

ЭЭ **ЛЕКТРИЧЕСКИЕ** **ТАНЦИИ**

2



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1952

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

2

ФЕВРАЛЬ
1952

Орган Министерства электростанций СССР

23-Й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — За дальнейшее укрепление содружества науки и производства в энергетике	3	П. В. Терников — Применение автомашины для установки столбов на линии электропередачи	48
А. Я. Антонов и И. Б. Варавицкий — Измерение расхода пара высокого давления вварными диафрагмами	5	Н. С. Воскобойник и Р. Д. Кофман — Консольный Г-образный кран	48
Б. Н. Ухин — Первые итоги эксплуатации сталестружечного фильтра деаэратора	7	ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ	
А. Г. Ефремов — Контроль за работой тепловых сетей	9	А. И. Гушин, В. М. Попов и А. М. Шабаров — Мероприятия по предотвращению взрывов торфяной пыли на электростанциях	50
М. С. Масленников — Оперативный контроль влажности горящего топлива	12	Д. Е. Тачин — Предотвращение взрывов в установках с шахтными мельницами	51
А. Г. Рысс — Снижение температуры масла последовательным включением маслоохладителей турбин	15	А. К. Внуков — Пробная эксплуатация радиационного пароперегревателя котлоагрегата высокого давления	53
В. С. Иванов — Регенерация энергетических масел	18	А. В. Егоров — Скоростной ремонт выключателей 110 кв	55
Ю. Р. Иоффе и П. М. Свердлов — Несущие арматурные каркасы в строительстве электростанций	21	К. И. Коротков — Подъем статора турбогенератора фундаментными болтами	55
В. В. Енько — Определение режима турбогенератора	30	Я. Г. Емельянов — Из опыта регенерации трансформаторного масла	56
А. А. Кужирный, Г. В. Подковыров и Э. Г. Файнштейн — Защита гидрогенератора от повышения напряжения	32	В. И. Чернышев — Неправильные действия реле давления на силовых трансформаторах ДЖИИ	57
Л. Я. Розенштейн — О схеме собственных нужд промышленных электростанций	36	О. Н. Барбашинов и А. М. Попов — Устранение вибрации якорей реле ЭН-524	57
Е. Х. Сагалов — Перевод линии электропередачи 110 кв на работу с расщепленными проводами	39	В. А. Солодюк и М. Г. Соловьев — Испытания трубчатых разрядников	58
А. А. Осерко — Эксплуатация импульсных измерителей	42	И. В. Голков — Автоматический контроль исправности цепей трансформаторов напряжения	59
А. Я. Розенталь — Заземление средней точки разделительных гирлянд над масляными выключателями	45	ХРОНИКА	
ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ		Новые контакторы для соленоидных приводов выключателей — Л. М. Воронель и М. Г. Кобленц	
С. Ф. Свищ — Защита здания от влияния динамических нагрузок	46	61	
Я. С. Миллер — Установка для окраски внутренней поверхности труб	46	КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
Е. А. Губина и Л. Ф. Янкелев — Термозоляция из асбошиферных отходов с бетоном	47	Г. А. Матвеев — Рецензия на монографию „Генерация пара сверхвысоких параметров“ под редакцией М. А. Стыриковича и Г. Е. Холодовского	63
		Новые книги по энергетике	64



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

ЗА ДАЛЬНЕЙШЕЕ УКРЕПЛЕНИЕ СОДРУЖЕСТВА НАУКИ И ПРОИЗВОДСТВА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Советский общественный строй создал неограниченные возможности для развития науки, впервые в истории ставшей достоянием народа. В борьбе трудящихся нашей страны за построение коммунизма советская наука играет огромную роль.

Нашу советскую науку отличает ее коллективность. В решении самых сложных и актуальных проблем и во внедрении достигнутых результатов осуществляется самое тесное содружество ученых и работников производства.

Для последнего времени знаменательно серьезное расширение и углубление содружества советских ученых с работниками производства. Это не только ускоряет внедрение достижений науки в производство, но и обогащает науку опытом и творческой мыслью большой армии новаторов производства.

В решении задач, поставленных партией и правительством перед энергетиками, серьезную помощь оказывают научно-исследовательские организации Министерства электростанций.

Всесоюзный теплотехнический институт им. Дзержинского за последние годы вступил на путь значительного расширения творческого содружества научных и производственных работников. В соответствии с социалистическими договорами о содружестве на ряде электростанций организованы комплексные группы, включающие научных работников Института и инженеров, техников, стахановцев и новаторов электростанций. Эти группы работают над конкретными задачами, имеющими большое значение для улучшения работы предприятий и для развития энергетической науки.

На Горьковской грэс организованы четыре бригады работников котельного и турбинного цехов, руководимые сотрудниками Института. В результате их работы осуществляются мероприятия по повышению надежности и экономичности котельных агрегатов высокого давления, совершенствуется тепловая схема электростанции.

На Шатурской грэс, тэс № 1, 3, тэц № 12 и 15 Мосэнерго, Челябинской грэс и на других электростанциях успешно реализуются социалистические договоры о содружестве с Теплотехническим институтом.

Появляются новые формы творческой связи: взаимный обмен опытом путем чтения лекций и докладов персоналу электростанций специалистами Института, проведение специальных сессий научно-технического совета с докладами работников предприятий и обсуждением работ, проводимых в порядке содружества.

Весьма продуктивно прошла выездная сессия Научно-технического совета ВТИ на Каширской грэс, где в результате совместной работы специалистов Института и электростанции разработан и осуществляется ряд мероприятий по дальнейшему повышению экономичности грэс. Содружество с Каширской грэс еще с 1950 г.,

вовлекло в совместную работу ряд лабораторий Института и цехов электростанции.

Котельная лаборатория приняла участие в разработке вопроса о снижении температуры уходящих газов котлов грэс — этого важнейшего источника экономии топлива; внедрение ряда мероприятий, разработанных Лабораторией газоочистки, позволило увеличить на 10—15% производительность углеразмольных мельниц, что дает ежегодную экономию около 1,8 млн. кВтч электроэнергии. Облопачивание двух мощных турбин, произведенное на основании теоретических разработок Лаборатории паровых турбин, дает экономию топлива около 6 г/квтч.

Осуществляются также социалистические договоры о содружестве ВТИ с заводами, изготовляющими энергетическое оборудование, по широкому внедрению результатов исследований Института.

Большую помощь оказывает Всесоюзный научно-исследовательский институт гидротехники им. Веденеева великим стройкам коммунизма в порядке содружества с работниками этихстроек.

Для строительства Каховской грэс успешно выполнены работы по изысканию местных строительных материалов и выбору створа гидростанции. Продолжается работа по проведению опытного намыва на площадке строительства и ряд других работ.

Тот же Институт произвел проверку створов гидроузлов Куйбышевской и Сталинградской грэс новыми способами, благодаря чему существенно ускорил и удешевил решение задач, поставленных перед ним стройками.

Тбилисский институт сооружений и гидроэнергетики оказал помощь строительству Главного Туркменского канала в вопросе об использовании местных материалов — горных песков и гранита Ак-Шау, а также в изготовлении опор линий электропередачи из центрифугированного бетона.

Ряд работ проведен институтом гидротехники им. Веденеева и Тбилисским институтом сооружений и гидроэнергетики в содружестве с работниками строительства других гидроэлектростанций.

Торфяной институт Министерства электростанций в содружестве с работниками торфопредприятий им. Классона провел работу по освоению торфопогрузочных машин типа УПФ, добившись повышения их производительности с 26 до 48 тыс. т за сезон. Там же освоена работа самоходного валкователя типа СВФ.

Совместно с персоналом торфостроительства Институтом разработан метод сводки леса и корчевания пней при подготовке торфозалежей экскаватором типа ТЭ-2 с дисковой фрезой и трактором СТЗ-НАТИ, также с дисковой фрезой.

Аналогичные работы проводятся и другими институтами и лабораториями Министерства электростанций на основе тесного содружества науки и производства

Исследование мощных открытых электрических дуг, проведенное Центральной научно-исследовательской электротехнической лабораторией Министерства на линиях электропередачи 110 и 35 кв Мосэнерго, доказало нецелесообразность применения трубчатых разрядников для массовой защиты линий; предложены другие, более эффективные методы защиты, внедренные в эксплуатацию работниками электросетей Мосэнерго, Севкавказэнерго, Челябинэнерго и др.

Опыты по включению синхронных генераторов методом самосинхронизации, проведенные Лабораторией совместно с работниками Мосэнерго, Грузэнерго, Кировэнерго, Колэнерго, позволили широко внедрить разработанные схемы самосинхронизации в энергосистемах МЭС и на электростанциях других министерств.

Ряд вопросов улучшения режима работы электрооборудования разрабатывается, и найденные решения внедряются научными работниками ЦНИЭЛ совместно с работниками эксплуатации, а производство приборов, разработанных ЦНИЭЛ, — в контакте с работниками заводов.

В содружество с электростанциями вступают также институты Академии наук СССР и республиканских академий наук, высшие учебные заведения и институты других министерств. Можно отметить творческое содружество работников энергосистем и отдельных электростанций с научными работниками Энергетического института АН СССР, Московского энергетического института, Ленинградского, Уральского, Томского политехнических институтов, Центрального котлотурбинного института, Центрального института технологии машиностроения и ряда других учебных и исследовательских институтов.

Вместе с тем многое еще могут и должны сделать научно-исследовательские институты Министерства электростанций и других ведомств для укрепления творческого содружества научных работников с предприятиями. Особенно необходимо усилить работу в области развития и научной обработки передовых идей новаторов производства, памятуя, что творчество многотысячной армии новаторов промышленных предприятий — неисчерпаемый источник для развития науки.

Товарищ Сталин учит: «Бывает и так, что новые пути науки и техники прокладывают иногда не общеизвестные в науке люди, а совершенно неизвестные в научном мире люди, простые люди, практики, новаторы дела». Практика работы электростанций дает много примеров того, как непосредственно из опыта рабочих, инженеров и техников рождаются новые конструкции, приборы, схемы и методы работы. Своевременно подхватить эти идеи, включиться вместе с их авторами в творческую проработку, расширение и обоснование выдвинутых идей — вот правильный путь для научно-исследовательских и наладочных организаций, на котором они добьются больших успехов в развитии науки и помощи промышленности.

Всесоюзный теплотехнический институт произвел исследование условий работы металла труб водяных экономайзеров при периодическом встря-

хивании их для очистки от золы по предложению мастера грэс им. Артема т. Золотарева.

Работники строительства Гюмушской гэс выдвинули вопрос об изготовлении легких бетонов на базе местных материалов вулканического происхождения; строители Краснополянской гэс предложили использовать местные пески сланцевого происхождения. Тбилисский институт сооружений и гидроэнергетики проверил и разработал эти предложения. В результате совместной творческой работы местные материалы получили широкое применение на строительстве станций.

Но таких примеров очень мало. Институты часто упускают из виду, что развитие опыта и инициативы новаторов производства — это важнейшая сторона творческого содружества.

В свою очередь и предприятия не должны оставаться пассивными в этой большой коллективной работе. К сожалению, до сих пор еще можно наблюдать, когда руководители некоторых электростанций, на которых работают бригады исследовательских или наладочных организаций, считают, что их обязанности ограничиваются своевременными пуском и остановкой исследуемого агрегата, предоставлением необходимого помещения, вспомогательной рабочей силы и т. п. Пребывание на станции квалифицированных научных работников такие руководители не используют для создания атмосферы подлинного творческого содружества, восприятия наладочного и экспериментального опыта и повышения квалификации инженерно-технического персонала станции путем участия в работах бригад.

При умелой и внимательной организации совместной работы имеющихся на каждом предприятии новаторов производства с работниками науки — использование бригад научно-исследовательских институтов или Орггрэс резко повышается. Только так и должна быть организована работа бригад на электростанциях.

Важной задачей научно-исследовательских институтов является установление тесного контакта со службами наладки и тепловых измерений районных управлений. Техническая помощь службам со стороны институтов при составлении программ наладочных работ, разработке методических вопросов, обсуждении результатов испытаний намного повысят научный уровень и эффективность работы служб. В то же время большую пользу извлекут и институты от делового общения с работниками служб и лабораторий энергосистем, располагающих большим производственным опытом.

Научные учреждения Министерства электростанций имеют большие возможности для расширения и укрепления творческих связей с работниками электростанций, заводов, энерголабораторий. Они должны широко и настойчиво использовать эти благоприятные возможности.

Велики и почетны задачи, поставленные партией и правительством перед учеными. Громадные возможности предоставлены им для научной работы. Многочисленные работники науки и техники, вдохновленные великими идеями партии Ленина—Сталина, добьются новых побед в развитии советской науки и техники.



Измерение расхода пара высокого давления вварными диафрагмами

Инж. А. Я. Антонов и канд. техн. наук И. Б. Варавицкий

Расходомеры, устанавливаемые на паропроводах высокого давления, часто выполняются с вварными дисковыми диафрагмами. Пример установки диафрагмы такого типа показан на рис. 1. Диск диафрагмы сварен с двумя прилегающими патрубками небольшой длины (около диаметра каждый), и весь блок в таком виде после расточки диафрагмы на подкладных кольцах вварен в паропровод. Отверстия для отбора импульса из-за наличия сварочного шва сверлят на расстоянии ~ 40 мм от диска.

Подобное выполнение дроссельного узла нельзя признать удачным. Отнесение отверстия для отбора давления на некоторое расстояние от

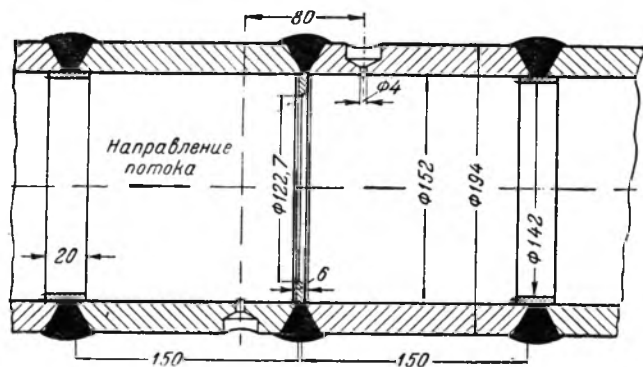


Рис. 1. Установка вварной диафрагмы на трубопроводе высокого давления.

диска диафрагмы вызывает необходимость введения в показания прибора поправки, учитывающей это отступление от нормальной конструкции (для случая на рис. 1 поправка к коэффициенту расхода равна $\pm 3\%$)¹.

В эксплуатационной практике этой поправкой в ряде случаев пренебрегают. Кроме того, при таком способе отбора импульса уменьшается точность измерения — налагается дополнительная вероятная погрешность ($\pm 1,0\%$)^{*}.

Существенную погрешность в показаниях расходомера вносят подкладные кольца, расположенные поблизости от диафрагмы (в особенности кольцо перед диафрагмой), если они выполнены не заподлицо с внутренней поверхностью трубопровода. Эта погрешность еще более усугубляет-

ся наличием шва на внутренней стороне трубопровода от прихватки кольца изнутри.

