объединение дренажных трубопроводов первых ступеней левой и правой групп эжекторов; недостаточная высота гидравлических затворов (петель) на дренажных трубопроводах холодильников первых ступеней и засорение дроссельных шайб на дренажах холодильников, не имеющих гидравлических затворов.

К числу «внутренних» дефектов относятся: наличие поврежденных и заглушенных трубок холодильников; занос солями и загрязнение как проточной части эжекторов, так и их холодильников; неправильная установка сопел по отношению к диффузору.

Все воздушные задвижки имели большую или меньшую неплотность в тарелках, а задвижки без гидравлического уплотнения (которых большинство) — и неплотность в сальниках. В некоторых случаях неплотность воздушных задвижек была настолько велика, что при отключении одной из двух работающих групп эжекторов вакуум понижался на 8—10 мм рт. ст. У одной из турбин к понижению вакуума приводило открытие вентиля на трубопроводе для заливки конденсатором «петли» дренажного трубопровода первой ступени эжектора из-за появления при этом значительного присоса воздуха через сальник этого вентиля. Наблюдался также подсос воздуха через неплотные сальники вентилях на дренажных линиях холодильников первых ступеней эжекторов типа Э-1.

Объединение дренажей холодильников первых ступеней двух параллельно работающих эжекто-

ров приводило к колебаниям режима вследствие разности давлений в обоих холодильниках.

Дроссельные шайбы, установленные на дренажах эжекторов ВВС, как показал опыт, часто засоряются, что вызывает затопливание холодильников, их «запаривание» и ухудшение вакуума.

Общим для всех эжекторов является неплотное закрытие паровых вентилях. Вследствие этого приходится время от времени открывать дренажные вентиля, дающие при этом дополнительный подсос воздуха в конденсатор.

Внешние дефекты могут быть относительно легко выявлены и устранены в условиях эксплуатации. Сложнее обстоит дело с ликвидацией внутренних дефектов эжекторных установок. Сокращение поверхности охлаждения или ее загрязнение в холодильниках первых ступеней эжекторов может, как известно, ухудшить вакуум в конденсаторе. Некоторые же конструкции затрудняют чистку холодильников. Особенно неприятным с этой точки зрения дефектом эжекторов типа Э-1 является невозможность разборки их для очистки холодильника с паровой стороны.

Особое место занимает неправильное расположение сопел эжекторов по отношению к диффузору. Правильное положение сопла по отношению к диффузору устанавливается чисто практическим путем во время стендовой наладки эжектора на заводе. В условиях эксплуатации подобная наладка эжектора затруднена из-за отсутствия инструктивного материала и производится лишь в редких случаях. О неналадженности эжекторов свидетельствуют опытные характеристики ряда эжекторов типа Э-1 (рис. 1), снятые при оптимальных для каждого из них давлениях свежего пара перед соплами. Мы видим здесь весьма пеструю картину как по высоте расположения прямой, графически выражающей характеристику, так и по углу ее наклона.

На характеристику эжектора влияет также и давление в камере всасывания второй ступени эжектора. Опытные данные, приведенные на рис. 2, показывают, что и это давление для эжекторов одного и того же типа Э-1 изменялось в 1,5—2 раза, хотя тепловая нагрузка холодильника первой ступени была для различных эжекторов практически одинаковой. Даже наилучшая из приведенных на графике характери-

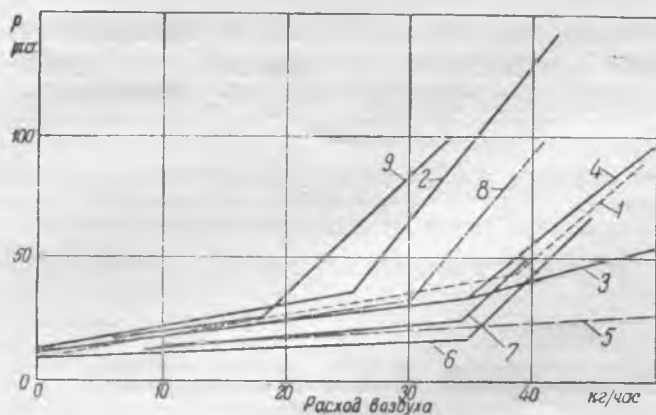


Рис. 1. Характеристики эжекторов типа Э-1.

1 — турбина № 1, правый эжектор; 2 — то же, левый эжектор; 3 — турбина № 2, правый эжектор; 4 — то же, левый эжектор; 5 — турбины № 4 и 6, правые и левые эжекторы; 6 — турбина № 5, правый эжектор; 7 — то же, левый эжектор; 8 — турбина № 9, правый эжектор; 9 — то же, левый эжектор.

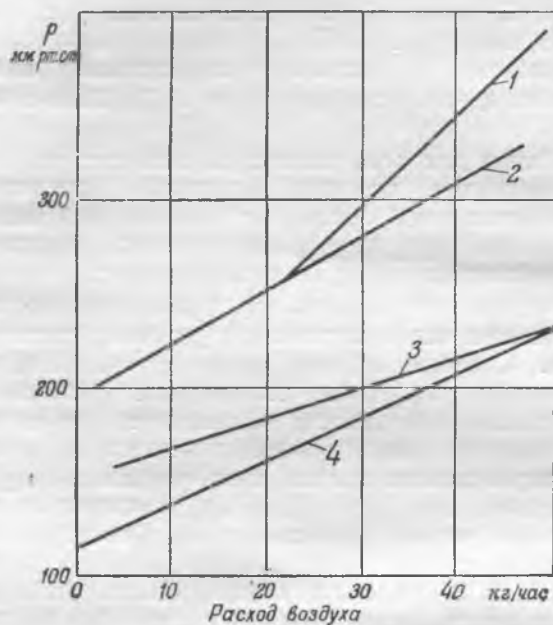


Рис. 2. Зависимость давления в камере всасывания второй ступени эжекторов Э-1 от количества засасываемого воздуха.

1 — турбина № 1, левый эжектор; 2 — то же, правый эжектор; 3 — турбина № 4, левый эжектор; 4 — турбина № 5, правый эжектор.

стик второй ступени лежит несколько выше полуценной ЛМЗ при стендовых испытаниях.

Особенно ярко выявилась неналаженность эжекторов типа ВВС.

Характеристики первой ступени этих эжекторов имеют очень крутой подъем и пересекают характеристику второй ступени (рис. 3). Приведенные характеристики относятся к давлению пара перед соплами эжекторов 8 *ати*. Изменение давления свежего пара не привело к улучшению характеристик этих эжекторов.

Устранение отмеченных выше дефектов и наладка эжекторов позволяют улучшить характеристики и повысить надежность их работы.

Режим работы эжекторов

Повышения вакуума можно достигнуть и путем правильного выбора режима работы эжекторной установки.

Так как характеристика эжектора зависит от давления пара перед соплами, то необходимо

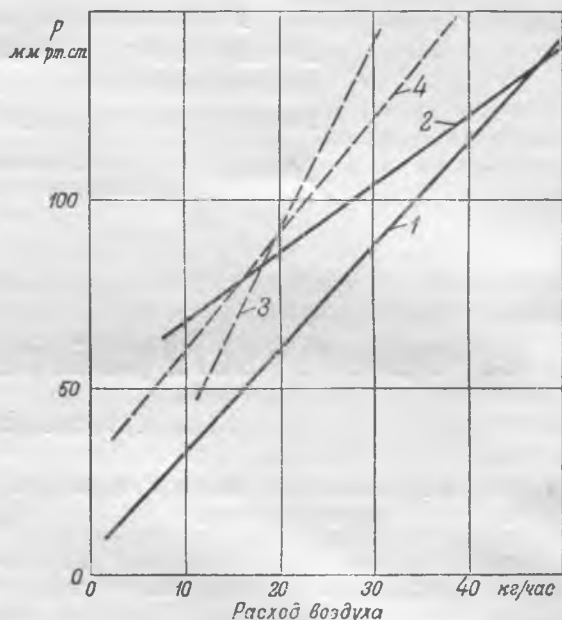


Рис. 3. Зависимость давления в камерах всасывания первой и второй ступеней эжекторов ВВС от количества засасываемого воздуха.

1 — правый эжектор, первая ступень; 2 — то же, вторая ступень; 3 — левый эжектор, первая ступень; 4 — то же, вторая ступень.

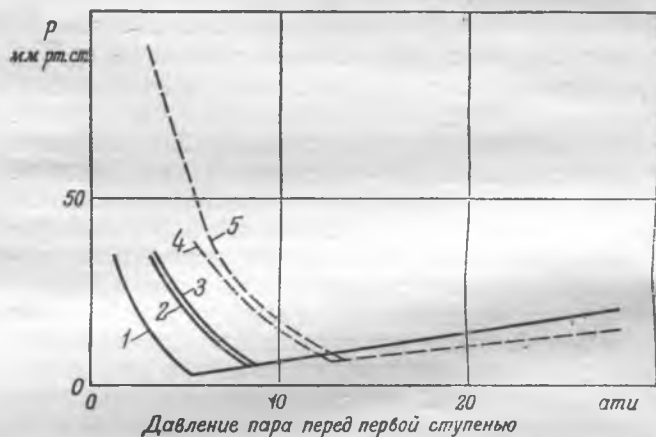


Рис. 4. Зависимость давления в камере всасывания первой ступени эжекторов Э-1 при холостом ходе от давления пара перед соплами.

1 и 4 — давление пара перед второй ступенью равно 12 *ати*; 2 — то же, 16 *ати*; 3 и 5 — то же, 20 *ати*.

установить оптимальные значения этого давления для первой и второй ступеней эжектора.

Для каждого эжектора при определенной степени его наладки существует предел допустимого понижения давления пара перед соплами, при переходе через который начинается неустойчивая работа эжектора и наблюдается резкое понижение вакуума в камере всасывания первой ступени (рис. 4). В эксплуатации важно знать это минимально допустимое давление пара для каждого эжектора. Рабочее давление пара перед соплом первой ступени должно, по нашему мнению, превосходить минимально допустимое давление не менее чем на 2 *ат*.

С учетом этого нами было установлено, что для испытывавшихся эжекторов типа Э-1 (диаметр горла сопла одинаков у обеих ступеней и равен 6 *мм*) оптимальные давления свежего пара составляют 16 *ати* для первой ступени и 20 *ати* — для второй ступени. Для эжекторов

типа H_c оптимальное давление свежего пара составило 12 *ати* как для первой, так и для второй ступеней. Чем лучше налажен эжектор, тем ниже величина минимально допустимого давления свежего пара и тем меньшим может быть расход эжектирующего пара.

Наблюдения за работой эжекторов при регулировании расхода конденсата показали, что при понижении расхода конденсата в довольно значительном диапазоне давление в холодильнике первой ступени мало менялось, но при дальнейшем небольшом уменьшении количества охлаждающего конденсата это давление резко возрастало, и производительность эжектора соответственно уменьшалась. Поэтому можно рекомендовать в этом случае применять преимущественное снабжение охлаждающим конденсатом холодильника первой ступени работающего эжектора за счет неработающей группы эжекторов¹.

Опытная проверка, произведенная на семи турбинах, подтвердила нерациональность в большом числе случаев работы с двумя включенными эжекторами, так как улучшение вакуума в результате включения второго эжектора не оправдывало связанного с этим увеличения расхода пара на эжекторы. Для шести турбин с относительно хорошей воздушной плотностью системы улучшение вакуума при включении второго эжектора составило лишь 1—2 *мм рт. ст.*, и только для одной турбины улучшение вакуума достигло 10 *мм рт. ст.*, что объясняется плохой воздушной плотностью системы во время проведения опытов (присос воздуха составлял от 16 до 27 *кг/час*). Поэтому можно считать, что только при плохой плотности системы работа двух эжекторов может давать относительную выгоду.

Наладка эжекторных установок

Для устранения присосов воздуха через воздушные задвижки их штоки должны быть снабжены гидравлическими уплотнениями. Плотность этих задвижек должна обязательно проверяться при приеме оборудования после ремонтов.

Устранение протечки пара через парозапорные вентили у эжекторов является весьма трудным, так как неплотность этих вентилях связана, по видимому, с их конструкцией. Известно, что и хорошо притертые вентили в ряде случаев скоро теряют первоначальную плотность. Поэтому необходимы специальные вентили с устойчивой против размывания уплотнительных поверхностей запирающей частью клапана.

Полного устранения ненормальностей, связанных с дренажными линиями, можно достигнуть устройством гидравлического затвора (петли) надлежащих размеров. Этим исключается необходимость в установке запорных и регулирую-

¹ Холодильники отдельных ступеней эжектора большей частью включаются по охлаждающей воде (конденсату) последовательно. Поэтому практически речь может идти об ограничении или прекращении подачи воды в холодильники обеих ступеней неработающего эжектора. Но это связано с увеличением сопротивления конденсатного тракта, и, как правило, в этом нет нужды, так как количества конденсата обычно достаточно для холодильников. Когда же оно опускается ниже допустимого предела, необходимый расход воды через холодильники обеспечивается путем рециркуляции части конденсата. Р е д.

щих вентилях на дренажных трубопроводах холодильников эжекторов². От применения дроссельных шайб на дренажных трубопроводах, не оправдавших себя в эксплуатации, следует отказаться и перейти к гидравлическому затвору.

В части холодильников, особенно первых ступеней, необходимо добиваться: полной их плотности как по воздуху, так и по воде, полного восстановления строительной величины поверхности охлаждения и чистоты ее с обеих сторон.

Качество работы второй ступени эжектора можно приближенно оценить по давлению в камере всасывания этой ступени при определенном давлении свежего пара перед ней и отключенной первой ступени. Такую проверку надежнее проводить при корпусе холодильника первой ступени, заполненном конденсатом, так как в противном случае возможно влияние неплотностей парозапорного вентиля первой ступени и неработающего холодильника на работу второй ступени.

Снятие детальной характеристики эжектора связано со значительным числом измерений. Для упрощения задачи и проведения хотя бы грубой наладки эжектора можно принять в первом приближении два критерия качества его работы³:

1) давление p_x в камере всасывания первой ступени при холостом ходе эжектора и оптимальном давлении пара перед первой и второй ступенями и 2) давление в камере всасывания второй ступени при холостом ходе эжектора и определенных условиях его работы по пару и воде для двух случаев: при отключенной первой ступени (желательно с холодильником, заполненным конденсатом) и при включенных обеих ступенях.

В результате наладки должно быть получено наименьшее давление в камере всасывания второй ступени для обоих случаев, во всяком случае не большее, чем во время предыдущей наладки или проверки.

В наших опытах наименьшее давление в камере всасывания первой ступени при холостом ходе составляло для эжекторов типа Э-1 при давлении пара перед первой ступенью 16 *ати* $p_x = 9$ *мм рт. ст.*, для эжекторов типа H_c при давлении пара 12 *ати* $p_x = 12$ *мм рт. ст.* и при давлении пара 18 *ати* $p_x = 18$ *мм рт. ст.*

В заключение считаем необходимым отметить, что вопросы наладки и контроля работы эжекторов должны получить исчерпывающие ответы в специальной инструкции.

² Отказ от установки запорного вентиля на дренажной линии холодильника первой ступени далеко не всегда целесообразен. Так, например, при наличии двух эжекторов и обычной высоте петель 3—5 м отсутствие таких вентилях лишает возможности производить осмотр или ремонт одного из эжекторов во время работы конденсатора. Поэтому выход надо искать и в надлежащем уплотнении вентилях. Р е д.

³ Предлагаемые критерии для оценки качества работы эжектора нуждаются еще в серьезной проверке. Если судить, например, по характеристикам 1 и 3—4 рис. 1, то получение наилучших показателей работы при холостом ходе не гарантирует того, что показатели работы данного эжектора будут наилучшими и при рабочих условиях. Из того же графика видно, что характеристики, сильно различающиеся по углу наклона, заметно сближаются между собой при холостом ходе эжектора, даже если они не пересекаются, как указанные выше характеристики 1 и 3—4 или характеристики 5 и 7. Р е д.



Эксплуатация кранов ПК-2 на угольных складах электростанций

Инж. С. Х. Хейфец

Для механизации работ на угольных складах электростанций с 1944—1945 гг. применяются электрифицированные многоприводные грейферные краны на гусеничном ходу типа ПК-2, сконструированные советскими инженерами и строящиеся заводом «Ивтерфмаш» Министерства электростанций.

Этот кран отличается от всех выпускаемых в СССР гусеничных погрузочных кранов развитой опорной поверхностью гусеничного хода с удельным давлением на грунт от 0,205 до 0,412 кг/см², в то время как удельное давление на грунт других гусеничных кранов достигает 1—2 кг/см².

Практика эксплуатации кранов ПК-2 на переработке угля из штабелей показала удобство использования грейфера «Полип», который, имея острые концы челюстей-лепестков и большой вес, обеспечивает коэффициент заполнения, близкий к единице.

Однако на разгрузке такой грейфер не может быть применен во избежание повреждений подвижного состава, потому что диаметр полного открытия грейфера превышает ширину кузова полувагона-гондолы в свету.

На разгрузке угля из открытого подвижного состава может быть применен двухчелюстный грейфер емкостью 1,5 м³. При использовании такого грейфера большую пользу должно принести устройство фрикциона для осуществления свободного броска грейфера, что обеспечит больший коэффициент заполнения, а следовательно, и производительность крана, так как углубление легкого (до 1700 кг) грейфера с гладкими кромками челюстей в массу угля затруднено. Кроме того, осуществление свободного броска грейфера при разгрузке уменьшит общую длительность рабочего цикла примерно на 25—30%.

На складах с длительным хранением топлива кранами ПК-2 осуществляется укатка угля, что увеличивает его стойкость к самовозгоранию.

Использование крана ПК-2 на угольных складах электростанций оказывается весьма выгодным еще в том отношении, что появляется возможность максимального увеличения емкости склада, так как кран, постепенно отсыпая штабель, сам всходит на него. Высота штабеля при нормальной закладке кранами ПК-2 достигает в настоящее время 8—10 м. При образовании

штабеля двумя кранами по ступенчатой схеме высоту штабеля можно увеличить до 12—14 м.

Некоторые конструктивные недостатки кранов ПК-2 в результате творческого содружества работников науки и производства были частично или полностью устранены, что позволило увеличить надежность их работы.

Передвижение крана по бугристой и твердой поверхности угольного штабеля не нуждается в большом развитии опорной поверхности гусеничного хода. В этом случае рекомендуется оснащение крана ПК-2 гусеничными траками (шпалами) с уменьшенной примерно в два раза конусообразной частью. При этом удельное давление крана на грунт увеличится примерно до 0,55 кг/см². Таким образом, при работе на угольном складе ширина гусеничной ленты должна быть уменьшена до 1000 мм против 1300 мм при работе на торфе.

Механизм передвижения крана нуждается в тормозе. Это очень важно при работе крана на штабелевке, так как тормоз может удерживать кран на месте при подъеме или спуске его со штабеля.

При работе крана на угольном складе было выявлено, что корпус бортового редуктора механизма передвижения слабо защищен от огромных усилий, которые возникают при спрессовывании угля, попадающего между корпусом редуктора и гусеничной лентой. В результате уголь прогибал стенку корпуса и заполнял редуктор.

Для усиления корпуса редуктора было поставлено ребро жесткости. Одновременно пришлось отказаться от заводского способа крепления верхней крышки бортовых редукторов на винтах, так как при этом не достигалось достаточной плотности, что способствовало попаданию угольной мелочи через щели-зазоры.

Правильный натяг гусеничных лент имеет важное значение для их надежной работы. Чрезмерно натянутая лента приводит к быстрому износу и увеличению мощности, затрачиваемой на передвижение, а при работе крана на угольном складе, т. е. при твердом и неровном грунте, — к изгибу и срезу осей и разрыву звеньев шпал. Наоборот, чрезмерно ослабленная лента будет соскакивать с ведущих и направляющих звездочек, особенно при поворотах крана, резко

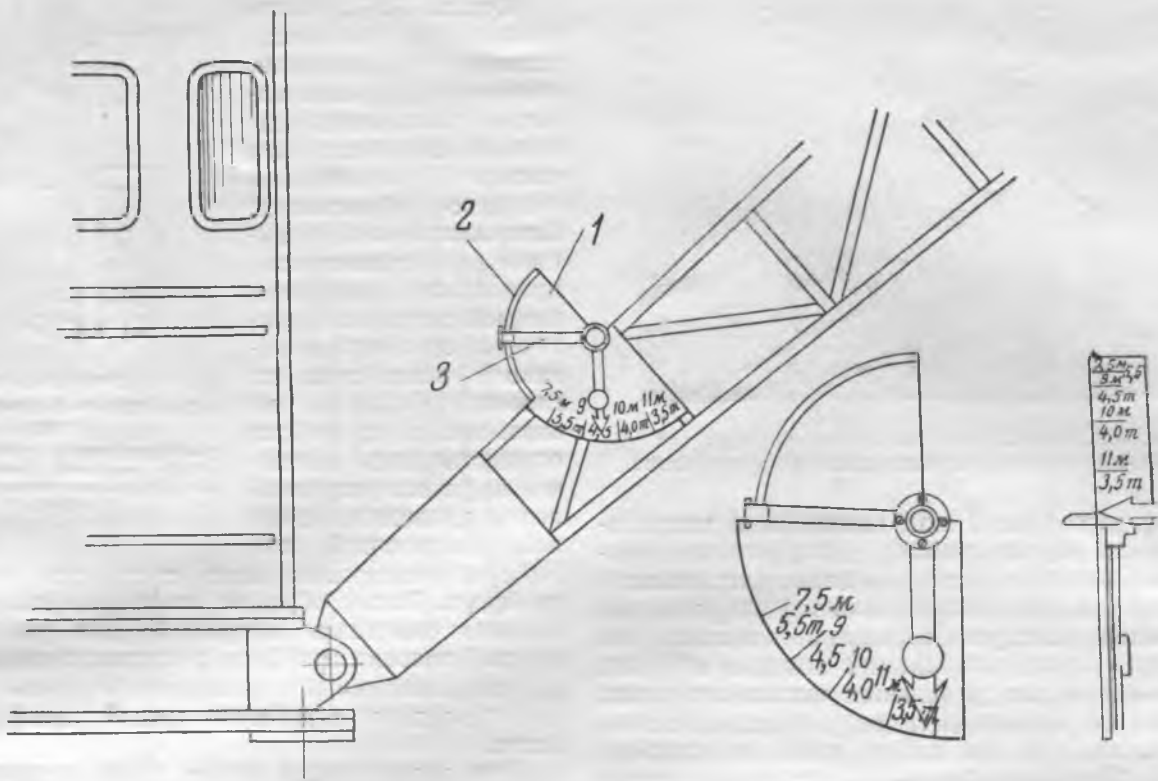


Рис. 1. Улучшенный указатель вылета стрелы.

1 — щит указателя с основной шкалой; 2 — дополнительная шкала, видимая из кабины крана; 3 — дополнительная стрелка-указатель, перемещающаяся совместно с основной стрелкой.

снижая производительность. Несмотря на наличие на кране натяжных винтов, пользоваться ими не всегда можно, так как после нескольких передвижек крана по фронту работы нарезка винтов забивается углем. Для устранения этого недостатка был сконструирован съемный кожух натяжного винта, прикрепляемый на шпильках к ходовой раме крана.

Снятие ведущей звездочки с вала связано с затратой значительных усилий, вследствие того что сопряжение ее с валом выполнено при помощи прессовой посадки и двух шпонок на большой длине посадки. Учитывая трудность снятия звездочек при ремонте механизма передвижения или регулировке зазора, на одной ленинградской электростанции применили разрезные корпуса для бронзовых втулок ведущего вала, что дало возможность при сдвиге одной из звездочек на 40—45 мм разобрать подшипники ведущего вала.

При использовании крана на угольном складе вылет стрелы должен изменяться. На кране ПК-2 указатель вылета стрелы выполнен в виде маятника-стрелки, которая свободно насажена на оси, приваренной к ферме стрелы в ее нижней части. Установка указателя произведена так, что машинисту крана, находящемуся в кабине, не видны его показания. Для того чтобы машинист, находясь в кабине крана, и руководящий или инспектирующий персонал — снаружи, могли четко видеть установленный вылет и соответствующий ему вес груза, выполнена конструкция (рис. 1), в которой дополнительная стрелка скользит по дуге диска, видимой из кабины машиниста.

При работе крана имеют место самопроизвольное вращение и раскачивание грейфера, что

значительно снижает производительность крана, а также усиливает износ тросов из-за их закручивания. Особенно заметно вредное влияние самопроизвольного вращения и закручивания у двухчелюстного грейфера при разгрузке подвижного состава, так как при этом затрудняется установка его над разгружаемым вагоном.

Для улучшения эксплуатации грейферов был сделан успокоитель (рис. 2). К стреле крана приделаны два блока — 3 и 4, через которые проходит трос 1. Верхний конец троса прикрепляется к проушине грейфера, а другой — к специальной тележке-противовесу 2, которая перемещается по направляющим угольникам, приваренным изнутри к ферме стрелы. Если грейфер повернется или начнет раскачиваться, то грузовая тележка-противовес 2 будет подниматься и опускаться, в ре-

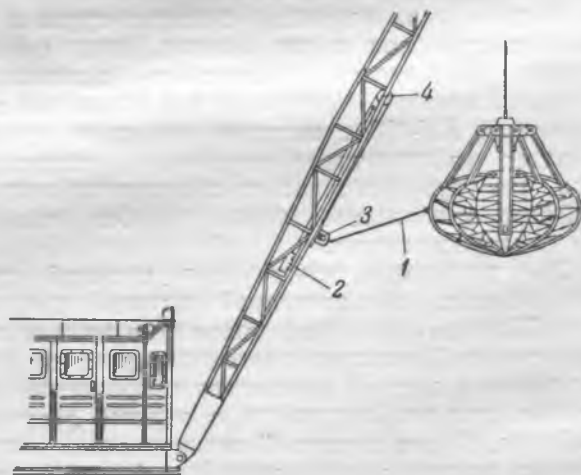


Рис. 2. Успокоитель грейфера.



Рис. 3. Съемная решетчатая конструкция для предохранения троса от выпадания из ручья блока.

в результате чего трос 1 под натяжением тележки-противовеса вернет грейфер в нормальное положение и будет препятствовать самопроизвольному его вращению или раскачиванию. При установке успокоителя следует обращать внимание на устройство предохранительных колец в обоймах блоков 3 и 4 для устранения выпадения троса, а также на возможность регулирования длины троса 1, так как при работе крана со штабеля высотой 10—12 м обычная длина троса может оказаться малой.

В практике эксплуатации кранов ПК-2 встречаются случаи, когда грейфер не находится при заборе топлива в одной вертикальной плоскости с головкой стрелы. В результате перекоса грейфера происходит косое натяжение тросов, что приводит к заклиниванию между их предохранительными роликами, запирающими ручей блоков, и буртами. Такое заклинивание в большинстве случаев приводит к откалыванию чугунного бурта блока и остановке крана.

Отказавшись от предложенной заводом конструкции запирающих роликов, крановщики применили съемную решетчатую конструкцию, надежно предохраняющую трос от выпадания из ручья блока (рис. 3). Такая же конструкция была применена на нижней и верхней головках грейфера, что улучшило работу канатно-блочной системы многолепесткового грейфера.

Краны ПК-2 были оборудованы концевыми выключателями, автоматически отключающими электродвигатель механизма подъема груза и замыкания грейфера в тот момент, когда он достигнет наивысшего безопасного положения. Принятый заводом Ивторфмаш тип концевого выключателя КУ-133 с висящим на тросе грузом оказался конструктивно неудачным, вследствие того, что груз раскачивался и допускал подъем грейфера в наивысшее положение без отключения электродвигателя.

Для улучшения конструкции висящий груз был заменен металлической штангой равного веса. Штанга (рис. 4) заключается в направляющую трубу 1, которая предохраняет ее от раскачивания и дает ей постоянное направление для встречи, при необходимости, с верхней головкой грейфера. Конец штанги 3 незначительно выступает из жестко прикрепленной к ферме стрелы направляющей трубы.

Краны ПК-2 выпускались со вспомогательным фрикционом, который предназначался для уменьшения усилия, необходимого при частых включениях главного фрикциона. Вспомогательный фрикцион (сервотормоз) приводился в действие ножной педалью. Практически сервотормоз никакого воздействия на главный фрикцион не оказывал, а его работа осуществлялась затяжкой пружины разрезной ленты фрикциона с силой, достаточной для

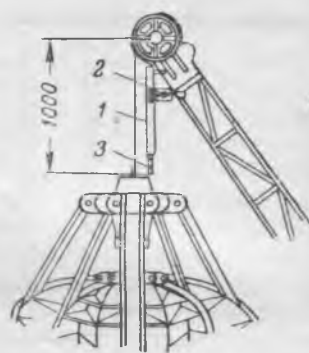


Рис. 4. Штанговый концевой выключатель подъема грейфера.

1 — направляющая труба; 2 — типовый концевой выключатель КУ-133; 3 — выступающий конец штанги.

выборки поддерживающего троса при подъеме грейфера. Таким образом, ножная педаль сервотормоза оказалась ненужной. Для удержания верхней головки грейфера в поднятом положении при опорожнении предусматривался рычаг, который приводится в действие правой рукой машиниста.

При эксплуатации крана было установлено, что управление им намного облегчится, если перевести воздействие на ленточный тормоз поддерживающего барабана с ручного на ножное.

После переустройства органов управления краном с использованием бездействовавшей ножной педали сервотормоза условия для обслуживающего персонала заметно улучшились, а производительность увеличилась.

На фрикционной предохранительной муфте механизма поворота крана установлен электромагнитный тормоз (действующий по принципу стопорного тормоза), который не допускает регулирования скорости движения.

Для установки грейфера над местом набора топлива машинист отключал электродвигатель механизма, чтобы закончить процесс вращения кабины. При этом электромагнитный тормоз своими колодками намертво прижимал шкив фрикционной муфты и мгновенно останавливал вращение кабины. Грейфер же, будучи подвешен гибкими связями к головке стрелы, продолжал свое движение, стремясь повернуть стрелу. В результате возникали значительные инерционные усилия, тяжело сказывавшиеся на прочности крановых деталей.

На одной электростанции был выполнен ручной тормоз, действующий на тот же тормозной шкив фрикционной муфты. При этом был использован рычажный механизм электромагнитного тормоза, за исключением самого магнита. Рычаг тормоза был расположен с правой стороны, что следует считать более удачным, чем установка его с левой стороны; при расположении его слева он мог быть приведен в действие только после снятия левой руки с маховика контроллера, в то время как при нахождении рычага с правой стороны улучшается управление поворотом.

Ручной тормоз следует применять с фиксирующей защелкой для предохранения кабины

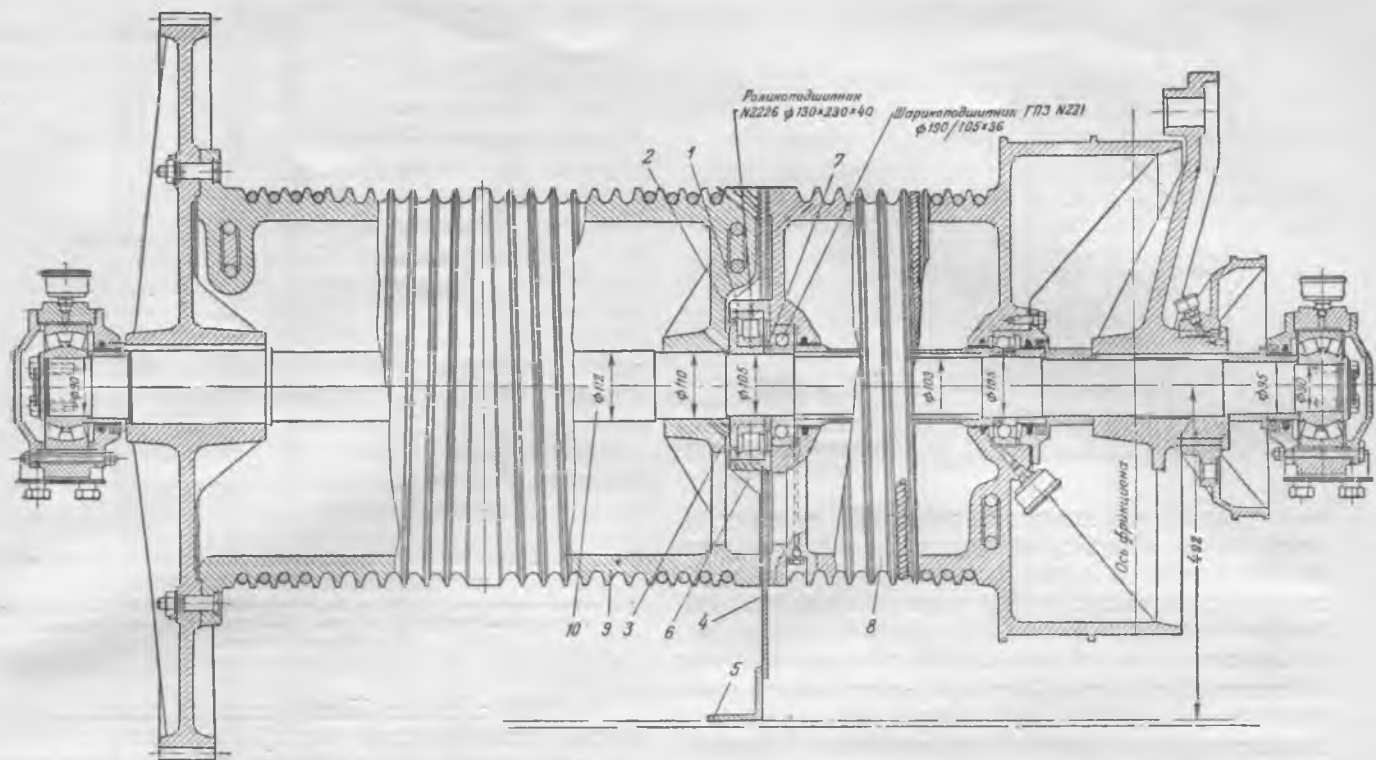


Рис. 5. Установка дополнительного подшипника для усиления грузового вала механизма подъема груза и замыкания грейфера.

1 — обойма-корпус роликподшипника; 2 — крышка-кольцо обоймы; 3 — упорная втулка с буртом; 4 — упругая опора подшипника; 5 — угольник, прикрепленный к балкам кабины крана; 6 — косынки; 7 — прокладное кольцо между подшипником поддерживающего барабана и дополнительным подшипником; 8 — поддерживающий барабан; 9 — грейферный барабан; 10 — грузовой вал механизма.

крана от самопроизвольного вращения при перемещениях.

Во время эксплуатации крана ПК-2 с восьмилепестковым грейфером на угольном складе было установлено, что в тот момент, когда машинист крана замыкает ленточный тормоз поддерживающего барабана (для удержания верхней головки грейфера) и дает обратное вращение грейферному барабану (для раскрытия лепестков), происходит динамический рывок, который способствует развитию трещин усталости грузового вала и поломкам его. Это подтверждается тем, что поломка вала происходила всегда в одном и том же сечении и всегда в момент раскрытия грейфера. Кроме того, при рассмотрении макро-структуры излома вала были ясно различимы две зоны: 1) с относительно гладкой поверхностью и 2) кристаллическая.

В целях ликвидации поломок грузовых валов была предложена и осуществлена конструкция, усиливающая вал путем установки дополнительного (третьего) подшипника между поддерживающим и грейферным барабанами (рис. 5). В настоящее время такие краны успешно работают с грейфером емкостью до 3 м³.

После установки дополнительного подшипника эксплуатационные показатели крана ПК-2 значительно улучшились. Так, например, при работе с грейфером емкостью 2,7 м³ коэффициенты общего и полезного использования грузоподъемности крана достигли соответственно 1,29 и 0,685. Эти коэффициенты показывают, что кран ПК-2 с восьмилепестковым грейфером типа «Полип» может быть с успехом использован на погрузочно-разгрузочных работах с углем. Производитель-

ность крана при этом достигает 100 т/час и более.

Для облегчения ремонта крана широко применяются различные приспособления.