При испытании котла высокого давления, проведенном Котельной лабораторией ВТИ, авторами была произведена ревизия вварной дисковой диафрагмы на паропроводе перегретого пара диаметром 194×10 мм.

Для этой цели паропровод перед диафрагмой (на расстоянии 150 мм от диска) был разрезан по шву монтажной сварки. Осмотр показал, что подкладные кольца и грат от приварки их к трубопроводу изнутри выступают на высоту до 5 мм (рис. 2). Возмущение потока этими выступами на расстоянии всего лишь одного диаметра от диафрагмы вызывает существенное отклонение измеряемого перепада от расчетного, тем более, что отношение диаметра расточки диафрагмы к внутреннему диаметру паропровода в данном случае составляет величину $\frac{d}{D} = 0,82$. Другими

словами, высота выступа подкладного кольца (5 мм) соизмерима с высотой выступающей части диафрагмы (15 мм).

После осмотра паропровод был заварен, причем пригонка подкладного кольца была выполнена более тщательно, по возможности заподлицо с внутренней поверхностью паропровода. В ближайшую остановку котельного агрегата в текущий ремонт диафрагма была заменена новой и перенесена дальше по ходу пара с тем,

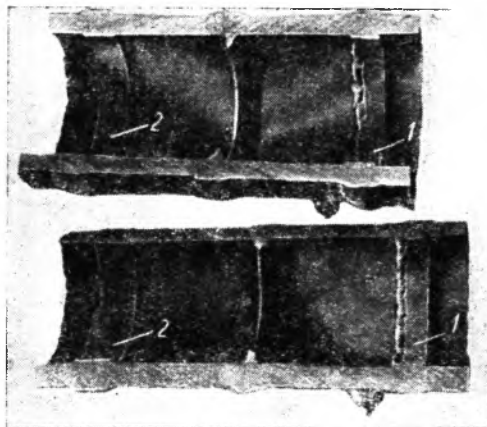


Рис. 2. Участок паропровода с диафрагмой и подкладными кольцами.

1 — подкладное кольцо, установленное при монтаже; 2 — подкладное кольцо, установленное после ревизии диафрагмы.

¹ Правила № 169 по измерению расхода жидкостей, газа и пара при помощи сопел и диафрагм и «Руководящие указания» к правилам № 163, 1938, Каталогиздат.

* Там же.

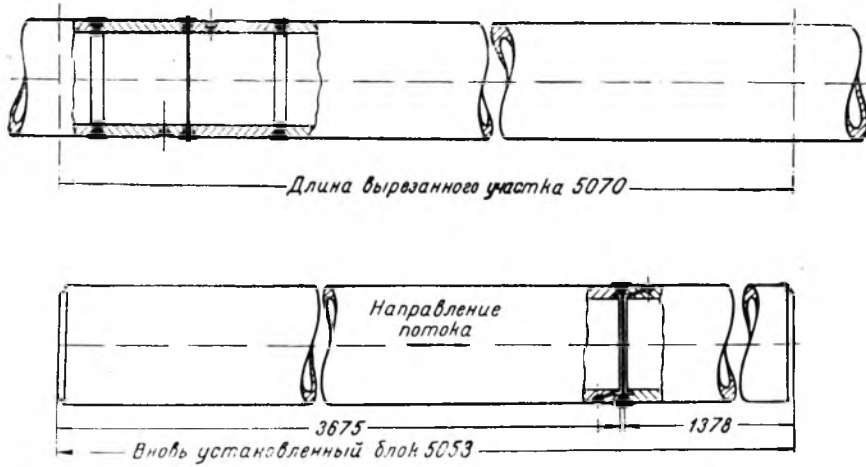


Рис. 3. Установка диафрагмы новой конструкции на паропроводе высокого давления диаметром 194×10 мм.

меры большого сечения. Это вызвало сомнения в достаточно хорошем выравнивании давления по периметру диафрагмы. Однако описанное конструктивное выполнение диафрагмы позволило осуществить отбор давления непосредственно из угла у диска, как это предусматривается «Правилами», и избежать дополнительных погрешностей, связанных с отнесением точек отбора от диафрагмы.

При установке этой диафрагмы прочность трубопровода в месте ее установки была проверена расчетом. Такую проверку нужно производить во всех случаях установки вварных

чтобы увеличить длину гладкого прямого участка до диафрагмы (рис. 3).

Конструкция новой диафрагмы, разработанная авторами, изображена на рис. 4. Концы патрубков, прилегающих к диафрагме и имеющих достаточную длину для того, чтобы влияние подкладных колец в местах сварки не сказывалось на точности измерения, были расточены под диафрагму так, что дроссельный узел по своей конструкции приблизился к камерной диафрагме.

Равномерно по окружности диафрагмы были ввернуты три шпильки диаметром, равным сварочному зазору между трубками. Эти шпильки во время сборки узла фиксировали ширину щели, через которую происходит отбор импульса давления. После прихватки диафрагм между шпильками последние были удалены и шов приварен обычным путем.

По условиям прочности трубопровода и механической обработки нельзя было выполнить ка-

диафрагм с отбором давления непосредственно у диска.

Аналогичная замена диафрагмы с одновременной передвижкой ее вперед по ходу пара была произведена и на паропроводе диаметром 273×14 мм перед турбиной высокого давления².

Результаты испытания турбины показали, что измерение расхода пара вварной диафрагмы в данном случае удовлетворяло требованиям, предъявляемым к точности измерений с помощью нормально выполненной фланцевой диафрагмы таких же размеров.

В 1951 г. завод «Тизприбор» разработал диафрагму для установки в специальных фланцах, запроектированных Подольским заводом им. Орджоникидзе. Нормали предусматривают установку диафрагм на трубопроводах высокого дав-

² Перед испытанием турбины, проведенным Турбинной лабораторией ВТИ.

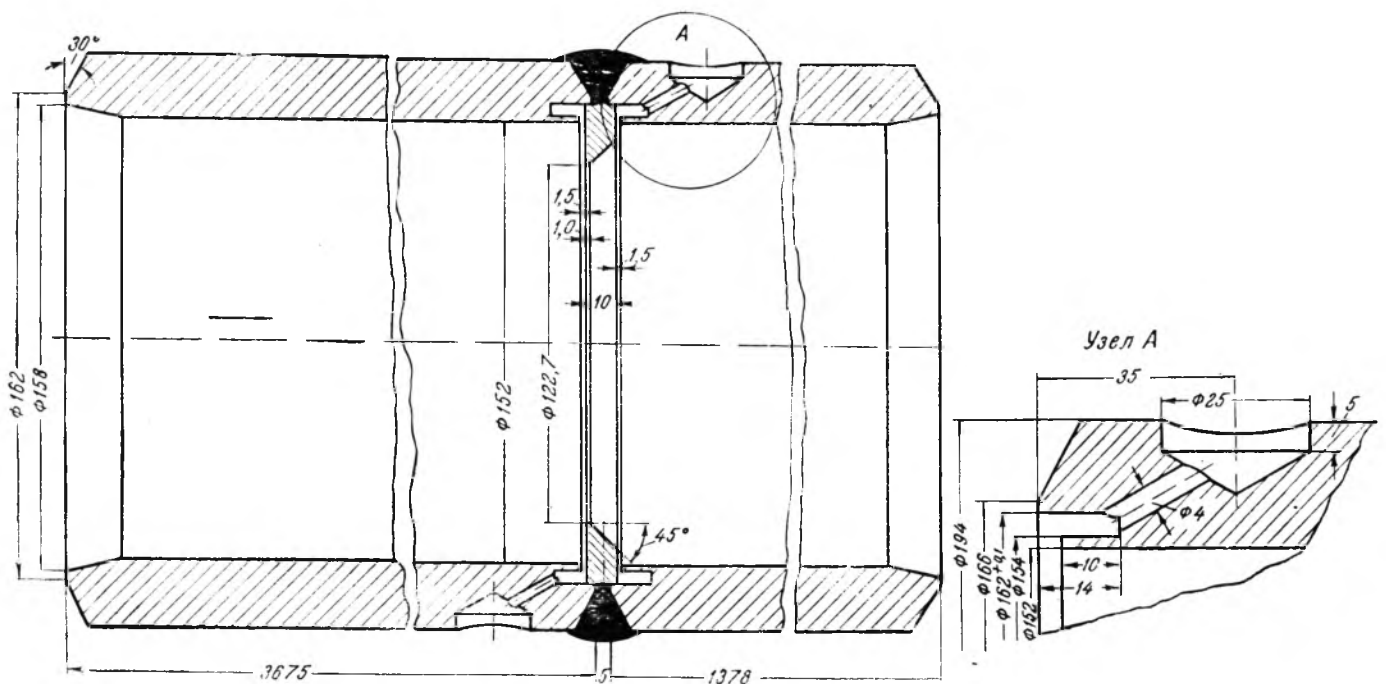


Рис. 4. Конструкция диафрагмы с отбором давления непосредственно у диска.

ления условными диаметрами от 60 до 200 мм. Подкладное кольцо, употребляемое при приварке фланца к трубопроводу, находится на расстоянии ~1—2 диаметров от диафрагмы и после установки часто является препятствием, возмущающим поток и вносящим дополнительные погрешности в измерение расхода. К сожалению, «Правилами» не нормируется величина этой погрешности. Следовало бы поставить специальные опыты с целью количественного выяснения степени влияния подкладных колец вблизи диафрагмы.

Примеры бесфланцевых и фланцевых дроссельных органов расходомеров также были рас-

смотрены в статье С. А. Шохата³, в которой отдавалось предпочтение бесфланцевому соединению трубопровода с дроссельным органом в виде сопла как наиболее легкой конструкции, обеспечивающей измерение количества пара и воды котельных агрегатов большой производительности.

Как следует из приведенного выше, сварная диафрагма с отбором давления непосредственно у диска также может обеспечить достаточно точное измерение количества пара и воды при условии тщательной механической обработки.

³ С. А. Шохат, Выбор дроссельного органа расходомера, «Электрические станции», 1951, № 2.



Первые итоги эксплуатации сталестружечного фильтра деаэратора

Инж. Б. Н. Ухин

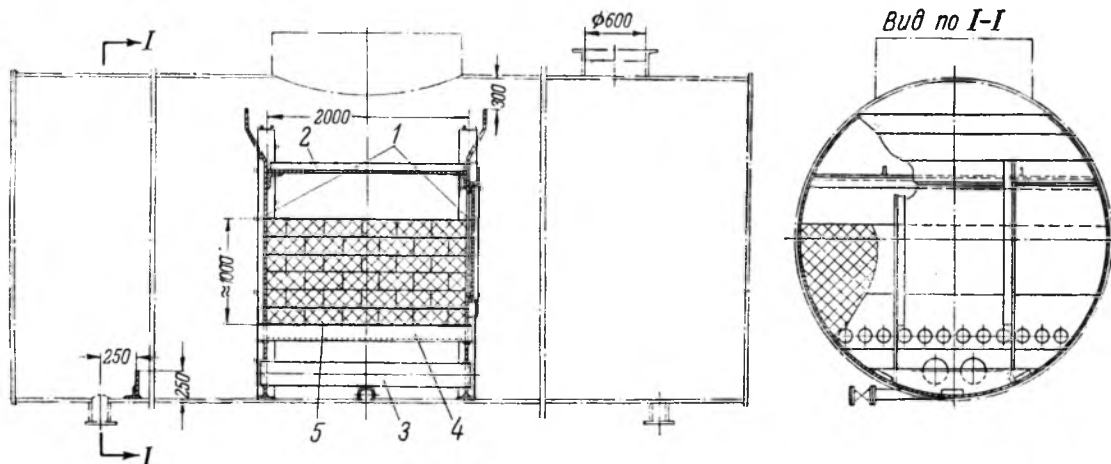
В середине 1950 г. по рекомендации Водной лаборатории Всесоюзного теплотехнического института на одной из уральских станций был включен в эксплуатацию сталестружечный фильтр, встроенный в аккумуляторный бак деаэратора, служащего для деаэрации питательной воды одного из прямоточных котлов тэц.

Питательная вода прямоточных котлов на тэц обычно состоит из смеси конденсатов турбин, которые прошли уже первую ступень деаэрации в конденсаторах. Это положение, естественно, обеспечивало минимальные значения концентрации растворенного кислорода до сталестружечного фильтра и благоприятно сказалось на работе его.

Сталестружечный фильтр, встроенный в стандартный аккумуляторный бак (длина 10 500 мм, диаметр 3 000 мм, объем 75 м³), был смонтирован непосредственно под деаэрационной голов-

кой, рассчитанной на производительность воды 200 т/час; площадь фильтра равняется 6 м².

В середине аккумулятора (см. рисунок) были приварены поперечные сплошные перегородки высотой 2 500 мм; расстояние между перегородками составляло 2 000 мм. В нижней части перегородок было вставлено и затем вварено дренажное трубчатое устройство, состоящее из 12 труб диаметром 156 мм, длиной 2 100 мм. На каждой трубе, под углом 45°, было просверлено в шахматном порядке по 80 отверстий диаметром 10 мм. Трубы затем были покрыты стальными листами, в которых прорезаны отверстия диаметром 20 мм с шагом 50 мм; листы покрыты стальной сеткой с ячейками 3 × 3 мм, на которую непосредственно загружалась стальная стружка; сверху она прижималась швеллерами и рельсами. Поскольку аккумуляторный бак деаэраторов имеет односторонний отвод деаэрированной воды,



Деаэратор со сталестружечным фильтром.

1 — перегородки; 2 — распределительный лист; 3 — перепускная труба диаметром 360 мм, длиной 2 100 мм; 4 — дренажная труба 152 мм; 5 — сетка с отверстиями диаметром 1—2 мм.

под дренажным устройством фильтра были установлены две перепускные трубы диаметром 300 мм и длиной 2100 мм, чтобы воспрепятствовать исключению из работы половины аккумулятора, не имеющего отвода.

В нижнюю часть аккумулятора, под фильтром, был врезан трубопровод диаметром 156 мм для периодической продувки отсека от окислов железа и мелких кусочков стружки, могущих попасть в него из фильтра.

Работа сталестружечного фильтра производится по следующей схеме: конденсат турбин после деаэрационной головки в виде распыленного потока с температурой 106—108° С поступает в отсек со стальной стружкой. Фильтруясь через нее, конденсат очищается от оставшегося в нем после деаэрационной головки растворенного кислорода, затем через отверстия поступает в трубы дренажного устройства, а из них — в обе части аккумулятора и, наконец, направляется через питательный трубопровод в котел.

Первый период работы сталестружечного фильтра не дал положительных результатов по удалению из воды растворенного кислорода. Неудовлетворительная работа фильтра объяснялась следующими причинами: малой высотой фильтрующего слоя, составившего после загрузки 3 т стружки «вьюн» всего только 500 мм при скорости фильтрации воды 35—40 м/час; наличием одностороннего отвода деаэрированной воды из аккумулятора, при котором, по видимому, могла происходить фильтрация воды одной стороной стружечного слоя; оставлением зазора между верхней кромкой стенки фильтра и потолком аккумуляторного бака размером 500 мм, за счет чего могли происходить переливы воды из отсека через верх, минуя слой стружки.

Поэтому при очередной ревизии деаэратора с целью создания необходимых условий для обескислороживания воды была произведена догрузка в отсек еще 3,5 т стружки, что увеличило высоту сталестружечного фильтра до 1050 мм.

Кроме того, аккумуляторный бак деаэратора был соединен вторым трубопроводом (по другую сторону сталестружечного фильтра) со всасывающим коллектором питательного насоса. Верхний край отсека был наращен на 200 мм, за счет чего величина зазора между кромкой стенки фильтра и потолком бака была уменьшена до 300 мм. Наконец, перед включением деаэратора в работу стружка была промыта 3%-ным раствором соляной кислоты.

Проведенные мероприятия резко улучшили работоспособность сталестружечного фильтра. Для установления эффекта обескислороживания воды стальной стружкой было проведено полугодовое параллельное наблюдение за работой деаэратора со встроенным в его аккумуляторный бак сталестружечным фильтром и деаэратором без сталестружечного фильтра, деаэрирующим питательную воду (смесь конденсатов турбин) других прямоточных котлов.

Сопоставление работы деаэраторов производилось, во-первых, параллельными анализами проб на содержание растворенного кислорода, отбираемых до и после каждого из деаэраторов, несколько раз в сутки в течение 6 мес., и, во-вто-

рых, специальными кратковременными испытаниями, проводимыми одновременно на обоих деаэраторах с отбором, через короткие промежутки времени большого количества проб. Определение растворенного кислорода производилось методом «тройного отбора»; результаты наблюдений приведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты эксплуатационного контроля за работой деаэраторов

Месяцы 1961 г.	Содержание кислорода до деаэраторов, мг/л		Деаэратор без сталестружечного фильтра		Деаэратор со встроенным сталестружечным фильтром в аккумуляторе					
	среднее	максимальное	Число анализов		среднее	максимальное	Число анализов	Число часов работы фильтра	Содержание кислорода после деаэратора, мг/л	
			среднее	максимальное					среднее	максимальное
Январь	0,033	0,10	33	0,020	0,03	33	270	0,016	0,03	
Февраль	0,035	0,08	72	0,015	0,06	80	670	0,010	0,03	
Март	0,041	0,07	91	0,013	0,03	92	740	0,009	0,03	
Апрель	0,031	0,08	81	0,011	0,04	81	720	0,008	0,02	
Май	0,030	0,10	73	0,012	0,03	79	744	0,008	0,02	
Июнь	0,029	0,06	70	0,009	0,02	77	720	0,005	0,02	
Среднее за полгода	0,033	0,10	420	0,013	0,06	442	3 864	0,009	0,03	

Полученные данные полугодовых наблюдений за работой деаэраторов показывают, что эффект обескислороживания в деаэраторе со сталестружечным фильтром достигает 75%, а в деаэраторе без фильтра—60%. Деаэратор со встроенным сталестружечным фильтром примерно в 1,5 раза снижает содержание растворенного кислорода по сравнению с деаэратором без фильтра.

В течение всего периода наблюдений был проведен ряд испытаний с целью установления степени улавливания сталестружечным фильтром «проскоков» кислорода при нарушении режима термической деаэрации.

Для создания необходимого режима на обоих деаэраторах снижались температура и давление, что приводило к засасыванию через воздушники воздуха в головки деаэраторов и загрязнению деаэрируемого конденсата кислородом. Контро-

Таблица 2

Результаты специальных испытаний деаэраторов

Деаэратор без сталестружечного фильтра						Деаэратор со сталестружечным фильтром					
Температура, °С			Содержание кислорода, мг/л			Температура, °С			Содержание кислорода, мг/л		
минимальная	средняя	максимальная	минимальное	среднее	максимальное	минимальная	средняя	максимальная	минимальное	среднее	максимальное
99	99,3	100	0,50	0,55	0,68	99	99,6	101	0,02	0,04	0,06
95	98	99	0,72	0,81	0,86	98	99,5	100	0,02	0,04	0,11
99	100	100,5	0,01	0,05	0,10	100	100,4	101	0,01	0,01	0,02
100	100	100	0,01	0,03	0,07	100	100	100	0,00	0,01	0,03
99	100	100,5	0,02	0,03	0,05	99	100	100,5	0,01	0,02	0,03

Результаты наблюдений за выносом окислов железа из деаэраторов

Дата отбора	Деаэратор без сталестружечного фильтра, мг/л	Деаэратор со сталестружечным фильтром, мг/л
25, I	0,05	0,05
24/III	0,02	0,02
19/IV	0,015	0,02
25 IV	0,03	0,02
9 V	0,16	0,02
25 V	0,014	0,022
4 VI	0,018	0,019

лируя остаточное содержание растворенного кислорода после обоих деаэраторов, была установлена эффективность работы сталестружечного фильтра в этих условиях.

Данные опытов сведены в табл. 2.

Результаты экспериментов показывают достаточно удовлетворительную поглощаемость «проскоков» кислорода сталестружечным фильтром.

Во время наблюдения за работой деаэраторов был осуществлен контроль за содержанием окислов железа в выходящей из них воде (табл. 3).

Результаты анализов показывают практическое отсутствие выноса железа из сталестружечного фильтра.

Выводы

1. Применение сталестружечного фильтра, встроенного в аккумуляторный бак деаэратора, дает вполне удовлетворительные результаты по обескислороживанию питательной воды с малым содержанием кислорода.

2. Сталестружечный фильтр достаточно удовлетворительно ликвидирует «проскоки» кислоро-

да при нарушении режима термической деаэрации.

3. Обогащения деаэрированной воды окислами железа не наблюдается.

4. Целесообразно сооружение и испытание встроенного сталестружечного фильтра аналогичной конструкции в аккумуляторном баке для обескислороживания питательной воды котлов с естественной циркуляцией.



Контроль за работой тепловых сетей¹

Инж. А. Г. Ефремов

В энергосистеме, имеющей несколько сетевых районов и самостоятельное управление тепловыми сетями, организуется специальная диспетчерская служба теплосети. При отсутствии такой службы функции диспетчеров выполняются обычно дежурными инженерами станций.

Как показал многолетний опыт диспетчирования тепловых сетей в Московской энергосистеме, вполне целесообразно (при наличии хорошей телефонной связи) диспетчирование не только тех районов тепловых сетей, которые находятся в данном городе, но и загородных районов тепловых сетей, находящихся от диспетчерского пункта на расстоянии 100—200 км.

На диспетчерский пункт теплосети возлагается контроль за выполнением плана отпуска потребителям тепла требуемого качества; контроль за гидравлическим и тепловым режимом работы тепловых сетей, а также за качеством сетевой и подпиточной воды; обеспечение рационального использования и экономичного режима работы теплофикационного оборудования станций и тепловых сетей и т. п.

Диспетчерская служба теплосети является производственной службой, подчиненной непосредственно главному инженеру теплосети, а по оперативной деятельности — также центральной диспетчерской службе энергосистемы. Руководство

диспетчерской службой теплосети осуществляется старшим теплодиспетчером.

При диспетчерской службе теплосети создается оперативная служба, подчиненная старшему теплодиспетчеру. Для обслуживания эксплуатации тепловых сетей оперативная служба теплосети должна иметь следующие машины и механизмы:

1) аварийную машину типа автобуса для выездов по указанию теплодиспетчера;

2) аварийную (пожарную) машину с мощным насосом для откачки горячей воды, с вентилятором для охлаждения подземных каналов и камер, со специальным устройством для опрессовки магистралей и с переносным прожектором;

3) передвижной компрессор, желательнее с автомобильным двигателем;

4) передвижной подъемный кран.

Откачка воды из теплофикационных камер производится аварийной машиной, оборудованной на базе автомашины типа «самосвал» с центробежным насосом впереди машины и с вентилятором в кузове, показана на рис. 1. Над машиной укреплены всасывающие и напорные рукава.

Для средних энергосистем штат диспетчерской службы должен состоять из старшего теплодиспетчера, четырех дежурных вахт сменного персонала (теплодиспетчера и дежурного прибориста-оператора), техника, мастера оперативной службы и шоферов спецмашин.

¹ На основе доклада на Всесоюзном научно-техническом совещании по эксплуатации городских и промышленных тепловых сетей, Москва, 27 января 1951 г.



Рис. 1. Аварийная машина в действии.



Рис. 2. Звукозаписывающий аппарат МАГ-5.

Для крупных энергосистем необходим дополнительный персонал — заместитель старшего теплодиспетчера (инженер по режимам) и помощники дежурных теплодиспетчеров.

Диспетчерский пункт теплосети должен иметь специальное помещение, в котором размещаются:

1. Мнемоническая световая схема с изображением теплофикационного оборудования всех районов (магистралей, камеры, задвижки, переключки и абоненты) и тэц (турбины, редукционно-охладительные установки, подогреватели и сетевые насосы).

2. Щит с дистанционными приборами, указывающими давление, температуру, расход со всех водяных и паровых магистралей, выходящих с тэц. Удобен прибор «Диспетчерский рапорт», предназначенный для передачи по телефонным проводам (на расстояние свыше 10 км) сведений о давлении, температуре и расходе воды и пара на диспетчерский пункт теплосети. Записи параметров производятся на телеграфную ленту.

3. Регистратор температуры наружного воздуха.

4. Два параллельных коммутатора (один у дежурного теплодиспетчера, другой у прибориста-оператора) с прямыми телефонными связями со всеми эксплуатационными районами теплосети, дежурными инженерами тэц, с диспетчером энергосистемы, руководством энергосистемы и теплосети и т. д.

5. Щит с дистанционным управлением особо важными магистральными задвижками.

6. Звукозаписывающий аппарат типа МАГ-5 (рис. 2) для записи на пленку наиболее важных переговоров теплодиспетчера с оперативным персоналом районов, абонентов и тэц.

Диспетчерский пункт руководит операциями по переключениям в тепловых сетях и в теплофикационном оборудовании тэц, а также включением и отключением абонентов.

Сроки профилактического ремонта тепловых сетей и теплофикационного оборудования тэц на последующий месяц намечаются старшим теплодиспетчером на основе месячного прогноза погоды и утверждаются главным инженером теплосети.

График работы тепловых сетей на последующие сутки составляется ежедневно, с учетом суточного прогноза погоды. Диспетчерская служба энергосистемы ежедневно задает станциям элект-

рический график, также с учетом суточного прогноза погоды и полного удовлетворения тепловой нагрузки.

При невозможности полного удовлетворения тепловой нагрузки (ремонт котлов на тэц, недостаток электрической мощности в системе и др.) в графиках предусматривается максимальная отдача электрической мощности в часы утреннего и вечернего максимумов электрической нагрузки, но с таким расчетом, чтобы суточный отпуск тепла потребителям был выполнен.

Регулирование тепловой нагрузки по часам суток производится только по водяным сетям; отпуск производственного пара не регулируется.

В случае отклонения температуры наружного воздуха от принятой накануне по прогнозу (больше $\pm 2^\circ\text{C}$) или при других причинах, требующих изменения графика, дежурный теплодиспетчер вносит в заданный накануне график соответствующие коррективы и сообщает внесенные на данную смену изменения дежурному инженеру станции. Одновременно с дежурным диспетчером энергосистемы согласовываются необходимые изменения графика электрической нагрузки.

Форма диспетчерского графика по одной из диспетчируемых тэц за 1/1 1951 г. приведена на рис. 3.

При передаче дежурному диспетчеру тэц суточного теплового графика по водяным сетям дежурный теплодиспетчер задает:

а) при качественном регулировании: напор циркуляционной сетевой воды на выходящих коллекторах тэц, давление на обратном коллекторе и температуру воды на подающей линии по часам суток;

б) при количественном регулировании: давление на обратном коллекторе, количество сетевой воды и температуру воды на подающей линии по часам суток.

При качественном регулировании ввиду постоянных напоров на выводах тэц сокращение расхода воды по району производится только на абонентских вводах персоналом района теплосети или дежурными на тепловых пунктах абонентов. В этом случае районы теплосети несут ответственность за выполнение показателей по расходу циркулирующей воды по району в целом и за температуру обратной воды.

При количественном регулировании районы отвечают за правильное распределение воды по

отдельным потребителям и за температуру обратной воды.

По паровым сетям теплосчетчик задает дежурным инженерам тэц расход, давление и температуру пара на коллекторах, а также контрольные цифры возврата конденсата. Ответственность за неполный возврат конденсата возлагается на начальников районов теплосети и инспекторов по теплонadzору.

Ни один элемент теплофикационного оборудования станций и тепловых сетей не может быть выведен из работы и резерва без разрешения теплосчетчика, кроме случаев, явно угрожающих безопасности людей или сохранности оборудования.

В ведении теплосчетчика находятся паровые и водяные магистрали со всем оборудованием, ответвления, конденсатопроводы, тепловые пункты абонентов всех районов, теплофикационное оборудование, а также паровые и водяные коллекторы тэц, от которых берут свое начало тепловые сети.

Контроль за гидравлическим и тепловым режимами работы тепловых сетей осуществляется дежурным по району и дежурным теплосчетчиком. Правильность ведения гидравлического режима водяных сетей контролируется следующими показателями:

- 1) давлениями на подающем и обратном коллекторах тэц (за разделительными задвижками);
- 2) давлениями на подающих и обратных линиях в характерных узловых точках сети (до регулировочных задвижек);
- 3) суммарным расходом воды по району;
- 4) балансом распределения расхода воды по абонентам сети.

Для измерения давления воды в характерных (концевых) и узловых точках водяных сетей устанавливаются регистрирующие и указывающие манометры.

Правильность ведения гидравлического режима по паровым сетям контролируется давлением пара на коллекторах тэц (после головных задвижек); в тепловых пунктах основных абонентов сети (до регулировочных задвижек) и балансом распределения пара по потребителям.

Манометры на отходящих паропроводах от тэц должны быть регистрирующие. В тепловых пунктах основных паровых абонентов устанавливаются указывающие манометры.

Правильность ведения теплового режима водяных сетей контролируется по температурам воды на подающем и обратном коллекторах тэц и внутри помещений у ряда характерных абонентов сети.

В каждом районе (обычно в помещении дежурного по району) устанавливается регистрирующий термометр на подающей трубе. Термометры на подающем и обратном коллекторе тэц должны быть регистрирующими.

Температура внутри помещений у потребителей измеряется в течение всего отопительного сезона термографами.