На рис. 6 показано приспособление, применяемое при выпрессовке концевых подшипников грузового вала механизма подъема груза и замыкания грейфера. Это приспособление состоит из винта 5 и упорной шайбы 3, в которой просверлено шесть отверстий диаметром 13 мм (центры их совпадают с центрами болтовых отверстий крышек и корпуса 1 подшипника 2). Упорная шайба 3 имеет небольшой уступ (высотой 9 мм), диаметр которого равен диаметру наружной обоймы концевой подшипника 2. Выпрессовку подшипника 2 с шейки грузового вала производят следующим образом:

1) снимают наружную крышку корпуса 1 подшипника 2;

2) отнимают ввернутые в торец шейки вала два стопорных болта и прижимную плитку, предохраняющую подшипник 2 от осевого сдвига;

3) освобождают и вынимают болты, крепящие основание корпуса подшипника к опорной грубе поворотной платформы;

4) после застропки, с помощью тали, поднимают механизм подъема груза вместе с корпусом подшипника так, чтобы между основанием корпуса и опорной тумбой образовался просвет величиной 30—50 мм;

5) вставляют упорную шайбу 3 в корпус подшипника (вместо снятой наружной крышки) и укрепляют ее шестью болтами, пропущенными сквозь корпус и внутреннюю крышку;

6) вращая винт 5, упирающийся в торец

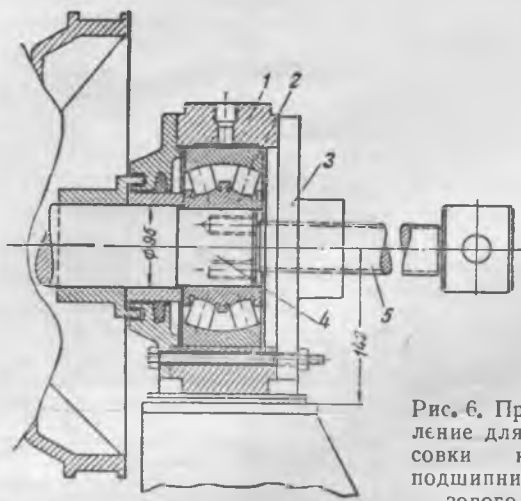


Рис. 6. Приспособление для выпрессовки концевых подшипников грузового вала.

шейки вала, перемещают последний в сторону, показанную на рисунке стрелкой, или же весь корпус 1 вместе с подшипником 2 и приспособлением сдвигают с шейки вала 4 в сторону обратную стрелке;

7) для выпрессовки подшипника из корпуса: а) вынимают болты (6 шт.) и, отняв внутреннюю крышку, вставляют небольшую планку между подшипником и винтом; б) укрепляют упорную шайбу 3 к корпусу 1 (без внутренней крышки) и, поджимая винт 5, воздействуют на подшипник 2 через планку, благодаря чему произойдет выпрессовка подшипника из корпуса. На рис. 7 представлено приспособление для запрессовки концевых подшипников того же механизма.

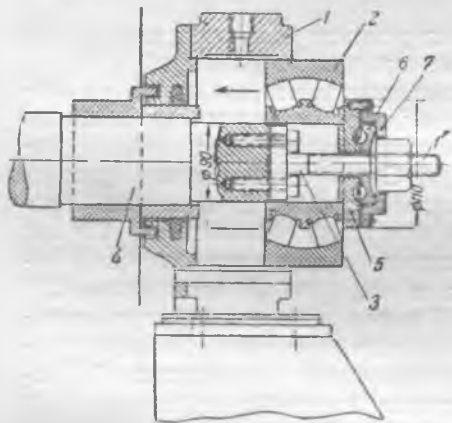


Рис. 7. Приспособление для запрессовки концевых подшипников грузового вала

1 — корпус концевой подшипника; 2 — концевой подшипник; 3 — нажимной болт с шайбой; 4 — грузовой вал; 5 — упорная шайба; 6 — нажимная шайба; 7 — крышка;

На рис. 8 показано простое приспособление, которое применяется для выпрессовки шариковых подшипников из поддерживающего барабана, для чего используется распорная втулка барабана, в которой необходимо предварительно просверлить два отверстия диаметром 15—19 мм для Г-образных болтов.

Большую помощь в деле механизации ремонтных работ может оказать комплексная выемка целых узлов крана из его кабины. Выемка производится помощью ручной кошки, передвигающейся по монорельсу, который подвешивается к перекладинам подвижных козел.

Для облегчения выемки и обратной установки узлов удобно иметь разборные стенки и крышку крана.

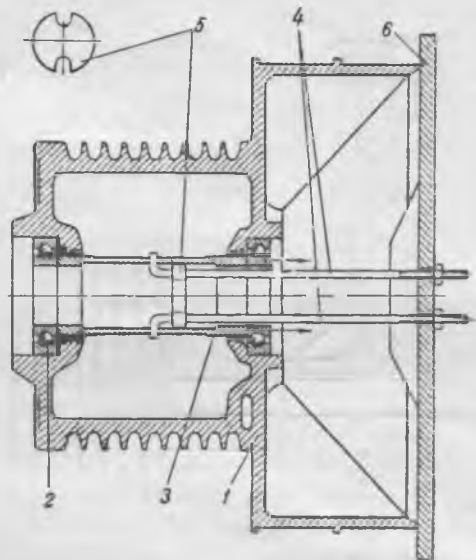


Рис. 8. Приспособление для выпрессовки подшипников из поддерживающего барабана.

1 — поддерживающий барабан; 2 — подшипник барабана; 3 — распорная втулка; 4 — Г-образные болты; 5 — ограничительная планка; 6 — упорная планка.

В 1950 г. завод Иваторфмаш спроектировал и освоил производство модернизированного крана, выпущенного под маркой ПК-2м. Этот кран конструктивно значительно улучшен; большая часть отмеченных выше недостатков в кране ПК-2м устранена. При почти равных эксплуатационных данных металлоемкость его уменьшена на 18%.

Выводы

1. Использование крана ПК-2 на угольных складах электростанций повышается с применением восьмилепесткового грейфера на погрузке и двухчелюстного — на выгрузке из подвижного состава. В последнем случае конструкция механизма подъема груза и замыкания грейфера должна допускать свободный бросок последнего.

2. Использование на угольных складах крана ПК-2 с многолепестковым грейфером может быть допущено только при установке дополнительного свободного подшипника на вал механизма подъема груза и замыкания грейфера.

3. Кран ПК-2 может быть использован для укатки угля, причем появляется возможность увеличения емкости склада за счет применения ступенчатого способа образования высоких штабелей.

4. В целях обеспечения устойчивой работы крана ПК-2 необходимо отключить электромагнитный тормоз механизма поворота и переоборудовать его для ручного действия.

5. Краны ПК-2 при работе на угольных складах должны быть оборудованы укороченными гусеничными траками и тормозом для механизма передвижения.

6. Для лучшей эксплуатации и обеспечения безопасности работы необходимо оборудовать кран успокоителем грейфера, штанговым концевым выключателем подъема грейфера и усовершенствованным указателем вылета стрелы.



Пневогидравлическое золоудаление

Канд. техн. наук В. А. Успенский

Удаление золы и шлаков из котельной до 1949 г. осуществлялось с применением ручного труда. Очаговые остатки из шлаковых и золовых бункеров перевозились в вагонетках из золыного отделения до тельферных подъемников, где перегружались в железнодорожные вагоны нормальной колеи, транспортировались на расстояние до 8 км и разгружались вручную на шлакоотвалах. При этом в золыном отделении выделялось большое количество сернистых газов, которые усугубляли и без того тяжелые условия труда золыщиков.

При таком способе золоудаления количество рабочих, занятых в золыном отделении котельной, на железнодорожном транспорте и шлакоотвале,

с установкой эрлифта, ранее неопробованную в производственных условиях.

В разработанной ВНИИТ и осуществленной на заводе схеме внутрицеховой транспорт золы и шлаков производится водой по золосмывным каналам, а подъем золо- и шлаководяной смеси — эрлифтом при помощи сжатого воздуха.

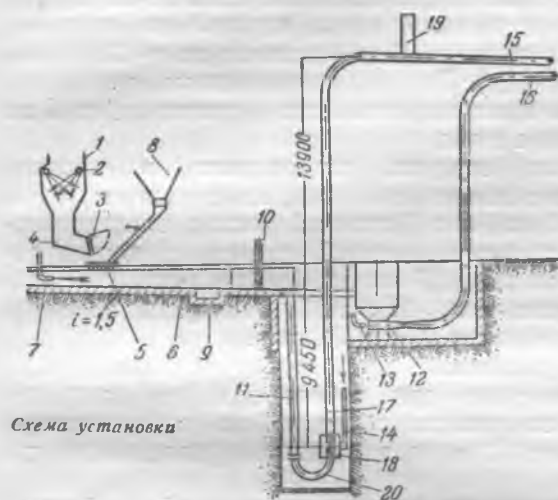
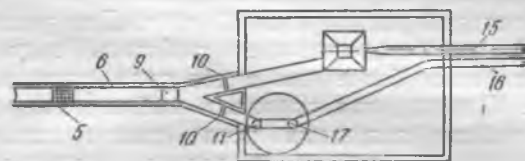
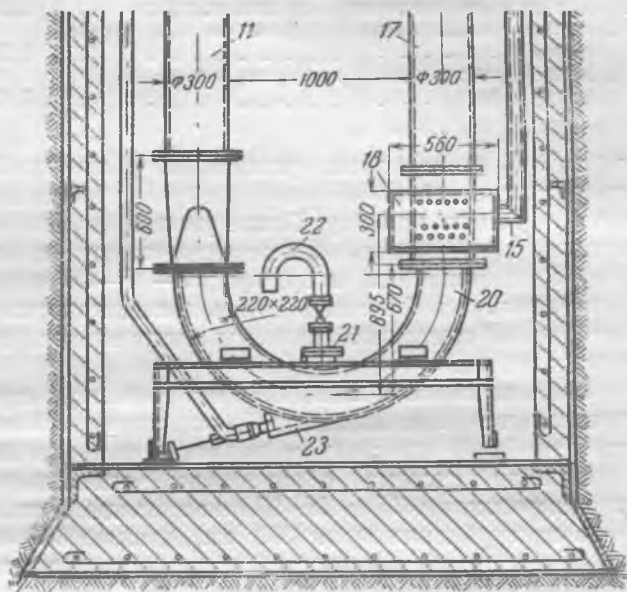


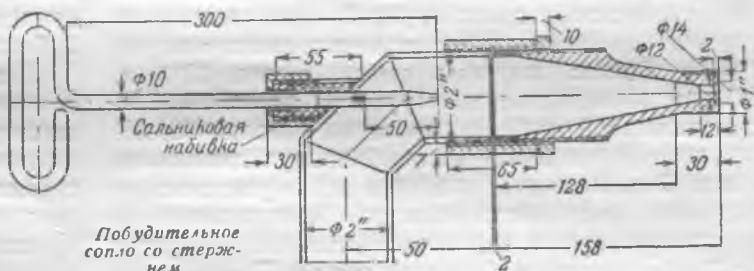
Схема установки



Установка пневмогидравлического золоудаления,



Колоно и насадка для ввода воздуха



Побудительное сопло со стержнем

доходило до 150 чел., а перед пуском гидрозолоудаления 85—90 чел. Стоимость удаления шлака составляла около 45 руб/т.

Несмотря на большое количество рабочих, занятых на всех операциях золоудаления, котельная не справлялась с уборкой шлака.

С целью механизации процесса золоудаления для слоевых топков «Каблиц», работающих на кизеловском угле, была применена смешанная система гидравлического золоудаления¹.

В процессе проектирования взамен второго высоконапорного эжектора (дублера) по предложению Восточного научно-исследовательского института топливоиспользования (ВНИИТ) было решено осуществить пневмогидравлическую схему

Шлак скапливается в бункере 1 (рисунок), где гасится непрерывно действующими соплами 2. Мокрый шлак после открытия дверки 3 шлакосмывной шахты 4 вываливается на решетку 5. Для облегчения выхода шлака дно шахты выполнено с уклоном 15°. В такой шахте, как показала длительная эксплуатация, выпуск шлака на решетку обеспечивается водой, подаваемой оросительными соплами, в связи с чем установленные смывные сопла были отключены, а затем демонтированы².

Пройдя через решетку 5, шлак кусками до 120 мм транспортируется по каналу 6 с помощью побудительных сопел 7. В движущуюся по каналу пульпу выпускается сухая зола из золыного бун-

¹ Выполнено персоналом завода по инициативе старшего инженера Н. В. Мельникова и начальника котельной А. Д. Морозова при консультации ВНИИТ.

² Работа шахт без смывных сопел не является характерной для шлакосмывной системы. Спуск золы при помощи клапанов-мигалок обычно сопровождается подсосом воздуха, что является недостатком клапанов-мигалок по сравнению с золосмывными аппаратами.

Результаты испытаний пневмогидравлического золоудаления

Наименование	Опыты											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Количество смывной воды, <i>т/час</i>	232	235	233	235	223	236	228	230	230	228	288	228
Количество удаляемого шлака, <i>т/час</i>	14	15	13	21,0	11	16	26	14	12	17	5	10
Расход воздуха, <i>нм³/час</i>	1 260	1 230	1 290	1 310	1 280	1 290	1 300	1 230	1 200	1 250	1 370	1 050
Давление воздуха при входе в эрлифт, <i>ати</i>	1,02	1,00	1,02	0,99	1,10	1,01	0,98	0,95	0,96	1,00	0,96	0,95
Давление в конце подъемной трубы, <i>м вод. ст.</i>	0,80	0,34	0,15	0,98	0,91	0,90	1,00	0,30	0,55	0,44	0	0
Скорость смеси в начале подъема, <i>м/сек</i>	3,75	3,63	3,805	3,935	3,625	3,84	3,90	3,76	3,67	3,72	4,03	3,325
Скорость смеси в конце подъема, <i>м/сек</i>	6,11	6,20	6,28	6,25	6,09	6,20	6,17	6,21	5,97	6,15	6,93	5,54
Расход смывной воды на 1 кг шлака, <i>кг/кг</i>	16,55	15,67	17,90	11,20	20,25	14,75	8,77	16,40	19,15	13,40	45,6	22,8
Удельный расход электроэнергии на 1 т шлака, <i>квтч/т</i>	2,96	2,66	3,27	2,007	4,05	2,635	2,065	2,750	3,160	2,39	8,65	3,285
Удельный расход электроэнергии на смыв 1 т шлака, <i>квтч/т</i>	5,65	5,34	6,10	3,81	6,90	5,02	2,985	5,59	6,52	4,56	15,51	7,76

кера 8. В конце канала установлен уловитель 9, представляющий собой углубленную в дно канала металлическую коробку. После уловителя шлако-золовая смесь при помощи переключающих шиберов 10 направляется в эрлифт 11—17—20 пневмогидравлической схемы или в высоконапорный эжектор 12 смешанной системы гидравлического золоудаления.

Подъем смеси и внешний ее транспорт осуществляются высоконапорной эжектирующей водой в трубе 13 или сжатым воздухом в трубе 14.

Каждая система оборудована отдельными шлакопроводами 15 и 16. Шлакопроводы выполнены из труб диаметром 250 мм, длиной 600 м, уложенных на металлической эстакаде со средним уклоном в сторону шлакоотвала 1,6%.

Эрлифт смонтирован из труб диаметром 300 мм, и его напорная труба 11 имеет высоту от дна золосмывного канала до места ввода воздуха 9,45 м. Высота подъема смеси равна 13,9 м. Общая длина подъемной трубы 17 равна 23,35 м. В начале этой трубы установлена насадка 18, через которую вводится сжатый воздух давлением 1 ати. Отработавший воздух в целях уменьшения сопротивления шлакопровода выпускается в атмосферу через воздухоотделитель 19.

Трубы напорная 11 и подъемная 17 соединены коленом 20. Конструкция колена и насадки для ввода воздуха представлены на рисунке отдельно. Насадка представляет собой коробку, внутренней стенкой которой служит подъемная труба, с просверленными в ней 578 отверстиями диаметром 5 мм. Колено 20 для облегчения при изготовлении выполнено сварным с квадратным сечением 220 × 220 мм. В колене, на изгибе, установлен люк 21 для ревизии. Перед открытием люка вода из эрлифта выпускается через трубу 22. В нижней части колена установлено побудительное сопло 23 диаметром 12 мм, с подводом к нему воды при давлении ~ 4 ати. Забившееся сопло может быть прочищено при помощи стержня, заточенного в виде отвертки, как указано на рисунке.

Испытание пневмогидравлической системы проводилось при выходе шлака кизеловского угля размером до 120 мм в количестве 36 т за смену. В этих опытах в целях выяснения максимальной производительности шлак выпускался из котлов из двух или четырех бункеров одновременно.

Для смыва был использован высоконапорный насос с понижением давления воды до 10 ати.

Расход смывной воды, идущей по каналам, с учетом заливки был увеличен до ~ 230 т/час (см. таблицу). Это дало возможность расширить границы производительности в диапазоне от 5 до 26 т шлака в час.

Расход воздуха, подаваемого в насадку эрлифта с давлением 1 ати, изменялся от 1 050 до 1 310 нм³/час. Удельный расход электроэнергии на подъем и внешний транспорт шлака составил от 2 до 8,7 квтч/т. Средняя производительность установки 12,2 т/час за время полезной работы в смену 2 час. 57 мин.

За указанный промежуток времени расход электроэнергии при работе эрлифта распределяется следующим образом: на внутрицеховой транспорт 230 квтч, на подъем и удаление пульпы 118 квтч.

В промежутках между смывами (5 час. 3 мин.) в каналы поступает только заливочная вода, на подачу которой расходуется 13 квтч. Для удаления этой воды продолжает работать эрлифт с уменьшенным более чем в два раза расходом воздуха. Однако, как показали наблюдения, во время работы зольники после смыва шлака не прикрывают воздух, и расход последнего в течение всей смены остается постоянным. В связи с этим расход электроэнергии на подачу воздуха за время холостого хода составляет 202 квтч. Средний расход электроэнергии с учетом холостого хода на 1 т удаляемого шлака (348 + 13 + 202) : 36 = 15,6 квтч/т.

Расход электроэнергии подсчитан по измеренным расходам и давлениям воды и воздуха при к. п. д. насосов 0,8 и компрессора 0,6, без учета электрических потерь и потери напора в трубопроводах.

Сравнительно небольшой расход электроэнергии для данной производительности говорит о экономичности пневмогидравлического золоудаления, в котором отсутствует расход энергии на дробление шлака. Крупность шлака ограничивается не самим подъемником, а условиями его транспорта по каналам и шлакопроводу.

Преимуществом работы эрлифта является также отсутствие быстро изнашивающихся деталей. Эрлифт работает равномерно, без шума.



Эксплуатация подогревателей высокого давления

Канд. техн. наук И. С. Левенсон

Переход электростанций на высокие параметры пара привел к повышению температуры питательной воды. В связи с этим значительно увеличилось количество пара, отбираемого на подогрев питательной воды, а также число отборов у турбин.

Если для электростанций среднего давления считается достаточным применение двух-трех регенеративных отборов и конечный подогрев питательной воды $\sim 150^\circ\text{C}$, то агрегаты высокого давления имеют пять регенеративных отборов с конечной температурой питательной воды 215°C при нагрузке турбины 80%, а при номинальной нагрузке $\sim 225^\circ\text{C}$. Соответственно, если в агрегатах среднего давления количество пара, отбираемого на подогрев питательной воды, составляет 15—20%, то для агрегатов высокого давления оно увеличивается до 30% и более.

Поэтому отключение всех регенеративных подогревателей высокого давления сильно отражается на экономичности установок, вызывает увеличение расхода тепла на 8—10% и приводит к снижению номинальной мощности турбины на $\sim 15\%$. Эти цифры показывают, насколько важно требование надежности работы подогревателей высокого давления. Отключение их значительно снижает выгоды от применения высокого давления в целом.

Для серии турбин высокого давления с начальными параметрами пара 90 атм и 480°C Ленинградский металлический завод им. Сталина спроектировал подогреватели высокого давления БИП-350 и БИП-200 поверхностью нагрева 350 и 200 м² для расхода воды соответственно 400 и 200 т/час.

В схеме турбин ВК-100 при применении деаэраторов атмосферного типа устанавливаются четыре корпуса подогревателей БИП-350, а в схеме турбин ВК-50 — четыре подогревателя БИП-200. В схеме турбин ВТ и ВПТ-25 устанавливаются три подогревателя БИП-200. Трубная система этих подогревателей находится под давлением питательного насоса, т. е. 130—140 ат, причем общий нагрев воды составляет около 120°C . В турбинах ВК-100 и ВК-50 давления пара перед отдельными подогревателями при номинальной нагрузке достигают $\sim 3,5, 8,5, 17$ и 30 атм.

Помимо нормальной поверхности нагрева, два верхних подогревателя (считая по ходу воды), к которым подводится значительно перегретый

пар, имеют поверхности, специально выделенные для использования тепла перегрева. Кроме того, все подогреватели имеют дополнительные поверхности, выполненные из спирально изогнутых змеевиков, для переохлаждения конденсата греющего пара.

Проведенные испытания турбин ВК-100 и ВК-50 показали, что тепловые характеристики работы подогревателей вполне удовлетворительны, хотя переохлаждение дренажа реализуется далеко не полностью по сравнению с расчетами завода. Температурные напоры, т. е. разности между температурой насыщения греющего пара и выходящей питательной воды, составляют небольшую величину и для турбин ВК-100 не превышают 5—5,5 $^\circ\text{C}$. Это позволяет предполагать частичное использование тепла перегрева в двух последних подогревателях. Температура конечного подогрева питательной воды отвечает расчетным данным завода.

В то же время при работе подогревателей выявился ряд значительных дефектов, который приводил как к частым отключениям отдельных подогревателей, так и к отключениям для проведения ремонтов всей системы регенерации. Это связано со значительным снижением экономичности установки и подтверждается следующим расчетом.

Удельный расход тепла турбины ВК-100 можно принять по данным испытаний: $q = 2650$ ккал/квтч. Отключение всех четырех подогревателей высокого давления приводит к повышению удельного расхода тепла на 8,7%. Принимая к. п. д. котельной равным 85%, определяем перерасход топлива установки мощностью 100 тыс. квт за 1 час работы с отключенной регенерацией высокого давления:

$$\Delta b = \frac{100\,000 \cdot 2\,650 \cdot 0,087}{7\,000 \cdot 0,85 \cdot 1\,000} = 3,9 \text{ т усл. топл./час.}$$

Если при этом учесть, что отключение системы регенерации во избежание перегрузки последних ступеней приводит к необходимости снижения номинальной мощности турбины на 15% и к общему расстройству эксплуатации, то общие убытки по прямому перерасходу топлива будут намного больше.

Основные дефекты, выявившиеся в работе подогревателей высокого давления типа БИП, можно разделить на три группы, а именно: 1) дефекты трубной системы, сводящиеся главным

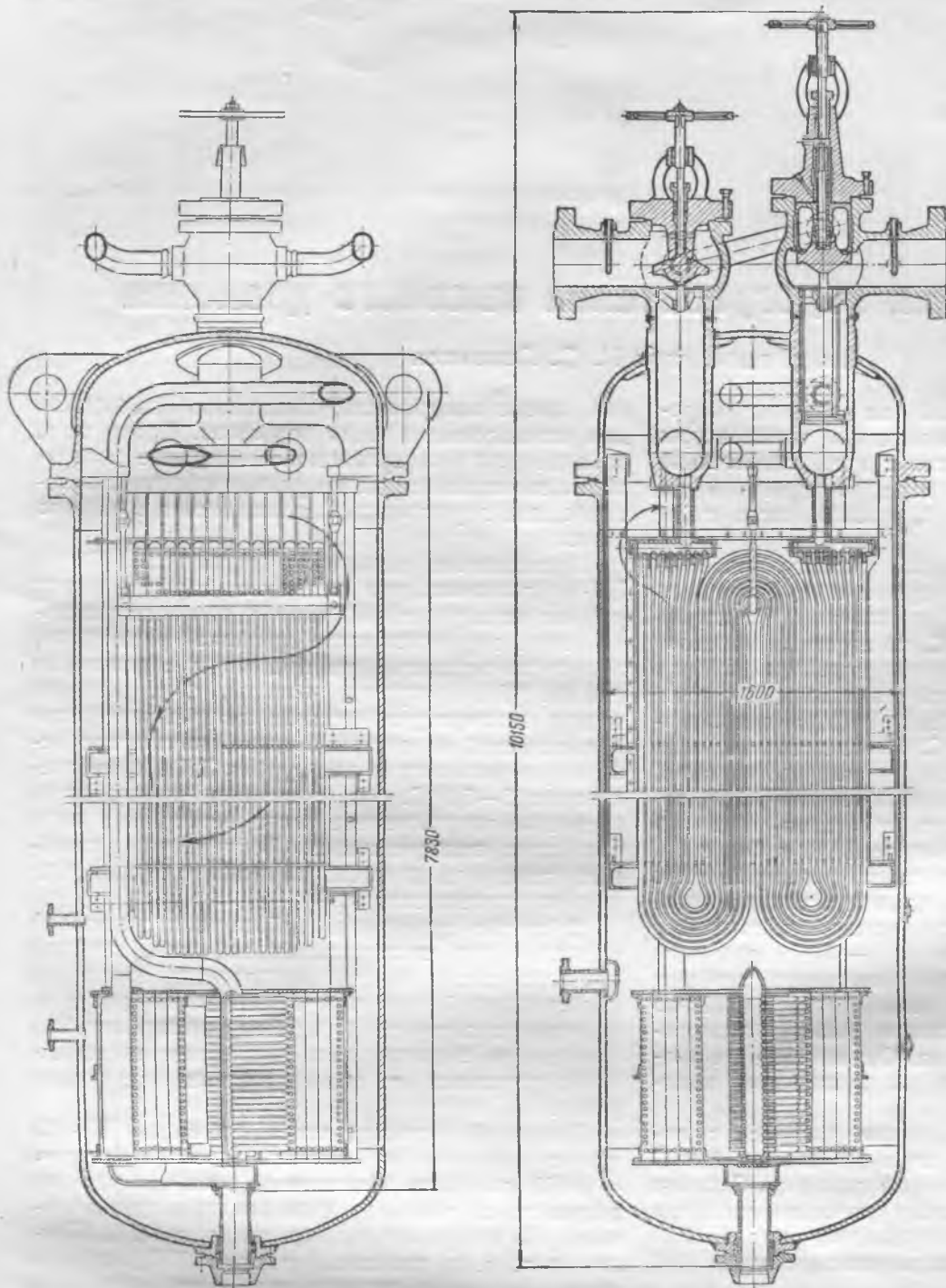


Рис. 1. Подогреватель высокого давления БИП-350.

образом к недостаткам в технологии сварки и литья; 2) дефекты в работе автоматических защитных устройств и 3) дефекты конструкции и компоновки подогревателей в целом, приводящие к большим затруднениям при проведении ремонтных работ.

При проектировании серии подогревателей высокого давления ЛМЗ отказался от прежней конструкции, применявшейся для установок среднего давления, с трубной доской и U-образными развальцованными трубками и перешел на сварную конструкцию (рис. 1). В этой конструкции трубный пучок состоит из плоских секций W-образно изогнутых труб (из стали 20) диаметром

25×3 мм, приваренных к промежуточным коллекторам. Последние, в свою очередь, через соединительные трубы приварены к сборным (входному и выходному) коллекторам. Так как трубки до сих пор поставлялись длиной около 7 м, а общая длина змеевика, например у БИП-350, — свыше 20 м, то каждый змеевик имеет три промежуточных сварных стыка. У змеевиков подогревателя БИП-200 число сварных стыков равно двум.

Приварка трубок к литым коллекторам осуществлена ЛМЗ дуговой электросваркой; стыковая сварка трубок выполнена контактным способом (методом оплавления). Так как в одном подогревателе установлено около 200 трубок, то подогреватель БИП-350 имеет около 400 приварок к коллекторам и 600 стыковых швов, а подогреватель БИП-200 — 400 приварок к коллекторам и 400 стыковых швов.

Как показал опыт эксплуатации, в местах сварки систематически появляются свищи, приводящие к переполнению парового пространства подогревателей питательной водой и к отключению их из работы.

Массовое возникновение свищей и результаты металлографического анализа сварных

стыков говорят о том, что контактная сварка, произведенная заводом, была некачественной. Это подтверждается опытом эксплуатации подогревателей БИП-350, установленных на двух турбинах электростанции: на одной — с августа 1947 г. и на другой — с июня 1948 г.

На первой турбине трубки всех четырех подогревателей высокого давления проработали до июля 1949 г.

При фактической эксплуатации этой турбины ~ 17 870 час. работа отдельных подогревателей за это время характеризуется следующими данными:

№ подогревателя	Число часов работы	Число остановок
2	10 265	39
3	9 168	35
4	9 665	39
5	7 794	36

Таким образом, среднее время работы подогревателей по отношению ко времени работы турбины составляет около 50%. В общее время простоя подогревателей входит время их нахождения в ремонте и простое вследствие невозможности вывода в ремонт отдельного подогревателя без отключения всей регенерации высокого давления.

Работа подогревателей второй турбины при времени ее работы в 1948 и 1949 гг. ~ 9 000 час. показана в табл. 1.

Таблица 1

№ подогревателя	Общее число часов работы			Число часов безаварийной работы		Число остановок
	1948 г.	1949 г.	1948 и 1949 гг.	1948 г.	1949 г.	
2	3 100	1 700	4 800	3 100	1 700	27
3	1 300	1 700	3 000	500	1 700	24
4	1 500	1 700	3 200	800	1 700	22
5	1 300	1 400	2 700	500	1 400	20

Хотя не все остановки можно отнести за счет дефектов сварки трубок (о качестве литых коллекторов говорится ниже), это не меняет основного вывода о том, что сварка стыков трубок, выполненная по первоначальной технологии контактной сварки ЛМЗ, неудовлетворительна.

В дальнейшем ЛМЗ на тех же подогревателях проверял и другие методы сварки стыков. Так, в конце 1949 г. на всех подогревателях первой турбины стыки трубок были соединены с помощью муфт, обваренных дуговой электро-сваркой. Аварии с новыми секциями начались сейчас же после включения их в эксплуатацию. Данные табл. 2 характеризуют работу трубок за период с сентября 1949 г. по апрель 1950 г.

Таблица 2

Дата ремонтов	Количество заглушенных трубок в подогревателях			
	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
9 ноября 1949 г.	11	4	7	7
28 ноября 1949 г.	6	4	9	18
26 декабря 1949 г.	7	7	9	12
3 января 1950 г.	—	—	4	3
17 января 1950 г.	9	1	1	—
10 февраля 1950 г.	13	4	5	9
5 марта 1950 г.	3	2	5	5
4 апреля 1950 г.	1	2	4	3

Таким образом, применение ЛМЗ соединения стыков с помощью муфт также не дало удовлетворительных результатов.

В дальнейшем (июль — сентябрь 1950 г.) завод применил два других способа сварки стыков, в результате чего на первой турбине установлены трубки со стыками, сваренными контактной сваркой с последующей обваркой газом, а на второй — стыки с улучшенной контактной сваркой.

По сообщению ЛМЗ, улучшение метода контактной сварки заключалось в лучшей подготовке

трубок к сварке, изменении режима сварки и выполнении ее более опытными рабочими.

Анализ материалов показал, что обварка газом несколько удлиняет срок работы подогревателей, но не удовлетворяет условиям надежности. Улучшенная контактная сварка привела к заметному сокращению числа аварий с подогревателями из-за неплотности стыков трубок. Так, на 15 декабря 1950 г. число часов работы трубок без нарушения плотности их стыков у второй турбины составило по подогревателям: № 2 — 3 000 час., № 3 — 2 200 час., № 4 — 2 300 час. и № 5 — 2 200 час.

Относительно небольшой срок работы трубок без повреждений не дает еще оснований для выводов, но все же свидетельствует о перспективности этого метода сварки.

Второй серьезный дефект, послуживший причиной частых остановок подогревателей высокого давления, заключался в неудовлетворительном литье промежуточных коллекторов: в них систематически образовывались свищи.

Необходимо указать, что неосвоенная в работе дефектная конструкция подогревателей была снята с изготовления ЛМЗ и передана другим заводам Главкотлотурбопрома, в частности Таганрогскому котельному заводу. Не располагая опытом ЛМЗ по технологии изготовления подогревателей, ТКЗ вначале допустил ошибки, которые привели к невозможности включения подогревателей.

Учтя опыт ЛМЗ и свой собственный, ТКЗ вскоре перешел на применение кованных коллекторов. В то же время ТКЗ изменил способ приварки трубок к коллекторам, выполняя эту операцию газовой сваркой. При этом перегревались концы тонких трубок, привариваемых к толстостенным коллекторам, и подогреватели из-за большой неплотности стыков не могли быть включены в нормальную работу.

Неплотности обнаруживались также в промежуточных стыках труб, выполненных газовой сваркой. Поэтому на некоторых электростанциях для включения в работу первых подогревателей ТКЗ пришлось на месте выполнять чрезвычайно трудоемкую работу по переварке всех соединенных трубок с промежуточными коллекторами.

Между тем опыт показывает, что плотность сварных стыков может быть обеспечена весьма надежно. Например, эксплуатация подогревателей высокого давления (около 140 ат), изготовленных Невским заводом им. Ленина в 1935 г. для прямоточного котла, показала безупречную работу трубной системы в течение 15 лет. Подогреватели (рис. 2) расположены горизонтально с длинными изогнутыми змеевиками из трубок стали 3 диаметром 42 × 6 мм; поверхность нагрева 100 м², расход воды 150 т/час. Должно быть отмечено, что в подогревателях НЗЛ трубки имеют удвоенную (в сравнении с подогревателями БИП) толщину стенок. В связи с большим диаметром трубок дополнительный запас прочности получается сравнительно небольшим, однако плотность стыков, с учетом облегчения условий сварки и допусков на отклонения толщины стенки и овальность, обеспечивается надежнее.

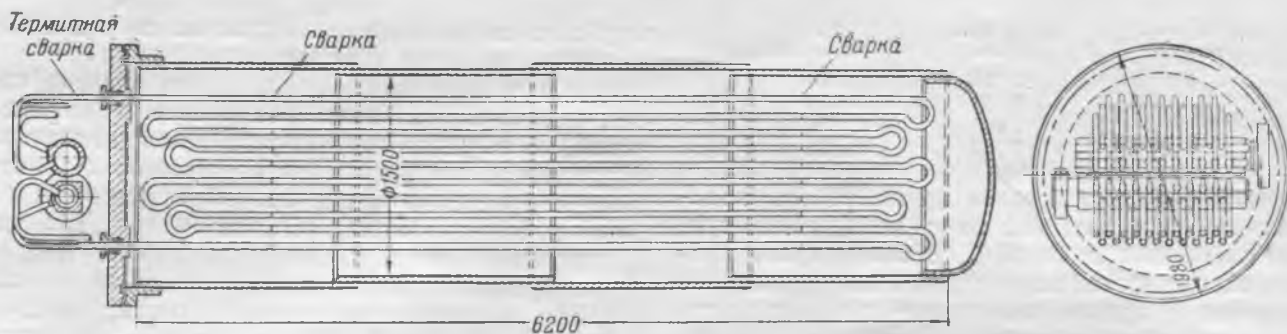


Рис. 2. Подогреватель высокого давления изготовления НЗЛ.

В то же время сравнение обеих конструкций подогревателей, с точки зрения компактности, выявляет некоторые достоинства подогревателей БИП: в них при тех же примерно габаритах размещена двойная поверхность нагрева по отношению к подогревателю НЗЛ.

Несмотря на длительный срок с момента ввода в эксплуатацию первых подогревателей высокого давления (с 1947 г.), технология изготовления трубных пучков до настоящего времени неудовлетворительна.

В связи с этим более чем своевременным оказалось решение совещания при Главкотлотурбопроме в конце 1950 г. по вопросу о разработке мероприятий, обеспечивающих надежную работу подогревателей высокого давления типа БИП. В этом решении, в частности, было указано, что коллекторы следует выполнять коваными или из толстого листа; змеевики — из трубок длиной 14 м (материал — сталь 15М), что позволит совсем не иметь промежуточных стыков в подогревателях БИП-200 и сократить число стыков до одного в змеевиках подогревателей БИП-350. Приварка трубок к коллекторам должна осуществляться дуговой электросваркой по технологии ЛМЗ.

В то же время и на сегодняшний день отсутствуют четкие указания о рациональном методе сварки промежуточных стыков впрямь до получения длинных трубок, а также на подогревателях БИП-350. Этот вопрос тем более актуален, что реализация решения совещания задержалась, особенно, в части применения длинных трубок.

В связи с этим необходимо срочно рассмотреть вопрос о возможности термообработки гнутых змеевиков или же применения метода электротермообработки, а также о наиболее рациональном режиме контактной сварки. При этом должны быть разрешены такие вопросы, как утолщение стенки трубок, предварительная сортировка и подготовка трубок под сварку, предупреждение выделения значительного количества внутреннего грата, способ очистки труб от грата, а также применение автоматической контактной сварки с использованием опыта ЦНИИТМАШ.