Правильность ведения температурного режима паровых сетей контролируется по температу-

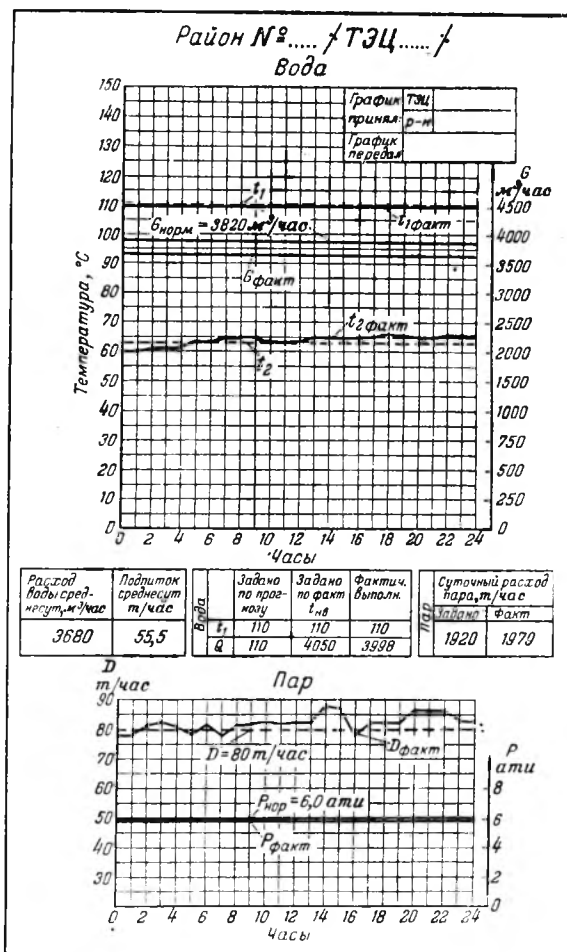


Рис. 3. Диспетчерский график по тэц.

t_1 — заданная температура воды на подающей линии на тэц; t_2 — температура обратной воды по графику на тэц; D — заданный расход производственного пара на тэц; $G_{норм}$ — норма расхода сетевой воды; $P_{норм}$ — норма давления производственного пара на тэц.

рам пара на коллекторах тэц и в тепловых пунктах основных абонентов.

Температура пара на коллекторе тэц фиксируется регистрирующим термометром.

Выводы

Целесообразность и необходимость диспетчирования отпуска тепла в настоящее время бесспорны.

С введением диспетчирования отпуска тепла теплоснабжение потребителей обычно улучшалось, так как за отпуском теплотенергии осуществлялся строгий контроль и за нарушение теплоснабжения станции стали нести такую же ответственность, как и за невыполнение заданного графика электрической нагрузки.

В связи с быстрым развитием тепловых сетей необходимо при проектировании теплофикации городов предусматривать специальные помещения для диспетчерских пунктов теплосети с новейшими телеприборами, указывающими и регистрирующими все необходимые параметры теплоносителя.

Оперативный контроль влажности горящего топлива

Канд. техн. наук М. С. Маслеников

Изыскание метода контроля влажности горящего в данный момент топлива помимо научного интереса имеет серьезное практическое значение для экономичного сжигания топлив с меняющейся влажностью, в первую очередь для торфа.

Помимо сезонных изменений влажность торфа может широко колебаться и в пределах суток (см., например, на рис. 1 график изменения влажности кускового торфа на одной из грес).

Создание метода текущего контроля влажности горящего топлива позволило бы эксплуа-

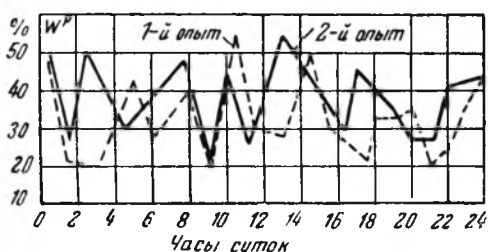


Рис. 1. Изменение влажности кускового торфа на гресе.

тационному персоналу улучшить режим работы и повысить экономичность сжигания топлива, а также облегчило бы создание систем автоматического регулирования топочных устройств для сжигания кускового фрезерного торфа.

Решение поставленной задачи возможно путем использования зависимости влагосодержания дымовых газов от влажности горящего топлива.

Содержащиеся в дымовых газах водяные пары в общем случае получаются из влаги топлива, водорода топлива, влаги воздуха и из пара обдувки.

Для химически полного горения, если не учитывать пар обдувки, можно написать уравнение баланса влаги дымовых газов

$$0,01\Pi_2^c V_c = \frac{9H^p + W^p}{80,0} + 0,01\Pi_a \alpha V_0,$$

где Π_2^c — содержание водяных паров в дымовых газах, отнесенное к сухой их части, объемные %;

Π_a — содержание водяных паров в воздухе, отнесенное к сухому воздуху, объемные %.

Считая для данного торфяного участка состав сухой массы торфа неизменным и выполняя преобразования, получим:

$$W^c + m = n \frac{\Pi_T^c}{\text{CO}_2},$$

где m и n — постоянные величины;

W^c — влажность топлива, отнесенная к абсолютно сухому веществу.

Последнее уравнение выражает идею предложенного автором прибора, состоящего из комбинации автоматических электрических влагомера и газоанализатора с гальванометром отношений (гальванометр с перекрещивающимися катушками)¹. Практически это потребует замены Π_T^c и CO_2 пропорциональными им токами.

Принципиальная схема прибора представлена на рис. 2. Уравнительный ток мостика газоанализатора, пропорциональный количеству CO_2 ,

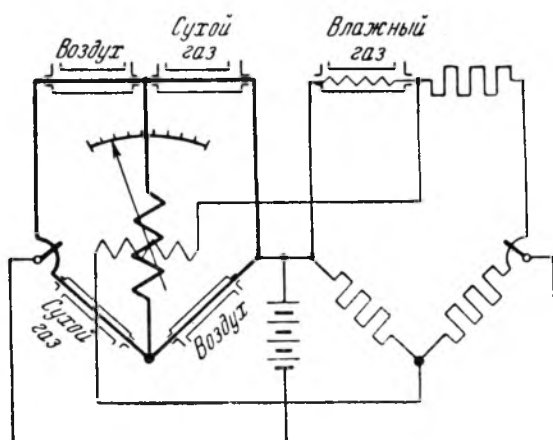


Рис. 2. Принципиальная схема прибора для контроля влажности горящего топлива.

в сухих газах, приключается к одной рамке гальванометра, а уравнительный ток мостика влагомера, пропорциональный содержанию водяных паров, — к другой. В результате стрелка гальванометра отношений будет перемещаться соответственно значениям отношения обоих токов или, что то же, пропорционально значениям отношения $\frac{\Pi_T^c}{\text{CO}_2}$.

Постоянный член уравнения m , очевидно, можно учесть при градуировке. На самом деле, при $W^c = 0$

$$n \frac{\Pi_T^c}{\text{CO}_2} = m,$$

¹ Авторское свидетельство № 84991 от 29/V 1950 г.

следовательно, поместив нуль шкалы для W^c на положении стрелки, соответствующем показанию

$$n \frac{P_T^c}{CO_2} = m,$$

можно тем самым избавиться от необходимости специального учета означенной величины.

Имея в виду, что связь между W^c и W^p выражается соотношением

$$W^p = \frac{100W^c}{100 + W^c},$$

можно проградуировать шкалу гальванометра непосредственно в процентах рабочей влажности.

В качестве газоанализатора для CO_2 пригоден электрический газоанализатор обычного типа. Из влагомеров для данного прибора можно применить только те конструкции, которые соответствуют принципу гальванометра отношений.

Для построения требующегося влагомера был избран конденсационный метод. Если пропускать влажный газ с постоянной начальной температурой (например, 100°) через трубку, охлаждаемую водой, то температура охлаждаемого газового потока в зависимости от исходной влажности будет изменяться согласно кривым рис. 3, где по оси абсцисс отложен отвод

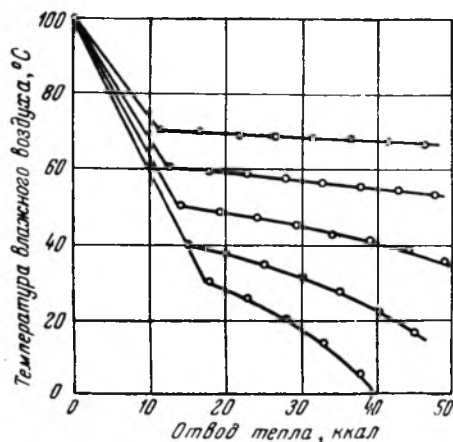


Рис. 3. Охлаждение влажного газа в зависимости от его исходной влажности.

тепла (путь), а по оси ординат—температуры потока.

Точки перегиба этих кривых характеризуют начало конденсации водяного пара, а их ординаты представляют собой температуры насыщения водяного пара, соответствующие его парциальному давлению в газах. Связь между температурой насыщения и давлением (в данном случае содержанием пара в смеси) общеизвестна, и если бы представилось возможным непрерывное измерение этих температур, то задача текущего контроля влажности свелась бы, в частности, к фиксированному расположению термоэлемента на пути охлаждаемого газового потока и соответствующей градуировке указывающего прибора. К сожалению, точка начала конденсации, как явствует из рис. 3, смещается по длине трубки в зависимости от исходной

влажности, что исключает возможность ее непрерывного измерения. Однако можно использовать то обстоятельство, что каждому значению влажности (каждой кривой) отвечает свой угол наклона участка конденсации оси абсцисс, т. е. влажность газового потока численно может быть выражена этим углом наклона. Измерение последнего можно заменить измерением средней температуры потока на выделенном участке конденсации (рис. 4). В построенном автором приборе для измерения средней температуры

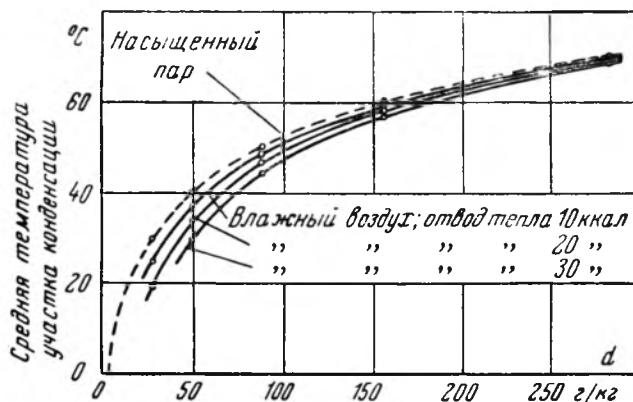


Рис. 4. Средняя температура участка конденсации в зависимости от влажности газа и отвода тепла.

выделенного участка конденсации был применен электрический платиновый термометр в кварцевой трубке диаметром 4 мм, соединенный с логометром. Отклонения стрелки логометра в зависимости от исходной влажности газового потока, а также скорости (показания дифманометра в мм вод. ст.) и положения термометра (вставлен сверху или снизу в вертикальную трубку охладитель) показаны на рис. 5. Начальная температура газа во всех случаях была $100^\circ C$; температура воды колебалась в пределах $14-25^\circ C$. Из рис. 5 видно наличие равномерно

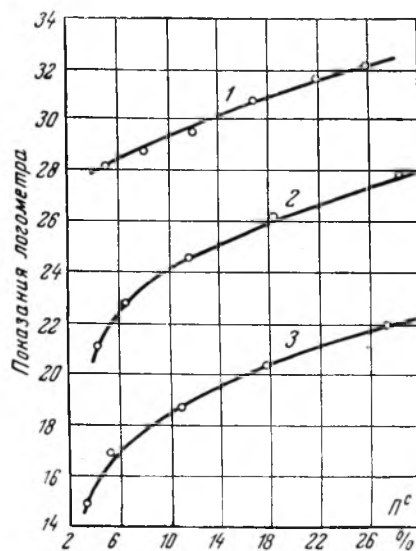


Рис. 5. Величина P_c в зависимости от показания логометра.

1 — термометр вниз; 2 — термометр вверх, $\Delta S = 150$ мм вод. ст.; термометр вверх $\Delta S = 80$ мм вод. ст.

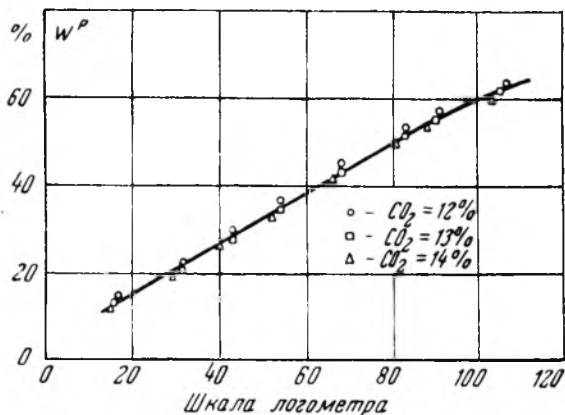


Рис. 6. Характеристика прибора (W^p — показания логометра). Влажность воздуха 12 г/кг.

изменяющейся связи между влажностью газа P^c и током, проходящим через электрический термометр. Такая конструкция влагомера позволила осуществить принципиальную схему автоматического указателя влажности горящего топлива (рис. 2). Наладка и лабораторное исследование этой схемы применительно к торфу дали результаты, показанные на рис. 6. Здесь по оси абсцисс отложены значения W^p , а по оси ординат — деления шкалы логометра. Изменяя состав сопротивлений, входящих в электрическую схему логометра, можно изменить цену делений и диапазон измерений.

Прибор (рис. 7) представляет собой обычный электрический газоанализатор для CO_2 с тем отличием, что охладитель в нем имеет несколько измененные размеры и снабжен электрическим термометром сопротивления, располагаемым по оси охлаждаемой трубки. Проба дымовых газов через керамический фильтр и газозаборную трубку — термостат — подводится с температурой $\sim 100^\circ C$ к влагомеру и, пройдя последний, направляется в датчик электрического газоанализатора. Перемещение газа осуществляется водяным эжектором, скорость контролируется дифманометром, соединенным с дроссельной вставкой. Электрические термометр и газоанализатор присоединяются к логометру и источнику тока по схеме, показанной на рис. 2.

Для учета колебаний C^c и P_0 последовательно с электрическим термометром включается регулируемое сопротивление, изменением которого можно заранее (в связи с поступлением торфа с другого участка и с изменением влажности воздуха) привести показания указывающего прибора в соответствие с новыми рабочими условиями.

Для исключения влияния продуктов неполного горения на работу газоанализатора перед

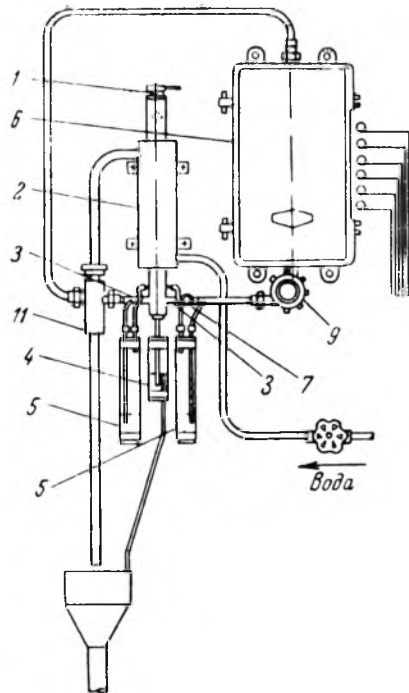


Рис. 7. Компоновка прибора для контроля влажности горящего топлива.

1 — электрический термометр сопротивления; 2 — рабочая трубка-охладитель; 3 — дроссельная вставка; 4 — водяной затвор; 5 — дифференциальный манометр; 6 — электрический газоанализатор для CO_2 ; 7 — запорный кран; 8 — фильтр.

ним должно быть поставлено дожигательное устройство, например, типа НОРЗЕ.

Прибор градуируется на средние рабочие условия, т. е. средний состав сухого топлива, среднее значение механической потери и среднюю влажность воздуха.

Произведенный расчетный анализ погрешности в W^p показал, что для наиболее часто встречающихся в эксплуатации условий ($W^p = 40 \div 50\%$) максимальные отклонения влажности, указываемой прибором, от истинной влажности рабочего топлива составляют 1,75—2,4%. При этом нужно учитывать то обстоятельство, что эти максимальные значения резульативной ошибки соответствуют наименее благоприятному сочетанию частных отклонений. Сужение размаха колебаний величин, определяющих W^p , повышает точность градуировки, ориентированной на средний состав горючей массы топлива. Это является возможным в первую очередь в отношении уточнения средних значений C^c , H^c и A^c . Данные анализа показывают, что описанный прибор помимо оперативных надобностей (регулирование процесса горения) может представить интерес и для учетно-контрольных целей.

ОТ РЕДАКЦИИ

Непрерывный контроль влажности горящего топлива может оказаться полезным в случаях сжигания топлив переменной влажности. Желательно провести полное опробование предложенного автором метода и прибора в длительной эксплуатации на промышленной установке.

Снижение температуры масла последовательным включением маслоохладителей турбин

Инж. А. Г. Рысс

На электростанции металлургического завода Юга из-за резкого повышения в теплое время года температуры охлаждающей воды на ряде турбоагрегатов не удавалось обеспечить нужного охлаждения масла даже при чистых маслоохладителях.

Отдельные корпуса маслоохладителей этих турбин были соединены между собой, как обычно, параллельно по маслу и по воде. При такой схеме подключение добавочного корпуса дает лишь небольшой эффект, так как одновременно с ростом общей поверхности маслоохладительной установки уменьшается скорость протекающего масла и снижается коэффициент теплопередачи маслоохладителей. Например, из рассмотрения характеристик маслоохладителей завода „Комета“ следует, что увеличение поверхности маслоохладительной установки в четыре раза повышает количество отводимого тепла менее чем в два раза.

Некоторые заводы, например НЗЛ, в целях улучшения работы маслоохладителей применяют прокачку через них увеличенного количества масла, избыток которого сбрасывается затем в маслобак. Но, как будет показано ниже, эту схему нельзя считать рациональной.

Хорошее охлаждение масла в обслуживающих воздухоподогреватели маслоохладительных установках, состоящих каждая из двух последовательно соединенных по маслу и воде корпусов, натолкнуло на мысль о целесообразности применения последовательной схемы соединения и для других маслоохладительных установок, не обеспечивающих достаточного охлаждения масла.

Улучшение охлаждения масла особенно настоятельно требовалось для турбины ТН-65,

имевшей четыре параллельно включенных маслоохладителя по 10 м^2 . При температуре охлаждающей воды 28°C и нагреве ее до 30°C температура горячего масла достигала 63°C , а охлажденного масла 53°C . Температура масла на подшипниках поднималась до 70°C .

Для проверки целесообразности переключения маслоохладителей турбины ТН-65 на две последовательно включенных по маслу группы (рис. 1) предварительно был произведен ориентировочный расчет.

Расчет производился, исходя из условия, что количество отводимого тепла при переходе от параллельного включения маслоохладителей к последовательному сохраняется неизменным и в предположении одинакового расхода воды на каждый корпус в обоих случаях. Для этих условий из уравнений теплового баланса и теплопередачи было найдено, что температура охлажденного масла при последовательном включении двух маслоохладителей должна составлять¹:

$$\vartheta_2'' = \frac{k'}{k''} \left(\vartheta_2' - \frac{t_1 + t_2' - \Delta\vartheta}{2} \right) + \frac{t_1 + t_2'}{2} - (1 + 2z) \frac{\Delta\vartheta}{4}, \quad (1)$$

где ϑ_2 — температура охлажденного масла, $^\circ\text{C}$;
 k — коэффициент теплопередачи, $\text{ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{C}$;

t_1 и t_2 — температуры входящей и выходящей воды, $^\circ\text{C}$;

$\Delta\vartheta$ — перепад температур масла в охладителях, $^\circ\text{C}$;

z — доля всего количества отводимого тепла, приходящаяся при последовательном включении на второй корпус (принята для условий рассматриваемой установки равной 0,4).

Индексом ' обозначены величины, относящиеся к параллельному включению охладителей, индексом '' — к последовательному включению. Величины, общие для обеих схем, t_1 и $\Delta\vartheta$ даны без верхних индексов.

Коэффициент теплопередачи маслоохладителя зависит в основном от скорости масла w и прибли-

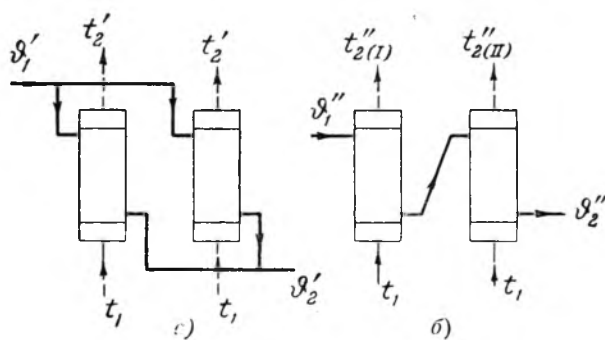


Рис. 1. Схемы параллельного (а) и последовательного (б) соединения маслоохладителей (по маслу) при четном числе корпусов.

¹ Средняя разность температур масла и воды определялась как средняя арифметическая.

зительно пропорционален $\sqrt{\omega}$. Поэтому для рассматриваемого случая

$$\frac{k'}{k''} \approx \frac{1}{\sqrt{2}} = 0,71.$$

Подставляя в формулу (1) указанные выше температуры масла и воды при параллельном включении корпусов (для масла $\Delta\theta = 63 - 53 = 10^\circ \text{C}$), находим, что в результате переключения маслоохладителей температура охлажденного масла должна снизиться до

$$\theta_2^* = 0,71 \left(53 - \frac{28 + 30 - 10}{2} \right) + \frac{28 + 30}{2} - 1,8 \cdot \frac{10}{4} = 45,1^\circ \text{C}.$$

Сопротивление маслоохладителей по маслу должно было возрасти (судя по заводским кривым для другого типа маслоохладителей) примерно на $0,2 \text{ ат}$, что не должно было вызвать каких-либо затруднений ввиду наличия значительного дросселирования масла на смазку в имеющемся редукционном клапане (с $2,5$ до $0,3 \text{ ат}$).

Поэтому при остановке турбины в июле 1951 г. было произведено переключение маслоохладителей. Чтобы проверить соответствие действительного эффекта от переключения расчетному, маслоохладители не чистились ни с масляной, ни с водяной стороны и вообще не вскрывались. Как видно из табл. 1, действительное снижение температуры охлажденного масла даже несколько превысило расчетное.

Таблица 1

Температура масла на турбине ТН-65

Дата	Схема включения маслоохладителей	Температура масла, °С		Температура масла, °С, на подшипниках:						Температура охлаждающей воды, °С
		до маслоохладителей	после маслоохладителей	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	
27 июня 1951 г.	Параллельно	63	53	66	70	68	68	59	65	28
25 июля 1951 г.	Две группы последовательно	52	42	56	60	60	57	49	56	28

Очень благоприятный эффект от переключения маслоохладителей был получен и на турбине АК-12. Маслоохладительная установка этой турбины охлаждала 420 л/мин масла в трех маслоохладителях завода „Комега“ типа М-28 с поверхностью охлаждения по $22,5 \text{ м}^2$.

Ввиду нечетного числа корпусов они были разбиты на две неодинаковые группы: первую — из одного корпуса и вторую — из двух параллельно включенных корпусов (рис. 2)*. Сопротивление маслоохладителей по маслу должно было в этом случае увеличиться примерно на $0,16 \text{ ат}$. Для возможности включения масло-

* Не останавливаясь на этом подробнее, укажем, что для этого случая также можно найти путем расчета ожидаемое значение θ_2^* .

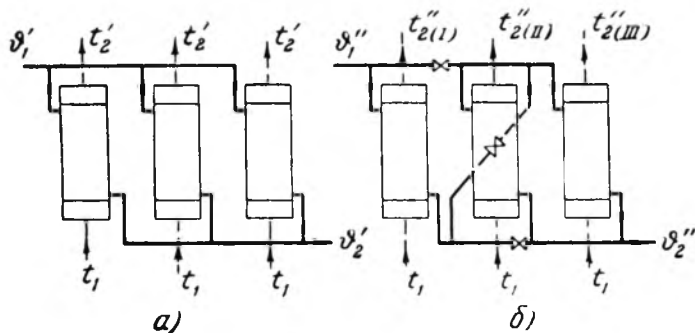


Рис. 2. Схемы параллельного (а) и последовательного (б) соединения маслоохладителей (по маслу) при нечетном числе корпусов.

охладителей либо на параллельную, либо на последовательную работу были предусмотрены соответствующие задвижки.

Результат переключения маслоохладителей виден из табл. 2.

Таблица 2

Температуры масла на турбине АК-12

Схема включения маслоохладителей	Температура масла, °С		Температура масла, °С, на подшипниках						Температура охлаждающей воды, °С
	до маслоохладителей	после маслоохладителей	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	
Параллельно	48	41	56	61	59	56	49	57	24
Последовательно	47	36	47	57	55	49	44	50	27

Но необходимо отметить, что сопротивление установки по маслу возросло при этом почти на 1 ат вместо расчетных $0,16 \text{ ат}$. Возможно, что это вызвано значительными потерями напора в задвижках (у турбины АК-12 помимо задвижек, установленных при переключении подводящих и отводящих масло коллекторов и на перемычке, имеются также задвижки на входе и выходе масла из каждого корпуса маслоохладителя).

В описанном случае повышение давления масла перед маслоохладителями на 1 ат не внесло осложнений, поскольку масло поступало в систему смазки после редуцирования с 5 до $0,5 \text{ ат}$, и для компенсации возросшего сопротивления маслоохладителей пришлось только натянуть пружины редуктора. Но для установок с более низким давлением масла в системе регулирования при переключении на последовательную схему работы не следует увеличивать скорость масла в маслоохладителях более чем в два раза.

Таким образом, опыт переделки двух разных установок подтвердил эффективность перехода с параллельного включения маслоохладителей по маслу на последовательное в тех случаях, когда при параллельном включении не обеспечивается требуемое охлаждение масла.

Последовательное включение маслоохладителей по маслу, значительно повышая их охлаждающий эффект, позволяет применить и последовательное включение их по воде, уменьшив таким путем расход воды на охлаждение масла. При обычном параллельном включении маслоохладителей высокая температура охлажденного

масла вынуждает в течение большей части года пропускать через маслоохладители максимально возможное количество воды, мирясь с подогревом ее не более чем на 2°С.

Для схемы последовательного включения двух маслоохладителей как по маслу, так и по воде

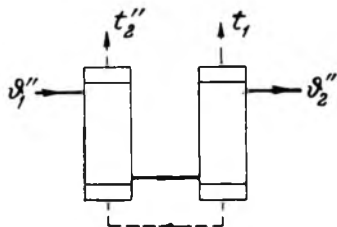


Рис. 3. Схема последовательного включения маслоохладителей по маслу и воде.

при осуществлении противотока (рис. 3) можно получить:

$$\vartheta_2'' = \frac{k'}{k''} \left(\vartheta_2' - \frac{t_1 + t_2' - \Delta\theta}{2} \right) + \frac{t_1 + t_2'}{2} - (1 + 2z) \frac{\Delta\theta}{4} + z(t_2' - t_1). \quad (2)$$

Из сопоставления формул (1) и (2) можно видеть, что при последовательном включении охладителей по маслу переход на последовательное включение также и по воде с сокращением расхода последней вдвое приводит к увеличению температуры охлажденного масла на $z(t_2' - t_1)$, или для условий турбины ТН-65 примерно на 1°С (полагая k'' в обоих случаях одинаковым). Для большего числа электростанций повышение температуры масла на 1—1,5°С окажется, очевидно, допустимым и целесообразным, если учесть достигаемое при этом уменьшение расхода воды на маслоохладитель, т. е. увеличение подачи охлаждающей воды на конденсатор примерно на 1—2% от общего ее количества.

Рассмотрим теперь схему с пропуском через маслоохладительную установку масла в количестве, превышающем потребность его для смазки подшипников, и возвратом избыточного масла в маслобак через редукционный клапан на выходе из маслоохладителя (рис. 4).

Примем, что для смазки подшипников турбины требуется масла Q' л/час и для увеличения охлаждающего эффекта количество пропускаемого через маслоохладитель масла увеличивается до $Q'' = Q' + \Delta Q$ л/час. Из всего количества охлажденного масла Q л/час направляется в подшипники и сливается из последних в маслобак турбины с температурой $\vartheta_2'' + \Delta\theta$, а ΔQ л/час избыточного масла сбрасывается после маслоохладителя через редукционный клапан в маслобак с температурой ϑ_2'' .

Если принять, как и раньше, коэффициент теплопередачи в маслоохладителях пропорциональным корню квадратному из скорости (или расхода) протекающего масла, то при одинако-

вых поверхностях маслоохладителей можно получить для рассматриваемого случая

$$\vartheta_2'' = \sqrt{A} \left(\vartheta_2' - \frac{t_1 + t_2 - \Delta\theta}{2} \right) - A \frac{\Delta\theta}{2} + \frac{t_1 + t_2}{2}, \quad (3)$$

$$\text{где } A = \frac{Q'}{Q''} = \frac{1}{1 + \frac{\Delta Q}{Q'}}.$$

Воспользовавшись для числового расчета фактическими температурами, приведенными выше в примере переключения маслоохладителей турбины ТН-65, находим, что устройство сброса

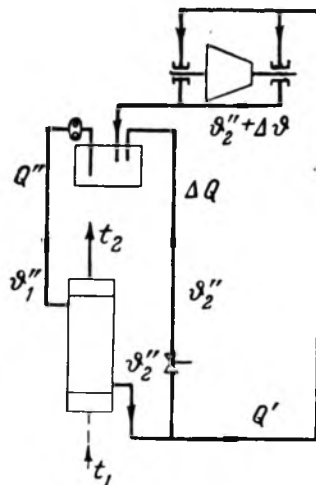


Рис. 4. Схема включения маслоохладителя при сбросе в маслобак избытка охлажденного масла.

масла после маслоохладителя позволило бы снизить температуру холодного масла до следующих значений:

Для сбрасываемого масла $\frac{\Delta Q}{Q'} \cdot 100, \%$	Температура охлажденного масла $\vartheta_2, \text{ }^\circ\text{C}$
20	50,9
30	49,8
50	47,1

Как видим, эффект был бы получен, но значительно меньший, чем при рассмотренных ранее схемах.

Устройство сброса масла после маслоохладителей может оправдать себя в отдельных случаях при наличии избыточной производительности маслососов, но достигаемое при этом улучшение охлаждения масла всегда будет ниже, чем при переходе на схему последовательного включения маслоохладителей.