Вопрос о проверке плотности сварных стыков в условиях завода также до последнего времени не получил положительного разрешения, так как гидравлическая опрессовка трубок полутонным давлением не является надежным способом отбраковки дефектных стыков. На совещании в Главкотлотурбопроме было решено в дальнейшем производить опрессовку подогревателей на

заводах керосином, что обеспечивает большую надежность проверки качества сварки стыков.

Подогреватели защищены от разрыва трубок автоматическим устройством, состоящим из запорного управляемого клапана на входе воды, обратного клапана на выходе воды из подогревателя и импульсного механизма, соединенного с конденсатоотводчиком (рис. 3). Оба клапана расположены на крышке подогревателя и снабжены ручными принудительными затворами.

При превышении нормального уровня конденсата управляемый клапан прикрывает доступ воды в подогреватель и открывает перепуск воды помимо него, а обратный клапан закрывается, так что трубная система подогревателя отключается от линии питательной воды.

Неудовлетворительная работа автоматики и защиты выражалась прежде всего в заедании золотников импульсных механизмов при малых установленных зазорах между скользящими поверхностями золотника и буксы. Увеличение зазоров приводило к значительным протечкам подогретой воды в систему регенерации низкого давления, что связано с потерями тепла.

Неудовлетворительная работа импульсных механизмов приводила к нарушению работы конденсатоотводчиков, в результате чего защитные устройства на станциях полностью отключались. В последнее время ЛМЗ разработана новая схема защиты подогревателей, представленная на рис. 4. Достоинством этой схемы, еще не проверенной в эксплуатации, является отказ от импульсного золотника, работающего в условиях высокого давления, и разгрузка поплавка конденсатоотводчика от дополнительных усилий и связей. Поплавок при заданном предельном положении замыкает только электрические контакты, в результате чего открывается с помощью электромагнита слив из специального быстродействующего клапана, связанного с пространством под поршнем сервомотора запорного управляемого клапана.

Актуальной задачей является эксплуатационная проверка и наладка заводом новой схемы защиты.

Серьезным конструктивным недостатком подогревателей является крайне тесное расположение трубных змеевиков, что весьма осложняет приварку дефектных стыков и вырезку или заглушку трубок.

Значительно осложнило работу системы регенерации высокого давления отсутствие возмож-

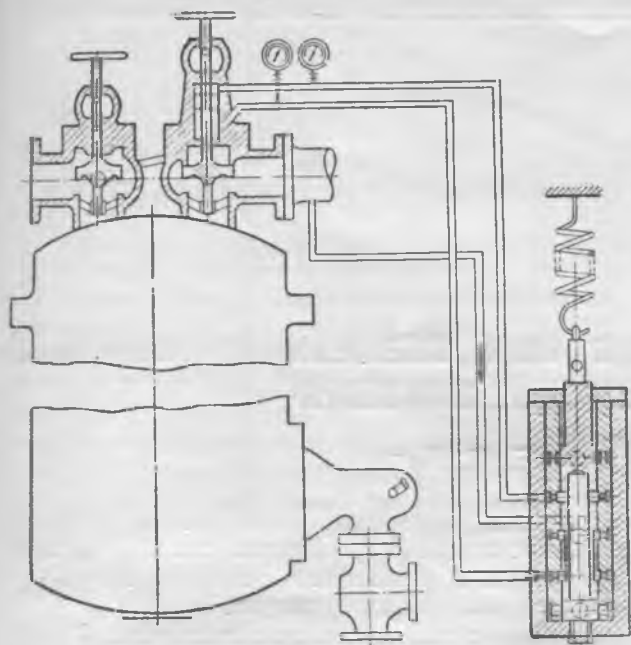


Рис. 3. Старая схема защиты подогревателей.

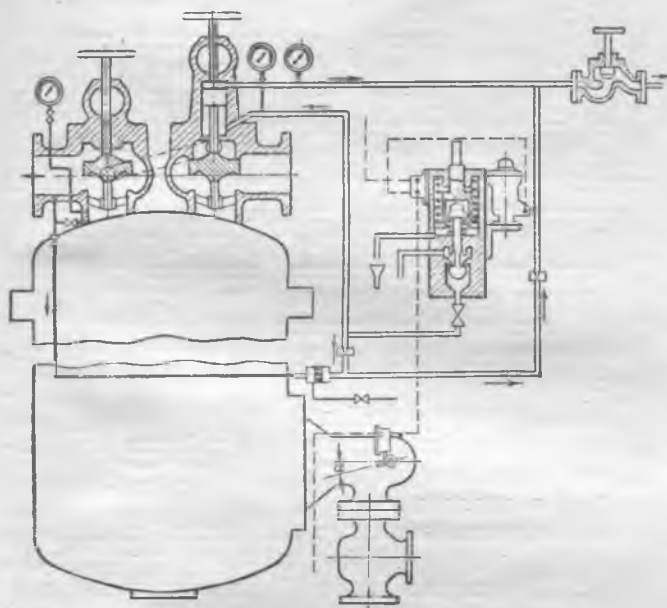


Рис. 4. Новая схема защиты подогревателей

ности отключения каждого подогревателя в отдельности для вывода его в ремонт, поскольку вся запорная и переключающая аппаратура расположена на крышке самого подогревателя.

Более приемлемой является новая схема, запроектированная заводом, при которой впускной и обратный клапаны защитного устройства располагаются на трубопроводах питательной воды (рис. 5). Так как эти клапаны показали хорошую плотность и по конструкции надежны, то может быть поставлен вопрос о допустимости, по условиям техники безопасности, разболчивания фланцев и выемки трубного пучка для ремонта отдельного подогревателя без установки

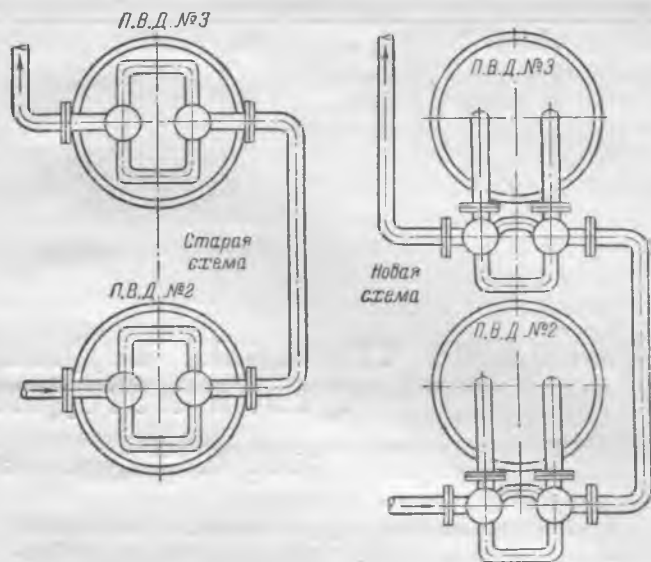


Рис. 5. Старая и новая схемы размещения защитной арматуры.

заглушек на питательных линиях. Установка дополнительных задвижек на линиях питательной воды чрезвычайно громоздка и от нее следует отказаться.

Надо отметить, что и при существующей схеме расположения защитных устройств на электростанциях недоиспользуются имеющиеся возможности по выводу подогревателей в ремонт. Действительно, если временно переключить подачу воды в котлы по линии холодного питания, то с поврежденного подогревателя можно полностью снять давление по воде (и по пару). Далее, разъединив фланцы на питательной линии у подогревателя, можно вынуть трубный пучок и установить проставок трубы для пропуска воды помимо подогревателя. После этого, восстановив нормальную схему питания, можно приступить к ремонту поврежденного трубного пучка.

Таким образом, основной причиной неудовлетворительной работы подогревателей высокого давления являются дефекты в технологии сварки и литья.

Наличие технологических дефектов затрудняло получение более детальных эксплуатационных характеристик работы подогревателей, и лишь после осуществления мероприятий по устранению грубых дефектов трубной системы представится возможность проведения таких исследований. Не исключено, что детальный анализ режимов пуска и остановки подогревателей, измерение температур в отдельных местах поверхности нагрева, а также и другие наблюдения и измерения помогут разработать дополнительные мероприятия для повышения экономичности и длительной надежной работы подогревателей.

Для разработки оптимальных режимов различных способов сварки, применимых в заводских условиях и при ремонтах на станциях, необходимо привлечение такой специальной организации, как ЦНИИТМАШ.



Прокладка стальных водоводов под железнодорожными путями методом продавливания

Инж. А. С. Гуриленок и инж. Е. М. Лапин

Трубопроводы для сброса охлаждающей воды от конденсаторов турбин электростанции необходимо было проложить под магистральной линией железной дороги в месте, где остановка железнодорожного движения недопустима.

Проектом было предусмотрено осуществить укладку трубопровода методом продавливания.

Два сбросных трубопровода под железной дорогой должны проходить через стальные кожухи диаметром по 1 600 мм, продавливание которых нужно было осуществить на длине по 45 м каждого (рис. 1). Максимальная глубина заложения, до верха кожуха, составляла 9,5 м. При продавливании необходимо было преодолеть в основном силу трения, возникающую между стенками кожуха и окружающим его грунтом.

Расчетом были определены нормальные силы, действующие на кожух длиной 45 м, равные 465 т. При коэффициенте трения (сталь—песок) $f = 0,46$ сила трения кожуха

$$p = 465 \cdot 0,46 = 214 \text{ т.}$$

Исходя из этого, проектом была установлена общая мощность домкратов 250—300 т.

Этот расчет носил ориентировочный характер, так как им не учитывались усилие врезания ножа в породу, усилие сжатия породы, обуславливающее ее разрушение, и др.

Статическим расчетом определена толщина стенки кожуха в 12 мм. Внутри кожуха устанавливаются на сварке кольцевые ребра жесткости из швеллера № 14, расположенные через 0,75 м.

Сбросные трубопроводы 2 (рис. 1) диаметром 1 400 мм были уложены на площадке электростанции на глубине 6,5 м с расстоянием между осями 2,6 м. Для производства работ по продавливанию был вырыт котлован в плане $10,2 \times 6,4$ м и глубиной 7,5 м.

Концы сбросных трубопроводов, заделанные в мертвые опоры, использованы как упоры для передачи давления домкратов на продавливаемый кожух 1. На конце одной из труб, соответствующей продавливаемому кожуху, закреплена с помощью электросварки упорная плита 4.

На дне котлована по оси водовода установлена сварная направляющая рама 10 для направления звеньев продавливаемого кожуха.

Плита 6 для установки домкратов ставится на направляющей раме 10. Между плитами 4 и 6

вставляются кольцевые, сварные из листовой стали, прокладки 5 различной длины, которые подбираются в зависимости от длины очередного звена продавливаемого кожуха.

Усилие от гидравлических домкратов 7 передается на съемную упорную плиту 9 и через нее по периметру звена продавливаемого кожуха 1.

Первое удлиненное звено кожуха длиной около 6 м составляется в направляющей раме из трех готовых обечаек и сваривается на месте. После установки первого удлиненного звена кожуха, по мере продавливания, в направляющую раму подаются промежуточные звенья кожуха длиной 1,3—2 м каждое, которые привариваются к кожуху без остановки процесса продавливания.

По мере продавливания грунт в устье кожуха (внутри его) взрыхляется, подается тележкой к торцу со стороны установки домкратов и через проем в плите 9 выбрасывается в котлован, из которого подъемным краном 12 поднимается наверх.

Аэрация внутренней полости продавливаемого кожуха для работающих в нем рабочих осуществляется вентилятором «Сирокко» № 15, установленным в котловане.

При продавливании применялись имевшиеся в наличии гидравлические домкраты разной мощности. Для первой нитки были применены гидравлические домкраты диаметром: 302 мм—1 шт.; 202 мм—2 шт. и 102 мм—1 шт., площадь которых обеспечивала медленное продвижение кожуха при подаче масла под плунжеры домкратов ручными насосами.

После проходки 14 м были установлены два плунжерных гидравлических насоса с электроприводом (типа ПГН-3). От насосов давление масла на плунжеры домкратов передается по маслопроводам диаметром 12 мм, как показано на схеме масляной системы (рис. 2).

После установки очередного промежуточного звена и частичной прихватки его электросварными швами к кожуху устанавливается съемная (передвижная) плита 9, проверяется крепление домкратов 7 на плите 6, устанавливается соответствующей длины кольцевая прокладка 5 и включаются в работу масляные насосы 8. Передвигаемые давлением масла плунжеры гидравлических домкратов передают усилие на плиту 9 и продавливаемый кожух.

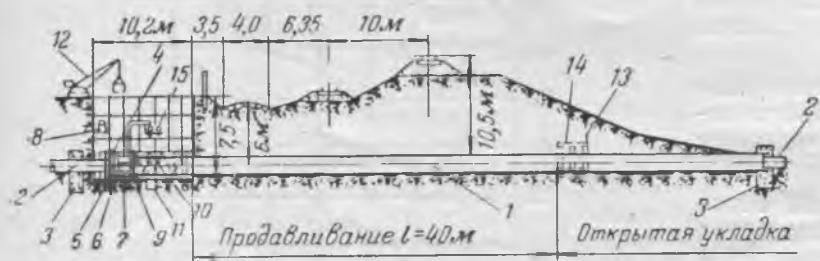


Рис. 1. Разрез по линии продавливания.

1 — кожух диаметром 1 600 мм; 2 — сбросной трубопровод диаметром 1 400 мм; 3 — опоры; 4 — упорная плита; 5 — прокладка; 6 — плита для установки домкратов; 7 — гидравлические домкраты; 8 — плунжерные насосы; 9 — съемная упорная плита; 10 — направляющая рама; 11 — приямок; 12 — кран «Пионер»; 13 — линия открытого котлована; 14 — штольня с креплением; 15 — вентилятор «Сирокко».

После использования всего хода плунжера домкрата (100—150 мм) насосы отключаются, и масло, заполнившее домкраты, спускается через кран 4 (рис. 2), переливается в масляные баки 2 насосов, плунжеры домкратов возвращаются при помощи рычагов в первоначальное положение, меняется прокладка и опять включаются насосы для продолжения продавливания. Такие операции повторяются для продавливания кожуха на длину промежуточного звена (1,3—2,0 м) 15—20 раз, после чего устанавливается следующее звено, и все операции начинаются снова.

Операции по установке плит, домкратов, возвращению плунжеров, переливу масла, установке прокладок занимали большую часть рабочего времени, так как для осуществления продавливания было подобрано на строительстве не предназначенное для этой цели оборудование. Техническая скорость движения продавливаемого кожуха доходила до 0,5 м за смену.

Сопротивление грунта при проходке на 21 м возросло настолько, что, хотя давление на насосах непрерывно повышалось, заметного продвижения кожуха уже не наблюдалось.

В это время на насосах было достигнуто давление 270 кг/см^2 , что при общей площади плунжеров установленных домкратов 1447 см^2 соответствовало развиваемому усилию 418 т (расчетное в конце продавливания — 214 т).

Продавливание было прекращено, и следующие 19 м первой нитки были пройдены продавливанием кожуха диаметром 1 400 мм, пропущенного через установленный кожух диаметром 1 600 мм.

При продавливании этой части первой нитки кожуха сопротивление проходке опять возросло настолько, что пришлось остановить продавливание. При осмотре в устье кожуха было обнаружено бревно, которое повредило конец кожуха. После удаления бревна поврежденный конец трубы был обрезан автогеном; при этом грунт в торцевой части кожуха был укреплен круговым деревянным щитом.

Во время продавливания кожуха диаметром 1 400 мм ранее установленные домкраты вследствие их изношенности были заменены восемью домкратами диаметром 102 мм.

В конце продавливания этой части первой нитки кожуха на насосах было достигнуто давление 380 кг/см^2 , что при площади установленных домкратов 656 см^2 соответствовало усилию 250 т.

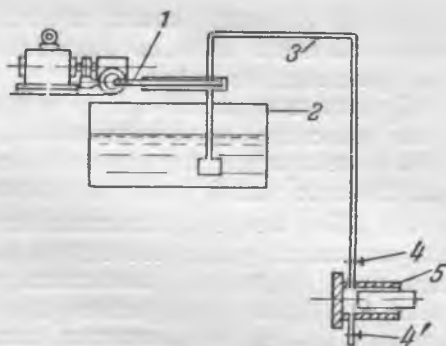


Рис. 2. Схема масляной системы для передачи усилия на продавливаемый кожух.

1 — плунжерный гидравлический насос ПГН-3; 2 — масляный бак; 3 — маслопровод; 4 — пробковые краны; 5 — гидравлический домкрат.

После проходки 40 м первой нитки кожуха оставшиеся 5 м были выполнены открытым способом.

При продавливании контроль направления оси кожуха осуществлялся систематически с помощью водяного уровня и периодически с помощью оптического прибора.

Грунт по оси продавливаемых кожухов представляет собой намытый песок — тонкозернистый, пылеватый, насыщенный водой.

В периоды высокого уровня воды в реке грунтовая вода у продавливаемого кожуха поднимается выше его оси.

Кроме того, в непосредственной близости от места производства работ по продавливанию через эту же железнодорожную насыпь проложены трубопроводы гидрозолоудаления (рис. 3), сброс из которых осуществляется вблизи насыпи. Вода от гидрозолоудаления фильтруется через грунт в зону продавливаемых кожухов.

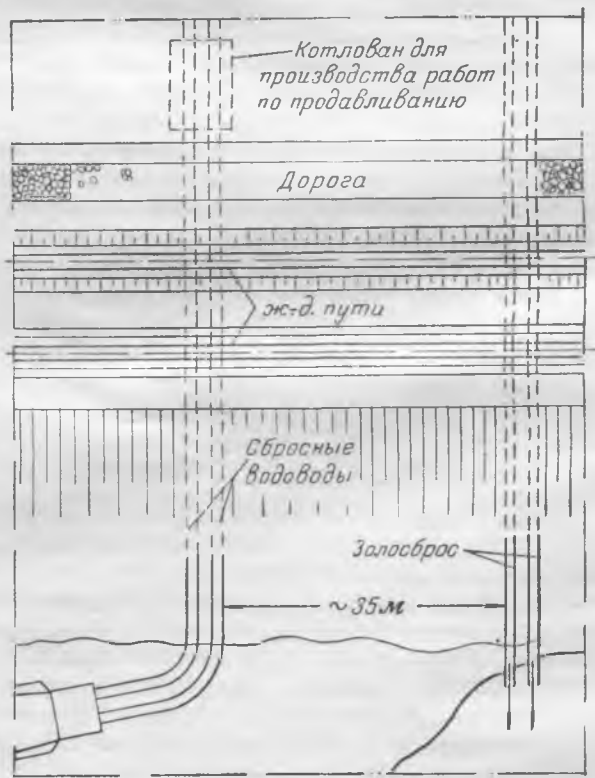


Рис. 3. План участка.

Таким образом, отвод и понижение уровня грунтовой воды явились неременным условием при производстве работ.

Принятые меры по отводу и понижению воды были недостаточно эффективными, и работы велись в некоторые периоды времени в условиях насыщенных водой пловучих песков.

На 26-м метре продавливания первой нитки кожуха, когда устье последнего находилось под полотном верхнего железнодорожного пути (рис. 1), было обнаружено сползание грунта. Впереди кожуха образовались сплывы и обвалы грунта. Кожух на протяжении 4,5—5 м от устья оказался заполненным грунтом на половину своей высоты, а впереди него образовалась полость глубиной около 1 м и высотой над кожухом 0,6 м.

При проходе поездов обвал грунта усиливался, и полость увеличивалась.

Под полотном железной дороги образовалась воронка, небезопасная для железнодорожного движения, которая была немедленно ликвидирована засыпкой и подбивкой под полотно.

Образовавшаяся перед концом кожуха полость была укреплена деревянными крепями и пройдена продавливаемым кожухом.

Вода от гидрозолоудаления была отведена на достаточно большое расстояние от места продавливания. Понижение уровня грунтовых вод в зоне продавливания производилось путем откачки воды из специально устроенных местных колодцев.

По второй нитке кожухом диаметром 1 600 мм было пройдено 24 м. При продавливании применялись те же восемь домкратов диаметром по 102 мм. Наблюдения за давлением масла на насосах и пересчет его на усилия в тоннах показали совпадение точек фактических усилий с рас-

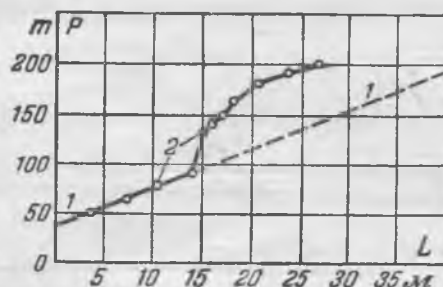


Рис. 4. Диаграмма усилий, передаваемых продавливаемому кожуху.

1 — расчетная; 2 — фактическая по второй нитке трубопровода.

четной линией усилий на длине до 14 м. В дальнейшей проходке замечено резкое отклонение усилий от расчетных (рис. 4).

Для окончания работ по продавливанию второго кожуха потребовалась установка дополнительных мощных домкратов.

Выводы

1. Отклонения фактических усилий на кожух от расчетных объясняются недоучетом некоторых факторов (в первую очередь геологических условий) при выборе по литературным данным коэффициентов трения.

2. Для продавливания в условиях высоких грунтовых вод необходимо применять наиболее эффективные средства водопонижения — иглофильгровые установки.

3. Необходимо организовать проектирование и изготовление инвентарных комплектов специального оборудования для работ по продавливанию трубопроводов, так как эти работы довольно часто встречаются в практике строительства электростанций.



Полуавтоматическая самосинхронизация мощных турбогенераторов

Инж. М. Л. Пироговский и инж. В. Л. Сольский

Первый опыт самосинхронизации турбогенератора 50 тыс. квт был произведен в мае 1948 г. Генераторы электростанции работали на мощную систему 110 кв по схеме блоков, через трансформаторные группы 60 тыс. ква, с $e_x = 10,8\%$. В энергосистеме был подготовлен избыток реактивной мощности, а напряжение поднято до 115 кв. Включения прошли успешно при скольжениях $S = 0$ и $S = 5\%$. Периодическая составляющая тока статора достигала $2,13 I_{ном}$; а продолжительность переходного процесса была ~ 2 сек.

Несмотря на хорошие результаты, способ самосинхронизации как нормальный эксплуатационный был введен на грэс только с февраля 1951 г. При этом самосинхронизация осуществлялась следующим образом.

После прогрева турбины и увеличения скорости вращения до величины несколько меньше нормальной шунтовой реостат возбудителя устанавливался в положение, соответствующее напряжению холостого хода; проверялась (по телефону) скорость вращения по тахометру турбины; включался выключатель трансформаторной группы на стороне 110 кв и вслед за ним отключалось гасительное сопротивление ротора. После спадания тока статора генератор втягивался в синхронизм, поднималось возбуждение и генератор набирал полную нагрузку.

Таким способом было произведено до десяти включений на всех генераторах станции и во всех случаях никаких ненормальностей ни генераторы, ни система не испытывали.

Существенным недостатком такого способа самосинхронизации было неудобство определения скорости вращения турбины по ее тахометру, во-первых, потому, что тахометры имеют довольно большие погрешности, а, во-вторых, потому, что за время телефонных переговоров частоты генератора и системы могли существенно разойтись, что и имело место в некоторых случаях.

Для усовершенствования способа самосинхронизации генераторов обратились за консультацией в ЦНИЭЛ, которая предложила два варианта схем самосинхронизации: ручную схему с применением стабилизатора остаточного напряжения генераторов типа СН для питания вибрационного частотомера и полуавтоматическую с применением индукционного реле разности частот типа ИРЧ, включаемого непосредственно на остаточное напряжение генератора.

Остановились на полуавтоматической схеме, дополнив ее стабилизатором остаточного напряжения, чтобы контролировать частоту подключаемого генератора на главном щите управления.

Для настройки реле ИРЧ и стабилизатора остаточного напряжения были измерены величины остаточных напряжений генераторов. Путем неоднократных измерений в различных режимах определено, что они колеблются в пределе от 0,15 до 0,7 в на вторичной стороне трансформа-

торов напряжения для различных генераторов и имеют, для каждого генератора, отклонения порядка $\pm 25\%$ от среднего значения. Это подтвердило предположение о достаточной стабильности остаточного напряжения генераторов и возможности использования его для присоединения как стабилизатора и частотомера, так и реле разности частот типа ИРЧ.

Осуществленная схема устройства полуавтоматической самосинхронизации приведена на рис. 1. Переключатели синхронизации ПС генераторов имеют три положения: среднее — «отключено», левое — «ручная синхронизация» и правое — «полуавтоматическая самосинхронизация». Кроме этих ключей, есть еще общий ключ самосинхронизации КСС, также имеющий три положения: «отключено», «подготовка» и «автоматическая самосинхронизация».

При установке переключателя ПС в положение «ручной синхронизации» подаются напряжение на шинки синхронизации от генераторного трансформатора напряжения и оперативный ток на ключ управления выключателем трансформаторной группы 110 кв. Синхронизация при этом положении ключей производится в обычном порядке по приборам колонок синхронизации. При самосинхронизации переключатель ПС поворачивается вправо, а ключ КСС сначала ставится в положение «подготовка». При этом подаются оперативный ток и напряжение к стабилизатору остаточного напряжения и к схеме полуавтоматической самосинхронизации, однако цепь включения главного масляного выключателя разомкнута на ключе КСС.

При подаче оперативного тока срабатывает реле 3 с замедлением на отпадание якоря ($t_{рез} \approx 1,2$ сек.). Реле 3, замыкая контакты, подготавливает цепь на включение реле 2 и подает остаточное напряжение на токовую обмотку реле разности частот типа ИРЧ 4.

Через 30—40 сек. после подачи оперативного тока прогреются лампы стабилизатора напряжения и частотомер, включенный через стабилизатор напряжения, будет показывать частоту синхронизируемого генератора.

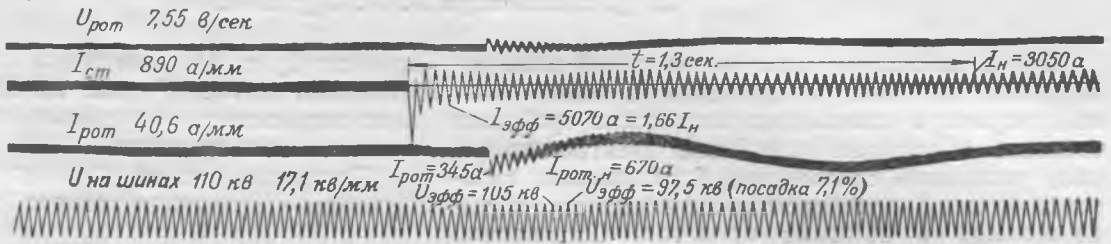
Когда частота синхронизируемого генератора будет близка к частоте сети, ключ КСС ставится в положение «автоматическая самосинхронизация». При этом дополнительно замыкается цепь включения главного масляного выключателя.

Если разность частот находится в допустимых пределах (0,5—0,7 пер/сек.), реле ИРЧ замкнет свой контакт и подаст плюс оперативного тока на катушку реле 1, включенного по схеме «на самоудерживание». Реле 1 «залипнет» через свой нормально открытый контакт, снимет «плюс» с катушки реле 3 и оживит катушку реле 2. Последнее снимет остаточное напряжение с реле ИРЧ и подаст импульс на включение главного масляного выключателя.

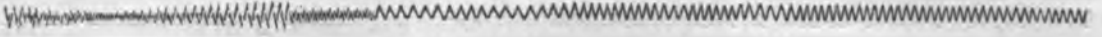
Кривая биения U_r и U_c



а)



Кривая биения U_r и U_c



б)

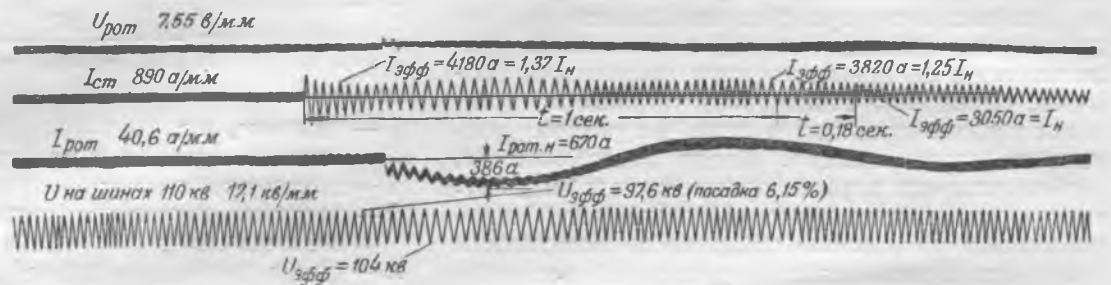


Рис. 2. Полуавтоматическая самосинхронизация генератора.

а — включение при изменяющемся скольжении с ускорением $\sim 0,1$ пер/сек², $S = +1,4\%$; б — включение при изменяющемся скольжении с ускорением $\sim 0,1$ пер/сек², $S = -1,6\%$.

Включения производились при нормальном режиме систем; напряжение поддерживалось около 105 кв. Симметричные составляющие токов статора не превосходили значений $(1,6 \div 2,8) I_{н.н}$. Продолжительность переходного процесса была около $1 \div 1,3$ сек. При положительных скольжениях отмечался небольшой бросок мощности, порядка 10—15 тыс. квт, по щитовому ваттметру, а при нулевых и отрицательных скольжениях никаких толчков активной мощности ни на подключаемом, ни на работающих агрегатах не отмечено.

При включениях как генератор, так и турбина тщательно прослушивались. На статорах генераторов был слышен характерный звук в момент включения, быстро исчезающий и не большой, чем при удачной точной синхронизации; турбина не испытывала никаких толчков.

В момент включения регистрирующий вольтметр, включенный на трансформаторы напряжения шин 110 кв, отмечал весьма кратковременные (~ 100 мсек) посадки напряжения на 4—8%. Наблюдения персонала ближайших подстанций и диспетчера энергосистемы показали, что момент включения генератора в сеть остался незамеченным в энергосистеме.

На рис. 2 приведены осциллограммы, снятые при включении генератора в сеть, в динамическом режиме, при подаче непрерывного импульса на механизм регулирования скорости вращения «прибавить» или «убавить», т. е. при подходе к подсинхронной скорости со стороны низших или высших значений частот генератора по отношению к частоте сети.

При этом скорость изменения частоты генератора была установлена равной около $0,1$ пер/сек² с помощью добавочного сопротивления в цепи

электродвигателя механизма регулирования скорости вращения.

Процессы при включении генератора в сеть при изменяющемся скольжении с ускорением $0,1$ пер/сек² проходили так же, как при неизменном скольжении.

Примененный на грэс метод самосинхронизации мощных турбогенераторов является, безусловно, более быстрым, удобным и безопасным, чем точная синхронизация как в нормальных, так и аварийных условиях, и может быть рекомендован для внедрения на тепловых электростанциях, генераторы которых работают по схеме блоков¹.

Выводы

Самосинхронизация крупных турбогенераторов, соединенных в блоки с трансформаторами, является прогрессивным, быстрым, безопасным и надежным способом включения их в параллельную работу. Никаких опасных явлений как для агрегата, так и для системы при включении способом самосинхронизации не наблюдается. Остаточные напряжения генераторов имеют достаточную величину как для измерения посредством стабилизатора остаточного напряжения и вибрационного частотомера невозбужденного генератора, так и для питания реле разности частот. Разработанные ЦНИЭЛ схема и аппаратура полуавтоматической самосинхронизации просты в исполнении, надежны в работе и могут быть рекомендованы как типовые для применения на районных электростанциях.

¹ Все работы по наладке схем и устройств самосинхронизации были выполнены работниками местной релейной службы под руководством сотрудников ЦНИЭЛ МЭС: канд. техн. наук Ю. М. Элькинда и инж. А. М. Малаховой.

Расстановка опор высоковольтной линии с учетом провесов проводов при обрыве

Канд. техн. наук Б. А. Удовиченко

При прохождении воздушных линий электропередачи высокого напряжения с подвесными изоляторами в населенных местностях требуется согласно «Правилам устройства электротехнических установок» соблюдение определенных габаритов низшей точки провода до земли при обрыве провода в соседних пролетах. Соблюдение габаритов в аварийных условиях обрыва проводов требуется также при пересечении автогужевых дорог, линий связи и железнодорожных путей нерегулярного пользования, когда пересечение выполняется на промежуточных опорах.

Необходимость проверки вызывается тем, что при обрыве провода тяжение в оставшихся пролетах резко снижается за счет сокращения пролетов, вызванного отклонением гирлянд и прогибом опор, что приводит к столь же резкому увеличению стрел провеса. Ввиду невозможности, без специальных мер, выдержать в подобных случаях нормальные габариты «Правила устройства» разрешают уменьшение габарита до поверхности земли при прохождении в населенной местности для линии 35—154 кВ до 4,0 м и для линии 220 кВ — 5,0 м.

Этому требованию «Правил» не всегда уделяется должное внимание со стороны проектных организаций, которые очень часто ограничиваются соблюдением габаритов до земли в нормальных условиях работы линии, не производя послеаварийной проверки габаритов в оставшихся пролетах.

Инж. Глейзер¹ рекомендует производить проверку только для пролета, совпадающего с расчетным и прилегающим к анкерной опоре, при обрыве в соседнем пролете, исходя из того, что в этом случае будет наименьшее из возможных напряжение в проводе, а соответственно и наибольший провес.

Однако подобные рекомендации являются частным, более простым случаем решения данной задачи, не давая ответа для большинства практических случаев и не всегда гарантируя при этом выполнения требований «Правил».

В частности, нет гарантии, что при обрыве в третьем, считая от анкерной опоры, пролете не будут нарушены габариты в первом и втором пролетах. Не представляется возможным определить габарит при пересечении автогужевой дороги, линии связи и т. д. при обрыве провода, если дорога или линия связи не проходят в пролете, примыкающем к анкерной опоре.

Поэтому целесообразно дать более четкие рекомендации для проверки габаритов провода или обрыва в соседнем пролете.

Пусть, например, требуется определить габарит провода, подвешенного на металлических опорах над автогужевой дорогой, проходящей в середине пролета № 3, при обрыве в соседнем

пролете (рис. 1). Для этого воспользуемся графическим методом акад. К. И. Шенфера, дающим возможность определять тяжения проводов в оставшихся пролетах.

Построим кривую 1 изменения тяжения как функцию сокращения пролета (рис. 2)

$$T = S \sqrt{\frac{l_0 g_0}{24(L-l)}} \quad (1)$$

и кривую 2 отклонения гирлянды изоляторов δ как функцию разности тяжений в соседних пролетах

$$\delta = \frac{\lambda \Delta T}{\sqrt{(g_n + 0,5g_2)^2 + \Delta T^2}}, \quad (2)$$

где

- T — тяжение, кг;
- S — сечение провода в пролете, мм²;
- l — длина пролета, м;
- g_0 — нагрузка, соответствующая условиям обрыва, кг/м · мм²;
- L — длина провода в пролете, м;
- δ — отклонение гирлянды, м;
- λ — длина гирлянды, м;
- ΔT — разность тяжений в соседних пролетах, кг;
- g_n — вес пролета провода с удельной нагрузкой g_0 , кг;
- g_2 — вес гирлянды, кг.

Поскольку методика совместного решения приведенных уравнений достаточно хорошо известна и подробно изложена проф. Глазуновым², мы не считаем нужным останавливаться на способе определения тяжений T_1 , T_2 и T_3 в оставшихся пролетах. Следует только указать, что при определении указанных тяжений одновременно получаем и сокращения пролетов Δl .

Так, на рис. 2 отрезок $O_1 K_1$ равен сокращению пролета № 1, отрезок $O_2 K_2$ — сокращению пролета № 2 и т. д. Зная сокращение пролетов и тяжения, легко определить стрелу провеса в аварийных условиях в любом из оставшихся пролетов, в том числе и в пролете № 3, по формуле

$$f_3 = \frac{(l_0 - \Delta l_3)^2 g_0 S}{8 \cdot T_3}, \quad (3)$$

где

- f_3 — стрела провеса, м;
- l_0 — начальный пролет, м;
- Δl_3 — сокращение пролета № 3.

Дальнейшее определение габаритов ведется обычным путем.

Нами условно принят обрыв в пролете № 4. В расчетах же при проверке габаритов обрыв следует считать с той стороны проверяемого пролета, для которой число оставшихся пролетов до анкерной опоры будет наименьшим. Это ясно из рис. 2: точка K_3' движется по кривой 2 вниз

¹ М. Д. Глейзер, Расчет габаритов при обрыве проводов, «Электрические станции», 1950, № 12.

² А. А. Глазунов, Сети электрических систем, Госэнергоиздат, 1949.

с сокращением числа оставшихся пролетов, что соответственно приводит к снижению напряжения в проводах и повышению стрел провеса в аварийных условиях. Если же стоит задача не определения габаритов в каком-либо одном пролете при пересечении, а общего соблюдения габарита при обрыве во всех пролетах, как это имеет место при прохождении линии в населенной местности, то наиболее опасными будут обрывы в пролетах № 2, 3, 4 и 5 и соответственно противоположных со стороны второй анкерной опоры. При n пролетах в анкерном участке это будут пролеты $n - 1$, $n - 2$, $n - 3$ и т. д. Нахождение тяжений в этих пролетах методом акад. Шенфера не представляет затруднений. Для этого необходимо определить тяжение при одном оставленном пролете, затем — при двух, трех и т. д., в результате чего получим тяжения, возрастающие по величине к середине анкерного пролета, т. е.

$$T_1 < T_2 < T_3 < T_4.$$

Стрела провеса в любом из пролетов определяется по формуле

$$f = \frac{(l_0 - \Delta l_i)^2 g_0 S}{8 \cdot T_i}, \quad (4)$$

где

$$i = 1 \div \frac{n-1}{2}.$$

Ясно, что наибольшие стрелы провеса будут в первых, считая от анкерной опоры, пролетах.

При недостатке габарита в аварийных условиях возможны два решения: повышение высоты опоры или сокращение величины пролета. Из них последнее является предпочтительным, так как стрела провеса и, следовательно, недостающая высота опоры зависят от пролета во второй степени, поэтому сокращение пролета дает больший эффект. Увеличение же высоты опоры приводит к соответствующему увеличению ее веса и требует применения нового типа опор, излишнего по нормальным условиям работы линии.

Необходимое сокращение пролетов до величин, удовлетворяющих условию габарита, можно получить, исходя из следующего равенства:

$$\frac{l_i^2 g_0 S}{8 \cdot T_i} + h + \lambda = H_T, \quad (5)$$

где l_i — искомый пролет, удовлетворяющий условию габарита в аварийных условиях, м;

h — необходимый габарит провода над землей при обрыве в соседнем пролете, м;

λ — длина гирлянды, м;

H_T — высота точки подвески гирлянды к траверзе, м.

Решив уравнение (5) по отношению l_i , находим формулу для определения искомого пролета:

$$l_i = \sqrt{\frac{8T_i (H_T - h - \lambda)}{g_0 S}}, \quad (6)$$

где $i = 1, 2, 3, 4$ и т. д.

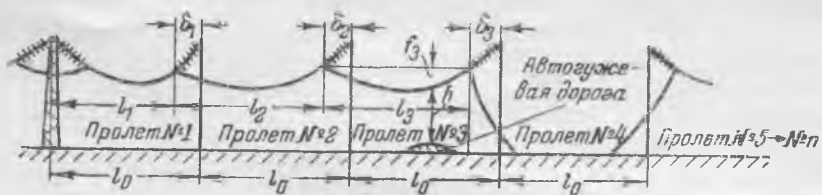


Рис. 1.

В данном случае получим серию возрастающих по величине пролетов по направлению к середине анкерного пролета и соответственно убывающих от середины к следующей анкерной опоре.

При равном профиле трассы в таких длительных расчетах нет необходимости, так как величина h значительно меньше нормального габарита, поэтому, обычно, l_i для 3-го или 4-го пролетов достигает величины нормального пролета l_0 , и дальнейшее сокращение пролетов по условиям аварийных провесов при обрыве становится ненужным. Однако подобное простое расчетное сокращение пролетов не может быть рекомендовано, так как оно не учитывает реального рельефа местности, где проходит линия. Возможно, что условия местности не потребуют сокращения пролета до величин, даваемых формулой (6). Поэтому целесообразно после расстановки опор на профиле с помощью нормального шаблона провести корректировку двух-трех пролетов с обеих сторон анкерного пролета с помощью «аварийных» шаблонов, учитывающих увеличение провеса проводов при обрыве в соседних пролетах.

Уравнение кривой габаритов для аварийного шаблона будет различным для каждого пролета и выразится формулой

$$y = \frac{1}{2} \frac{g_0}{\sigma_i} x^2 + h, \quad (7)$$

где h — габарит земли в аварийных условиях.

Применение этих шаблонов должно прекращаться с того пролета, для которого результат расстановки опор по нормальному шаблону совпадает с результатом, даваемым «аварийным» шаблоном.

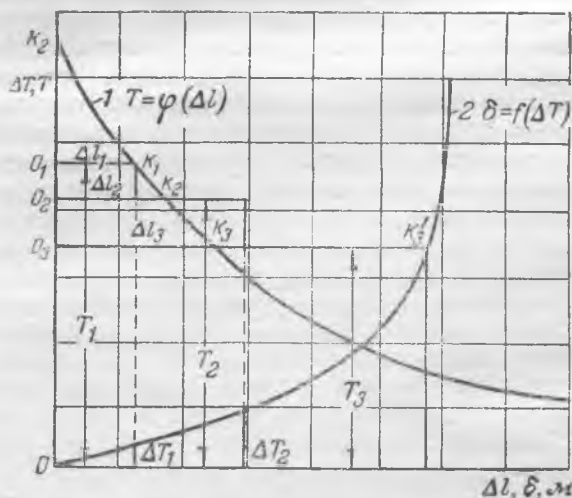


Рис. 2.

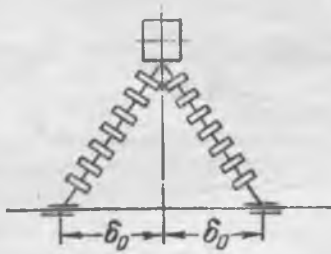


Рис. 3.

Уравнение нормального шаблона:

$$y = \frac{1}{2} \frac{g}{\sigma} x^2 + H, \quad (8)$$

где g и σ соответствуют максимальному провесу;

H — габарит земли при нормальных условиях.

Аналитическое условие эквивалентности этих шаблонов для нормального пролета сводится к равенству

$$\frac{1}{2} \frac{g_0}{\sigma_i} \frac{l_0^2}{4} + h = \frac{1}{2} \frac{g}{\sigma} \frac{l_0^2}{4} + H, \quad (9)$$

откуда путем несложных преобразований можно получить тяжение, удовлетворяющее условию эквивалентности шаблонов:

$$T_{\kappa} = \frac{l_0^2 g_0 \sigma}{8(\mathcal{U}_{\max} + H - h)}. \quad (10)$$

Тяжение, даваемое формулой (10), можно назвать критическим, так как для всех пролетов, для которых тяжение после обрыва больше этой величины, применение „аварийных“ шаблонов не нужно; для пролетов с меньшим тяжением необходима корректировка с помощью „аварийных“ шаблонов.

Величина критического тяжения, будучи отложена на кривой $T = \varphi(\Delta l)$, позволяет быстро определять количество аварийных шаблонов и число пролетов, подлежащих подобной проверке.

В тех случаях, когда по каким-либо условиям не представляется возможным итти на снижение величины пролетов, можно применять полуанкерный подвес проводов, подвеску к гирляндам специальных грузов или же повышение фундаментов опор. Полуанкерный подвес (рис. 3) благодаря заранее заданному отклонению гирлянды в нормальном режиме δ_0 ограничивает отклонение гирлянды в аварийном режиме, требуя значительно больших тяжений, что в свою очередь приводит к уменьшению стрел провеса в аварийных условиях. Уравнение отклонения гирлянды в этом случае можно представить в виде:

$$\delta = \frac{\lambda \Delta T}{\sqrt{(g_n + 0,5g_z)^2 + \Delta T^2}} - \delta_0. \quad (11)$$

Здесь кривая $\delta = f(\Delta T)$ идет значительно круче и пересекает кривую $T = \varphi(\Delta l)$ в области значительно больших тяжений, чем кривая по формуле (2), как видно из рис. 4. В пределе $\delta_0 = \lambda$ и отклонение гирлянды $\delta = 0$, что отве-

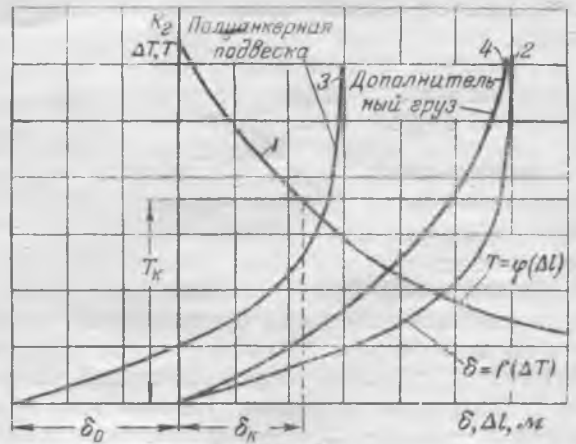


Рис. 4.

чает условию применения чисто анкерного подвеса. Подвеска груза p к подвесной гирлянде также уменьшает ее отклонение, а стало быть, и сокращение пролета. Уравнение отклонения гирлянды в этом случае будет:

$$\delta = \frac{\lambda \Delta T}{\sqrt{(p + g_n + 0,5g_z)^2 + \Delta T^2}}. \quad (12)$$

Можно задаться условием, чтобы уже прилежащий к анкерной опоре пролет № 1 не требовал сокращения по условиям аварийного провеса проводов при обрыве в пролете № 2. Тогда для полуанкерного подвеса провода это условие выразится уравнением

$$\delta_{\kappa} = \frac{\lambda T_{\kappa}}{\sqrt{(0,5g_n + 0,5g_z)^2 + T_{\kappa}^2}} - \delta_0, \quad (13)$$

где T_{κ} — критическое тяжение по уравнению (10).

Из уравнения (13) находим величину δ_0 необходимого начального отклонения гирлянды.

Для подвески груза получим следующее равенство, учитывая, что $\delta_{\kappa} = \Delta l_i$:

$$\delta_{\kappa} = \frac{\lambda T_{\kappa}}{\sqrt{(p + 0,5g_n + 0,5g_z)^2 + T_{\kappa}^2}}, \quad (14)$$

откуда находится необходимая величина груза.

Применение грузов практически целесообразно только для малых и средних сечений проводов и небольших пролетов; в других случаях величина необходимых грузов получается слишком большой.

Следует учесть, что при применении полуанкерного подвеса или добавочных грузов опоры в аварийных режимах должны быть рассчитаны на получающиеся в этих случаях повышенные тяжения. Если типовые опоры, принятые для линии, не соответствуют этим нагрузкам, то более целесообразным решением является применение повышенных фундаментов.

В заключение необходимо отметить, что указанные в настоящей статье формулы не учитывают отклонений самих опор при обрыве проводов и поэтому применимы только для линий электропередачи на металлических опорах.



О периодичности ремонтов масляных выключателей¹

Инж. П. Р. Легов

В соответствии с разделом седьмым («Масляные выключатели») циркуляра «Периодичность, объем и нормы испытаний и ремонтов электрооборудования станций и сетей», опубликованного в сборнике директивных материалов Технического отдела МЭС (стр. 82—83), внутренние осмотры баковых выключателей производятся: один раз в год — при плановых капитальных ремонтах и вне плана — после отключения ими не более трех или четырех коротких замыканий для выключателей, соответственно снабженных или не снабженных устройствами АПВ. Допускается совмещение внутренних осмотров выключателей по обоим причинам.

Установленные сроки вскрытий являются общими как для линейных выключателей, так и для выключателей трансформаторов.

Практика эксплуатации не подтверждает необходимости требуемой «Директивными указаниями» периодичности вскрытий. Например, масляные выключатели 110 кВ силовых трансформаторов, имеющие в течение года весьма малое число коммутационных операций и только в редких случаях отключающие короткие замыкания, при отсутствии последних не нуждаются в ежегодном вскрытии.

Предназначаемые для отключения коротких замыканий при возникновении их в трансформаторах или в зоне дифференциальной защиты трансформаторов эти выключатели очень редко отключают короткие замыкания и в то же время, как правило, работают в благоприятных условиях по плотности тока в рабочих контактах; масляные выключатели 110 кВ трансформаторов работают обычно с плотностью тока 20—40% от номинальной.

В то же время объем работ, ежегодно производимый энергосистемами по вскрытию масляных выключателей 110 кВ только трансформаторов, весьма значителен, а количество выявляемых дефектов, как правило, не подтверждает необходимости годовой периодичности вскрытий.

По ранее действовавшему эксплуатационному циркуляру Э-14 «О сроках текущих и капитальных ремонтов масляных выключателей и приводов к ним» нами неоднократно переносились сроки вскрытий выключателей 110 кВ трансформаторов на один год, т. е. капитальный ремонт проводился 1 раз в два года, но и при этой периодичности не удавалось обнаружить каких-либо

дефектов, подтверждающих целесообразность и этой уменьшенной частоты вскрытий для выключателей типов МКП-160-Д, МКП-153-Д, Сименса и Мерлин-Жерен.

Представляется целесообразным (в первую очередь для выключателей 110 кВ силовых трансформаторов, вскрытие которых, по сравнению с выключателями низших напряжений, связано с большим объемом работ и занимает, как правило, несколько дней) при неотключении ими коротких замыканий установить уменьшенную частоту вскрытий — один раз в 5—7 лет одновременно с капитальным ремонтом трансформаторов.

Целесообразность уменьшения частоты вскрытий выключателей 110 кВ трансформаторов подтверждается еще и тем обстоятельством, что в период проведения подобных вскрытий на подстанциях собираются усложненные схемы включения трансформаторов через междушинные выключатели 110 кВ, часто без необходимых для трансформаторов релейных защит.

Что касается масляных выключателей трансформаторов низших напряжений (35—3 кВ), то в связи со значительно меньшим объемом работ по проведению их вскрытия, обычно занимающего 8—10 час., последние можно производить при текущих ремонтах трансформаторов, однако также с уменьшенной частотой (один раз в 2—3 года).

Такая увеличенная, по сравнению с выключателями 110 кВ, частота вскрытий выключателей 35—3 кВ объясняется не только значительно меньшим объемом работ по вскрытию, но и большей вероятностью отключения короткого замыкания указанными выключателями при неселективной работе линейных выключателей и менее благоприятными условиями работы внутренних контактов этих выключателей по плотности тока, работающих, как правило, с номинальными или близкими к ним плотностями токов.

В целях предотвращения возможных дефектов в работе выключателей в период между капитальными ремонтами ежегодно в период апрель — июнь должны быть проведены следующие испытания, в случае неудовлетворительности результатов которых вскрытие выключателей производится досрочно (за исключением п. 6):

1. Испытание масла из баков и вводов выключателя — один раз в год.

2. Испытание внутривыключательной изоляции и вводов выключателя измерительным мостиком — один раз в год.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Р е д.

3. Испытание изоляции выключателя повышенным напряжением — один раз в год.

4. Определение времени отключения и включения с помощью вибрографа или цикломера — один раз в год. Начиная с третьего года эксплуатации после капитального ремонта, это испытание проводится дважды в год с целью контроля за правильностью работы кинематики выключателя.

5. Измерение сопротивления контактов выключателя — один раз в год. Начиная с третьего года эксплуатации после капитального ремонта, это испытание проводится дважды в год с целью контроля за состоянием внутренних контактов.

6. Определение нагрева внешних контактов на вводах при максимальной нагрузке выключателя — один раз в год при помощи термоштанги или штанги с парафином; проводится также дважды в год, начиная с третьего года эксплуатации после капитального ремонта.

Срок проведения профилактических испытаний в период апрель — июнь вызван тем, что за последующее время (июль — сентябрь) возможно в случае необходимости провести вскрытие выключателя, установленного на открытом воздухе.

В соответствии с предлагаемой периодичностью вскрытий и испытаний в первые два года эксплуатации после вскрытия выключатель может отключаться для осмотра не чаще одного раза в год. Капитальный ремонт привода с соответствующей его разборкой должен проводиться совместно с вскрытием выключателя и в те же сроки. Во время ежегодного проведения текущего ремонта выключателя его привод также должен пройти текущий ремонт. Периодичность опробования привода может сохраниться прежней, т. е. четыре раза в год.

Приведенная в директивных указаниях периодичность вскрытия выключателей после отключения ими коротких замыканий также не подтверждается практикой и часто ставит эксплуатацию в ничем необоснованные затруднительные условия, с ненужным вскрытием выключателей после отключения ими трех или четырех коротких замыканий, без учета состояния масла и контактов выключателя, в то время как состояние последних позволяет выключателю продолжать работу без вскрытия.

Более того, так как практически сейчас же после отключения установленных трех коротких замыканий выключателями, оборудованными АПВ, вывод последних в ремонт по разным причинам не представляется возможным, необходимо отключать АПВ и этим, часто без нужды, снижать надежность электроснабжения потребителей.

Для масляных выключателей, снабженных устройством двухкратного АПВ, при первой же неуспешной работе полного цикла АПВ последнее отключается, так как выключатель последовательно отключил 3 коротких замыкания и требует в соответствии с директивными указаниями вскрытия.

Разберем случай отключения выключателем короткого замыкания, когда выключатель соответствует по своей отключающей способности месту установки.

Как правило, точка короткого замыкания бывает отдалена от выключателя сети реактивным сопротивлением сети (короткие замыкания на вводах бывают редко). В этом случае выключатель работает в облегченных условиях и, как показывает практика вскрытий, может без производства последних отключать не 3 или 4 коротких замыканий, а значительно больше. Наряду с этим бывают случаи, когда уже после отключения одного короткого замыкания выключатель требует вскрытия.

Некоторый интерес представляют данные высоковольтного района по отключению коротких замыканий выключателями ВМ-22-Д, ВМ-23, ВМ-25-Д и ВМ-35, снабженных устройствами однократного и двухкратного АПВ и соответствующих по отключающей способности месту установки.

В 70% случаев масляные выключатели, отключившие предельное число коротких замыканий, как оказалось, не требовали вскрытия и могли надежно продолжать работу как по состоянию контактов, так и по состоянию масла. Наихудшие результаты дают выключатели типа ВМ-23, не имеющие специальных гасительных устройств, в которых при отключении тока короткого замыкания, равного 60% от номинального, в масле появляется значительное количество углерода.

Наблюдались случаи, когда после отключения выключателями типа ВМ-25-Д одного короткого замыкания, равного 65% от номинального, переходное сопротивление контактов находилось в норме и составляло 500—600 *мком*, а в масле появлялось значительное количество углерода, требующее фильтрации масла.

Интересен также следующий случай. Линейный выключатель 110 *кв* типа МКП-153-Д без АПВ вследствие невозможности его вывода в ремонт из-за отсутствия междушинного выключателя в течение одного грозового сезона отключил 11 коротких замыканий мощностью от 25 до 33% от его номинальной мощности. В связи с этим после отключения каждого короткого замыкания в срок не более 2 час. из баков выключателей, отключивших короткое замыкание, бралась проба масла, а в ближайшее время выключатель кратковременно ночью отключался для измерения проходного сопротивления внутренних контактов и скорости работы привода.

После отключения семи коротких замыканий величины переходного сопротивления контактов почти не изменялись и составили 720, 720, 800 *мком* по сравнению с 600, 700 и 740 *мком* после последнего капитального ремонта. После 11 коротких замыканий эти величины стали соответственно равны 1 100, 1 300 и 1 000 *мком*. Углерода в масле не было. Величина скорости работы выключателя за это время не изменилась и была равна для отключения 0,06 сек и для включения 1,2 сек.

При вскрытии выключателя после 11 коротких замыканий установлено, что контакты имели незначительный подгар, а состояние масла было вполне удовлетворительным и не требовало очистки.

Выключатель был установлен на кольцевой

линии и находился в неблагоприятных условиях с точки зрения гашения дуги по сравнению с выключателями тупиковых линий.

Можно сделать вывод, что необходимость вскрытия масляных выключателей должна определяться не по числу отключенных коротких замыканий, а по состоянию масла в баках и внутренних контактов.

Даже при несоответствии выключателя месту установки реактивное сопротивление сети или изменившаяся конфигурация последней могут привести к тому, что величина отключенной мощности короткого замыкания будет значительно меньше отключающей способности выключателя, и опять-таки необходимость его вскрытия должна определяться прежде всего состоянием масла и контактов выключателя.

При надобности вывода выключателя в капитальный ремонт вследствие наличия в масле небольшого количества углерода и неаварийном переходном сопротивлении контактов возможна очистка масла фильтрпрессом под напряжением без вскрытия выключателя.

В связи с этим целесообразно увеличить допускаемые величины переходного сопротивления контактов для работающих выключателей, по крайней мере в три раза больше, чем в настоящее время. В эксплуатации отмечены случаи длительной работы выключателей, работающих с номинальными плотностями токов и переходными сопротивлениями контактов, в десятки раз превышающими допускаемые; так выключатель ВМ-25-Д 600 а с переходным сопротивлением более 30 000 мком длительно работал, правда с значительным нагревом масла в баках до 80° С; при нагрузке 500 а выключатель с переходным сопротивлением контактов 1 000 — 1 500 мком работает длительно без каких-либо отклонений.

Представляется целесообразным внести соответствующие изменения и в эту часть директивных указаний таким образом, чтобы необходимость внеплановых вскрытий масляных выключателей определялась не по числу коротких замыканий, а по состоянию масла и контактов выключателя.

Желательно в двух-трех энергосистемах после каждого отключения выключателем короткого замыкания производить измерение переходного сопротивления его контактов.

Что же касается линейных выключателей 110 кв, которые за год не отключали ни одного короткого замыкания, то их после проведения названных выше испытаний и удовлетворительности их результатов, следует вскрывать:

Для тупиковых линий один раз в 5 лет
Для кольцевых линий один раз в 3 года

Масляные выключатели низших напряжений, не отключавшие коротких замыканий и требующие для своего вскрытия значительно меньшего времени, могут вскрываться, сообразуясь с возможностями энергосистемы, чаще, например:

Для тупиковых линий один раз в 3 года
Для кольцевых линий один раз в 2 года

В целях контроля за величиной тока короткого замыкания, отключаемого выключателем, по

предложению доцентов Новочеркасского политехнического института Н. Д. Дроздова и Н. И. Анисимова на ряде линий установлены ферромагнитные регистраторы (включенные во вторичные обмотки трансформаторов тока), которые дают возможность определить с точностью до 10% величину амплитуды последней полуволны тока короткого замыкания перед отключением.

Установка таких регистраторов на всех выключателях является доступной для любой энергосистемы и дает возможность при решении вопроса о необходимости вскрытия выключателя учитывать еще один важный признак — величину отключенного выключателем тока.

Выводы

1. Масляные выключатели, не отключившие в течение года ни одного короткого замыкания и имеющие удовлетворительные результаты типовых испытаний, ежегодно вскрываться не должны. Достаточно установить следующую периодичность вскрытия таких выключателей:

	Для 110 кв	Для 35—3 кв
Выключатели трансформаторов и тупиковых линий	Один раз в 5 лет	Один раз в 3 года
Выключатели кольцевых линий	Один раз в 3 года	Один раз в 2 года

2. Основанием для вскрытия масляного выключателя после отключения им коротких замыканий должно служить не число последних, а состояние масла и контактов выключателя. При отсутствии в масле углерода и при сопротивлении контактов, не превышающем трехкратного допускаемого для данного типа выключателей, вскрытие производить не нужно. Исключение могут составить выключатели со сложными и ненадежными гасительными устройствами.

3. В целях накопления опыта обязать энергосистемы:

а) после каждых трех коротких замыканий и перед каждым вскрытием выключателя производить измерения переходного сопротивления контактов и описание в акте состояния последних, а также после каждого короткого замыкания в минимально возможный срок отбирать пробы масла из баков выключателя (в акте вскрытия указывать величины токов короткого замыкания, отключенных выключателем перед вскрытием);

б) в этих же целях обязать энергосистемы оборудовать выключатели всех напряжений ферромагнитными регистраторами тока.

4. Удлинение сроков между капитальными ремонтами выключателей и уменьшение числа отключений выключателей для вскрытий высвобождает в энергосистемах значительное количество квалифицированных рабочих, которых можно будет использовать для выполнения других работ.

5. Необходимо созвать в ближайшее время при Техническом управлении МЭС совещание по решению вопроса о повышении качества ремонтов электрооборудования и удлинения сроков между ними, что даст возможность уменьшить количество ремонтного персонала.



Реактивное сопротивление трехобмоточных трансформаторов

Инж. Б. Л. Штукатер

В связи с большим распространением в энергосистемах Советского Союза трехобмоточных трансформаторов весьма важно знание всех их параметров.

В заводском паспорте трехобмоточного трансформатора имеются данные о напряжениях короткого замыкания между парами обмоток:

$$u_{к12}, u_{к13} \text{ и } u_{к23}.$$

На практике привыкли считать, что $u_{к1}$, $u_{к2}$ и $u_{к3}$, определяемые из соотношений:

$$u_{к1} = \frac{u_{к12} + u_{к13} - u_{к23}}{2};$$

$$u_{к2} = \frac{u_{к23} + u_{к12} - u_{к13}}{2};$$

$$u_{к3} = \frac{u_{к13} + u_{к23} - u_{к12}}{2};$$

представляют собой реактивные сопротивления отдельных обмоток высокого, среднего и низкого напряжений.

Эта точка зрения укоренилась как среди проектирующих инженеров и техников, так и среди работников эксплуатации.

Правда, такое понимание величин $u_{к1}$, $u_{к2}$ и $u_{к3}$ и пользование ими при расчетах не влекут за собой никакой ошибки в количественной оценке тех или иных величин (токов короткого замыкания, падения напряжения и др.).

Однако для правильного понимания физической стороны явлений необходимо этот вопрос рассмотреть по существу.

Положим, что отечественный трехобмоточный трансформатор имеет $u_{к12} = 6\%$, $u_{к13} = 17\%$ и $u_{к23} = 10,5\%$; тогда

$$u_{к1} = \frac{6 + 17 - 10,5}{2} = 6,25\%;$$

$$u_{к2} = \frac{6 + 10,5 - 17}{2} = -0,25\%;$$

$$u_{к3} = \frac{10,5 + 17 - 6}{2} = 10,75\%.$$

Получив такой результат, многие пытаются объяснить физический смысл отрицательного реактивного сопротивления, относящегося к сред-

ней обмотке ($u_{к2} = -0,25\%$), ссылаясь на размагничивающее действие соседних обмоток и пр. В действительности же величины $u_{к1}$, $u_{к2}$ и $u_{к3}$ не являются реактивными сопротивлениями отдельных обмоток. Понятие о реактивном сопротивлении отдельно взятой обмотки трансформатора (будь то трехобмоточного или двухобмоточного)

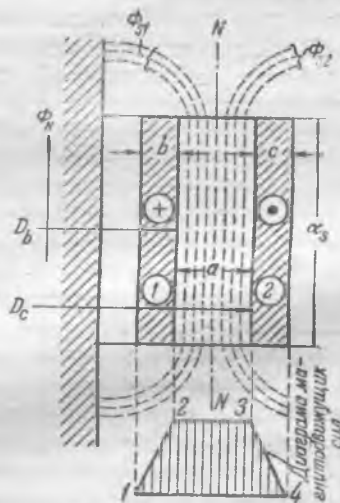


Рис. 1.

точного) лишено практического смысла, так как обычно приходится иметь всегда дело с реактивным сопротивлением пары обмоток, обусловленным соответствующим потоком рассеяния. Так, для двухобмоточного трансформатора с указанными на рис. 1 геометрическими размерами обмоток, реактивное сопротивление короткого замыкания трансформатора определяется формулой¹

$$x_{к} = \frac{7,9f\omega^2\pi\rho}{L_s} \left[a(D_b + a) + \frac{b}{3} \left(D_b - \frac{b}{2} \right) + \frac{c}{3} \left(D_c + \frac{c}{2} \right) \right] 10^{-8} \text{ ом},$$

где ρ — коэффициент, учитывающий, во-первых, сопротивление пути магнитного потока рассеяния и, во-вторых, отступление действительного закона изменения маг-

¹ Г. Н. Петров, Трансформаторы, т. 1, 1934.

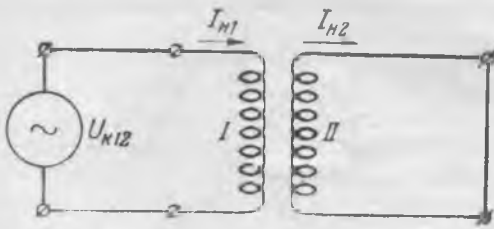


Рис. 2.

нитной индукции от принятого по ломаной линии 1234;

w — число витков каждой из обмоток (при коэффициенте трансформации, равном единице).

Для двухобмоточного трансформатора напряжение короткого замыкания в процентах можно представить в следующем виде:

$$u_{к12} = u_{к1} + u_{к2}$$

где $u_{к1}$ и $u_{к2}$ — условные падения напряжения соответственно первичной и вторичной обмоток.

Однако измерить отдельно $u_{к1}$ и $u_{к2}$ при опыте короткого замыкания практически не представляется возможным. Действительно, напряжение, приложенное к концам первичной обмотки, равно $U_{к12}$, а напряжение на закороченных концах вторичной обмотки, естественно, равно нулю (рис. 2).

Обратимся к векторной диаграмме двухобмоточного трансформатора при опыте короткого замыкания с коэффициентом трансформации, равным единице. Пусть вектор тока во вторичной обмотке будет I_2 (рис. 3), соответственно поток рассеяния, сцепляющийся со вторичной обмоткой, $-\Phi_{s2}$ (рис. 1 и 3); тогда э. д. с. от потока рассеяния во вторичной обмотке e_{s2} будет отставать от образующего ее потока рассеяния Φ_{s2} на угол $\frac{\pi}{2}$. Таким образом, для протекания в короткозамкнутой вторичной обмотке тока I в ней должна наводиться действующая э. д. с. e_2 , равная и противоположная по знаку э. д. с. e_{s2} . Естественно, что e_2 есть не что иное, как э. д. с., наведенная во вторичной обмотке потоком в стали Φ_k .

Так как в нашем примере количество витков $w_1 = w_2$, то в первичной обмотке также наводится э. д. с. e_1 , равная e_2 . С другой стороны, ток I_1 в первичной обмотке (при $w_1 = w_2$) разен и прямо противоположен току I_2 . Ток I_1 образует поток рассеяния Φ_{s1} , а он в свою очередь обуславливает появление в первичной обмотке э. д. с. от потока рассеяния e_{s1} , отстающую от него на угол $\frac{\pi}{2}$. Таким образом, в первичной обмотке действуют две э. д. с., совпадающие по направлению. Для их уравнивания на концах первичной обмотки должно быть приложено внешнее напряжение

$$U_{к12} = -(\bar{e}_1 + \bar{e}_{s1}) = -(\bar{e}_2 + \bar{e}_{s2}) = \bar{e}_{s2} - \bar{e}_{s1}$$

Абсолютная величина $|U_{к12}| = |e_{s2}| + |e_{s1}|$.

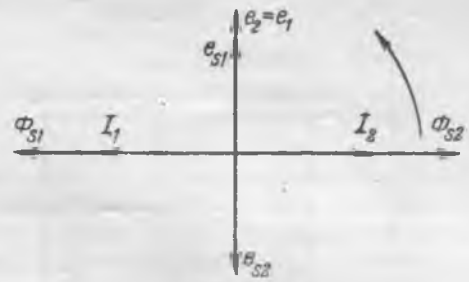


Рис. 3.

Совершенно очевидно, что измерение величин e_{s1} и e_{s2} в отдельности в условиях эксплуатации не представляется возможным.

Подобно тому, как $|U_{к12}| = |e_{s1}| + |e_{s2}|$, реактивное сопротивление $x_{к12} = x_1 + x_2$, где x_1 и x_2 — реактивные сопротивления рассеяния обмоток в омах.

Обычно, по литературным источникам считается, что с достаточной для практики точностью, можно принять

$$x_1 = x_2 = \frac{x_{к12}}{2}$$

При этом x_1 и x_2 как реактивные сопротивления рассеяния обмоток не зависят, конечно, от нагрузки трансформатора. Реактивные сопротивления же отдельных обмоток трехобмоточного трансформатора являются величинами переменными, зависящими от степени загрузки всех трех обмоток. Действительно, при опыте короткого замыкания между обмотками 1 и 3 значение $u_{к13}$ равно 17%, т. е. на долю каждой обмотки приходится 8,5% (так как при опыте короткого замыкания между парой обмоток они уподобляются двухобмоточному трансформатору), в то время как при опыте короткого замыкания между обмотками 1 и 2 значение $e_{к12} = 6\%$, т. е. на долю каждой из обмоток 1 и 2 приходится всего лишь 3%. Из этого видно, что одна и та же обмотка 1 при двух различных режимах имеет реактивное сопротивление в одном случае 8,5%, а в другом — 3%. То же можно показать и по обмоткам 2 и 3.

Разные величины u_k при опыте короткого замыкания между разными парами обмоток весьма наглядно иллюстрируются на рис. 4, где схематически изображено относительное расположение обмоток трехобмоточного трансформатора. При опыте короткого замыкания между обмотками 1 и 3; 1 и 2; 2 и 3 диаграммы магнитной индукции характеризуются соответственно трапециями $abcd$, $klmn$ и $eghi$. Величины реактивных сопротивлений рассеяния пропорциональны площадям этих трапеций и средним диаметрам кольцевых пространств между соответствующими парами обмоток.

Отечественные трехобмоточные трансформаторы выпускаются в двух исполнениях:

$$1) u_{квс} = 10,5\%; u_{квн} = 17\%; u_{ксн} = 6\%;$$

$$2) u_{квс} = 17\%; u_{квн} = 10,5\%; u_{ксн} = 6\%.$$

Первое исполнение отвечает расположению обмотки от периферии к ядру В—С—Н, а вто-

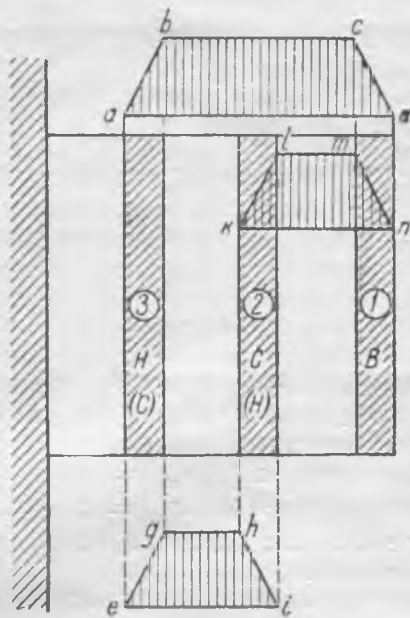


Рис. 4.

рое — расположению $B-H-C$, что легко поясняется рис. 4.

Как же следует понимать $u_{к1}$, $u_{к2}$, $u_{к3}$, полученные из приведенных выше формул по известным нам $u_{к12}$, $u_{к13}$ и $u_{к23}$ для трехобмоточного трансформатора? Для этого необходимо обратиться к схеме трехобмоточного трансформатора, которая получается как результат подробного рассмотрения уравнений для многообмоточных трансформаторов и, в частности, для трехобмоточного².

Эквивалентная схема трехобмоточного трансформатора представляется в виде трехлучевой звезды с лучами $u_{к1}$, $u_{к2}$ и $u_{к3}$, равными соответственно:

$$u_{к1} = u_{к123}; \quad u_{к2} = u_{к12} - u_{к123};$$

$$u_{к3} = u_{к13} - u_{к123},$$

где

$$u_{к123} = \frac{u_{к12} + u_{к13} - u_{к23}}{2}.$$

Подставив вместо $u_{к123}$ его значение, получим:

$$u_{к1} = \frac{u_{к12} + u_{к13} - u_{к23}}{2};$$

$$u_{к2} = \frac{u_{к12} + u_{к23} - u_{к13}}{2};$$

$$u_{к3} = \frac{u_{к13} + u_{к23} - u_{к12}}{2}.$$

Таким образом, $u_{к1}$, $u_{к2}$ и $u_{к3}$ следует понимать как величины, пропорциональные реактивным сопротивлениям лучей эквивалентной трехлучевой схемы трехобмоточного трансформатора, а отнюдь не как падение напряжения в отдельных обмотках.