При рассмотрении вопроса о переключении маслоохладителей на последовательную работу следует учитывать возрастание при этом потери напора масла. Если в действующей установке при параллельном соединении маслоохладителей потеря напора масла не превышает 0,1 ат, то маслоохладители, как правило, могут быть переключены на две последовательно включенные группы. При больших потерях напора или при необходимости увеличения скорости масла в отдельных маслоохладителях более чем в 2 раза возможность переключения должна быть тщательно проверена.



Регенерация энергетических масел

Инж. В. С. Иванов

Опыты регенерации масла по схеме кислота—земля, проведенные впервые Орггрэс в 1939 г., послужили началом применения этого метода отечественными электростанциями и промышленными предприятиями. На основе проекта Орггрэс Полтавским заводом Главэнергозапчасти выпущена в 1950 г. серия передвижных маслорегенерационных установок, работающих по этому методу.

Первоначально опыты проводились главным образом с относительно слабоизношенными трансформаторными маслами. При этом получались вполне удовлетворительные результаты: регенерированные масла с запасом удовлетворяли всем нормам (в том числе и по стабильности) стандарту на свежее масло.

Результаты последующих опытов с глубокоизношенными маслами, с кислотным числом выше 0,4—0,6 мг КОН были не столь удовлетворительны. С увеличением степени окисленности исходного масла соответственно ухудшалась и стабильность регенерата. Кислотность после искусственного окисления достигала в ряде случаев 1—3 мг КОН против нормы на свежее масло 0,35 мг КОН. Однако эти опыты носили случайный характер.

За последние годы Лабораторией масел Орггрэс проведены программные исследования по регенерации энергетических масел. Краткое описание этих опытов излагается ниже.

Регенерация относительно малоокисленных масел

В первом опыте масло с кислотным числом 0,28 обрабатывалось 3% серной кислоты (уд. вес 1,84) и далее в одном случае 4% и в другом—10% отбеливающей земли. Результаты приведены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, с увеличением расхода отбеливающей земли кислотное число регенерата уменьшилось, что, однако, сопровождалось ухудшением его стабильности (кислотное число масла после его окисления по ГОСТ 981-41).

При расходе земли в 4% регенерат удовлетворяет нормам на свежее масло как по кислотному числу (0,03 против нормы ГОСТ 0,05), так и стабильности (кислотное число 0,3 против норм ГОСТ 0,35).

При расходе отбеливающей земли в 10% регенерат не удовлетворяет нормам на стабильность.

Во втором опыте масло с кислотным числом 0,38 мг КОН обрабатывалось при сочетаниях кислоты в 1, 2 и 3% и земли 4, 6, 8 и 10%.

Таблица 1

№ опыта	Расход реагентов		Данные анализа					Масло после окисления по ГОСТ 981-41	
	кислоты, %	земли, %	Кислотное число, мг КОН	Число омылений, мг КОН	Натровая проба с подкислением	Реакция водной вытяжки	Цвет по Дюбоску, м.м	Кислотное число, мг КОН	Содержание шлама, %
1	3	4	0,03	0,05	3	Нейтральная	61	0,3	0,004
2	3	10	0,015	0,07	Отличная	То же	90	1,04	0,006
	Нормы на свежее масло . .		0,05	—	2	. .	—	0,35	0,1
	Нормы на регенерированное масло . .		0,06	—	—	. .	—	0,35	0,1

Полученные при этом результаты, так же как и в первом случае, показывают:

1. Увеличение расхода отбеливающей земли или расхода кислоты сопровождается уменьшением кислотного числа регенерата.

2. Увеличение расхода реагентов сопровождается улучшением цвета регенерата.

3. При расходе кислоты в 1% увеличение расхода земли вызывает вначале улучшение, а затем ухудшение стабильности регенерата; при расходе кислоты в 2 и 3% ухудшается стабильность регенерата.

4. Снижение кислотного числа до норм ГОСТ (0,04) достигнуто при расходе 2—3% кислоты и 8% (и выше) — земли.

Следует отметить, что выводы относительно снижения стабильности нужно рассматривать только как принципиальные, так как отработавшие масла с одной и той же кислотностью могут быть различны по качественному и количественному содержанию продуктов старения, поэтому и оптимальный режим очистки отдельных партий может быть различным.

Регенерация сильно окисленных масел

В первом опыте обработка масла с кислотным числом 0,48 мг КОН произведена при сочетаниях 2, 3 и 5% кислоты и 5, 8, 12 и 15% отбеливающей земли.

Результаты регенерации масла с кислотным числом 0,48 мг КОН приведены в табл. 2.

Таблица 2

№ опыта	Расход реагентов		Данные анализа			Масло после окисления по ГОСТ 981-41	
	кислоты, %	земли, %	Кислотное число, мг КОН	Натровая проба с подкислением, баллов	Цвет по Дюбоску, л.м	Кислотное число, мг КОН	Содержание шлама, %
1	2	5	0,09	4	14	2,19	0,08
2	2	8	0,06	4	15	2,18	0,069
3	2	12	0,04	2	16	2,00	0,07
4	2	15	0,025	2	16	2,24	0,07
5	3	5	0,049	Вне балла	17	1,44	0,081
6	3	8	0,035	То же	18	1,66	0,11
7	3	12	0,03	2	22	1,75	0,093
8	3	15	0,022	2	22	1,83	0,074
9	5	5	0,047	Вне балла	19	1,70	0,137
10	5	8	0,043	То же	22	1,93	0,173
11	5	12	0,022	2	22	2,01	0,15
12	5	15	0,017	2	27	2,01	0,117

Снижение кислотного числа до норм ГОСТ (0,04 мг КОН) обеспечено при расходе: а) 2 ÷ 3% кислоты и 12% и выше земли; б) 5% кислоты и 8,3% и выше земли.

Стабильность регенерата ни в одном случае не удовлетворяет нормам ГОСТ на свежее масло. Остальные выводы те же, что и в предыдущем примере.

Во втором опыте было взято отработавшее масло с кислотным числом 0,93 мг КОН.

Масло обрабатывалось по данным предыдущей таблицы с изменением расходов кислоты и отбеливающей земли. Результаты даны в табл. 3.

Таблица 3

№ опыта	Расход реагентов		Данные анализа			Масло после окисления по ГОСТ 981-41	
	кислоты, %	земли, %	Кислотное число, мг КОН	Натровая проба с подкислением, баллов	Цвет по Дюбоску, л.м	Кислотное число, мг КОН	Содержание шлама, %
1	2	5	0,1	Вне балла	11	1,7	0,112
2	2	8	0,063	3	11	2,08	0,177
3	2	12	0,063	То же	13	1,90	0,134
4	2	15	0,063	• •	14	2,80	0,149
5	3	5	0,1	• •	14	2,30	0,204
6	3	8	0,09	• •	15	1,48	0,137
7	3	12	0,06	4	17	2,77	0,169
8	3	15	0,05	4	18	3,04	0,12

Для снижения кислотного числа масла до норм ГОСТ при расходе 3% кислоты потребовалось несколько больше 15% земли.

Рассмотренные результаты и данные табл. 1—3 дают основание к следующим выводам:

1. По методу «кислота — земля» возможно восстановление всех свойств в исходном состоянии отработавших масел с кислотным числом до 0,8—1,0 мг КОН.

2. Стабильность восстанавливается только для относительно не сильно состарившихся масел.

По мере увеличения степени окисленности отработавших масел восстановление стабильности достигается все с большим трудом. Стабильность сильно изношенных масел не восстанавливается и значительно уступает нормам ГОСТ на свежее масло (1 ÷ 3 против норм ГОСТ 0,35 мг КОН).

С целью установления принципиальной возможности восстановления стабильности сильно изношенных масел масло с кислотным числом 0,93 было подвергнуто восстановлению по 20 вариантам сложных методов регенерации. Во многих случаях было достигнуто полное восстановление масла до норм на свежее в исходном состоянии, но стабильность масла по всем вариантам обработки была неудовлетворительной (кислотное число после окисления по ГОСТ 941-21 было 2 ÷ 4 мг (по нормам на свежее масло 0,35 мг КОН).

Полученные результаты привели к выводу о невозможности восстановления стабильности сильно изношенных масел любым из существующих методов регенерации. Масла же, не соответствующие нормам на стабильность, даже при условии их очистки до норм на свежее масло, не пригодны для повторного использования.

Способ естественной стабилизации регенерированных масел

Обычные товарные масла содержат некоторое количество асфальтово-смолистых веществ, являющихся носителями полезных (антиокислительных, антикоррозионных, улучшающих смазочную способность, и пр.) свойств масел. Однако излишнее содержание смолистых веществ может вызывать увеличение шламообразования.

С целью экономии кислоты свежие масла несколько недоочищаются, что обеспечивает содержание в них некоторого избытка смолистых веществ в качестве естественных антиокислителей, обеспечивающих стабильность свежих масел.

По мере старения масла смолистые вещества постепенно теряют свои свойства естественных антиокислителей, не восстанавливаемых при регенерации сильно изношенных масел.

Следовательно, восстановление стабильности сильно изношенных масел невозможно применением любого режима регенерации. Поэтому задачей регенерации такого рода масел должно являться очищение масла с доведением его до норм на свежее, стабильность которой должна обеспечиваться другими средствами, в частности содержащимися в свежем масле избытком смолистых веществ, являющихся носителями антиокислительных и некоторых других эксплуатационно важных свойств масел.

Как установлено опытами, смешение может быть взаимно полезным как для регенерированных, так и свежих масел.

Изложенное подтверждается приведенными ниже результатами определения стабильности смесей масел:

1. Отработавшее масло с кислотным числом 0,38 мг КОН после регенерации имело плохую стабильность по кислотному числу — 1 мг КОН против норм ГОСТ 0,35 мг КОН. Смесей этого регенерата со свежим маслом в любых соотношениях удовлетворили нормам на стабильность свежего масла.

2. Отработавшее масло с кислотным числом 0,38 мг КОН после регенерации не удовлетворяло нормам ГОСТ на свежее масло (кислотное число после окисления 0,66 мг КОН). Смесей регенерата со свежим маслом в любых соотношениях удовлетворяли нормам на стабильность свежего масла, причем с примесью регенерата до 60% смеси обладали исключительно высокой стабильностью (кислотное число после окисления 0,03 мг КОН).

3. Отработавшее турбинное масло с кислотным числом 0,93 мг КОН после регенерации имело стабильность по кислотному числу 1,7 мг КОН. Смесей его с двумя сортами свежего турбинного масла (по отдельности) в любых соотношениях удовлетворяли нормам на свежее масло.

В табл. 4 приводятся результаты некоторых опытов стабилизации регенерата примесью свежего масла.

Проведенными лабораторией масел Оргрэс опытами установлено, что способ стабилизации регенерированных масел примесью свежего масла действителен для всех существующих методов регенерации.

В настоящее время этот способ используется лабораторией самым широким образом и во всех случаях при наладке работы маслорегенерационных установок.

Дальнейшими исследованиями было выяснено, что изношенные смолистые вещества не мешают антиокислительному действию свежих смолистых веществ, что представляет большой теоретический и в особенности практический интерес.

Это обстоятельство и стабилизация предлагаемым способом регенерированных различными методами масел открыли практическую возможность применения наиболее простых и легко осуществимых способов регенерации масел.

№ опыта	Наименование образцов и методы регенерации	Кислотное число, мг КОН	Масло после окисления по ГОСТ 981-41	
			Кислотное число, мг КОН	Содержание влаги, %
1	а) Отработавшее масло	0,4	—	—
	б) То же, регенерированное по методу „кислота — земля“	0,05	1,26	0,059
	в) Регенерированное масло плюс 25% свежего	—	0,06	0,053
2	а) Отработавшее масло	0,6	—	—
	б) То же, регенерированное по методу „кислота — земля“	0,049	1,26	0,06
	в) Регенерированное масло плюс 25% свежего	—	0,11	0,046
3	а) Отработавшее масло	0,93	—	—
	б) То же, регенерированное по методу „кислота — щелочь — земля“	0,11	2,4	0,1
	в) То же, регенерированное по методу „щелочь — кислота — земля“	0,035	2,6	0,08
	г) То же, регенерированное по методу „кислота — земля“	0,06	2,77	0,169
	д) Регенерированное по методу „кислота — земля“ плюс 25% свежего масла	0,042	0,19	0,021

Так, лабораторией масел Оргрэс применением простейших методов обеспечивается на электростанциях восстановление отработавших масел без применения специальной маслорегенерационной аппаратуры.

В связи с разнообразием поступающих на регенерацию масел является затруднительным установление для каждой партии режима очистки, обеспечивающего стабильность регенерата. Поэтому при регенерации даже слабо изношенных масел регенерат иногда не удовлетворяет нормам по стабильности на свежее масло.

Возможность стабилизации регенерата свежим маслом представляет удобный способ коррекционного исправления и такого рода регенерированных масел.

Данное мероприятие представляет определенные преимущества и в хозяйственном отношении, допуская упрощение организации и эксплуатации масляного хозяйства в связи с полной возможностью и целесообразностью совместного хранения и использования свежих и регенерированных масел.

□ □ □

Несущие арматурные каркасы в строительстве электростанций

Инж. Ю. Р. Иоффе и инж. П. М. Свердлов

Разработанные Теплоэлектропроектом в 1946 г. несущие арматурные каркасы для железобетонных конструкций нашли широкое применение в строительстве электростанций и в других областях промышленного строительства.

Сущность метода возведения железобетонных конструкций с несущими арматурными каркасами заключается, как известно, в том, что будущей арматуре железобетонного сооружения придается форма и конструкция пространственного несущего арматурного каркаса, способного нести нагрузку от подвешенной к нему опалубки и уложенного в нее бетона, при отсутствии каких-либо коренных и поддерживающих лесов.

Таким образом, каркасы испытывают работу по двум стадиям.

По первой стадии они работают как металлические конструкции и воспринимают нагрузки, действующие во время производства работ: вес бетона и опалубки, монтажную нагрузку при бетонировании и ветровое давление на поверхность опалубки.

По второй стадии каркасы работают в затвердевшем бетоне как обычная арматура, и железобетонное сечение воспринимает полную эксплуатационную нагрузку.

При необходимости на арматурных каркасах, еще до их бетонирования, могут быть смонтированы металлические конструкции покрытий, подкрановые балки и краны.

Каркасы изготавливаются на заводе или в мастерских строительства в виде укрупненных элементов — колонн, ригелей, балок весом до 3—5 т.

Работы на объекте при несущих арматурных каркасах сводятся к монтажу готовых укрупненных блоков с предварительно подвешенной к ним инвентарной опалубкой и к бетонированию самих конструкций.

Отсутствие лесов и независимость установки каркаса и бетонирования позволяют вести на объекте одновременно с монтажом каркасов и бетонированием другие строительные работы — каменную кладку, сантехнические и отделочные работы, а также производить монтаж технологического оборудования. Отсутствие коренных и поддерживающих лесов, а также простота подвески опалубки к каркасам позволяют значительно сократить расход лесоматериалов.