² Г. Н. Петров, Трансформаторы, т. 1, 1934, стр. 79. Величины $u_{к1}$ и $u_{к2}$, так же как и $u_{к12}$ и $u_{к23}$, будучи выражены в процентах, пропорциональны реактивным сопротивлениям в омах, поэтому и формулы могут быть написаны для $u_{к}$ в процентах.

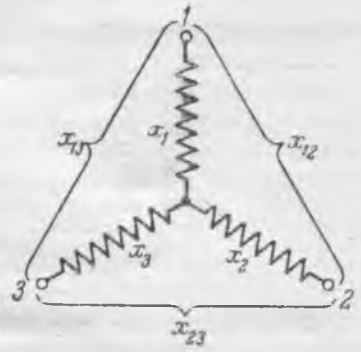


Рис. 5.

Необходимо отметить, что величины $u_{к1}$, $u_{к2}$ и $u_{к3}$, могут быть определены, исходя из весьма простых рассуждений, минуя громоздкие выводы по эквивалентным схемам многообмоточных трансформаторов.

Действительно, трехлучевая эквивалентная схема трехобмоточного трансформатора с лучами x_1 , x_2 и x_3 должна отвечать основным его параметрам, а именно: реактивные сопротивления между точками 1 и 2; 1 и 3; 2 и 3 должны быть соответственно равны x_{12} , x_{13} и x_{23} , полученным пересчетом из величин $u_{к12}$, $u_{к13}$ и $u_{к23}$ (рис. 5). Другими словами, должны быть соблюдены следующие условия:

$$x_1 + x_2 = x_{12};$$

$$x_1 + x_3 = x_{13};$$

$$x_2 + x_3 = x_{23}.$$

Решение этих уравнений дает:

$$x_1 = \frac{x_{12} + x_{13} - x_{23}}{2},$$

$$x_2 = \frac{x_{12} + x_{23} - x_{13}}{2},$$

$$x_3 = \frac{x_{13} + x_{23} - x_{12}}{2},$$

что полностью совпадает с результатами расчетов по предыдущим формулам.

Выводы

1. $u_{к1}$, $u_{к2}$ и $u_{к3}$ пропорциональны реактивным сопротивлениям лучей трехлучевой эквивалентной схемы трехобмоточного трансформатора и не могут рассматриваться как реактивные сопротивления соответствующих обмоток.

2. Реактивные сопротивления отдельных обмоток трехобмоточных трансформаторов являются величинами переменными, зависящими от соотношения нагрузок по всем трем обмоткам, причем знания реактивных сопротивлений отдельных обмоток при ведении всевозможных электрических расчетов не требуется; совершенно достаточно знать лишь лучи эквивалентной схемы.

3. Отрицательная величина реактивного сопротивления одного из лучей трехлучевой эквивалентной схемы трехобмоточного трансформатора не имеет физического смысла; она является результатом математических действий по определению реактивных сопротивлений лучей трехлучевой схемы и ни в коем случае не может быть приписана той или иной обмотке трехобмоточного трансформатора.



Чувствительные токовые защиты от замыканий на землю и опыт их эксплуатации

Инж. Я. С. Гельфанд, канд. техн. наук И. Н. Попов и инж. Г. В. Субботина

Переход к малым токам замыкания на землю в сетях 3—10 кВ, обеспечивающий повышение надежности работы генераторов и кабелей¹, потребовал выполнения более чувствительной защиты генераторов, действующей от естественных емкостных токов с токами трогания $I_{13m} \approx 2,5 \div 5$ а. Еще бблышая чувствительность защиты $I_{13m} = 0,5$ а требуется при выполнении избирательной защиты воздушных линий, питающих торфоразработки, где по правилам техники безопасности необходимо отключение однофазного замыкания на землю даже при малых токах повреждениях $I_{13} = 0,5 \div 1$ а.

В связи с этим по заданию Технического управления МЭС в ЦНИЭЛ была разработана и выпущена (в 1948—1949 гг.) опытная серия чувствительной токовой защиты от замыканий на землю для генераторов и синхронных конденсаторов, имеющих кабельные выводы, а также для торфяных подстанций.

Для осуществления таких чувствительных защит необходимы фильтры токов нулевой последовательности с малыми токами небаланса при установившихся и переходных процессах и реле с малым потреблением при трогании.

Защита выполнена с помощью кабельных трансформаторов тока с кольцевыми сердечниками из Мо-пермаллоя и чувствительных усилителей — реле². Схема защиты для генераторов с одним кабелем приведена на рис. 1,а; для генераторов, имеющих несколько кабелей, трансформаторы устанавливаются на каждом кабеле и включаются параллельно (рис. 1,б). На воздушных линиях торфяных подстанций устанавливаются специальные кабельные вставки, позволяющие применять кабельные трансформаторы (рис. 2).

Кабельные трансформаторы выполняются разъемными со штампованным сердечником (для генераторов) и неразъемными — с ленточным сердечником (для торфяных подстанций).

Применение для сердечников Мо-пермаллоя вызвано тем, что при весьма малых ампервитках

намагничивания, обусловленных малыми токами замыкания на землю, Мо-пермаллой работает со значительно большей величиной индукции, чем трансформаторная сталь. Благодаря этому повышается отдаваемая мощность, уменьшаются размеры сердечников в 40—60 раз и имеется возможность выполнить равномерно распределенную вторичную обмотку.

Кольцевые трансформаторы тока с равномерно распределенной вторичной обмоткой при наличии высокой магнитной проницаемости пермаллоэ-

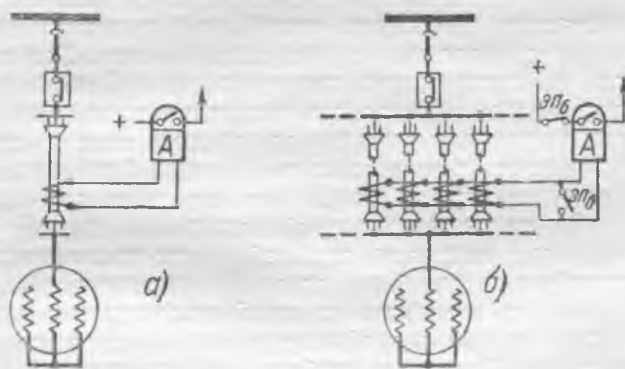


Рис. 1. Принципиальная схема защиты генераторов от замыканий на землю.

ЭП_б — контакты реле блокировки.

вого сердечника являются весьма точными фильтрами токов нулевой последовательности с малыми токами небаланса при установившихся и переходных процессах³ (первичный ток небаланса $I_{нб} \approx 0,02$ а при 15-кратном токе короткого замыкания). Такие кабельные трансформаторы позволили осуществить чувствительную защиту при наличии одного кабеля без токовой блокировки. При параллельном включении кабельных трансформаторов, установленных на генераторе с несколькими кабельными выводами, и нормальном режиме работы поле каждого кабеля $\sigma \omega_{\mu} \approx 0$ и, следовательно, токи небаланса также

¹ Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС СССР, Электрическая часть, Госэнергоиздат, 1950 (стр. 36).

² И. И. Соловьев и И. Н. Попов, Чувствительная токовая защита от замыканий на землю, «Электрические станции», 1949, № 6.

³ Применяемые защиты с фазными трансформаторами тока обладают большими токами небаланса, сильно возрастающими при внешних переходных процессах. Отстройка от этих токов небаланса не обеспечивает необходимой чувствительности и требует значительных усложнений схемы, снижающих надежность защиты Г. Т. Грек, Токовая защита от замыканий на землю генераторов с фазными трансформаторами тока, «Электрические станции», 1950, № 9.

малы. Это объясняется малым различием сопротивлений цепей одноименных фаз каждого из кабелей. Разъединители, которые могли бы обусловить большие и различные переходные сопротивления в этих цепях, обычно на генераторных присоединениях отсутствуют, а переходные сопротивления контактов в месте присоединения кабеля к шинам в нормальных условиях весьма малы ($10^{-5} \div 10^{-7}$ ом) по сравнению с сопротивлениями жил кабеля (10^{-3} ом при длине 10—15 м).

При значительном изменении переходного сопротивления контакта или обрыве жилы одного из кабелей, что является нарушением нормального режима работы, ток по кабелям перераспределяется, и в каждом кабельном трансформаторе $i_{\omega} \neq 0$. В этом случае появляются вторичные токи, сумма которых при точной работе трансформаторов должна быть равной нулю ($\sum i_2 = 0$). Наличие погрешностей трансформаторов вызывает в указанных ненормальных условиях появление токов небаланса.

Точность применяемых кабельных трансформаторов обеспечивает отстройку защиты от этих токов небаланса с коэффициентом запаса $k_3 \geq 2$ при обрыве какой-нибудь фазы одного из кабелей и токе нагрузки генератора $I_2 = 1,4 I_n$. Совпадение повреждения контактов с внешним повреждением или переходным процессом мало вероятно и его не следует учитывать, так же как обычно не учитываются совпадения повреждений контактов вторичных цепей дифференциальных защит с короткими замыканиями в сети. Все же для предотвращения неправильных действий защиты даже в указанном маловероятном случае при включении опытных комплектов защиты для генераторов с несколькими кабелями была предусмотрена токовая блокировка по схеме рис. 1,б.

Ввиду малых значений отдаваемой трансформаторами мощности при небольших токах замыканий на землю были применены магнитные усилители, обладающие высокой надежностью при весьма малом потреблении в условиях трогания защиты. При числе кабелей на генераторе до 4—5 применены магнитные усилители без обратной связи, действующие на токовое реле ЭТ

521/0,2 нормального исполнения и потребляющие при трогании от $2 \div 3 \cdot 10^{-3}$ ва.

При большем числе кабелей на генераторе (до 6—8) и на торфяных подстанциях применены магнитные усилители с сильной положительной обратной связью, действующие как реле и потребляющие при трогании от $0,3 \cdot 10^{-3}$ ва. Такой усилитель — реле действует на встроенное выходное промежуточное реле.

Управление усилителями осуществляется выпрямленным переменным током повреждения от кабельных трансформаторов. В настоящее время уже имеются достаточные данные об опыте наладки и эксплуатации указанных защит. Приведем некоторые из них.

На генераторах и синхронных компенсаторах с кабельными выводами введено в эксплуатацию с действием на отключение 23 комплекта защиты: при числе кабелей $n = 1-2$ комплекта и при числе кабелей $n = 2 \div 8-21$ комплект, из них 12 комплектов с усилителями без обратной связи и 11 — с усилителями, имеющими обратную связь и действующими как реле.

Защиты действуют от естественного емкостного тока и имеют чувствительность $2,5 \div 5$ а (рис. 3). Сечение сердечников кабельных трансформаторов $2 \div 5$ см². Коэффициенты запаса, как правило, имели значение $k_3 = \frac{I_{р.м}}{I_{р.нб}} = 5 \div 20$,

а в ряде случаев достигали значений $k_3 = 100$ и выше, что обеспечивало надежную отстройку защиты при токе нагрузки $1,4 I_n$.

Испытания на трех генераторах при включении силовых трансформаторов к шинам защищаемого генератора (мощности генераторов и трансформаторов были равны) показали наличие весьма малых токов небаланса и правильное поведение защиты.

Токи небаланса кабельных трансформаторов, определяемые протеканием тока замыкания на землю по броне кабеля и заземляющему проводнику, пропущенному внутри сердечника (рис. 4), оказывались наименьшими ($I_{нб} \approx 0$) при расположении проводника у одного из стыков

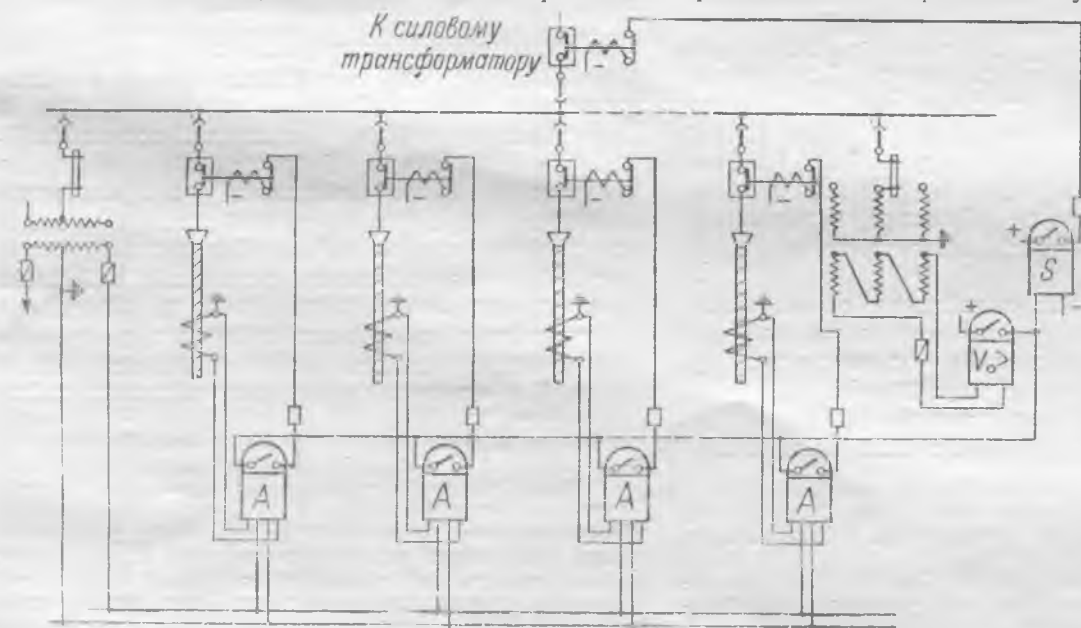


Рис. 2. Принципиальная схема защиты линий торфяных подстанций от замыкания на землю.

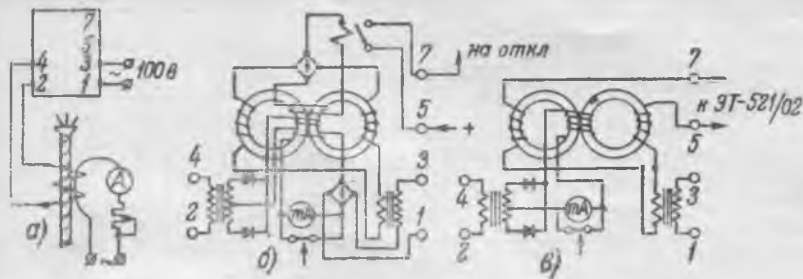


Рис. 3. Схема проверки тока трогания защиты (а) и схемы внутренних соединений магнитных усилителей с малой обратной связью (б) и без обратной связи (в)

сердечника, где отсутствует вторичная обмотка.

На одной торфяной подстанции установлено восемь комплектов защиты линий с чувствительными магнитными усилителями-реле ($P_{р.м} = 0,3 \cdot 10^{-3} \text{ вa}$). Для трансформаторов тока в комплектном распределительном устройстве (КРУ) между линейными разъединителями и выключателями установлены кабельные вставки длиной 0,5 м из кабеля типа ГТШ с сухой разделкой. Сечение неразъемного сердечника кабельного трансформатора $3,5 \text{ см}^2$. Защита действует с токами трогания от 0,6 а и временем 0,8 сек. Ток замыкания на землю 1,5 а.

Защита отстроена от емкостных токов и токов небаланса при $I = I_n \text{ с } k_3 \geq 5$.

Предусмотрен один общий резервный комплект защиты с реле повышения напряжения нулевой последовательности и реле времени, действующий на отключение всей подстанции. Это же реле одновременно используется для пуска токовых защит.

Опыт эксплуатации 31 комплекта защиты с кабельными трансформаторами, на генераторах и линиях, дал следующие результаты:

1. Наблюдения персонала за параллельно работающими кабельными трансформаторами тока с помощью встроенного или переносного прибора в течение длительного времени показали весьма незначительные изменения тока небаланса, что указывает на малые колебания переходных сопротивлений контактных соединений кабеля.

2. Правильное поведение защит при внешних междупазовых повреждениях (свыше 60 случаев) и внешних переходных процессах (большое количество подключений силовых трансформаторов к шинам защищаемых генераторов и включений генераторов методом самосинхронизации).

Несколько комплектов защиты генераторов, при числе кабелей 2 ÷ 4, эксплуатировалось без токовой блокировки и неправильных действий при внешних повреждениях и переходных процессах не давали.

3. Правильное поведение защит, отстроенных от емкостных токов с $k_3 \geq 5$, при внешних кратковременных и длительных (до 2—3 час.) замыканиях на землю (свыше 30 случаев).

4. Правильное отключение повреждений в зоне защиты (1 случай на генераторе и 16 случаев правильных отключений поврежденных линий,

□ □ □

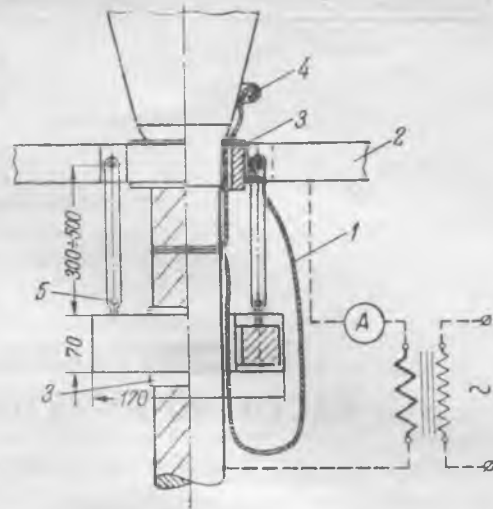


Рис. 4. Установка кабельного трансформатора тока. Пунктиром показана схема проверки изоляции кабельной воронки от заземляющей конструкции.

1 — изолированный заземляющий провод; 2 — заземленная крепящая конструкция; 3 — изоляционная прокладка; 4 — заземляющая пластина воронки; 5 — болт с ушком.

питающих торфоразработки, чем предотвращалось полное отключение подстанции).

5. Периодические проверки защиты показали наличие изменений токов трогания в пределах не более $\pm 10\%$.

Опыт разработки и эксплуатации рассмотренной защиты от замыканий на землю показывает, что выбранные принципы позволяют достигнуть требуемой чувствительности при надежной отстройке от токов небаланса. Для защит, устанавливаемых на торфяных подстанциях, где применение таких защит дает большую экономию, желательно иметь еще меньшие токи трогания (от 0,3 а) и меньшее время действия (0,1—0,2 сек.).

Необходимо отметить большую работу по внедрению и эксплуатации первых опытных комплектов защиты от замыканий на землю, выполненную работниками энергосистем: Ф. Л. Телятниковым (Кировэнерго), Н. М. Черновой (Молотовэнерго), М. Н. Александровым (Мосэнерго), В. И. Гарбер (Калининэнерго) и мастером ЦНИЭЛ А. И. Горловым.

В настоящее время завод „Энергоприбор“ Главэнергозапчасти МЭС выпускает комплекты чувствительной токовой защиты от замыканий на землю для генераторов и синхронных компенсаторов с числом кабелей до 6÷7: разъемные кабельные трансформаторы тока сечением 5 см^2 , устанавливаемые на кабелях с наибольшим диаметром 75 мм, и магнитные усилители с $P_{р.м} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ вa}$; первичный ток трогания такой защиты от 4 а.

Подготавливается с начала 1952 г. выпуск защиты для линий торфяных подстанций: неразъемные кабельные трансформаторы ($S = 6 \div 8 \text{ см}^2$, $D_{каб} = 75 \text{ мм}$) и магнитные усилители в релейном режиме по упрощенной схеме, питаемые от общего (на 10—15 реле) устройства частоты. Потребление усилителя — реле $P_{р.м} = 0,3 \cdot 10^{-3} \text{ вa}$, первичный ток трогания защиты — от 0,3 а и $t_d = 0,1 \div 0,2 \text{ сек.}$

Бесконтактный параметрический датчик частотно-импульсной системы телеизмерений

Проф., доктор техн. наук И. И. Гребень и канд. техн. наук Г. К. Нечаев

Для телеизмерения частотно-импульсной системы требуется преобразователь, при помощи которого электрическая или неэлектрическая величина, подлежащая измерению на расстоянии, может быть преобразована в импульсы тока. Частота импульсов, посылаемых в канал связи, должна изменяться пропорционально измеряемой (первичной) величине.

Конструкции преобразователей, получившие применение на практике, можно разделить на две группы:

1) контактные, в которых для образования импульсов применяют электромеханические контакты, трущиеся щетки и т. п.;

2) бесконтактные, в которых вращающееся устройство периодически изменяет режим работы электронных или фотоэлектронных приборов.

Каждая из указанных групп имеет свои особенности. Электромеханические контакты изнашиваются, требуют постоянного надзора. Трущиеся щетки увеличивают торможение, испытываемое датчиком импульсов при его вращении. К недостаткам фотоэлектронных звеньев, обычно противопоставляемым отмеченным выше особенностям контактных преобразователей, относят: ограниченный срок службы электронных ламп, потребность во вспомогательных устройствах для питания цепей накала, относительную сложность устройств, содержащих много элементов, и т. д.

В Институте электротехники АН УССР были разработаны и построены датчики-преобразователи для частотно-импульсных телеизмерительных систем, которые существенно отличаются от других известных устройств. Были исследованы два новых принципа образования импульсов:

1) использование бесконтактного параметрического генератора импульсов, работающего без фотоэлементов и электронных усилителей;

2) использование пульсаций в электрических цепях, не имеющих разрывных контактов и подвижных частей.

Ниже описан преобразователь, выполненный по первому из указанных способов.

Принципиально в бесконтактных параметрических устройствах можно применять изменение емкости или индуктивности. Однако практическое использование переменной емкости в рассматриваемых системах встречает трудности. Как известно, одним из условий, предъявляемых к датчи-

кам, является сохранение «ветильных» свойств. Другими словами, обратное воздействие преобразователя на первичный измерительный прибор должно быть весьма малым. Речь может идти, таким образом, об очень малой емкости, соответствующей незначительному моменту, требующемуся для вращения пластин конденсатора. Чтобы получить при этом достаточную мощность импульсов, необходимо применить в контуре с емкостью повышенную частоту переменного тока, что усложняет устройство.

Несложную конструкцию датчика для частотно-импульсных систем с малой частотой импульсов можно осуществить, если переменным параметром будет служить индуктивность, а не емкость. Указанное положение было принято как исходное при разработке параметрического датчика.

Бесконтактный датчик Института электротехники АН УССР изготовлен в следующем виде. Стальная шестиконечная звездочка *a*, насаженная на ось, жестко соединена с осью счетчика электрической энергии, однофазного или трехфазного (рис. 1). При вращении подвижной системы счетчика концы звездочки один за другим проходят через воздушные зазоры двух неподвижных магнитопроводов *b*, закрепленных в плоскости вращения звездочки. Угол между осями магнитопроводов выбран таким образом, что когда один из концов звездочки проходит через зазор первого магнитопровода, зазор второго магнитопро-

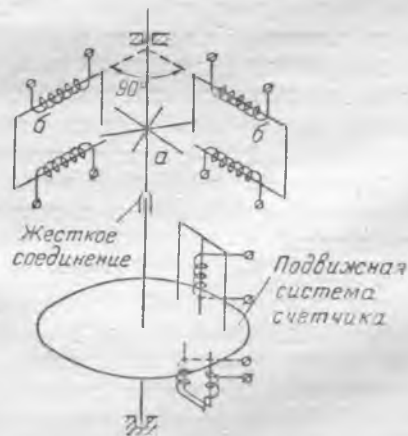


Рис. 1. Общая схема параметрического датчика импульсов.

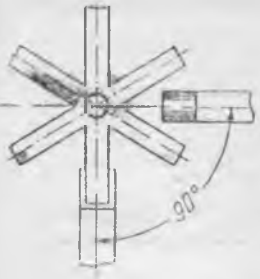


Рис. 2. Стальная шести-конечная звездочка.

вода не занят (рис. 2). Ближайшие ко второму магнитопроводу концы звездочки будут в этот момент находиться на одинаковом расстоянии от зазора. На каждом магнитопроводе имеются две катушки. Четыре катушки обоих магнитопроводов образуют мостовую схему, как показано на рис. 3. Мост питается от

сети переменного тока через статический утроитель частоты.

Индуктивное сопротивление противоположных плеч моста изменяется каждый раз, когда при вращении звездочки ее луч проходит через зазор магнитопровода. Равновесие моста нарушается, и на выходе схемы возникает импульс тока. Частота импульсов пропорциональна скорости вращения счетчика, т. е. пропорциональна первичной измеряемой величине. При шестилучевой звездочке получается 12 импульсов за один оборот счетчика. Следует напомнить, что номинальная скорость счетчика составляет около одного оборота в секунду.

Чтобы увеличить амплитуду импульсов, к выходным зажимам мостовой схемы был приключен конденсатор. Надлежащим подбором емкости был получен резонанс с индуктивностью моста при нарушении его баланса, и мощность импульса была повышена в 4—5 раз. Импульсы выпрямляются полупроводниковыми вентилями и подаются в канал связи. Как показали испытания изготовленного в Институте образца, выходная мощность датчика составляет 15—20 мвт при сопротивлении нагрузки в 12—15 тыс. ом. Ампервитки каждого магнитопровода были подобраны таким образом, чтобы довести до незначительной величины тормозящее воздействие импульсного устройства на счетчик. При номинальной нагрузке счетчика торможение настолько мало, что его нельзя обнаружить обычными техническими приборами. При нагрузке в 20% от номинальной уменьшению скорости счетчика не превышает 1%. Необходимо отметить, что торможение счетчика, рассматриваемого отдельно от комплекта телеизмерительных устройств, не характеризует собой погрешности измерения. Градуировка приемного прибора производится относительно конструктивно сочлененного счетчика и датчика импульсов.

Испытания показали, что колебания напряжения, подведенного к катушкам преобразователя, в пределах $\pm 15\%$ не влияют на работу параметрического датчика, — градуировка приемного прибора не изменяется. При повышении температуры окружающей среды с 22 до 40°С изменение скорости вращения счетчика не превышает 0,5%, что не выходит за пределы, указанные в ГОСТ на электрические счетчики.

При разработке бесконтактного датчика импульсов было поставлено требование, чтобы прием импульсов можно было производить при помощи устройств, применяемых в настоящее время в частотно-импульсных системах. Как известно, ши-

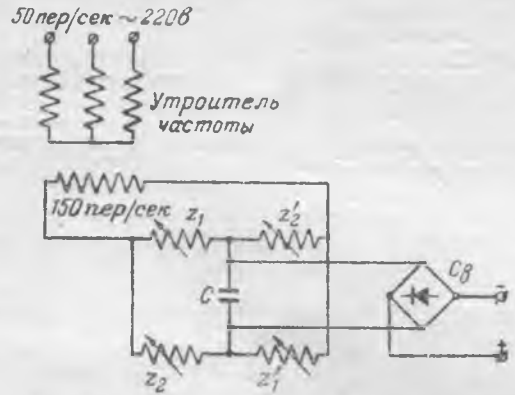


Рис. 3. Схема электрических соединений параметрического датчика импульсов.

рокое распространение получили конденсаторные частотомеры, основанные на измерении среднего тока заряда конденсатора, включаемого при каждом импульсе тока. Ток, измеряемый стрелочным прибором приемника, пропорционален частоте импульсов, поступающих из канала связи в реле.

В последующем предполагается заменить приемное реле бесконтактным устройством, но при разработке датчика импульсов исходили из условий срабатывания электромагнитного реле.

Форма импульсов тока и их частота должны удовлетворять следующим требованиям:

- 1) амплитуда импульса должна быть достаточной, чтобы обеспечить срабатывание приемного реле (с учетом коэффициента запаса);
- 2) частота импульсов должна быть выбрана таким образом, чтобы при поступлении каждого импульса ток в приемной цепи, состоящей из канала связи и обмотки реле, успел нарасти до величины тока срабатывания (с учетом запаса);
- 3) минимальное значение тока в канале связи в промежутке между импульсами должно быть меньше тока отпускания реле.

Испытания показали, что описываемый датчик удовлетворяет указанным требованиям. В пределах от 2,5 до 13 импульсов в секунду была получена линейная зависимость между частотой импульсов и показаниями стрелочного магнитоэлектрического прибора.

Как было указано выше, импульсный контур собран по мостовой схеме. Плечи моста представляют собой обмотки двух дросселей с воздушным зазором, величина которого периодически меняется вращающейся стальной звездочкой. Зависимость между индуктивностью и зазором определяется известной формулой

$$L = \frac{4\pi w^2 10^{-9}}{\delta},$$

где δ — ширина зазора, мм;

w — число витков обмотки дросселя;

Наименьшая величина воздушного зазора при прохождении через него конца звездочки диктуется конструктивными соображениями. В выполненных образцах она равнялась 0,2—0,25 мм на сторону. Меньшие зазоры создавали трудности при регулировке системы.

Наибольшая величина воздушного зазора была определена в 4—5 мм для конструкции маг-

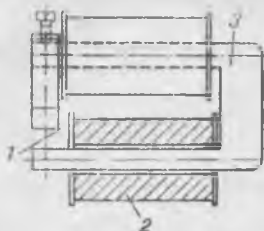


Рис. 4. Магнитопровод датчика импульсов.

1 — воздушный зазор; 2 — обмотка; 3 — магнитопровод, набранный из трансформаторной стали.

нитопровода, указанного на рис. 4. При дальнейшем увеличении зазора индуктивность дросселя изменялась незначительно.

Необходимо стремиться к тому, чтобы отношение индуктивности при разомкнутом магнитопроводе к индуктивности при зазоре, занятом стальным концом звездочки было возможно большим. Для этого нужно уменьшить влияние потоков рассеяния. Кроме того, необходимо, чтобы отношение

$\frac{x}{r}$ (x — индуктивное сопротивление обмотки дросселя и r — его активное сопротивление), было как можно больше.

При соблюдении указанных условий удается достигнуть нужных пульсаций тока, определяемых различием между током импульса и током паузы. После того как было испытано несколько образцов дросселей и произведены сравнительные расчеты, была принята форма индуктивной катушки, указанная на рис. 4. Обмотка размещена на магнитопроводе таким образом, чтобы конец катушки был расположен поближе к зазору. При этом уменьшаются потоки рассеяния, замыкающиеся вне воздушного зазора.

Серьезное внимание было уделено повышению мощности импульсного устройства. Аналитическое исследование показало, что наибольшая мощность на выходе будет получена, если нагрузкой мостовой схемы служит емкость, обладающая сопротивлением

$$Z_e = -j \frac{x_1(x_1 + \Delta x)}{2x_1 + \Delta x},$$

где x_1 — сопротивление дросселя при максимальном воздушном зазоре;
 Δx — изменение сопротивления дросселя.

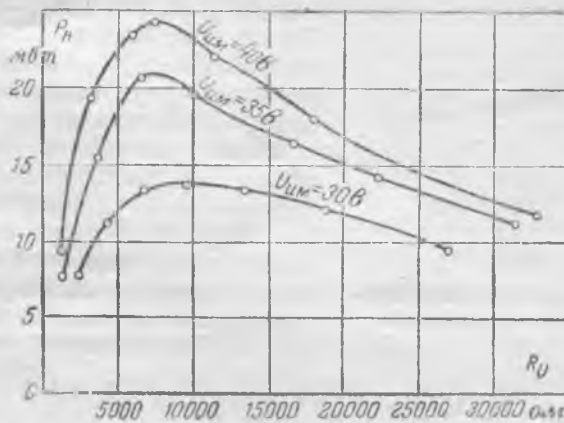


Рис. 5. Зависимость мощности датчика от сопротивления нагрузки.

Емкость образует резонанс с эквивалентной индуктивностью моста при нарушении баланса, и напряжение на выходе возрастает в несколько раз. Была найдена также оптимальная величина активного сопротивления, которую можно присоединить параллельно к емкости.

Другой мерой, давшей возможность довести мощность импульса до требуемой величины, явилось повышение частоты. Как было отмечено выше, катушки дросселя, составляющие мостовую схему, получают питание от сети через статический утроитель частоты. На рис. 5 показана зависимость выходной мощности от сопротивления нагрузки.

Испытания параметрического бесконтактного датчика преобразователя импульсов показали, что датчик удовлетворяет требованиям, предъявляемым к частотно-импульсным системам телеизмерения. Он обладает высокой точностью. Частота импульсов изменяется в широких пределах. Мощность импульсов достаточна для срабатывания поляризованного реле и для покрытия потерь в канале связи. Обратное воздействие датчика на счетчик, приводящий его во вращение, незначительно. Стоимость устройства невелика. Разработанный датчик-преобразователь не имеет трущихся контактов и значительно проще фотоэлектронных.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Усиление основания здания с использованием фундамента турбогенератора

На электростанции возникла необходимость установить в существующем здании машинного зала турбогенератор 8300 квт.

Здание машинного зала состоит из ряда железобетонных однопролетных двухшарнирных рам с железобетонным ребристым покрытием и кирпичным заполнением стен. Рамы имеют бетонные подколонники башмаки, заложённые на отметке $-3,35$. Отметка дневной поверхности земли $-0,30$.

Геология на площадке характеризуется следующими данными: растительный слой $1-2$ м; бурые суглинки, насыщенные водой, пластичные в текучем состоянии мощностью слоя $2,5-3$ м; слой гальки различной крупности, перемешанный с песком и суглинком, мощностью $1,2-1,5$ м; галька и валуны с песком мощностью $2,5$ м; глина средней плотности.

Грунтовые воды встречены на глубине 3 м от поверхности земли, т. е. в толще бурых суглинков, на отметке заложения башмаков колонн здания.

В соответствии с габаритами устанавливаемого конденсатора турбины выявилась необходимость поднять железобетонные рамы здания на 3 м или подошву фундамента турбогенератора заложить на отметке $5,55$, т. е. на $2,2$ м ниже подошвы башмаков колонн.

При разработке варианта поднятия машинного зала было установлено следующее:

1. Эксплуатация турбогенераторов как существующего, так и устанавливаемого с различными отметками верха фундаментов вызывает ряд неудобств;

2. Ввиду того что несущие конструкции машинного зала монолитные железобетонные, повышение здания возможно только путем подъема рам целиком, что связано со сложностью производства работ, трудностью обеспечения равномерности подъема и возможностью деформации жесткого каркаса.

При разработке варианта заложения фундамента под турбогенератор ниже подошвы башмаков колонн столкнулись с трудностями:

1. Отметка верха фундаментной плиты турбогенератора $-4,05$, т. е. на $0,7$ м ниже подошвы башмаков колонн здания. Заложение низа фундаментной плиты на $2,2$ м и верха ее на $0,7$ м ниже подошвы башмаков колонн, помимо трудностей в производстве работ, связано также с необходимостью обеспечения нерушимости здания как в строительстве, так и в процессе эксплуатации.

2. Подводка фундаментов под отдельные башмаки рам исключает возможность применения обычного способа подводки ленточных фундаментов по частям и вынуждает создать сложную систему временных опор под башмаками на все время подводки.

3. Грунты — медленно просыхающие суглинки — даже при понижении уровня грунтовых вод неспособны ни держать откоса, ни служить основанием для каких-либо временных опор и конструкций.

4. Полосы шириной $1,4$ м между рамами фундамента турбогенератора и стенами здания не могут быть заняты бетонной кладкой, что облегчило бы задачу, так как они нужны как эксплуатационные проходы.

5. Необходимость защитить от подтопления конденсационное помещение машинного зала.

Наилучшим решением при этих условиях явилось укрепление грунта от выпирания его шпунтовой стенкой. Ввиду необходимости запустить шпунт в гальку применение деревянного и железобетонного шпунтов осложнялось. Применение деревянного шпунта исключалось также по причинам колебания уровня грунтовых вод. Поэтому было принято и осуществлено следующее решение (рис. 1 и 2).

По периметру котлована для фундамента турбогенератора был забит металлический шпунт, назначение которого — удерживать грунт от выпирания из-под существующих фундаментов здания во время производства работ.

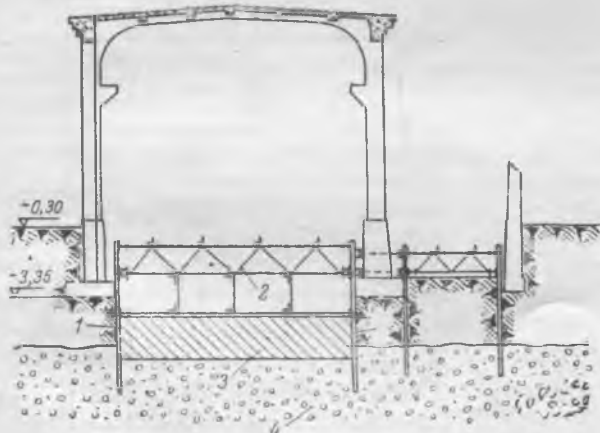


Рис. 1. Схема креплений, обеспечивающая устойчивость здания машинного зала на время производства работ. 1 — металлический шпунт; 2 — система распорок; 3 — разрабатываемый грунт; 4 — галька.

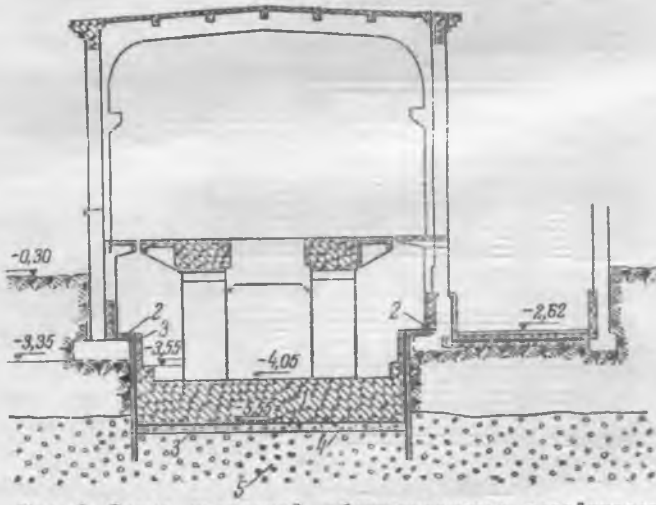


Рис. 2. Схема креплений, обеспечивающая устойчивость машинного зала в эксплуатации.

1 — нижняя плита фундамента турбогенератора; 2 — подпорная стенка; 3 — гидроизоляция с вибропрокладкой; 4 — бетонная подготовка; 5 — галька.

По металлическому шпунту произведено обетонирование с целью создания гладкой поверхности. Гидроизоляция, уложенная по бетонной подготовке под фундаментной плитой турбогенератора, была загнута и наклеена по гладкой обетоненной поверхности металлического шпунта. Поверх гидроизоляции установлена угловая железобетонная стенка толщиной 100 мм, заделанная консольно в фундаментную плиту турбогенератора. В поперечном сечении фундаментная плита была несколько увеличена для лучшей заделки стенки. Назначение этой стенки — служить подпорной стеной для удержания грунта от выпирания из-под фундаментов здания, если металлический шпунт придет в негодность. Кроме того, стенка является прижимной для наклеенной гидроизоляции и вместе с фундаментной плитой турбогенератора образует жесткую железобетонную ванну конденсаторного помещения.

Опоры здания были отделены вибропрокладками от фундаментной плиты турбогенератора и жестко связанной с ней железобетонной стенки.

Ввиду того, что шпунт, недостаточно опущенный в грунт (галку), не может обеспечить на время производства работ устойчивость сооружения и имеется опасность отклонения верхней части шпунта от вертикали, он раскрепляется системой металлических распорок, которые по мере набивки фундаментной плиты и возведения железобетонных подпорных стенок убираются; шпунт же срезается на отметке верха башмаков существующих железобетонных рам.

На время выполнения земляных работ, устройства оклеечной гидроизоляции, фундаментной плиты и подпорных стенок производится понижение горизонта грунтовых вод откачкой из скважин, закладываемых по периметру здания.

Так, используя фундамент турбогенератора, удалось разрешить вопрос заложения подошвы этого фундамента ниже отметки заложения существующих фундаментов здания без подводки.

Канд. техн. наук Ю. Е. Лещинский

Приспособления для сборки блоков экономайзера

При монтаже котла производительностью 150 т/час сборка блоков водяного экономайзера производилась без крана ввиду отсутствия последнего.

Для сборки этих блоков (4 блока общим весом 44 т) были изготовлены специальные металлоконструкции (см. рисунок), установленные на шпалах на расстоянии 1 м от железнодорожного пути. Поверх шпал были прикреплены 3-мм металлические листы; между листами и основанием металлоконструкции поперек прокладывались катки-трубы диаметром 100 мм. В верхней части металлоконструкций подвешивалась на трубах легко передвигаемая

таль грузоподъемностью 0,5 т, при помощи которой подымались змеевики.

Для транспортировки готовых блоков была использована четырехосная тележка, на которую два рабочих при помощи ломиков в течение 15 мин. свободно накладывали блок.

Инж. В. В. Колесников

Монтаж статора генератора, значительно превышающего по весу грузоподъемность мостового крана

На электростанции требовалось заменить вышедший из строя статор генератора другим, а в дальнейшем и весь турбоагрегат — более мощным. Работа усложнялась тем, что заменяемый статор генератора весил 51 т, а вес статора генератора, подлежащего монтажу, был равен 62,8 т; максимальная же грузоподъемность мостового крана — 30 т.

Турбогенератор, статор которого подлежал замене, расположен вторым за работающим, со стороны железнодорожного пути, по которому подается оборудование в машинный зал (рис. 1). Для демонтажа старого и подачи нового статора генератора на фундамент при отсутствии крана надлежащей грузоподъемности нужно было бы строить наклонную эстакаду высотой 8,0 м, что требовало значительной затраты материалов, рабочей силы, времени и остановки работающего агрегата.

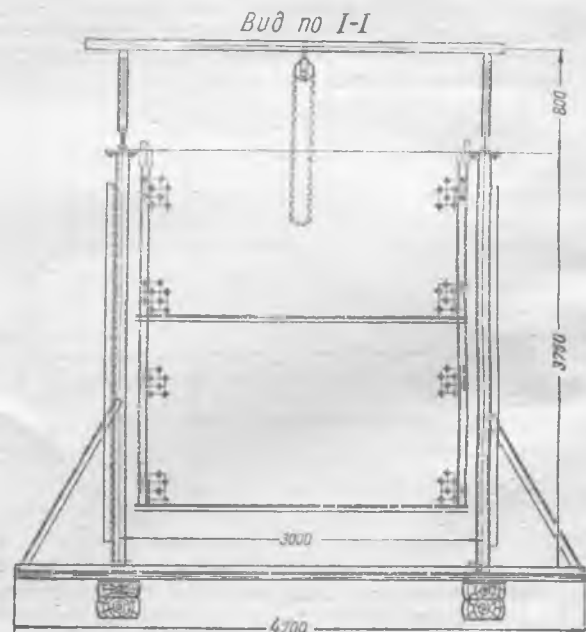
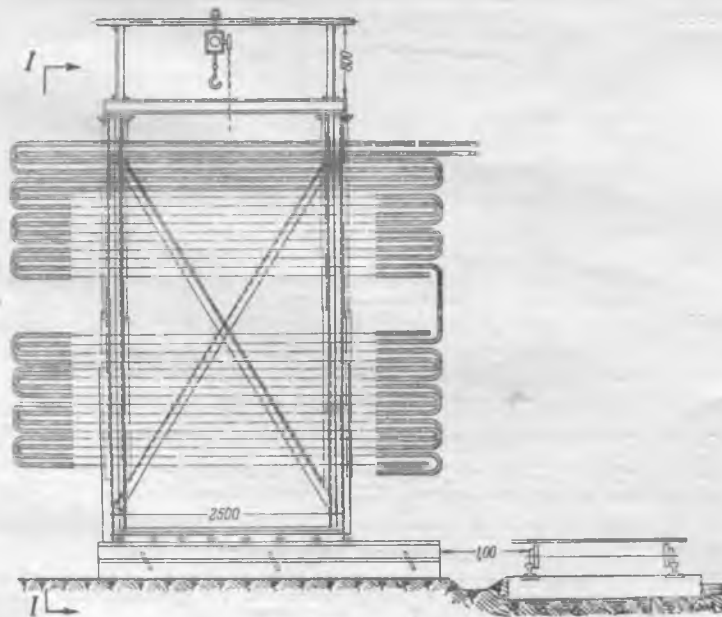
Остановить действующий турбоагрегат не представлялось возможным по условиям нагрузки энергосистемы.

Учитывая исключительно сжатые сроки, предоставленные как для замены вышедшего из строя статора, так и для замены в дальнейшем турбоагрегата более мощным, была разработана технология монтажа статора, позволявшая вести его при помощи имеющегося мостового крана со следующей характеристикой: максимальная грузоподъемность 30 т, пролет моста 21 150 мм, вес крановой тележки 14 500 кг, база тележки 3 200 мм. Фермы моста выполнены на электросварке.

Вместо крановой тележки весом 14 500 кг была сконструирована из двутавровых балок облегченная каретка весом 2 500 кг (рис. 2). Постоянная тележка откатывалась к крайней опоре моста крана (левой), закреплялась с двух сторон башмаками и работала как электролебедка (рис. 3).

Облегченная каретка передвигалась вдоль моста крана по двум рольгангам при помощи ручной 1-т. лебедки.

Рольганг (рис. 2) представляет собой две полосы с просверленными отверстиями, внутри которых свободно вращаются цапфы роликов. Для того чтобы рольганг, а по рольгангу — каретка, передвигались строго по пути моста крана, ролики сделаны с выточками шириной, равной ши-



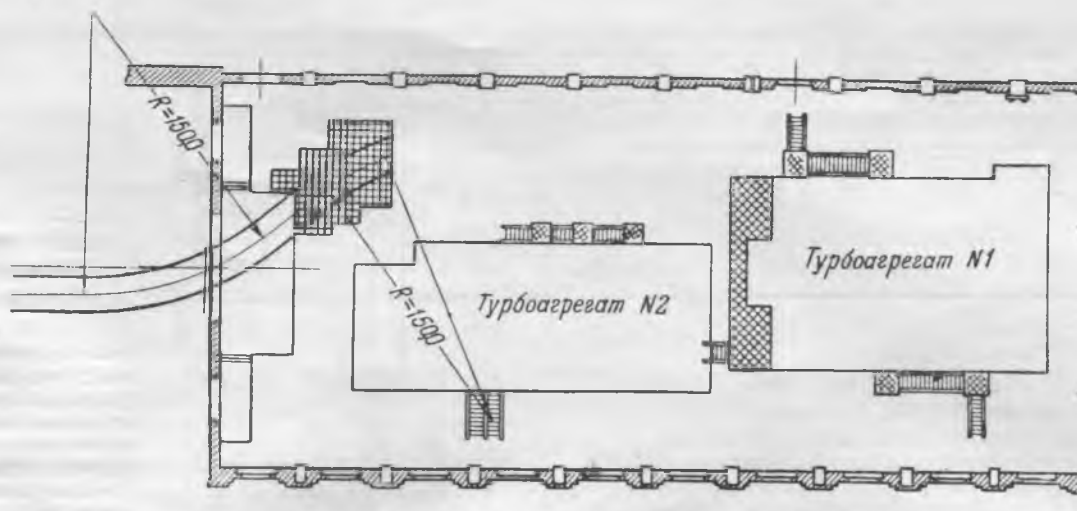


Рис. 1. Расположение турбогенераторов в машинном зале.

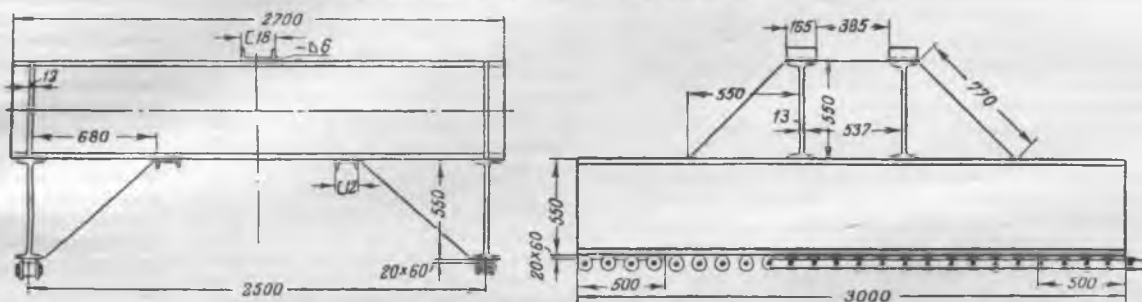


Рис. 2. Облегченная каретка.

рине рельса. Подъем производился постоянной крановой тележкой при помощи грузового полиспаста, крепящегося к облегченной каретке. Грузовой полиспаст состоял из двух трехшквных блоков грузоподъемностью 30 т, подвешенных к каретке, и шестишквного блока с двурогим крюком для заштропки груза. Концы стальных канатов с грузового полиспаста поступают на отводные одношквные блоки, крепящиеся на торцевых балках моста крана.

После отводных блоков концы стального каната поступали снизу на барабан главного подъема крановой тележки, тем самым нагружая ее вертикальной нагрузкой, причем величина нагрузки такая же, как и при подъеме груза по нормальной схеме.

Демонтаж статора весом 51 т был произведен следующим образом. Мостовой кран устанавливался над статором. Под ближайшие узлы несущих ферм моста крана подводились опоры из двух бревен диаметром 300 мм, расшитых между собой досками толщиной 40—50 мм (этим уменьшался пролет моста крана). Подняв статор на каретку, откатывали ее вправо к опоре моста крана при помощи ручной лебедки, статор опускали на пол машинного зала, после чего убирали опоры из-под узлов несущих ферм, затем опять поднимали статор, и мостовой кран вместе с последним передвигали вдоль машинного зала по нормальной схеме к воротам. Железнодорожный путь в машинный зал был проложен таким образом, что он подходил близко к правому ряду колонн подкранового пути (рис. 1). Если бы железнодорожный путь проходил по продольной оси машинного зала, то при подаче статора для разгрузки (при его перемещении от правой опоры к центру) требовалось бы устанавливать промежуточные опоры под ближайшие к оси машинного зала узлы несущих ферм моста крана.

Монтаж нового статора должен был производиться после демонтажа вышедшего из строя статора в последовательности, обратной технологии демонтажа.

Мостовой кран с заштропленным новым статором передвигался от ворот машинного зала к фундаменту и устанавливался точно над рамой генератора по рискам, намеченным при демонтаже, после чего опускали статор на пол машинного зала. Под узлы несущих ферм мостового крана подводили деревянную опору, применявшуюся при де-

монтаже, поднимали статор и передвигали по рольгангу металлическую каретку с заштропленным статором к раме генератора, на которую он и опускался.

Путем построения эпюр изгибающих моментов моста крана при различных вариантах его нагрузки было установлено, что при нагрузке мостового крана по описанной технологии наибольший изгибающий момент моста от груза 51 т не превышал максимального изгибающего момента при работе крана по нормальной схеме при подъеме груза 30 т.

Учитывая, что мост крана состоит из решетчатых ферм, была произведена также проверка возникающих усилий в стержнях ферм и, как показали данные расчета, ни в одном стержне усилия не превышали 1400 кг/см².

Нагрузка от мостового крана передается на четыре колонны. Увеличение нагрузки на одну колонну, в связи с увеличением нагрузки на кран, увеличивается при весе статора 51 т на $\frac{51-30}{4} = 5,25$ т по отношению к расчетной нагрузке.

Снеговая нагрузка на одну колонну равна по проекту 5400 кг.

Таким образом, для того чтобы колонны подкрановых путей работали в условиях, предусмотренных проектом, достаточно до производства такелажных работ очистить крышу от снега, если работы производятся зимой.

Когда выяснилось, что вес нового статора генератора равен 62,8 т, было принято решение монтировать его по той же схеме, которая была применена при монтаже статора весом 51 т, с использованием имевшейся облегченной каретки.

При построении эпюр изгибающих моментов было установлено, что при расположении оси статора на расстоянии 4250 мм от крайней опоры изгибающий момент превышает максимальный изгибающий момент при нормальной нагрузке на 8%.

Следовательно, двигать статор от опоры дальше чем на 4250 мм без установки промежуточной опоры, не перегружая кран, нельзя.

Была сделана проверка напряжений в стержнях фермы для нагрузки на кран 62,8 т. При этом выяснилось, что некоторые стержни верхнего пояса фермы, имеющего фор-

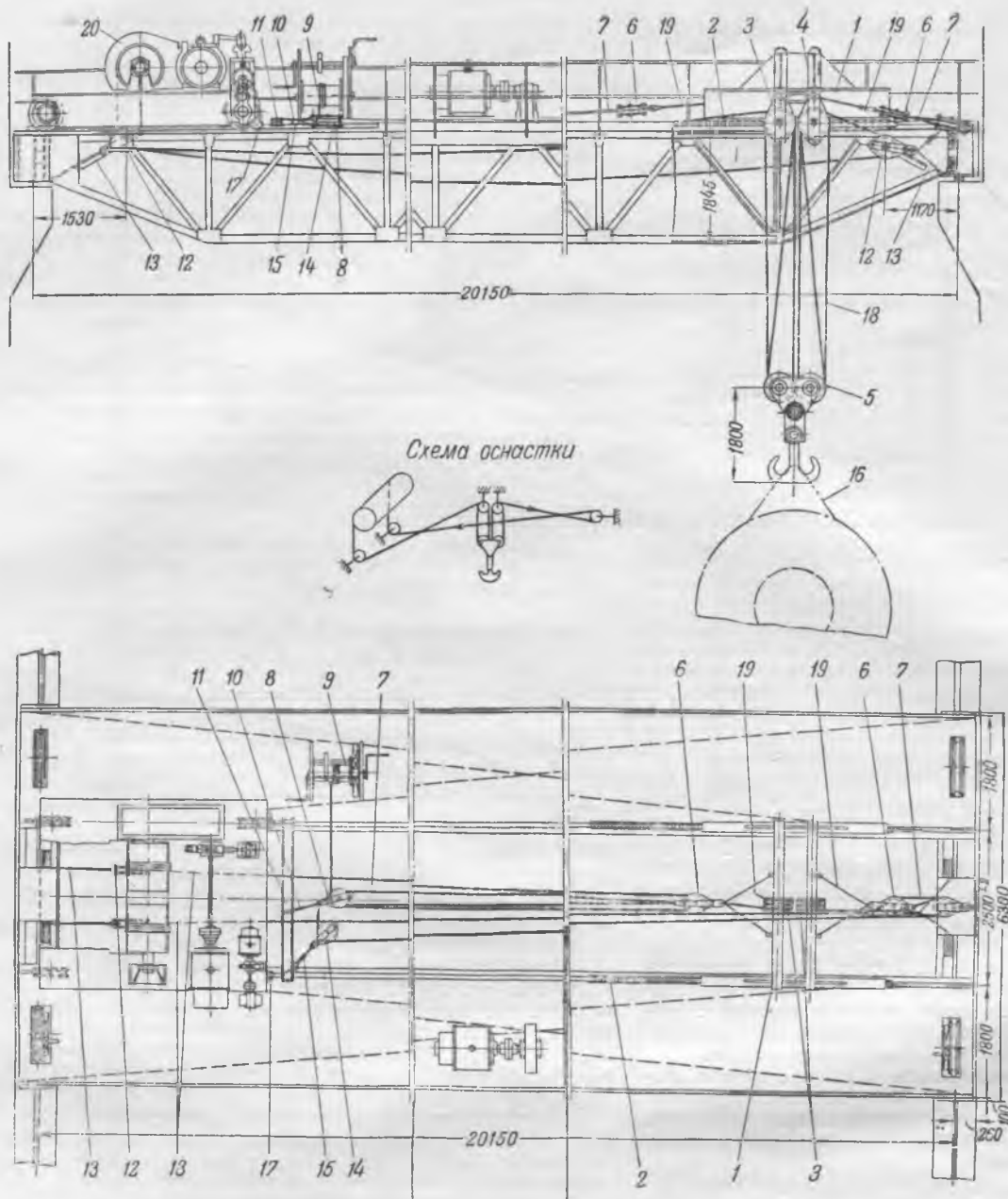


Рис. 3. Оснастка мостового крана для увеличения его грузоподъемности с 30 до 50 т.

1 — металлическая каретка; 2 — ролик; 3 — трехрольный блок, $Q=25$ т; 4 — штроп для подвески к раме блока; 5 — шестирольный блок, $Q=54$ т; 6 — однорольный блок передвижения каретки, $Q=5$ т; 7 — трос передвижения каретки диаметром 16 мм; 8 — двухрольный блок полиспаста передвижения каретки, $Q=5$ т; 9 — ручная лебедка грузоподъемностью 1,5 т; 10 — штроп для крепления полиспаста передвижения каретки; 11 — двутавровая балка № 18 длиной 2 800 мм; 12 — однорольный канифасблок, $Q=10$ т; 13 — штроп для крепления канифасблока диаметром 24 мм; 14 — однорольный канифасблок, $Q=3$ т; 15 — штроп для крепления блока к двутавру № 18 диаметром 24 мм; 16 — штроп для подъема статора диаметром 35 мм и длиной 14 мм; 17 — клинья для закрепления тележки; 18 — трос главного подъема; 19 — штроп диаметром 24 мм для крепления полиспаста к раме; 20 — постоянная тележка крана.

му тавра, а также несколько раскосов перенапряжены; усилия доходят в шести раскосах до 1700 кг/см^2 , а в восьми стержнях верхнего пояса фермы — до 1900 кг/см^2 . Перегруженные стержни были усилены путем приварки к ним полосы сечением $200 \times 14 \text{ мм}$ с косынками, и стержни получили двутавровое сечение, а к перенапряженным раскосам (их оказалось по шесть на двух фермах) приварили по два уголка сечением $75 \times 75 \times 8 \text{ мм}$. Для этого дополнительного усиления потребовалось полосовой стали $200 \times 14 \text{ мм}$ 410 кг и угловой стали $75 \times 75 \times 8 \text{ мм}$ — 252 кг.

Облегченная металлическая каретка опирается на ролик четырьмя участками длиной по 500 мм (двумя участками на каждую ферму); этим самым нагрузки на панели фермы получаются не концентрированными, а равномерно распределенными на участках по 500 мм, что облегчает также условия работы панелей верхних поясов несущих ферм.

Во время производства работ по монтажу статора 51 т и других тяжелых деталей, вес которых доходил до 58 т, и замерялась стрела прогиба, причем остаточных деформаций не было обнаружено. Угругая стрела прогиба не превышала норму.

Как видно из описанной технологической схемы монтажа, для производства подъема не потребовалось дополнительного электрооборудования. Управление подъемом груза и перемещением крана с грузом вдоль машинного зала производилось из кабины мостового крана. Ручной лебедкой приходилось перемещать облегченную каретку с грузом по ролям вдоль моста крана. Если таких перемещений необходимо сделать много, то можно вместо ручной лебедки установить электролебедку или сбегашую ветвь от полиспаста передвижения облегченной каретки передать на барабан вспомогательного подъема тележки мостового крана.

Инж. М. Я. Ремеа



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Повышение экономичности котельных агрегатов

В котельном цехе электростанции установлена группа котлов 1 очереди производительностью 48/55 и 90/110 т/час каждый и группа котлов ТКП-2 (II очереди) производительностью 120/150 т/час, работающих на АШ. На одном из котлов 1 очереди наблюдались сильное шлакование и быстрое выгорание обмуровки в левой части топки. Горелки на этом котле типа Оргрзс фронтального двухъярусного расположения: четыре верхних и четыре нижних. Многочисленные измерения температур в топке указывали на то, что ядро факела расположено у левой боковой стены топки. Изменения воздушного режима не давали положительных результатов.

С целью выявления причины шлакования и выгорания обмуровки было произведено испытание горелок котла в холодном состоянии. В выходном сечении каждой горелки, изнутри топки, были подвешены на проволочных кольцах восемь марлевых ленточек. Затем включались дымосос, дутьевые вентиляторы и эксгаустеры. Напоры эксгаустеров и вентиляторов соответствовали эксплуатационным условиям. Скорости первичного и вторичного воздуха, на выходе в топку измерялись анемометром. Направление марлевых ленточек указывало на расположение факела. При испытании все ленточки отклонялись влево и лишь при полностью закрытых шиберов вторичного воздуха они устремлялись к центру топки. Испытаниями было выявлено, что факел смещается в левую часть топки из-за одностороннего подвода вторичного воздуха ко всем восьми горелкам (рис. 1).

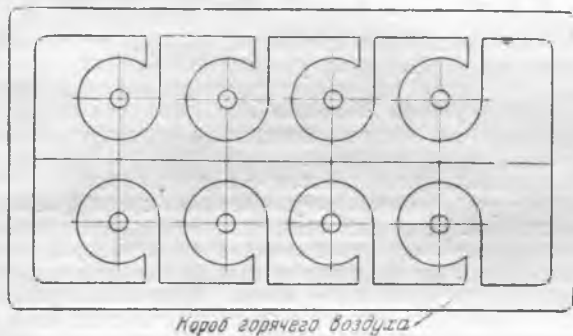


Рис. 1. Схема подвода вторичного воздуха к горелкам до реконструкции.

После переделки подвода вторичного воздуха к горелкам, выразившейся в том, что к двум горелкам нижнего и верхнего рядов (двухъярусное расположение горелок) подвод был осуществлен с левой стороны, а к остальным четырем горелкам — с правой стороны (рис. 2), ядро факела переместилось в центр топки, и работа ее значительно улучшилась. Таким образом, подвод вторичного воздуха к крайним горелкам должен быть осуществлен так, чтобы факел отселился от боковых стен и при этом обмуровка их защищалась от выгорания.

Котлы ТКП-2, несмотря на их однотипность, имеют различные к. п. д. Если на котлах 5, 6 и 7 (станционные номера) содержание горючих в уносе колеблется в пределах 25—30%, то на котлах 8 и 9 оно достигало 45%

и выше. В топках котлов 8 и 9 наблюдалась интенсивная сепарация пыли и имело место неустойчивое горение. Котлы 8 и 9 по сравнению с котлами 5; 6 и 7 работают с меньшим коэффициентом избытка воздуха в конце топки и с большими скоростями первичного воздуха. Эти величины приведены в табл. 1.

Таблица 1

Показатели	Котлы	
	8 и 9	5, 6 и 7
Коэффициент избытка воздуха в конце топки	1,05	1,15
Скорость первичного воздуха, м/сек	23	17
Давление первичного воздуха в коробах эксгаустеров котлов, мм вод. ст.	200 (котел 8)	120 (котел 6)

Для понижения скорости первичного воздуха на котле были прикрыты дроссельные шиберы на всасе эксгаустеров; при этом давление в коробе первичного воздуха эксгаустеров понижалось до 130 мм вод. ст. Скорость воздуха составляла 18 м/сек.

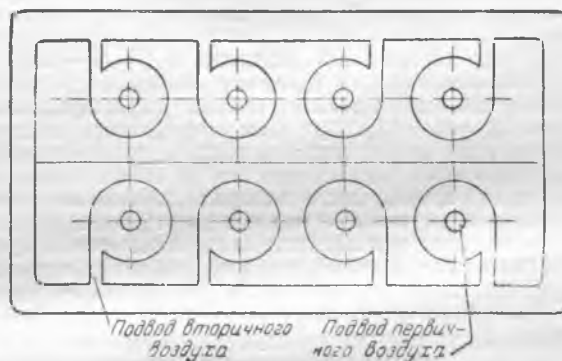


Рис. 2. Схема подвода вторичного воздуха к горелкам после реконструкции.

После понижения скорости первичного воздуха сепарация пыли в топке прекратилась, содержание горючих в уносе снизилось до 32—35%, но прикрытые шиберов перед эксгаустерами уменьшили производительность мельниц.

Поэтому для понижения скорости первичного воздуха осуществлены дополнительные сбросы первичного воздуха (двумя трубами диаметром 300 мм) помимо горелок. Процесс горения стал более устойчивым. Содержание горючих в уносе колебалось в пределах 30—32%. Увеличилась также производительность мельниц.

Дальнейшая наладка режима котла 8 заключалась в повышении коэффициента избытка воздуха в конце топки, так как до сего времени все попытки увеличения коэффициента избытка воздуха не увенчались успехом, потому

что при $\alpha = 1,08$ температура перегретого пара чрезмерно повышалась. Для понижения температуры перегретого пара и создания нормального воздушного режима в топке поверхность нагрева пароперегревателя была уменьшена с 1250 до 1000 м². В результате коэффициент избытка воздуха в конце топки был увеличен до $\alpha_{\text{н}} = 1,15$; температура перегретого пара при этом не превосходила 410—415°С. Содержание горючих в уносе уменьшилось до 28—30%.

Все указанные мероприятия были проведены и на котле 9, где эффект получился таким же, как и на котле 8, и к. п. д. повысился в среднем на 3%.

На электростанции установлены мельницы Бабкок-Верке и отечественные типов Ш-8, Ш-10, Ш-12 и Ш-16. Наиболее экономичными из них являются Ш-8, удельный расход электроэнергии на размол в которых составляет ~ 28 квтч/т. Несмотря на строгое соблюдение шарового режима в остальных мельницах и достижение гарантийной производительности, удельный расход электроэнергии на размол в них составляет от 33 до 45 квтч/т. Обращает на себя внимание чрезмерно малый износ шаров этих мельниц по сравнению с мельницами Ш-8, что свидетельствует о менее эффективной работе шаров. Если износ шаров в мельницах Ш-8 на 1 т угля составляет около 200 г, то для мельниц Бабкок-Верке он составляет около 140 г/т. То же наблюдается и на мельницах типа Ш-10, Ш-12 и Ш-16. В мельнице Ш-8 во время пересортировки шаров после 2400 час. ее работы отход шаров составил 4 т (диаметр меньше 20 мм), или ~ 18% от количества загруженных шаров. На мельнице Бабкок-Верке после ее работы свыше 3000 час. и на мельнице Ш-12 после 5000 час. работы отходов шаров практически не оказалось.

Замечено также, что с повышением отношения фактической скорости вращения мельницы к критической производительность мельницы снижается, а удельный расход электроэнергии на размол возрастает. Отношение фактической скорости вращения к критической для мельницы Ш-8 составляет 0,75; для мельниц Бабкок-Верке, Ш-10, Ш-12 и Ш-16 соответственно 0,85, 0,82, 0,8 и 0,8, что отвечает уже отмеченному выше соотношению их показателей.

С целью снижения расхода электроэнергии на размол на одной из мельниц Бабкок-Верке путем замены электродвигателя 980 об/мин другим, имеющим 730 об/мин, скорость вращения мельницы была снижена с 24 до 18 об/мин, что составляет 0,648 от критической. Проведенные испытания этой мельницы дали хорошие результаты: производительность мельницы при одной и той же загрузке шарами сохранилась прежней, 9 т/час, качество пыли несколько улучшилось. Если до замены электродвигателя тонкость помола характеризовалась остатком $R_{88}^* = 8—12\%$, то после снижения скорости вращения мельницы при той же производительности тонкости помола характеризовалась остатком $R_{88} = 5—8\%$. При этом потребляемая мощность снизилась с 278 до 208 квт, т. е. на 25%, удельный расход электроэнергии на размол составил 23 квтч/т. Таким образом, только замена шести электродвигателей на мельницах Бабкок-Верке позволит снизить расход электроэнергии этими мельницами приблизительно на 10 000 квтч в сутки. Кроме того, с понижением скорости вращения мельницы резко снижается износ механизмов, что повышает надежность и коэффициент использования.

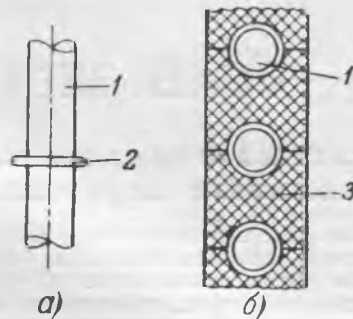
Большое влияние на производительность мельницы и качество пыли оказывает равномерная загрузка ее углем. Для систематического контроля за равномерной загрузкой мельниц путем измерения их сопротивления на электростанции изготовлен и установлен регистрирующий дифференциальный тигомер. По диаграмме прибора можно судить о режиме мельницы. Благодаря наличию этого прибора и повышению требовательности к кочегару, загрузка мельниц углем производится более равномерно и достигнута повышенная производительность мельниц.

Инж. М. А. Вайнер
и инж. С. П. Хижняк

* R_{88} — остаток на сите с отверстиями 88 м (соответствует прежнему обозначению R_{75}).

Газовая перегородка из фасонного кирпича «восьмерка» на кипятильных трубах

На электростанции Донбассэнерго внутренние газовые перегородки на кипятильных трубах котлов выполнены из огнеупорного кирпича «восьмерка» без чугунных хомутиков и болтовых соединений¹ (рисунк).



Газовая перегородка из кирпича «восьмерка».

а — кипятильная труба с кольцами;
б — поперечный разрез перегородки.

К наружной поверхности кипятильной трубы 1, на расстоянии 1—1,5 м друг от друга, приварены кольца из прутковой стали 2, на которые навешивается огнеупорный кирпич «восьмерка» 3.

В течение пятилетнего срока эксплуатации газовых перегородок коробления колец и разрушения кирпича не наблюдалось.

Инж. П. А. Сидоров

¹ Предложение И. А. Ефремова.

Повреждение воздухоподогревателя от загорания отложений

На трехбарабанном котлоагрегате ЛМЗ паропроизводительностью 90/110 т/час, работающем на АЩ, был поврежден трубчатый воздухоподогреватель (поверхность нагрева 4350 м²) из-за загорания отложений, причем полностью сгорела его правая половина и частично повреждены трубы левой половины.

Котельный агрегат работал с периодическими колебаниями нагрузки, являясь регулируемым среди трех агрегатов станции. При растопках, помимо мазута, применялась также пыль еще до включения котла в паровую магистраль. При минимальных нагрузках для поддержания факела нередко применялся мазут. При частых расшлаковках кипятильных пучков и более редких расшлаковках скатов холодной воронки, как правило, прибегали к «подсвечиванию» двумя мазутными форсунками. При этом имели место неполное сгорание топлива и занос хвостовой части котла смесью из несгоревших остатков топлива и мазутной сажки (продуктов неполного сгорания мазута).

Систематическая обдувка поверхностей нагрева, и особенно воздухоподогревателей, на станции не была налажена; давление сжатого воздуха от далеко расположенных и неисправных компрессоров не превышало 1—2 ат.

В день аварии котельный агрегат работал параллельно с двумя другими. Вследствие изменения графика нагрузки один котел понадобилось остановить и вместо него временно форсировать другие два. При форсировке котла увеличение тяги, добавление топлива и воздуха производились одновременно, так как все эти операции выполнялись одним кочегаром, обслуживавшим два агрегата, а дистанционное управление не было сосредоточено в одном месте.

Упрощенный способ статической балансировки роторов дымососов

Форсировка агрегата при таких условиях приводила к увеличению содержания горячих в уносе и заносу ими хвостовой части. До аварии агрегат проработал длительное время без ремонта. После остановки в последних газоходах было обнаружено нарушение целостности перегородок, вследствие чего горячие газы с температурой выше 600°С могли затягиваться в воздухоподогреватель. Это, повидимому, и вызвало загорание, а в дальнейшем и горение отложений мазутной сажи и несгоревшей пыли. Горение продолжалось более 3 час., пока вся правая сторона воздухоподогревателя не сгорела полностью и не превратилась в груду сплавленного металла и кирпича.

Повышение температуры отходящих газов было замечено со значительным опозданием, уже после того как из уплотнений валов дымососов появились дым и искры.

Последующая остановка котла, дымососов и вентиляторов, закрытие шиберов для устранения подпора воздуха от соседних работающих котлов, уплотнение топки, подача пара в топку через мазутные форсунки — не смогли остановить начавшееся горение. Выяснилось, что шиберы были неисправны и очень неплотно перекрывали газоходы. На правой половине, воздухоподогреватель которой полностью сгорел, глухой шибер дымососа до конца не закрылся, оставляя открытой примерно $\frac{1}{3}$ всего сечения.

Таким образом, возникновение пожара и интенсивное его распространение по ходу газов на протяжении 3,5 час. объясняются, прежде всего, допущенными ошибками по ведению режима работы топки на мазуте при растопках, расшлаковках, «подсвечивании» мазутом при малых нагрузках, плохой обдувкой поверхностей котла, нарушении целостности перегородок газоходов, неисправностью шиберов, отсутствием магистрали для паротушения пожара в хвостовой части, несвоевременным реагированием персонала на показания тепловых приборов и т. д.

Через день после аварии был отключен правый газоход, заглушена часть поврежденных труб левой половины воздухоподогревателя, и агрегат пустили на одной левой половине. Через несколько дней на место сгоревшей половины трубчатого воздухоподогревателя была поставлена половина старого, ранее демонтированного пластинчатого. Агрегат до сих пор работает нормально, только с некоторым температурным и воздушным перекосом из-за различия газового сопротивления трубчатой и пластинчатой половин воздухоподогревателя.

Впоследствии на станции был осуществлен ряд мероприятий по предотвращению аналогичных случаев, а именно:

1. Внедрена автоматика горения по топливу, дутью и тяге, что сделало эксплуатацию котельных агрегатов более надежной.