Железобетонные конструкции с несущими арматурными каркасами существенно отличаются

от общеизвестных конструкций с «жесткой арматурой», выполняемых из крупных прокатных или сварных профилей сплошного сечения, с последующим их обетонированием. Такие конструкции помимо большого расхода профильной стали требуют постановки дополнительной арматуры и хомутов для придания необходимой формы сечения. Предварительная установка дополнительной арматуры в этих конструкциях не практикуется, так как из-за этого блоки «жесткой арматуры» становятся нетранспортабельными. Следует также отметить, что крепление опалубки к «жесткой арматуре» затруднено и требует выполнения специальных устройств для поддержания опалубки.

Армирование конструкций несущими каркасами с предварительной заготовкой арматурных или арматурно-опалубочных блоков, с последующим их монтажом на объекте является существенным элементом индустриализации и ускорения возведения железобетонных конструкций и строительства сооружения в целом.

Повышение техники железобетонного строительства и его эффективная индустриализация требуют широкой унификации сечений железобетонных элементов¹. Это обеспечивает многократную повторяемость конструкций, уменьшение числа марок арматурных каркасов, а также увеличивает оборачиваемость опалубки и делает рентабельным выполнение инвентарной опалубки повышенного качества.

При проектировании электростанций Теплоэлектропроектом используется разработанный сортамент железобетонных сечений, что обеспечивает значительное уменьшение числа типоразмеров сечений. Следует особо подчеркнуть, что применение унифицированных сечений не вызывает какого-либо перерасхода в бетоне или арматуре.

Область применения несущих арматурных каркасов весьма обширна и охватывает большинство промышленных сооружений, возводимых в железобетоне, включая фундаменты под крупное оборудование.

В строительстве электростанций несущие арматурные каркасы нашли широкое применение в главных корпусах, а также в угледробильных зданиях, зданиях химводоочистки трансформа-

¹ Инж. П. М. Свердлов и инж. Ю. Р. Иоффе, Унификация сечений железобетонных элементов, «Строительная промышленность», 1948, № 12.

торных башнях, строительных конструкциях разгрузочных устройств, фундаментах под турбогенераторы и в других сооружениях.

К настоящему времени несущие каркасы применены для строительства ряда электростанций, общий объем железобетонных конструкций с несущими каркасами на которых составляет 56 тыс. м³.

За период внедрения и освоения арматурных каркасов в строительстве и в проектировании внесено много усовершенствований этих конструкций.

Особенно следует отметить достигнутые успехи в укрупнении размеров и веса монтажных элементов арматурных каркасов, а также освоение монтажа каркасов с предварительно подвешенной к ним опалубкой. На ряде строительства применено комбинирование несущих каркасов со сборными железобетонными конструкциями.

Накопленный опыт позволяет осветить имеющиеся достижения в области строительства и проектирования железобетонных конструкций с несущими арматурными каркасами.

Конструктивные решения несущих арматурных каркасов

При выполнении главного корпуса электростанции в железобетоне в несущих каркасах возводятся бункерное и деаэрационное отделения, а также конструкции фасадной стены машинного отделения (рис. 1).

Разбивка каркасов на монтажные блоки производится с учетом грузоподъемности монтажных механизмов и транспортных средств. Так, например, стойку машинного отделения можно расчленить либо на два блока, либо монтировать одним блоком (рис. 2, а и б). Раму бункерного отделения можно расчленить на ригели и стойки в пределах одного этажа (рис. 2, в), либо стойки принять длиной в два этажа (рис. 2, г) и, наконец, всю раму можно расчленить на три одноэтажные рамы (рис. 2, д). Укрупнение монтажных блоков уменьшает число монтажных соединений на объекте и поэтому является желательным. Блоки перекрытий обычно расчленяются в пределах одного пролета.

Основными элементами сооружения являются каркасы колонн, ригелей и балок.

Арматурный каркас колонн состоит из четырех уголков, связанных по четырем сторонам решеткой из круглой арматуры (рис. 3). В легких колоннах каркас выполняется целиком из круглой арматуры.

Арматурный каркас ригеля рамы или тяжелой балки состоит из двух вертикальных ферм с поясами из уголков и решеткой из круглой арматуры; обе фермы связываются поверху и по низу решеткой (рис. 4). Раскосы и стойки решетки

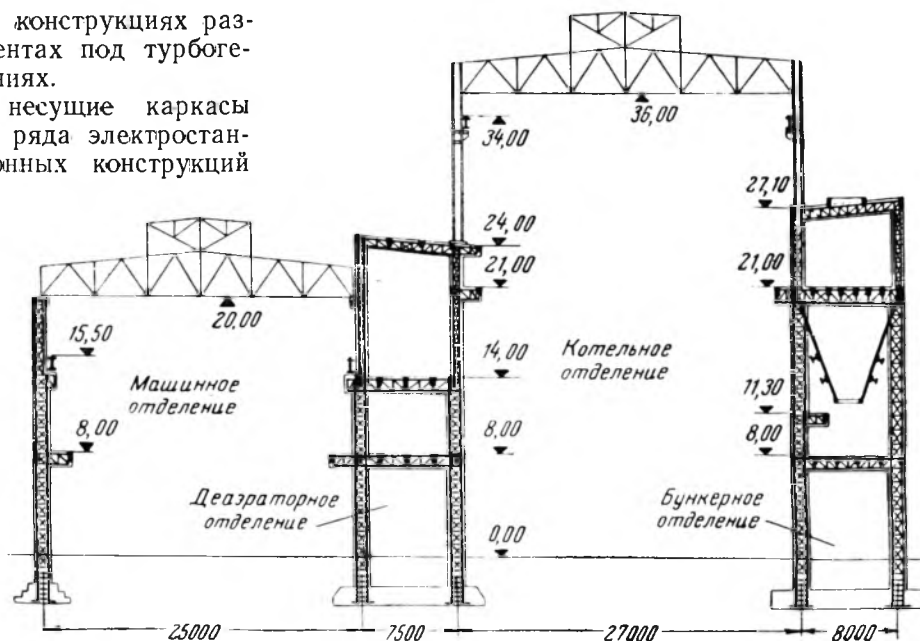


Рис. 1. Несущие арматурные каркасы главного корпуса электростанции.

ки фермы работают во второй стадии как отгибы и хомуты обычных железобетонных конструкций. В случае необходимости установки дополнительных отгибов последние привариваются к поясам.

Арматурный каркас балки выполняется также из двух вертикальных ферм, раскрепленных между собой решеткой. Пояса и решетки каркаса выполняются целиком из круглой арматуры (рис. 5).

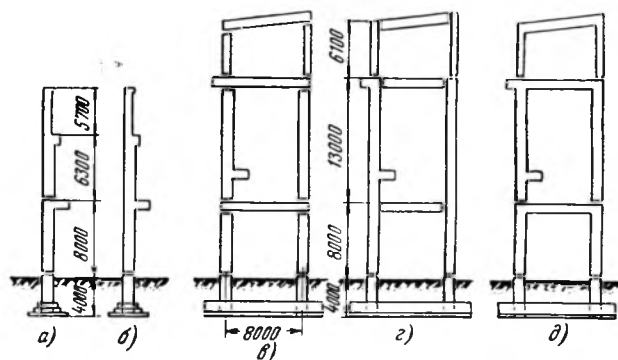


Рис. 2. Разбивка конструкций главного корпуса на блоки несущих арматурных каркасов.

а, б — стойка машинного отделения; в, г, д — рама бункерного отделения.

В каркасах колонн и ригелей решетка состоит из прямых стержней, привариваемых непосредственно к поясам. В каркасе балки с поясами из круглой арматуры стойки решетки из прямых стержней, с лапками на концах, которыми стойки привариваются к поясам. Раскосы имеют на концах крюки, которые охватывают сечение пояса. Приварка производится по линии касания крюка и пояса. Допускается приварка раскосов также с помощью лапок.

Необходимая для работы по второй стадии дополнительная арматура приваривается к несущим

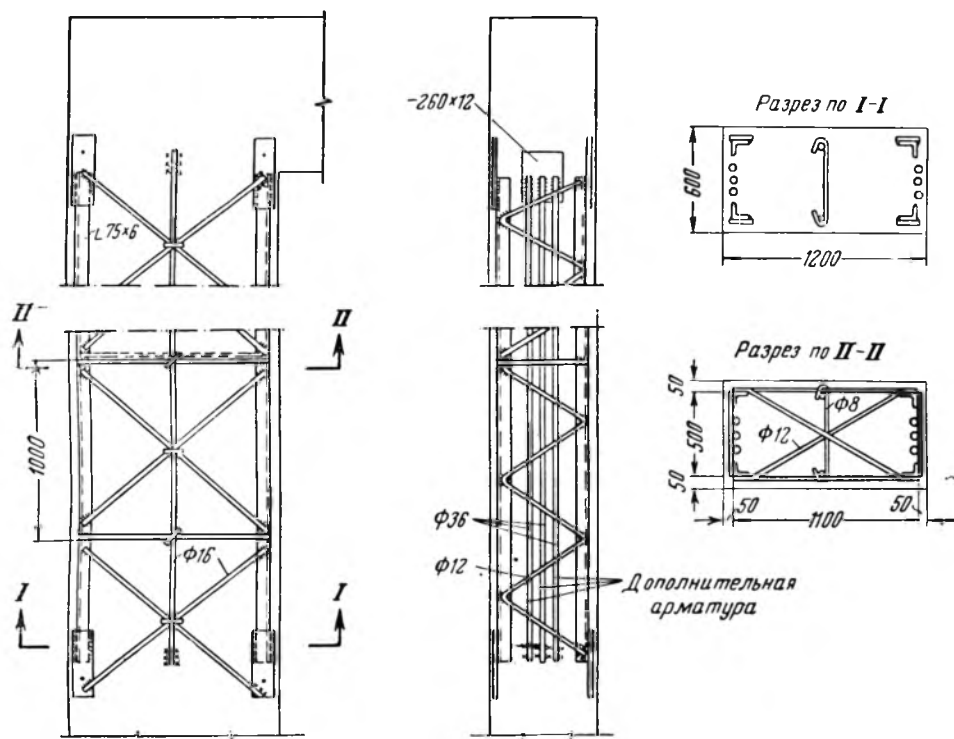


Рис. 3. Арматурный каркас колонны.

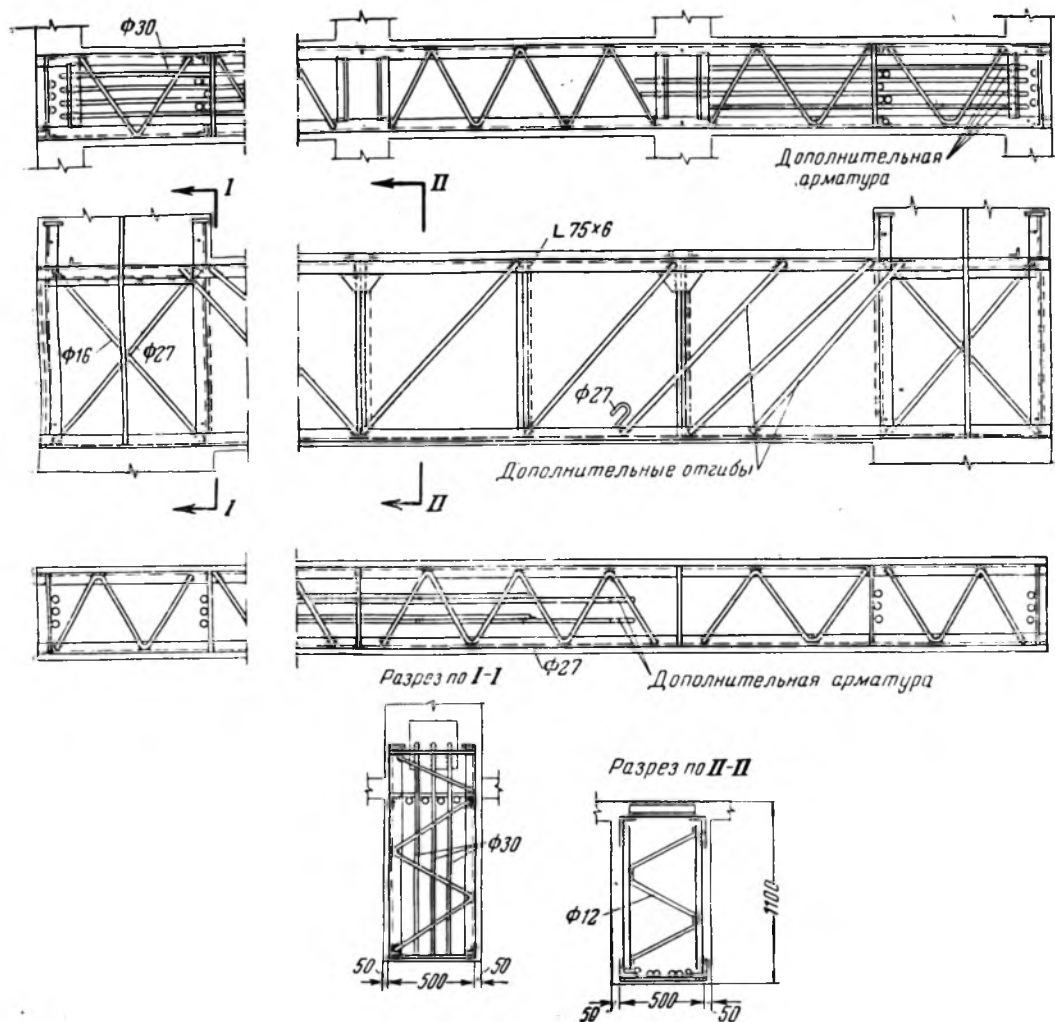


Рис. 4. Арматурный каркас ригеля.

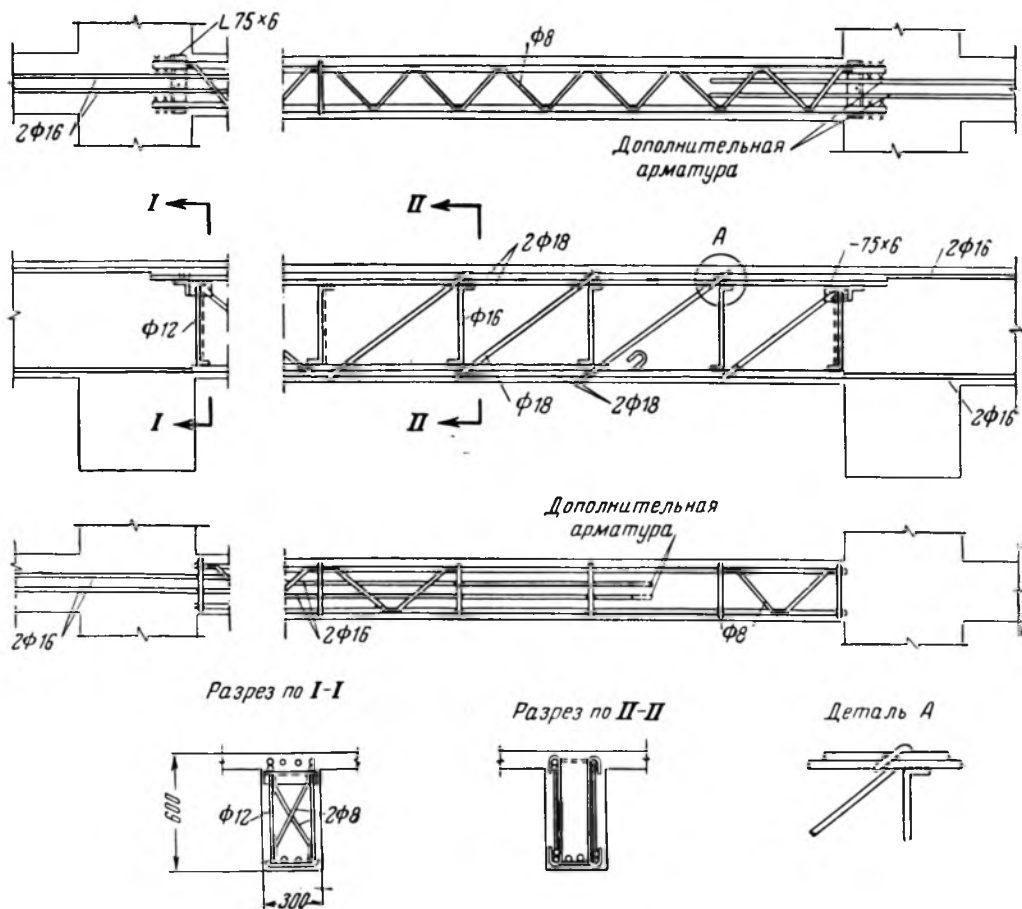


Рис. 5. Арматурный каркас балки.