2. Приведено в порядок компрессорное хозяйство станции, установлен новый мощный компрессор, отремонтированы воздухопроводы и арматура на них, проводится своевременный ремонт компрессоров.

3. Введена ежесменная ручная обдувка воздухоподогревателей всех котлов сжатым воздухом под давлением не менее 5 ат. Обдувка производится с помощью трубы с загнутым концом и надетым на противоположный конец гибким шлангом, присоединенным к воздушной магистрали. Обдувка начинается с верхних кубов воздухоподогревателей поочередно через все лючки. Трубная доска куба освещается переносной 12-вольтовой лампой. Обдувка производится по рядам каждой трубы в отдельности. После обдувки верхних кубов воздухоподогревателя и осмотра их старшим кочегаром обдуваются нижние кубы поочередно через все боковые лючки. Поток газов внутри труб направляется сверху вниз, и обдутая поверхность не загрязняется сдуваемой пылью.

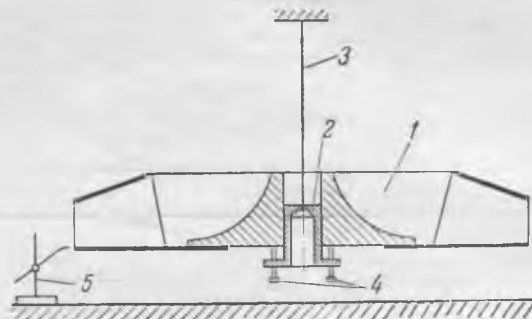
4. В хвостовой части котлоагрегатов проведена широко разветвленная магистраль насыщенного пара для тушения возможного загорания отложений. Магистраль выполнена из труб диаметром 83 мм с разводкой трубами диаметром 38 мм на полное давление пара в котлах.

5. Как правило, не допускаются нагрузки ниже «пылевого минимума», расшлаковка производится по графику, растопки ведутся строго по инструкции, сведено до минимума совместное сжигание мазута и угольной пыли («подсвечивание»), при растопках пыль дается в топку только после включения котла в паровую магистраль.

Инж. Н. А. Корж

Эксплуатация и ремонт передвижных электростанций часто протекают в условиях, когда изготовление приспособлений для балансировки роторов на ножах представляет некоторую трудность. В этом случае можно порекомендовать упрощенный, но достаточно точный способ балансировки на струне. Он очень прост, требует минимального количества станочных работ, но может быть применен только для сравнительно легких роторов (диаметром до 1 200—1 300 мм). Сущность его заключается в следующем (рисунок).

Во втулку ротора 1 вставляется оправка 2, имеющая точно в центре сверление для прохода тонкой стальной



Статическая балансировка ротора на струне.

1 — ротор; 2 — оправка; 3 — стальная струна; 4 — регулировочные болты; 5 — рейса.

струны 3, достаточно прочной для удержания ротора на весу (в случае тяжелого ротора струн может быть несколько). Положение оправки относительно втулки ротора регулируется болтами 4.

Если точка подвеса ротора лежит немного выше его центра тяжести, то наиболее тяжелая его сторона опустится вниз. Чувствительность балансировки можно увеличить, приблизив точку подвеса к центру тяжести. Устранение небаланса обычно производится при помощи электросварки без съема ротора со струны.

Этот способ балансировки принципиально не отличается от метода балансировки турбинных дисков на шариковой пяте¹, требующего несколько более сложных приспособлений, но зато применимого и для тяжелых роторов.

Инж. Е. В. Трифонов

¹ В. А. Молочек, Ремонт паровых турбин, Госэнергоиздат, 1940, стр. 166.

Работа мембранных вентилях на Н-катионитовых установках

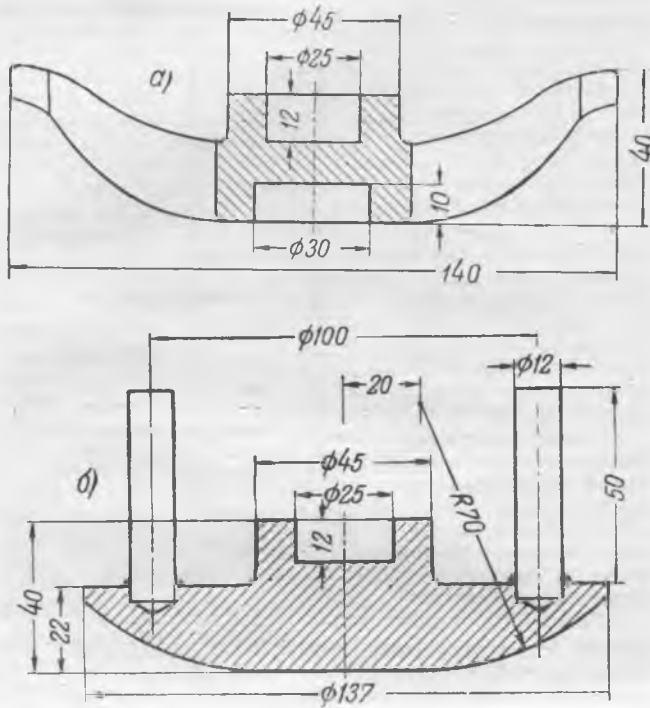
Определенная часть запорной арматуры химводоочисток, работающих по схемам Н-катионирования, должна быть кислотостойкой.

Наиболее распространенным типом арматуры для Н-катионитовых установок являются чугунные мембранные вентиля, которые изготавливает Карагандинский механический завод Министерства электростанций. Внутренняя поверхность корпуса вентиля покрывается перхлорвиниловым лаком. Эксплуатация мембранных вентилях показала, что слабым местом в работе этих вентилях является резиновая мембрана. Большая партия мембранных вентилях диаметром 100 мм, полученных с Карагандинского завода, требовала смены мембран через 20—40 час. после установки вентилях, так как мембраны прорывались.

На Н-катионитовой установке, где мембранные вентиля применяются с 1944 г., проведен ряд мероприятий, которые позволили немного удлинить сроки работы вентилях без смены мембран.

Резиновые мембраны заводского изготовления были заменены нормальной листовой резиной толщиной 5 мм. Для создания достаточной свободы перемещения плоской резины при открытиях и закрытиях вентилей диаметр отверстий в резине для прохода шпилек выполняется на 10 мм больше диаметра шпилек, крепящих крышку к корпусу вентиля. Листовая резина натягивается прижимным клапаном при закрытии вентиля и неполностью затянутых шпильках, после чего шпильки закрепляются окончательно. Срок работы листовой резины без смены составлял 1 500—2 000 час.

Мембраны и листовая резина обычно прорываются в местах соприкосновения с углами ребер клапана. Мероприятием, позволяющим дополнительно увеличить срок службы резины, является замена прижимных клапанов



с ребрами — сплошными клапанами. На рисунке показан старый клапан с ребрами (а) и новый сплошной клапан (б). Для движения клапана в крышке последняя протачивается на глубину 30 мм и на 10 мм больше диаметра сплошного клапана.

Замена клапанов с ребрами сплошными позволяет работать без смены резины до 3 000—4 000 час.

Работа Н-катионитовых установок с вентилями Карагандинского завода в том виде, как их изготавливает в настоящее время завод, приводит к частым остановкам фильтров для смены резины.

Заводу необходимо внести изменения в конструкцию мембранных вентилях, заменив в первую очередь прижимные клапаны с ребрами сплошными, а мембраны — листовой резиной. Корпусы вентилях желательнее отливать из кислотоупорного чугуна, поскольку покрытие их перхлорвиниловым лаком не всегда прочно, и корпусы подвергаются коррозии.

Инж. В. М. Чернявский

Работа турбогенераторов с замыканием на землю в обмотке статора

Турбогенератор 24 тыс. квт, 6,3 кв фирмы АЕГ со схемой соединения обмотки статора в треугольник был отключен защитой от замыканий на землю. Генератор работал на шины главного распределительного устройства, к которым присоединена также сеть 6 кв. Место пробоя изоляции статора имело большое переходное сопротивление (около 0,05 мгом) и определить его вначале не удалось.

Ввиду возникших в энергосистеме затруднений из-за недостатка мощности и невозможности провести немедленно ремонт генератора было решено определить место повреждения обмотки путем прожигания, затем пересоединить обмотку статора с треугольника на звезду так, чтобы место пробоя обмотки было ближе к нейтрали, и работать при неполном возбуждении, соответствующем напряжению $\frac{11}{\sqrt{3}} = 6,3$ кв. Испытания показали, что место повреждения находится в фазе В, на расстоянии 8% от одного из выводов.

После указанных пересоединений генератор был введен в работу в блоке с повысительным трансформатором и работал вполне устойчиво с нагрузкой $\frac{P}{\sqrt{3}} = 0,58 P_{ном}$ в течение семи суток.

Дефектный стержень, вынутый при ремонте, имел значительное повреждение миканитовой гильзы (в основном от прожигания). Возможной причиной электрического пробоя явилось местное вспучивание гильзы и наличие воздушных включений.

Случай, аналогичный приведенному, произошел также у турбогенератора 12,5 тыс. квт, 6,3 кв фирмы Бергман со схемой соединения обмотки статора в звезду, работавшего в блоке с повысительным трансформатором. При пробое статорной изоляции защита от замыканий на землю сработала на сигнал. Напряжение на землю по фазам распределилось следующим образом: А — 5 650 в; В — 1 320 в; С — 5 650 в; напряжение в нейтрали составило 2 340 в. На основании этих данных было определено, что место повреждения находилось в фазе В примерно на расстоянии 68% от нейтрали.

Генератор оставался в работе в течение 5 суток, затем был остановлен, и схема соединений обмотки статора была переключена¹, т. е. место повреждения было обращено ближе к нейтрали. В таком состоянии он работал 20 суток, вплоть до ремонта. На вынужден при ремонте стержне миканитовая гильза была разрушена (продольная трещина со следами выгорания) на длине 1 070 мм. Такой размер повреждения гильзы может быть объяснен длительной работой с замыканием на землю (до переключения звезды), причем ток замыкания на землю был всего порядка 2—3 а.

Приведенные случаи повреждения обмотки статора подтверждают допустимость работы с замыканием на землю при соблюдении условий, указанных в решении № 106/Э Технического отдела МЭС. Особенно следует подчеркнуть необходимость такого соединения обмоток, при котором место замыкания на землю будет возможно ближе к нейтрали. Вместе с тем из первого случая следует, что генераторы могут устойчиво работать при пониженном возбуждении на сеть, с напряжением более низким, чем номинальное напряжение генератора.

Инж. П. В. Кузнецов

¹ В соответствии с решением Технического отдела МЭС № 106/Э от 25 ноября 1948 г.

Попадание воды на обмотки генераторов

Существует широко распространенное мнение, что даже кратковременное попадание воды на генераторы является опасным для изоляции обмоток и что после поверхностного увлажнения изоляции необходима нормальная сушка машин.

Три случая попадания воды на обмотки генераторов, имевшие место в энергосистеме, показывают, что эти опасения являются необоснованными и что генераторы, увлажненные в работе, могут быть включены в сеть после кратковременной сушки либо после вентиляции машины на холостом ходу без возбуждения.

Первый случай имел место в 1939 г во время приемосдаточных испытаний гидрогенератора завода «Электросила» типа СВ 546/90-40, 12 500 квт, 6,3 кв после окончания сушки.

При опробовании охлаждения подпятника лопнуло водоуказательное стекло, расположенное выше перекрытия

статора, и вода попала через неплотности перекрытия генератора на обмотку статора и ротора, заливая последние в течение 5—10 мин., потребовавшихся для перекрытия вентиля и удаления скопившейся на перекрытии воды.

Сопротивление изоляции генератора до увлажнения (измеренное в холодном состоянии) было: у статора — 100 мгом; у ротора — 1 мгом; после увлажнения сопротивление изоляции снизилось до 45 мгом у статора и до нуля — у ротора.

Генератор был подвергнут ускоренной сушке методом короткого замыкания при токе 70—80% от номинального, и через 12 час. сопротивление изоляции машины в горячем состоянии стабилизировалось и было равно 37 мгом у статора и 0,45 мгом — у ротора.

Сушка была прекращена, и машину включили под нагрузку.

Второй случай произошел в 1950 г. с гидрогенератором завода «Электросила» типа СВ 655/110-32, 37 500 квт, 10,5 кв при приеме-сдаточных испытаниях, когда во время сброса нагрузки вырвало два установочных штифта стаканов направляющего аппарата, отверстия которых ошибочно были просверлены насквозь.

В момент попадания воды генератор был возбужден. Струи воды через отверстие диаметром 20 мм под напором 75 м вод. ст. в течение 2—3 мин. били по вращающемуся ротору и разбрызгивались по статору.

Сопротивление изоляции обмоток генератора несколько снизилось, но, к сожалению, данных о величине снижения не сохранилось.

После удаления воды, скопившейся на конструкциях и вентиляционных коробах, генератор был провентилирован в течение приблизительно 1 часа при номинальной скорости вращения, затем включен в сеть под нагрузку.

Третий случай попадания воды на обмотки машины произошел в гидрогенераторе завода «Электросила» типа ВВ844 в, 15 000 квт, 10,5 кв в 1951 г., когда на работающем в сети генераторе, вследствие возникновения гидравлического удара в системе охлаждения подпятника лопнуло водоуказательное стекло, расположенное выше генераторного перекрытия. Водой были залиты обмотка статора, обмотка и кольца ротора. Агрегат был разгружен, отключен от сети и остановлен через 10—12 мин. после возникновения гидравлического удара.

Сопротивление изоляции генератора до увлажнения (измеренное в холодном состоянии перед пуском) было у статора 150 мгом, у ротора — 50 мгом. После увлажнения сопротивление изоляции снизилось до 3 мгом у статора и до нуля — у ротора при 41°С.

Через 40 мин., потребовавшихся для удаления воды и закрытия металлической заглушкой смотрового окна водоуказателя, агрегат был провентилирован вхолостую при номинальной скорости вращения в течение 1,5 час., после чего сопротивление изоляции обмоток стало: у статора — 120 мгом, у ротора — 0,02 мгом при 21°С. После дополнительной вентиляции машины, еще в течение 4 час., также при нормальной скорости вращения, сопротивление ротора увеличилось до 0,2 мгом*, и агрегат был включен в сеть под нагрузку, т. е. простой агрегата составил всего около 6 час.

Через 4½ часа работы под нагрузкой агрегат был остановлен для контрольного измерения сопротивления изоляции обмоток, которое оказалось: у статора — 150 мгом и у ротора — 3 мгом, а еще через 11 час. работы сопротивление изоляции ротора поднялось до 30 мгом.

Выводы

1. Обмотки гидрогенераторов завода «Электросила» не боятся кратковременных поверхностных увлажнений, если сейчас же принимаются меры по удалению воды и подсушке обмоток.

2. Сушка может производиться путем вентиляции машины на холостом ходу, причем не требуется стремиться к достижению первоначальных величин сопротивления изоляции обмоток, особенно у ротора, так как изоляция досушивается в работе машины под нагрузкой.

Инж. И. В. Малхасьян

* Дополнительная вентиляция гидрогенератора в этом случае была уже лишней, так как директивные указания Технического управления МЭС допускают включение генераторов в сеть при сопротивлении изоляции обмотки ротора, равном 2 000 ом. Р е д.

Пересоединение трансформатора 6,3/10 кв на автотрансформатор 5,5/6,3 кв

Генератор фирмы АЕГ 12 500 квт (15 600 ква). 5 ÷ 5,5 кв (ток 1814/1 640 а) присоединен к шинам 6,3 кв через автотрансформатор 5,5/6,3 кв, переделанный из трансформатора фирмы «Электробудова» 4000 ква, 6,3, 10 ± 5% кв, 367/231 а, соединении обмоток звезда, звезда.

На рис. 1 показана схема трансформатора 6,3/10 кв. Первичная обмотка 6,3 кв состоит из двух параллельных ветвей и при переделке в автотрансформатор без пересоединения подключается к генератору 5,5 кв. Вторичная обмотка 10 кв, состоящая также из двух параллельных

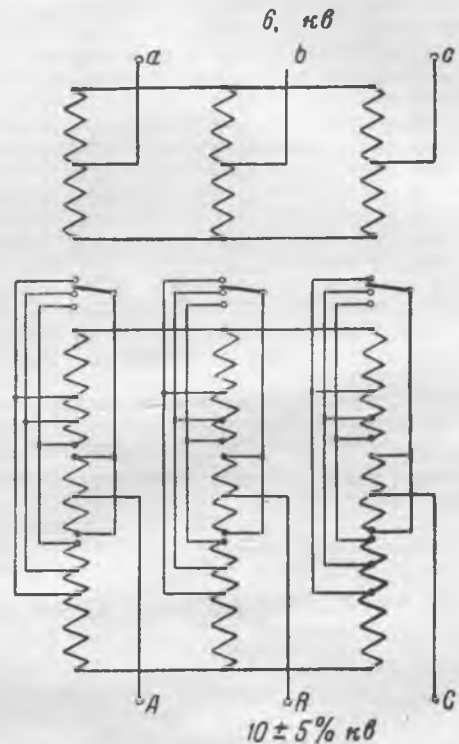


Рис. 1. Схема трансформатора 6,3/10 кв.

ветвей по 11 катушек, разбивается на 22 катушки, концы которых при помощи болтов соединяются в параллель с двумя медными шинами. Одна шина присоединяется к выводам 5,5 кв, а другая — к выводам 6,3 кв.

На рис. 2 приведена схема автотрансформатора 5,5/6,3 кв после переделки.

Одна катушка при первичном напряжении 6,3 кв дает:

$$U_{кат} = \frac{U_{2тр}}{\sqrt{3 \cdot a}} = \frac{10\ 500}{\sqrt{3 \cdot 11}} = 551\ в,$$

где $U_{кат}$ — напряжение одной катушки;
 $U_{2тр}$ — вторичное напряжение трансформатора;
 a — количество катушек в одной ветви.

Вторичное напряжение автотрансформатора $U_{2ав}$ равно:

$$U_{2ав} = U_{1ав} + \sqrt{3} U_{кат} \frac{U_{1ав}}{6,3} = 5,5 + \sqrt{3} \cdot 0,551 \cdot \frac{5,5}{6,3} \approx 6,3\ кв,$$

где $U_{1ав}$ — первичное напряжение автотрансформатора, равное напряжению генератора, — 5,5 кв,

т. е. вторичное напряжение автотрансформатора будет равно требуемому на шинах напряжению 6,3 кв.

Таким образом, автотрансформатор увеличивает напряжение на 0,8 кв. Коэффициент трансформации равен 1,15.

Механизация ремонтных работ на линиях электропередачи

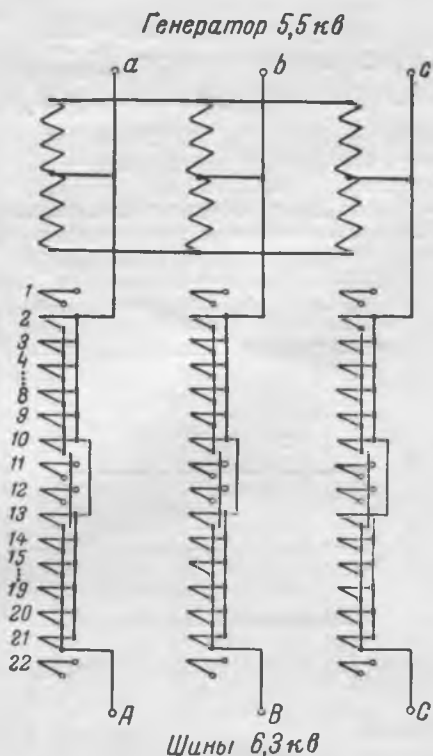


Рис. 2. Схема автотрансформатора 5,5/6,3 кв.

Первичный ток со стороны генератора (и автотрансформатора)

$$I_{1ас} = \frac{P}{\sqrt{3}U_{1ас}} = \frac{15\,600}{\sqrt{3} \cdot 5,5} = 1\,640 \text{ а.}$$

Вторичный ток со стороны шин и во вторичной обмотке автотрансформатора

$$I_{2ас} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{2ас}} = \frac{15\,600}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1\,430 \text{ а.}$$

В первичной обмотке протекает ток

$$I_{1ас} - I_{2ас} = 1\,640 - 1\,430 = 210 \text{ а.}$$

При параллельном соединении катушек особенно важно равенство э. д. с., так как в противном случае возникают неравномерные токи. Катушки № 1, 11, 12 и 22 имели меньшее количество витков и из схемы были исключены (рис. 2).

Кроме того, при нагрузке может иметь место неравномерное распределение токов. В закороченной вторичной обмотке при помощи токоизмерительных клещей были проверены токи в параллельных катушках. Из-за неодинакового индуктивного сопротивления катушек распределение токов было очень неравномерным (см. таблицу):

Номера катушек . . .	1	2	3+9	10	11	12	13	14+20	21	22	Всего
Ток в катушке, а . .	—	104	72	107	—	—	107	72	104	—	1430
Ток в катушке, % от номинального . .	—	90,0	62,4	92,7	—	—	92,7	62,4	90,0	—	—

Номинальный ток в одной ветви вторичной обмотки трансформатора составляет $231 : 2 = 115,5 \text{ а}$, и ток в параллельной катушке автотрансформатора ($72 \div 107 \text{ а}$) не превышает номинального.

Автотрансформатор работает с конца 1948 г.

Инж.. М. М. Сташкявичус

В большинстве энергосистем преобладают линии электропередачи на деревянных опорах. В течение войны и первых послевоенных лет строительство и ремонт новых линий электропередачи в основном производились с использованием непританной древесины. Это вызывает необходимость ежегодного производства большого объема ремонтных работ по смене древесины (количество сменяемых деталей в отдельных энергосистемах достигает 6 000—7 000 шт. в год).

Помимо больших затрат на замену древесины, увеличивается также число отключений линий на ремонт, а это в свою очередь вызывает увеличение потерь в сети, снижение надежности работы системы и нередко — ограничение потребителей.

Хотя внедрение работ под напряжением резко сокращает простой линий в ремонтах, но оно не разрешает всего комплекса задач, связанных с улучшением и механизацией линейных работ.

Учитывая, что выполнение ремонтных работ на линиях электропередачи усложняется большой их протяженностью, необходимостью вести работы вдали от населенных пунктов и перемещать ремонтные бригады порой на большие расстояния, возникает потребность разработки соответствующих способов ускорения и облегчения ремонтных и эксплуатационных работ. Это достигается оснащением линейных бригад транспортабельными механизмами, получением электроэнергии для производства работ и созданием нормальных условий для линейных рабочих во время выездов на линии электропередачи. В настоящее время линейные бригады в большинстве случаев имеют лошадь или грузовую автомашину с набором ручного инструмента и тяжелажных приспособлений.

Строительные организации Министерства электростанций добились значительных успехов в механизации линейных работ. Линии строят и монтируют механизированные колонны, оснащенные несколькими тракторами, автомашинами и автокранами. На тракторах смонтированы кусторезы, земляные буры, столбоставы и телескопические вышки. Механизированные колонны очень эффективны при строительстве новых линий электропередачи. Однако для эксплуатационных работ в условиях большой разбросанности линий и разнотипности операций, а в ряде случаев и усложненной технологии работ такая механизация мало применима из-за ее дороговизны, дефицитности, а также недостаточной мобильности.

Механизация эксплуатационных линейных работ, по нашему мнению, в соответствии с их особенностями должна идти по пути разработки облегченных механизмов, приспособленных к технологии ремонтных работ на линиях электропередач.

С этой точки зрения для коренного улучшения эксплуатационных и ремонтных работ на линии нужно разрешить в первую очередь следующие вопросы:

1. Механизация тяжелажных, погрузочно-разгрузочных работ с грузами весом до 1 т для быстрой погрузки линейной древесины, барабанов с проводом и ящиков с инструментами; выемка из котлована старых стульев, установка новых, подъем стоек и т. п.

2. Механизация земляных работ машинами облегченного типа, дающими возможность производить раскопку стульев с ригелями и вырывать котлованы необходимого профиля.

3. Электрификация работ путем применения электролебедки, электроинструмента как при заготовке деталей, расчистке трасс, так и непосредственно при производстве ремонтных работ.

4. Использование электросварочным аппаратом при ремонтах и монтаже заземлений.

5. Осуществление двусторонней радиосвязи линейной бригады с сетевым районом.

6. Освещение места работ в ночное время.

7. Предоставление линейной бригаде надежного транспорта с высокой проходимостью.

8. Создание для линейных рабочих нормальных условий для укрытия во время непогоды, для принятия пищи во время перерывов в работе.

Осуществление описанных условий мыслится следующим образом. На автомашине типа вездехода монтируется генератор переменного тока. Специальной переходной ко-

робкой генератор может подключаться к двигателю автомашины и давать достаточное количество электроэнергии для питания поворотного электрокрана, землеройной машины, электролебедки, сварочного агрегата и других приемников электроэнергии, необходимых для механизации ремонтных работ на линии электропередачи.

Наиболее пригодной для этих целей является 2-т автомашина с двумя ведущими осями типа ГАЗ-63.

В Горьковской энергосистеме смонтирована такая машина, в основу которой положены приведенные выше требования (см. рисунок).



В 1,5-т автомашине обычная кабинка шофера заменена небольшим кузовом автобусного типа, в котором могут удобно разместиться шесть-семь человек. В полу кузова смонтирован генератор переменного тока 15 квт. Генератор карданным валом соединен со специальной переходной коробкой, которая является связывающим звеном между генератором и мотором автомашины. Управление генератором (электрощиток) и переходной коробкой расположено возле шофера автомашины.

В самом кузове смонтирована радиостанция, позволяющая осуществить двустороннюю радиосвязь на расстоянии до 30—35 км. Сзади кабины на грузовой платформе расположен поворотный кран грузоподъемностью до 1 т со стрелой высотой 4,5 м. Кран приводится в действие электродвигателем.

На крыше кузова установлены два съемных рефлектора с лампами до 500 в, которые могут при необходимости устанавливаться на специальных треногах вне машины. В наружной боковой стенке кузова смонтирован электрощиток, к которому с помощью специальных розеток могут быть подсоединены разные токоприемники: электросварочные аппараты, электродрели и др. На платформе машины смонтированы тиски. Как в кузове, так и на грузовой платформе установлены ящики для хранения линейного инструмента.

Линейная машина, помимо поворотного электрокрана и электроинструмента, должна иметь электролебедку, землеройную машину, телескопическую вышку и изолирующую лестницу. Эти механизмы мыслится выполнять инвентарными с электроприводом на автоприцепах, а питание их осуществить от генератора в кузове автомашины.

Из числа перечисленных выше механизмов нами разрабатывалась конструкция электролебедки и землеройной машины. Электролебедка в отличие от существующих лебедок должна быть более транспортабельной и меньше весить. Электролебедка изготовлена и смонтирована грузоподъемностью 500 кг.

В связи с тем, что при изготовлении лебедки использованы имеющиеся в наличии редукторы, вес ее несколько увеличился (до 250 кг). Испытания лебедки показали ее полное соответствие расчетам. Однако надо считать, что для линейных работ нужно разработать лебедку лучшей конструкции с большей грузоподъемностью и меньшим весом.

Землеройная машина сконструирована на принципе ленточного транспортера, на котором имеются специальные зубья и скрепки. Она приводится в действие от электродвигателя 4 квт, который получает питание от гене-

ратора линейной машины. Размещается эта машина на 1,5-т автоприцепе.

Испытания опытного образца были произведены как в летнее, так и в зимнее время в условиях нормального и мерзлого грунта, причем машина вырывала котлованы необходимого профиля глубиной 2,5 м в течение 15 мин.

Недостатками землеройной машины являются ее большой вес (1 т) и несовершенное управление. Хотя для строительных работ на линиях электропередачи машина может применяться и в таком виде, но для эксплуатационных нужд она тяжела и ее необходимо облегчить.

Однако даже опытный образец показал, что можно значительно облегчить условия работы нашего персонала и целиком избавить линейщика от необходимости производства земляных работ.

Линейной машиной проводился ряд работ как на линиях, так и вне их. Так, например, производились работы по погрузке и перегрузке древесины и по погрузке барабанов с проводом, ящиков с инструментами, а также и других грузов. Машина работала как нормальный автокран и показала большую эффективность. Помимо того, краном проводились работы по замене ступень следующим образом: откапывался немного грунт вокруг стула и затем стул выдергивался краном, а вместо него при помощи крана ставили новый стул. На работах по замене ступень получались экономия в рабочей силе на земляных работах, так как объем котлована был на 40—50% меньше, и экономия на такелажных работах, так как их выполнила полностью линейная машина.

Во время централизованного ремонта одной из транзитных линий энергосистемы линейная машина была использована как передвижная электростанция. Вся необходимая древесина была предварительно развезена на протяжении 30 км вдоль линии, а затем при помощи электропил и электросверл были обработаны все развезенные детали.

Во время производства ремонтных работ линейная машина осуществляла двустороннюю радиосвязь с подстанциями района, что позволило более конкретно руководить работами.

Особенно большой практический эффект как во времени, так и в затратах был получен при расчистке и прорубке трассы для вновь строящейся линии электропередачи. Применение электропил дало возможность в течение 1 мес. очистить трассу длиной 37 км, вырубив при этом около 10 тыс. м³ древесины.

Во время ночных выездов машины на линию был произведен опыт освещения места производства работ с помощью рефлекторов. При этом одна опора освещалась хорошо, а весь пролет до следующей опоры был освещен удовлетворительно.

Машина использовалась также для производства испытаний на линиях и на обесточенных подстанциях, для чего ее снабжали трансформатором напряжения.

Наличие на линейной машине специального кузова значительно улучшает условия переезда, особенно во время осеннего периода.

Линейная машина может послужить базой для разработки ряда новых приемов в проведении ремонтных и профилактических работ, а также для разработки и применения новых приспособлений и механизмов.

Оснащение сетевых районов линейными машинами значительно повысит маневренность района электросети и позволит лучше использовать рабочую силу. Механизация ремонтных работ на линиях электропередачи позволит индустриализировать эту область работы и резко повысить производительность труда.

Небольшой опыт работы нашей системы в этом направлении доказывает возможность создания надежной, практически ценной линейной машины для производства эксплуатационных и ремонтных работ. Укомплектованная же прицепным инвентарем, механизмами и электроинструментом, линейная машина облегчит тяжелый физический труд линейщиков и создаст условия для разработки и внедрения высокопроизводительных методов труда.

Инж. В. М. Жук
и инж. Е. Х. Сагалов

Фиксатор вибрации проводов

Явление вибрации обуславливается совокупностью множества факторов. К ним относятся: конструкторские особенности линий электропередачи (марка провода, тип зажима, тяжесть проводов, величина пролета и пр.);

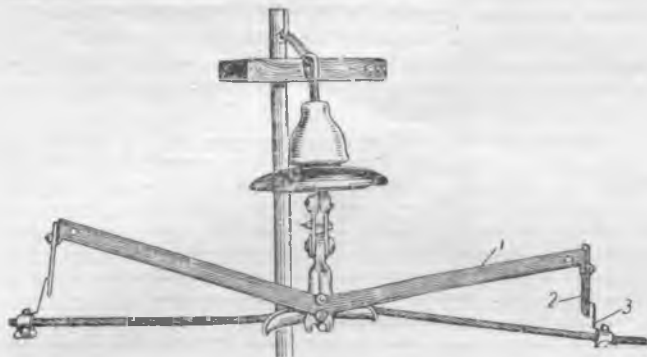


Рис. 1.

внешние факторы (географическое направление линий электропередачи, направление и скорость ветра, рельеф местности и т. д.). Естественно поэтому, что обходчик линий электропередачи не может полностью обеспечить сбор сведений о вибрации проводов.

По предложению автора в Ярославской электросети для обнаружения мест вибрации проводов применен

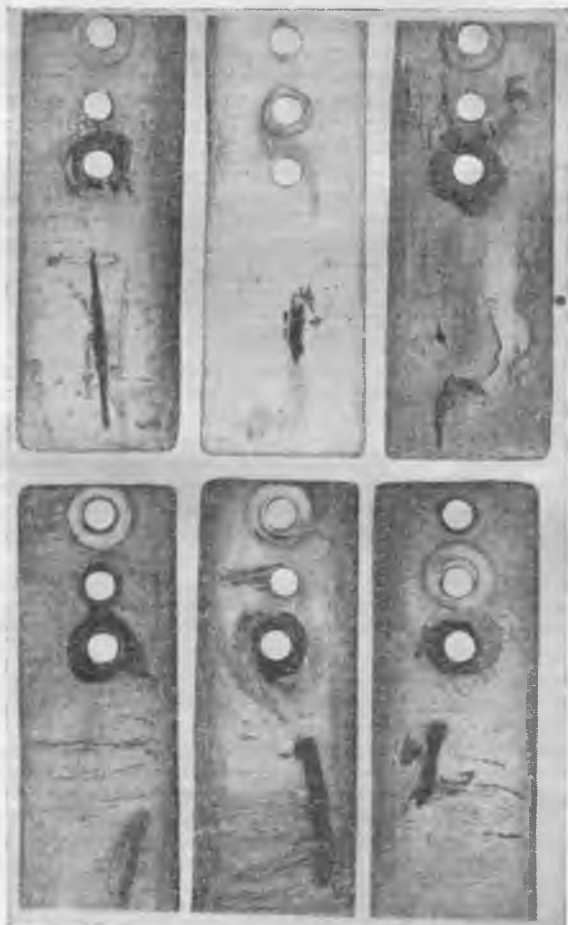


Рис. 2.

фиксатор вибрации проводов линий электропередачи (рис. 1).

Фиксатор предусмотрен для монтажа на подвесных зажимах типа ЗПВ (Р-140). При наличии изолирующей площадки или лестницы он устанавливается без отключения линий электропередачи.

Фиксатор вибрации проводов состоит из коромысла 1, экрана 2 и фиксатора 3. Принцип работы его следующий.

Коромысло с экранами — неподвижная система. Фиксатор перемещается в пространстве вместе с проводом. Так как он своим «жалом» касается экрана, то при перемещении будет оставлять следы на экране.

Вибрация проводов происходит только в вертикальной плоскости, и следы на экране будут соответствовать этому.

В 1950 г. было установлено 14 фиксаторов на четырех линиях электропередачи 110 кВ в различных участках. Через три летних месяца они были сняты. Результаты оказались положительными.

На рис. 2 показана часть экранов, на которых ясно видны следы работы фиксатора. На многих экранах следы натерты до металлического блеска, что говорит о продолжительности вибрации.

Наличие повреждений проводов в зажимах, на которых устанавливались фиксаторы, подтверждает факт вибрации проводов.

Н. М. Шипов

ОТ РЕДАКЦИИ

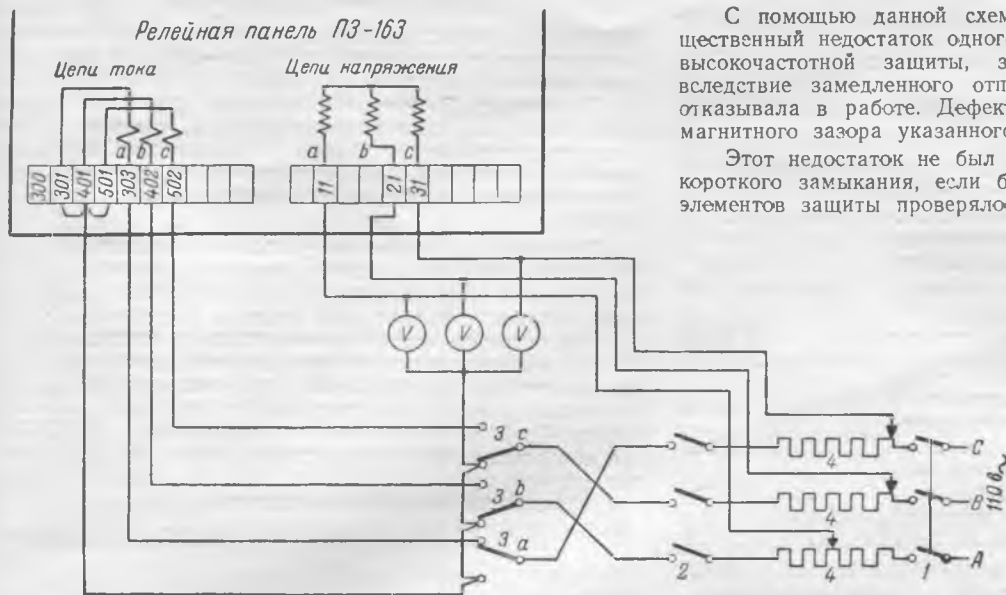
Описанный фиксатор вибрации проводов линий электропередачи нельзя сравнивать по точности с вибрографом, дающим точную запись вибрации проводов и тросов, но из-за отсутствия в достаточном количестве вибрографов допускается временное применение фиксаторов описанного типа для выявления вибрации.

Проверка фильтровой высокочастотной защиты имитацией коротких замыканий

Для окончательной проверки защиты и взаимодействия отдельных ее элементов легко могут быть имитированы короткие замыкания, чем создаются условия, близкие к тем, при которых защита должна работать.

Схема, показанная на рисунке, применяется в одной энергосистеме для имитации трехфазных коротких замыканий, а также двухфазных и однофазных замыканий на землю при испытании быстродействующей фильтровой направленной защиты с высокочастотной блокировкой непосредственно на месте установки после окончания монтажа и всех предварительных испытаний. Высокочастотная блокировка (высокочастотный канал) при этом отключается, чтобы не было «ответного» высокочастотного сигнала с противоположного конца линии.

В схеме для имитации трехфазного короткого замыкания включаются трехполюсные рубильники 1 и 2; переключатели 3 устанавливаются в верхнее положение, и при помощи реостатов 4 (на 5 а и 14 ом) на вольтметрах всех фаз устанавливается одинаковое пониженное напряжение. При этом на защиту подаются пониженное симметричное трехфазное напряжение и симметричный трехфазный ток (~ 5 а), сдвинутый относительно напряжения на 60° . Последнее достигается тем, что в фазу А защиты подается ток от реостата, включенного на фазу С напряжения, причем этот ток сдвинут относительно напряжения фазы С на 180° вследствие обратного включения цепей тока защиты (закорочены зажимы 301, 401 и 501, а не 303, 402 и 502, как обычно). Другие фазы включаются аналогично. После этого рубильник 2 отключается, обеспечивая токовые цепи защиты.



В цепях напряжения при этом наоборот, автоматически устанавливается нормальное напряжение, ввиду того что полное сопротивление этих цепей несоизмеримо велико по сравнению с сопротивлением реостатов 4.

Процесс подготовки схемы завершается подачей на защиту оперативного тока.

Имитация короткого замыкания на защищаемой линии осуществляется включением рубильника 2 на время меньшее, чем время самовозврата защиты (которое, как известно, устанавливается на ступень выше максимально возможной длительности короткого замыкания в сети). При этом должно происходить выпадение выходного блинкера (защита действует на сигнал, т. е. на шунтовой блинкер), а также блинкеров 8ЭС и 9ЭС на релейной панели.

Для имитации сквозного короткого замыкания изменяется направление подаваемых на защиту токов путем переключения цепей тока на 180° (ток подается на зажимы 301, 401 и 501, а закорачиваются зажимы 303, 402 и 502). В этом случае выходной блинкер не выпадает, так как защита отключающего импульса давать не должна.

Для имитации однофазного короткого замыкания на какой-нибудь фазе (на схеме показана имитация замыкания на землю фазы А) переключатель 3 этой фазы устанавливается в верхнее положение, а переключатели других фаз — в нижнее. После этого включаются рубильники 1 и 2, и при помощи реостатов 4 на поврежденной фазе устанавливается пониженное (порядка 25 в), а на неповрежденной — нормальное напряжение (движки реостатов неповрежденных фаз устанавливаются в крайнее правое положение). При этом током обтекается только та фаза защиты, повреждение которой имитируется.

Процесс имитации короткого замыкания, как описано выше, осуществляется кратковременным включением рубильника 2 после его отключения и подачи на защиту оперативного тока.

При отключенном положении выключателя 2, как и при имитации трехфазного короткого замыкания, на защите устанавливается симметричное номинальное напряжение, так как при этом цепи напряжения защиты оказываются включенными последовательно с реостатами 4, которые имеют весьма малое сопротивление.

При имитации замыкания двух фаз (например, В и С) на землю переключатели 3 этих фаз устанавливаются в верхнее положение, а переключатель 3 неповрежденной фазы А — в нижнее положение. Благодаря этому в данном случае током обтекаются только те фазы, замыкания на землю которых имитируется (например, фазы В и С). На этих же фазах при включенном положении рубильника 2 реостатами 4 устанавливается пониженное напряжение.

Как видно из изложенного, различные короткие замыкания на схеме выполняются без пересоединений.

С помощью данной схемы был выявлен весьма существенный недостаток одного из комплектов фильтровой высокочастотной защиты, заключающийся в том, что вследствие замедленного отпадания реле ЗКР-1 защита отказывала в работе. Дефект был устранен увеличением магнитного зазора указанного реле.

Этот недостаток не был бы обнаружен без имитации короткого замыкания, если бы взаимодействие отдельных элементов защиты проверялось путем замыкания различных реле от руки, например, как это рекомендуется в «Руководстве по проектированию, монтажу и наладке быстродействующей фильтровой высокочастотной защиты» (изд. 1950 г.).

Схема легко может быть выполнена в виде переносного устройства.

Инж. О. В. Сулов

Масса для холодной заливки кабельных муфт

Для заливки соединительных и концевых кабельных муфт в настоящее время применяются битуминозные и масло-канифольные массы. Опытном монтаже и эксплуатации кабельных муфт выявлены следующие недостатки указанных заливочных масс:

1) необходимость предварительного разогрева до сравнительно высокой температуры и опасность работы персонала с разогретыми массами;

2) большая затрата времени на заливку муфт (несколько часов) ввиду чрезмерной усадки заливочных масс при остывании;

3) неустойчивость характеристик масло-канифольных масс — через несколько лет эксплуатации канифоль из массы выкристаллизовывается;

4) образование пустот в полостях муфт при заливке их битуминозными массами и растрескивание массы при низких температурах;

5) сложность применения этих масс ввиду пожарной опасности при их разогреве в коллекторах, туннелях, колодцах и других сооружениях.

С 1943 по 1950 г. в МКС Мосэнерго была проведена работа по исследованию в лабораторных и эксплуатационных условиях нового типа заливочной массы холодного заполнения, разработанного в ВЭИ. Масса холодной заливки «МХЗ-158» готовится из двух составов непосредственно на месте монтажа после подготовки муфт к заливке. Каждый состав доставляется на место монтажа в металлической, деревянной или иной таре в потребном для заливки количестве.

Рецептура состава № 1

Канифоль с температурой плавления 68—72°С	18	весовых частей
Битум с температурой размягчения 70—75°С по Кремер-Сарнову	32	части
Трансформаторное масло с пробивным градиентом не ниже 10 кв/мм, измеренным в стандартном разряднике с расстоянием между электродами 2,5 мм	50	частей

Всего . . . 100 весовых частей

Состав № 1 готовится следующим образом. В котел емкостью 50—100 л загружается битум и нагревается до 160—170°С. При непрерывном размешивании разогретого битума мешалкой в котел в 3—4 приема в течение 10—15 мин. вводится канифоль. Температура смеси доводится до 200°С и выдерживается

15 мин. Затем смесь охлаждается до 160°С и в нее вводится в 3—4 приема трансформаторное масло с таким расчетом, чтобы температура смеси была не ниже 150°С. Готовый состав разливается в тару при температуре 100—50°С. Он должен удовлетворять следующим контрольным характеристикам:

Удельный вес при 20°С	0,94—0,95
Вязкость по воронке НИЛК с диаметром отверстия 4 мм при 20°С	4—7 мин.
Пробивной градиент в стандартном разряднике с расстоянием между электродами 2,5 мм	не ниже 13 кв/мм

Рецептура состава № 2

Гашеная известь или пушонка с содержанием гидрооксида кальция не менее 65% и влажностью в пределах 0,3÷1,0%	9	весовых частей
Негашеная известь с содержанием окиси кальция не менее 85%	3	части
Трансформаторное масло по качеству такое же, как для состава № 1	20	частей

Всего . . . 32 весовых части

Состав № 2 готовится следующим образом. Гашеная известь отвешивается и загружается в открытый сосуд, добавляется трансформаторное масло, и вся масса размешивается до однородности. Затем прибавляется негашеная известь, и масса опять размешивается до однородности. Она загружается в краскотерку и пропускается через нее 1—2 раза. Готовый состав № 2 должен храниться в закрытой таре. Контрольные характеристики его:

Удельный вес при 20°С	1,26÷1,29
Вязкость по воронке НИЛК с диаметром отверстия 4 мм	15—18 сек.
Пробивной градиент	не ниже 11 кв/мм

Как указывалось выше, масса «МХЗ-158» готовится лишь тогда, когда муфта готова к заливке. В сосуд со 100 весовыми частями состава № 1 в течение 1 мин. при перемешивании добавляются предварительно тщательно размешанные 32 весовые части состава № 2. Массу перемешивают мешалкой еще 1—2 мин., захватывая жидкость со дна, после чего она готова к заливке.

Заливка муфты производится при температуре массы 10—30°С в один прием. Через 10—15 мин. после заливки, в течение которых выходят внесенные при заливке пузырьки воздуха, муфта запаивается. Для удобства работы желательно иметь градуированные по объему сосуды для составов № 1 и 2, исходя из размеров муфт и соотношения составов № 1 и 2 по весу (100:32).

Опыт эксплуатации с 1943 г. соединительных муфт и концевых воронок на кабельных линиях напряжением 6 кв, а также периодические контрольные вскрытия муфт и испытания массы показали полную пригодность этой массы в эксплуатации.

Масса для холодной заливки «МХЗ-158» имеет следующие преимущества: усадка ее весьма мала — 1%, заливка производится в один прием при 10—30°С, и весь процесс заливки требует 10—15 мин.

В течение 7 лет эксплуатации кабельные линии с муфтами, залитыми указанной массой, показали вполне удовлетворительные результаты периодических профилактических испытаний, удовлетворительные электрические характеристики и малые изменения физико-химических свойств.

Основываясь на вполне удовлетворительных эксплуатационных свойствах массы холодной заливки, а также учитывая значительное сокращение времени монтажа муфт при использовании этой массы и устранение из технологии монтажа операции по разогреву массы, следует считать вполне целесообразным широкое применение массы холодной заливки «МХЗ-158» для соединительных и концевых муфт на кабелях напряжением до 10 кв включительно. Особенно целесообразно применение «МХЗ-158» для скоростного монтажа, а также когда на месте монтажа нельзя разводиться огонь (в туннелях, подвалах, шахтах, коллекторах и прочих помещениях).

Инж. Б. М. Баранов

К заметке „Простой способ защиты электродвигателей от работы на двух фазах“

В № 8 журнала «Электрические станции» в разделе «Обмен эксплуатационным опытом» по недосмотру редакции помещена заметка инж. Е. Д. Зейлидзе «Простой способ защиты электродвигателей от работы на двух фазах», в которой допущены следующие ошибочные положения:

1. Указывается, что при перегорании предохранителя на той фазе, к которой подключена катушка магнитного пускателя, последний немедленно отключается, и двигатель останавливается. В действительности, как правило, катушка не теряет питания, и двигатель продолжает работать на двух фазах. Только после отключения двигателя тем или иным воздействием на пускатель (нажатием кнопки «останов», дистанционным отключением и т. д.) отсутствие предохранителя в одной фазе препятствует повторному включению двигателя при наличии напряжения только на двух фазах.

2. Описанный способ предлагается распространить повсеместно для всех трехфазных электродвигателей самого различного назначения, в то время как способ применим для ограниченного числа электродвигателей с кратковременным режимом работы, как, например, двигатели исполнительных механизмов тепловой автоматики (электрохимическая система).

3. Не оговаривается, что в сети с заземленной нулевой точкой, по условиям защиты электродвигателей от замыканий на землю, требуется обязательно устанавливать предохранители на всех трех фазах.



ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

О повышении надежности работы электрических машин

В связи с тем, что на отдельных электростанциях при проведении приемо-сдаточных испытаний генераторов после монтажа испытания обмоток повышенным напряжением не производились, Техническое управление МЭС разъясняет (эксплуатационный циркуляр № 38/Э от 31 августа 1951 г.), что на основании ГОСТ 533—51 на турбогенераторы и ГОСТ 5616—50 на гидрогенераторы заводы-поставщики обязаны по окончании монтажа производить на месте установки испытание изоляции обмоток статора турбогенератора, а также обмоток статора и ротора гидрогенератора в сухом состоянии от корпуса напряжением переменного тока, равным 75% испытательного напряжения, и при режиме испытаний, применяемых на заводе-изготовителе при выпуске генераторов.

Указанные испытания, в соответствии с действующим основным ГОСТ 183—41 на машины электрические, должны производиться поочередно для каждой фазы обмотки статора при присоединенных к корпусу двух других фаз и распространяются также на синхронные компенсаторы.

Следует иметь в виду, что «Правилами устройств электротехнических установок» в разделе «Объем и нормы приемо-сдаточных испытаний электроустановок» (выпуск 2, Госэнергоиздат, 1950 г.), также предписывается производить после монтажа генераторов и синхронных компенсаторов испытания их обмоток повышенным напряжением переменного тока.

Эти правила являются обязательными для всех ведомств.

Циркуляр предлагает главным инженерам РУ и ЭК, сетевых районов и электростанций настойчиво требовать от заводов-поставщиков проведения после монтажа испытаний изоляции обмоток статоров турбогенераторов и обмоток статоров и роторов гидрогенераторов и синхронных компенсаторов повышенным напряжением переменного тока, не оформляя без этого приемо-сдаточных актов.

Техническое управление МЭС, отмечая случаи аварийного выхода из строя резервных якорей возбудителей спустя несколько дней после их установки, предлагает в период ближайшего капитального ремонта или иной остановки турбогенератора, проверив исправность, установить запасный якорь возбудителя для работы до следующего капитального ремонта, после чего снять этот якорь и хранить в качестве резервного.

О порядке включения устройств компаундирования и электро- магнитных корректоров напряжения при пусках и остановках генераторов

В целях улучшения эксплуатации устройств автоматического регулирования возбуждения и упрощения процесса пуска и остановки генераторов на электростанциях Техни-

ческое управление МЭС на основе имеющегося в Киев-энерго опыта эксплуатации рекомендует (решение № 22/Э от 29 мая 1951 г.) во всех случаях, когда на генераторах электростанций установлена система возбуждения, разработанная Институтом электротехники АН УССР,—устройство компаундирования (УК) и электромагнитный корректор напряжения (ЭМК), применять следующий порядок пуска и остановки генераторов:

1. Устройства УК и ЭМК нормально не отключаются.

2. При запуске генератора подача возбуждения осуществляется включением АГП, причем установочные устройства корректора и компаундирования и шунтовой реостат находятся на сделанных при наладке отметках (отметки соответствуют номинальному напряжению при частоте 50 пер/сек и холостом ходе генератора).

3. При остановке генератора снятие возбуждения производится отключением АГП, а устройства УК и ЭМК остаются включенными до следующего пуска.

4. Если регулирование генератора на холостом ходу неустойчиво, то следует установить стабилизирующий трансформатор.

5. Во время разворачивания генератора, если оно происходит при включенном АГП, дежурный обязан следить за напряжением генератора. Если по какой-либо причине напряжение генератора возрастет свыше 10% от номинального, следует отключить АГП и выяснить причину повышения напряжения (например, неправильные положения шунтового реостата или установочного устройства корректора).

В отдельных случаях, при неблагоприятных характеристиках машин, процесс самовозбуждения может не произойти или начинаться при скорости вращения, близкой к номинальной. В последнем случае может наблюдаться перерегулирование напряжения более чем на 10% свыше номинального. В обоих случаях следует при скорости вращения разворачиваемого генератора около 50% от номинальной, при включенном корректоре, резко вывести шунтовой реостат, наблюдая за вольтметром генератора. При начавшемся самовозбуждении нужно вернуть шунтовой реостат на отметку.

К „Правилам безопасности при эксплуатации воздушных линий высокого напряжения“

В «Правилах безопасности при эксплуатации воздушных линий высокого напряжения» (издание шестое, 1951 г.) необходимо внести следующие исправления:

1. Часть вторая, глава VIII

П. 41 (стр. 32) первая строка сверху: напечатано «в п. 1»; следует читать «в п. 40».

П. 66 (стр. 35) в конце первого абзаца: напечатано «з п. 30»; следует читать «в п. 69».

П. 82 (стр. 37) первая и вторая строки сверху: напечатано «Первый абзац п. 1 и пункты 3, 4, 10, 14, 15, 16, 18, 23, 24 не распространяются.»; следует читать: «Первый абзац п. 40 и пункты 42, 43, 49, 53, 54, 55, 57, 62, 63 не распространяются...»

2. Приложение III

В таблице «Квалификация персонала» (стр. 48) в графе «группа II» напечатано:

«2. Обходчики линий

Не менее одного года

3. Маляры

— » ;

следует читать:

«2. Обходчики линий

—

3. Маляры

Не менее одного года»,

т. е. стаж не менее одного года относится к малярам.

О допустимых нагрузках трансформаторов напряжения МТЗ

Московский трансформаторный завод вносит следующие пояснения к заметке, помещенной в № 5 журнала «Электрические станции» за 1951 г. (стр. 61).

Указанные в каталоге значения максимальных мощностей трансформаторов напряжения являются минимальными требованиями, заданными ГОСТ 1983-43.

Предельно допустимые из условия нагрева нагрузки могут быть выше нормированных максимальных мощностей. Фактически по испытанию готовых трансформаторов напряжения существующей в настоящее время на Московском трансформаторном заводе серии максимальные мощности примерно соответствуют указанным в № 5 журнала «Электрические станции».

При проектировании следует ориентироваться на максимальные мощности, указанные в ГОСТ, так как предельно допустимые мощности могут меняться с изменением конструкции.

Для уже изготовленных трансформаторов существующей серии, в случае необходимости, можно пользоваться фактически измеренными значениями предельно допустимой мощности.



Эммануил Ильич РОММ

17 сентября скончался профессор Эммануил Ильич Ромм.

Эммануил Ильич Ромм хорошо известен широким кругам теплотехников Советского Союза как инженер и изобретатель широкого профиля, ученый, в течение многих лет руководивший Котельной лабораторией Всесоюзного теплотехнического института им. Ф. Э. Дзержинского, и педагог, проработавший 20 лет в Московском энергетическом институте им. В. М. Молотова.

В 1924 г. Э. И. Ромм окончил Киевский политехнический институт. Еще до окончания института он был известен теплотехникам как автор пособия по тепловому расчету паровых котлов, которым в те годы пользовались студенты и инженеры.

Окончив институт Эммануил Ильич поступает на Ленинградский металлургический завод им. Сталина, а в 1932 г. переходит во Всесоюзный теплотехнический институт, где и работает до 1951 г.

Созданный Эммануилом Ильичем метод ступенчатого испарения в паровых котлах получал широкое распро-



странение в советской энергетике и позволил обеспечить хорошее качество пара при работе с добавком химически очищенной воды и небольшой продувке.

По книге «Котельные установки», написанной под редакцией профессора Ромма и в значительной мере им самим, учится большой круг инженеров-энергетиков. Этот труд продолжает быть настольной книгой советских котельщиков.

Научные труды Эммануила Ильича вносили новое в сложные вопросы котельной техники и помогая преодолевать трудности со шлакованием, образованием кольцевых трещин в трубах, с организацией внутрикотловых процессов и др.

Деятельность Э. И. Ромма была высоко оценена Правительством. За свои научно-технические достижения он был дважды удостоен звания лауреата Сталинской премии и награжден тремя орденами Трудового Красного Знамени.

Группа товарищей



Ионные возбудители для турбогенераторов

Опыт эксплуатации в США показывает, как видно из опубликованных материалов, что коллекторы возбудителей и, особенно, подвозбудителей принадлежат к числу наиболее уязвимых элементов турбогенератора.

Для повышения надежности системы возбуждения на одном из турбогенераторов Пенсильванской энергосистемы обычный подвозбудитель был в порядке опыта заменен четырехполюсным трехфазным генератором 120 пер/сек. с постоянными магнитами в сочетании с тиратронным выпрямителем. Восемьмесячные испытания этой машины в условиях, умышленно утяжеленных в сравнении с нормальными, подтвердили надежность принятого решения. Еще до окончания опытов подвозбудители были демонтированы на ряде генераторов энергосистемы; временно обмотки возбуждения главных возбудителей этих машин были присоединены к стационарной аккумуляторной батарее, а в дальнейшем на них будут установлены трехфазные подвозбудители с выпрямителями.

При проектировании станции Уоррен мощностью $2 \times 37,5$ тыс. *квa* было принято решение полностью отказаться от применения коллекторных машин в системе возбуждения. Для этой цели главный возбудитель на валу генератора был заменен вспомогательным шестифазным генератором 60 пер/сек, питающим обмотку ротора главного генератора через выпрямитель 375 в, 1200 а, состоящий из шести металлических игнитронов с водяным охлаждением.

При пуске агрегата вспомогательный генератор временно возбуждается от аккумуляторной батареи. В дальнейшем его обмотка возбуждения переключается на питание от статорной обмотки через тиратронный выпрямитель.

Регулирование напряжения главного генератора осуществляется быстродействующим электронным регулятором, воздействующим на момент зажигания игнитронов. В случае обратного зажигания в одном из игнитронов поврежденный вентиль отключается двухполюсным анодным автоматом, затем немедленно вновь включается в цепь; если обратное зажигание возобновляется до истечения определенного промежутка времени, анодный автомат блокирует поврежденный вентиль в отключенном положении.

Система возбуждения может продолжать нормальную работу в случае выхода из строя любых двух игнитронов или тиратронов.

Вышедшие из строя вентили могут быть заменены без отключения тока. В связи с этим резервного агрегата возбуждения не требуется.

Для гашения поля генератора отключаются все три анодных автомата; одновременно вспомогательные контакты их замыкают цепь разрядного сопротивления.

Генераторы станции Уоррен, оборудованные ионными возбудителями, работали в течение полутора лет без необходимости остановки на ревизию. Через несколько дней после пуска было обнаружено, что один из игнитронов является дефектным; он был заменен без нарушения работы генератора. В дальнейшем случаев выхода игнитронов из строя на электростанции не было.

Помимо повышения надежности системы возбуждения, принятое решение повысило скорость подъема возбуждения, улучшило устойчивость работы генераторов и расширило их диапазон регулирования.

С другой стороны, ионный возбудитель занимает больше места, чем обычный возбудитель на валу (но не больше, чем двигатель-генератор возбуждения). Он сложнее и дороже обычного возбудителя. Для станции с двумя турбогенераторами по 40 тыс. *квт* система возбуждения с ионными выпрямителями стоит на 10% дороже стандартной системы из двух возбудителей на валу и одного резервного агрегата возбуждения.

Основываясь на положительном опыте эксплуатации ионных возбудителей на станции Уоррен, энергосистема применила несколько усовершенствованную схему ионного возбуждения для нового генератора 50 тыс. *квa* электростанции Сьюард. На этой электростанции игнитронный выпрямитель питается от трехфазного вспомогательного генератора на валу главной машины через трансформатор

с соединением обмоток треугольник — шестифазная звезда (рисунок). При повреждении вспомогательного генератора и при наладке он может переключаться на питание от шин собственных нужд. Для возбуждения вспомогательного генератора служит трехфазный генератор с постоянными магнитами в сочетании с шестифазным селеновым выпрямителем, включенным по мостовой схеме Ларионога.

В соседней энергосистеме ионный возбудитель 250 в, 860 а был установлен в виде опыта на турбогенераторе 25 тыс. *квт*, затем — на турбогенераторе 50 тыс. *квт* электростанции Спрингдейл. Даже при одновременном выходе из строя трех игнитронов из шести возбудитель обеспечивает нормальную работу машины. Благодаря этому не было случаев нарушения работы генераторов из-за неудовлетворительной работы выпрямителя, несмотря на значительное число обратных зажиганий. Ионный возбудитель

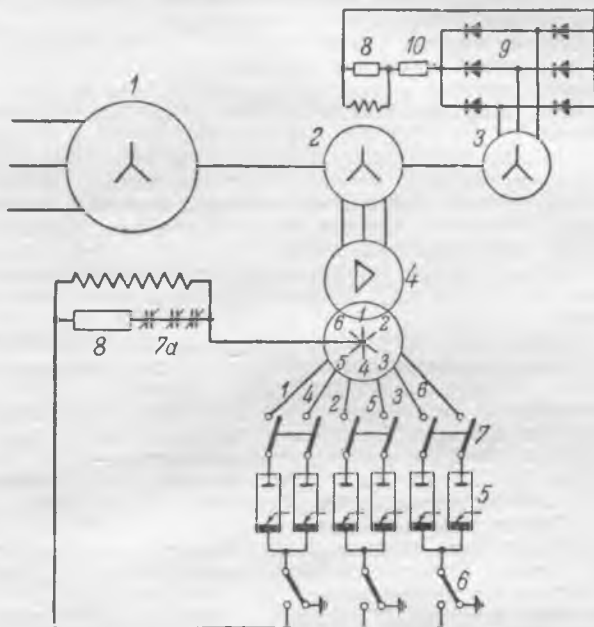


Схема ионного возбудителя на электростанции Сьюард. 1 — главный генератор 50 тыс. *квa*; 2 — вспомогательный генератор; 3 — генератор с постоянными магнитами; 4 — шестифазный трансформатор; 5 — игнитронный выпрямитель; 6 — замыкающие переключатели; 7 — анодные автоматы; 7а — нормально замкнутые вспомогательные контакты анодных автоматов; 8 — разрядное сопротивление; 9 — селеновый выпрямитель; 10 — реостат.

был признан более надежным, чем возбудитель на валу, установленный на одном генераторе той же станции. Однако срок службы игнитронов был в данном случае необычно мал — около одного года, и необходимости периодической замены их существенно удорожала эксплуатацию.

В третьей энергосистеме ионные возбудители успешно применяются в течение 14 лет на трех синхронных конденсаторах. Средний срок службы игнитронов достигает 32700 час. Признавая положительные качества ионных возбудителей, энергосистема продолжает ориентироваться для турбогенераторов на применение возбудителей на валу с амплитудным регулированием, как на более простое и дешевое решение (Trans. AIEE. 1950).

Обраб. инж. Я. М. Червоненкис

ОТ РЕФЕРЕНТА

Анализ американских схем ионного возбуждения генераторов показывает, что выпрямители в них выбираются на напряжение, в 1,5—2 раза превышающее напряжение роторной цепи. Этим обеспечивается форсировка до предела, равного 1,5—2-кратному нормальному возбуждению, а также нормальная работа при повреждении одного—двух выпрямителей. Однако, при таком выборе выпрямители должны работать с большим запаздыванием зажигания порядка 45—60°, что создает тяжелые условия деионизации при коммутации анодного тока, повышает число обратных зажиганий и сокращает срок службы вентиля.



КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Б. Н. Ржонсницкий, Федор Аполлонович Пироцкий, М.—Л., Госэнергоиздат, 1951 г. 111 стр., ц. 4 руб. 30 коп.

Ознакомление широких кругов трудящихся с основными этапами истории науки и техники и, в первую очередь, с открытиями и изобретениями наших соотечественников — дело первостепенной важности.

Несмотря на тяжелые условия, в которых проходило развитие русской науки до революции, эта наука всегда была самобытной и обогатила человечество множеством величайших открытий. Правящие круги дореволюционной России не понимали роли отечественной науки, не ценили ее заслуг. Замечательнейшие завоевания нашей научно-технической мысли не находили должного освещения даже в отечественной литературе, не говоря уже о зарубежной печати, в которой большинство завоеваний русского гения беззастенчиво приписывается иностранцам.

Поэтому важным участком борьбы на идеологическом фронте является широкая популяризация работ наших гениальных ученых и изобретателей, восстановление русского приоритета в многочисленных научных открытиях мирового значения.

Особенно велик вклад наших соотечественников в сокровищницу мировой электротехнической мысли. Можно без преувеличения сказать, что их открытия и изобретения оказали решающее влияние на развитие всех основных отраслей электротехники. Между тем литературу, знакомящую с блестящими достижениями русских основоположников электротехники, все еще далеко нельзя назвать богатой.

Поэтому в заслугу Государственному энергетическому издательству нужно поставить выпуск в свет удостоенной Сталинской премии книги проф. М. А. Шателена «Русские электротехники второй половины XIX века» и опубликование ряда монографий о жизни и творчестве выдающихся русских деятелей электротехники и энергетики — П. Н. Яблочкова, А. Н. Лодыгина, В. Н. Чиколева, Б. С. Якоби, А. И. Шпаковского, Д. А. Лачинова, В. В. Петрова, А. С. Попова и В. Г. Шухова.

Рецензируемая книга о Ф. А. Пироцком представляет собой десятый выпуск этой биографической серии. До сих пор о жизни и деятельности Ф. А. Пироцкого было известно очень немного. В литературе имелись о нем лишь отрывочные сведения, краткие упоминания, нередко содержавшие ряд неточностей. Достаточно сказать, что до сих пор Ф. А. Пироцкого называли военным инженером, между тем как он был офицером артиллерии и инженерного образования не получил.

Большинство авторов явно недооценивало значения трудов Ф. А. Пироцкого для развития применений электричества. Деятельность этого самобытного изобретателя, настойчивого и смелого экспериментатора оставила заметный след в развитии некоторых ведущих отраслей электротехники. Так, прежде всего, ему принадлежит первый проект использования энергии воды для сооружения электрических станций с передачей от них электрической энергии «на всякое расстояние», законченный в 1874 г. В следующем, 1875 г. А. Ф. Пироцкий провел серию опытов по передаче электроэнергии. С его именем связано предложение о применении электричества для движения рельсового транспорта. А. Ф. Пироцким были выполнены в 1880 г. первые в мире опыты по электрической тяге — опыты движения трамвайного вагона с помощью электродвигателя. Наконец, Ф. А. Пироцкому принадлежат замечательные высказывания о целесообразности возможно более широкого использования торфа и других местных топливных ресурсов.

Содержание рецензируемой книги разбито на четыре главы. В первой главе, после кратких биографических све-

дений, автор знакомит с работой А. Ф. Пироцкого в Главном артиллерийском управлении и с опытами по передаче энергии, в частности по голым проводникам большого сечения, какими являются рельсы железных дорог. Во второй главе показано, как опыты по передаче энергии по железнодорожным рельсам привели А. Ф. Пироцкого к изобретению электрической тяги и дали толчок к теоретическим, глубоко принципиальным исследованиям Д. А. Лачинова, доказавшего необходимость повышения напряжения для передачи электроэнергии на расстояние по проводам любого сечения.

В третьей главе описываются опыты движения первого в мире электрического трамвая и излагается история строительства первых трамваев в России. В конце главы излагаются идеи А. Ф. Пироцкого об использовании водной энергии для централизованного электроснабжения.

В последней главе описываются осуществление передачи энергии в Политехническую школу, а также ряд энергетических проектов, подтверждающих большой изобретательский талант А. Ф. Пироцкого.

Автор рецензируемой монографии не ограничивается одним лишь описанием жизни и деятельности Ф. А. Пироцкого, а посвящает свое изложение несколько более обширному кругу вопросов, представляющих интерес для истории русской техники и характеристики того времени, в которое пришлось жить и работать Ф. А. Пироцкому.

Б. Н. Ржонсницким проделана большая, кропотливая работа по отысканию, критическому анализу и обработке необходимых архивных и других данных. В результате ему удалось собрать содержательный и документированный материал; все приводимые в тексте сведения снабжены обстоятельными указаниями источников, а во многих случаях и цитатами из них. Работа содержит интересные данные, в большинстве своем ранее не опубликованные. Автор сумел осветить отдельные этапы жизни и изобретательства Ф. А. Пироцкого полнее и правильнее, чем это было сделано в изданных до настоящего времени литературных источниках. Это необходимо признать несомненным успехом автора.

В рецензируемом издании дано подробное описание изобретений и опытов Ф. А. Пироцкого, всесторонне освещена та роль, которую сыграли его работы в развитии русской и мировой электротехники.

Монография является ценным исходным материалом для дальнейших научных исследований по истории отечественной электротехники. С этой точки зрения следует, например, признать вполне целесообразным включение в текст довольно подробного очерка истории Киевского трамвая, равно как и кратких сведений из истории трамвая в Москве и Петербурге.

Книга Б. Н. Ржонсницкого не лишена и некоторых недостатков. Укажем лишь на некоторые из них. Прежде всего, изложение ведется не на одинаковом уровне доступности: на общем фоне достаточно популярного текста отдельные места его требуют от читателя некоторой специальной подготовки. В книге встречаются также отдельные погрешности против терминологии и литературного стиля.

К сожалению, приходится упрекнуть издательство в плохом качестве клише. Портреты, в том числе и портрет Ф. А. Пироцкого, вышли довольно расплывчатыми. Все это легко устранимо и не может, конечно, повлиять на ту положительную оценку, которой книга вполне заслуживает. Ей надо пожелать широкого распространения. Издательству же следует пополнить биографическую серию монографиями, посвященными крупнейшим деятелям нашей энергетики послереволюционного времени.

Проф. В. П. Хашинский

Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы. индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и давать другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в тексте не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. **Официальный материал должен быть заверен соответствующими организациями. Статьи работников научно-исследовательских организаций, предприятий и учреждений должны иметь визу руководства.**

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 164, редакции журнала «Электрические станции».

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

ОТКРЫТА ПОДПИСКА

на 1952 г.

НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЖУРНАЛЫ:

„Электрические станции“

Орган МЭС СССР

Год издания 23-й

12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 руб., на 6 мес. 48 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технических работников проектных и строительных организаций, электростанций и сетей Министерства электростанций, а также на энергетиков предприятий других министерств.

Годовым подписчикам на журнал будет выслан в качестве приложения Справочник энергетика на 1952 г.

„ЭЛЕКТРИЧЕСТВО“

Орган Академии наук СССР, МЭС и МЭП СССР

Основан в 1880 г.

12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 р., на 6 мес. 48 р., на 3 мес. 24 р.

Журнал рассчитан на инженеров и научных работников, ведущих работу в различных областях электротехники

Годовым подписчикам на журнал будет выслан в качестве приложения специальный календарь-справочник на 1952 г.

„Гидротехническое строительство“

Производственно-технический и экономический журнал МЭС СССР

Год издания 21-й

12 номеров в год

Подписная цена: на год 48 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технический персонал, работающий на гидротехнических сооружениях, в проектно-исследовательских организациях, научно-исследовательских институтах, и на студентов вузов.

„Торфяная промышленность“

Орган МЭС СССР

Год издания 29-й

12 номеров в год

Подписная цена: на год 48 руб.
на 6 мес. 24 руб.

Журнал рассчитан на инженерно-технических работников торфяной промышленности.

„Промышленная энергетика“

Орган Госинспекция по промэнергетике и энергонадзору при МЭС СССР

Год издания 9-й

12 номеров в год

Подписная цена: на год 48 р., на 6 мес. 24 р., на 3 мес. 12 р.

Журнал предназначен для инженеров и техников, работающих в отделах главного энергетика, главного механика, в производственных цехах предприятий и заводских лабораторий.

Годовым подписчикам на журнал будет выслан в качестве приложения Справочник энергетика на 1952 г.

ИЗВЕСТИЯ

ВСЕСОЮЗНОГО ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА
ИМ. ДЗЕРЖИНСКОГО

Год издания 21-й

12 номеров в год

Подписная цена на год 48 руб.

Журнал рассчитан на научных инженерно-технических работников, занятых топливоснабжением, эксплуатацией и эксплуатационных организаций, занимающихся вопросами теплотехники и теплоэнергетики.

„Рабочий энергетик“

Массовый производственно-технический журнал МЭС СССР

Год издания 2-й

12 номеров в год

Подписная цена: на год 24 руб., на 6 мес. 12 руб.

Журнал рассчитан на широкие круги рабочих-энергетиков: кочегаров, машинистов, механиков, электромонтеров, мастеров и техников, работающих на электростанциях, электрических и тепловых сетях, в промышленных предприятиях, строительстве и монтаже энергетических установок.

„За экономию топлива“

Орган инспекции Госснаба СССР

Год издания 9-й

12 номеров в год

Подписная цена: на год 96 руб., на 6 мес. 48 руб.

Журнал рассчитан на руководящих и инженерно-технических работников, занятых топливоснабжением, эксплуатацией и наладкой теплосилового хозяйства всех отраслей промышленности.

Годовым подписчикам на журнал будет выслан в качестве приложения Справочник энергетика на 1952 г.

ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ: городскими и районными отделениями Союзпечати, во всех конторах, отделениях и агентствах связи и общественными уполномоченными по подписке на предприятиях, в организациях и учреждениях.