щему каркасу при его изготовлении. Дополнительная опорная арматура неразрезных балок привязывается к каркасу и на монтаже выдвигается в проектное положение.

Сопряжения арматурных каркасов

Сопряжения арматурных каркасов при сборке и монтаже производятся монтажной сваркой. Этот способ соединений полностью оправдал себя на большом числе строительства.

Для возможности окончания работ по подземному хозяйству до начала монтажа конструкций надземной части стык колонны с фундаментом должен осуществляться выше уровня пола первого этажа. Монтаж арматурного каркаса колонны следует производить после того, как фундамент с подземной частью колонны забетонирован. Исходя из этого, блок колонны ниже пола выполняется не несущим и снабжается выпусками для крепления колонны первого этажа. Стык поясов колонны и дополнительной арматуры производится с помощью листовых накладок. Для удобства монтажа на выпусках наварены монтажные столики (рис. 6).

При бетонировании подземной части колонны необходимо строго обеспечить правильное положение выпусков. Для удобства сопряжения и обеспечения лучшей подгонки выпусков с каркасом колонны крайние раскосы решетки привариваются на монтаже.

При возможности переноса нижнего стыка колонны непосредственно на фундамент каркас ко-

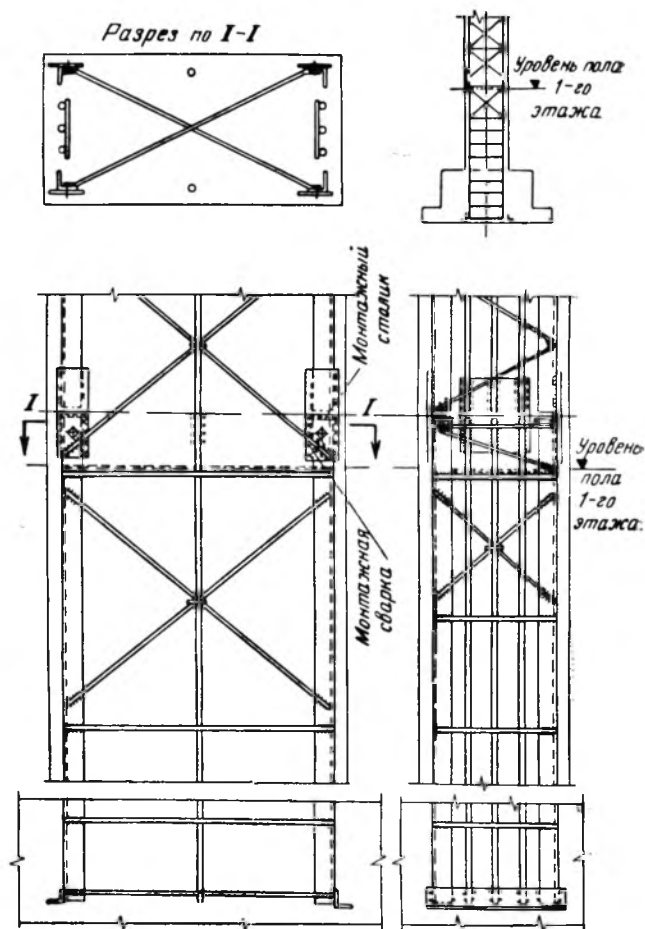


Рис. 6. Сопряжение каркасов колонны и фундамента при стыке на уровне пола первого этажа.

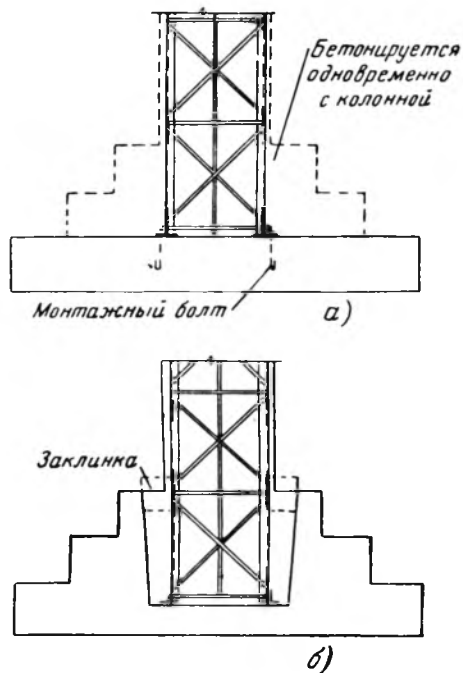


Рис. 7. Заделка каркаса колонны в фундамент.

a — крепление каркаса к фундаментной плите; *b* — заделка каркаса в колодец фундамента.

лонны устанавливается на забетонированную нижнюю ступень башмака, а последующие ступени башмака бетонируются одновременно с колонной (рис. 7,а). Возможна также заделка кар-

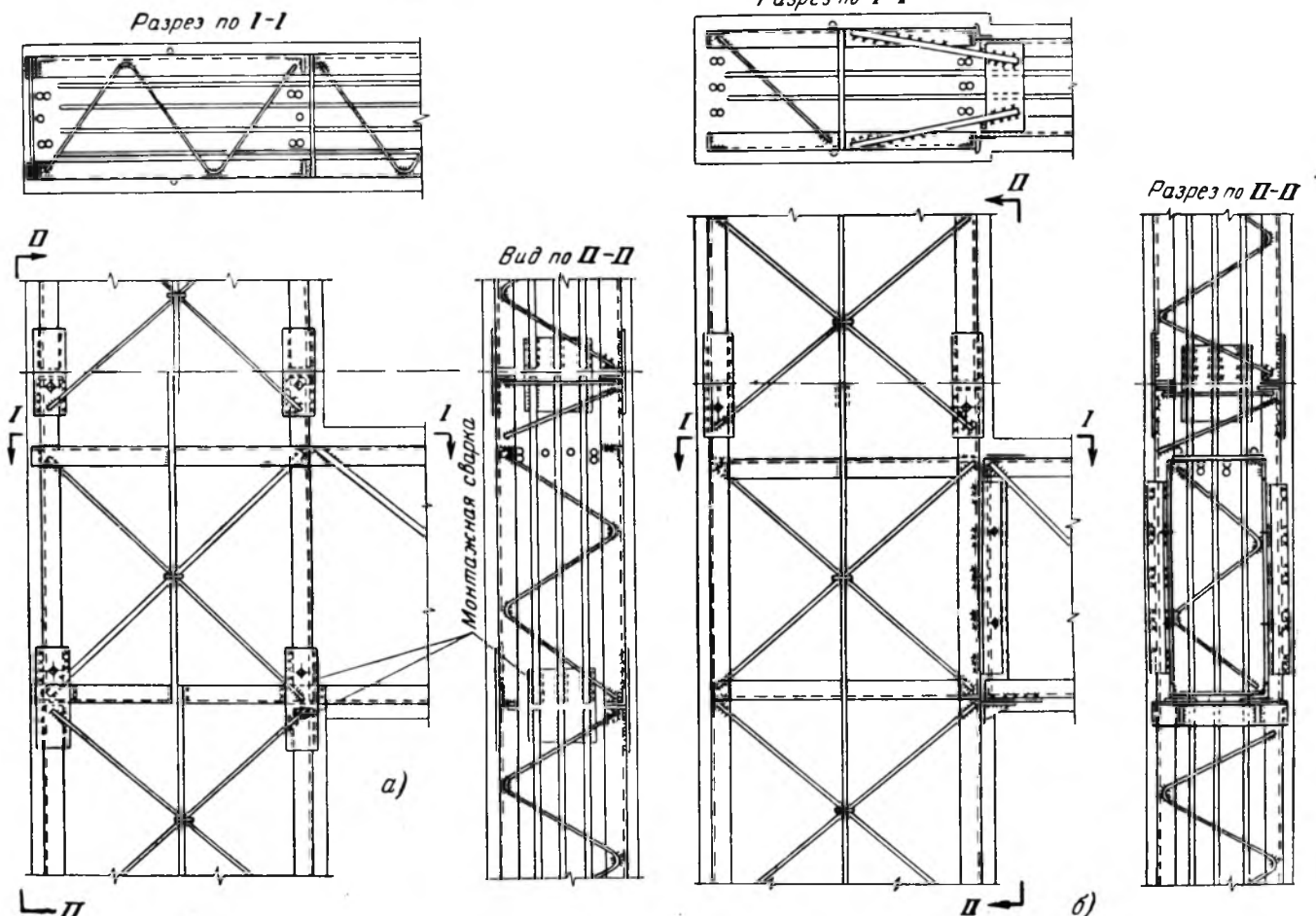


Рис. 8. Сопряжение каркасов ригеля и колонны.

a — при перепуске ригеля через колонну; *b* — при боковом примыкании.

каса в колодец башмака, как это обычно принято при сборных железобетонных колоннах (рис. 7,б).

Сопряжение каркасов ригеля и колонны выполняется двумя способами: перепуском каркаса ригеля через колонну (рис. 8,а) или боковым примыканием ригеля к колонне (рис. 8,б).

При первом способе стыкование колонны производится и ниже и выше ригеля с помощью листовых накладок. Этот тип сопряжения требует разбивки колонны на блоки, равные высоте одного этажа. Кроме того, такое сопряжение требует одинаковой ширины ригеля и колонны. Однако ввиду простоты конструкции этому типу сопряжения во многих случаях отдают предпочтение.

При втором способе стыкование колонны в уровне данного перекрытия может либо вовсе не производиться, либо производиться выше ригеля (рис. 8,б). Этот тип сопряжения не ограничивает размеров блока колонны. В этом сопряжении каркас ригеля устанавливается на монтажный столик, верхний пояс ригеля приваривается к диафрагме колонны с помощью накладок из круглых стержней, нижний пояс приваривается к столыку. Для передачи вертикальной реакции и увеличения жесткости узла приваривается вертикальный уголок к опорной стойке ригеля и к поясу колонны. Данный вид сопряжения позволяет иметь разную ширину ригеля и колонны.

Для лучшей подгонки каркаса колонны в местах стыков крайние раскосы решетки привариваются на монтаже.

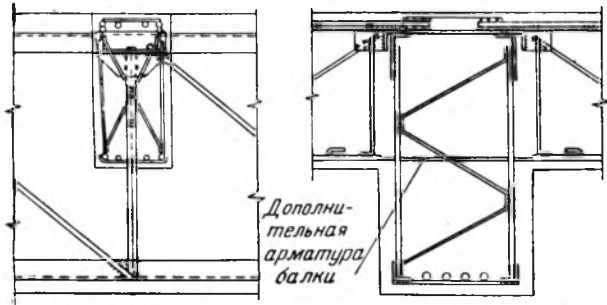
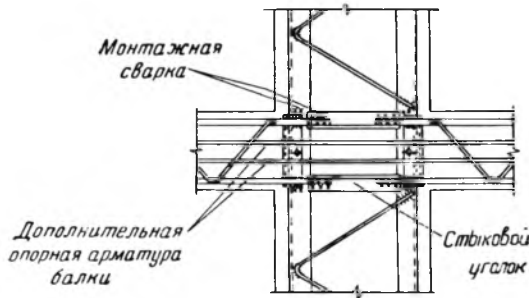


Рис. 9. Сопряжение каркасов балки и ригеля.

Сопряжение каркасов балки и ригеля выполняется непосредственным опиранием верхнего узла балки на верхний пояс ригеля (рис. 9). Для увеличения жесткости пояса ригеля в местах опирания балки приваривается фасонка. Неразрезность балки по второй стадии создается установкой на опоре дополнительной арматуры и приваркой верхних поясов каркасов балок к уголкам, входящим в состав решетки ригеля.

Следует отметить, что применявшееся в прежних проектах сопряжение каркаса балки и ригеля с опиранием балки нижним поясом на столик, приваренный к решетке ригеля, создает более сложное сопряжение и поэтому не рекомендуется.

Несущие арматурные каркасы позволяют применять комбинированные решения, например, колонны и ригели выполнять в монолитном железобетоне, а балки или настилы перекрытия — в сборном железобетоне.

Применение сборного лоткового настила целесообразно в перекрытиях, не имеющих отверстий и больших сосредоточенных грузов, например в кровельных.

В перекрытиях с небольшими нагрузками и повторяющимися балками могут применяться сборные железобетонные балки, опирающиеся на каркасы ригелей (рис. 10). В этом случае опирание балки производится на столик, к которому она приваривается через закладную часть. Неразрезность создается перепуском опорной арматуры в толще монолитной железобетонной плиты.

Подвеска опалубки к несущим каркасам балок и ригелей должна производиться обязательно в узлах вертикальных ферм. Подвески привариваются в узлах ферм и поддерживают поперечины, на которые опираются щиты днища и боковых стенок балок (рис. 11, а и б). Крепление опалубки к каркасам колонн производится с помощью хомутов (рис. 11, в).

Плотное прижатие опалубки к каркасам достигается подклинкай опалубки и стяжкой с по-

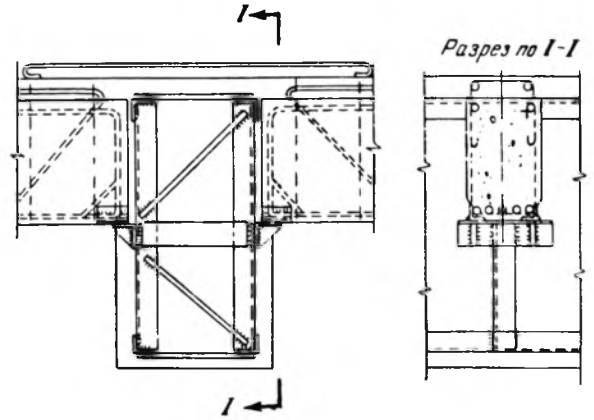


Рис. 10. Сопряжение сборных железобетонных балок с каркасом ригеля.

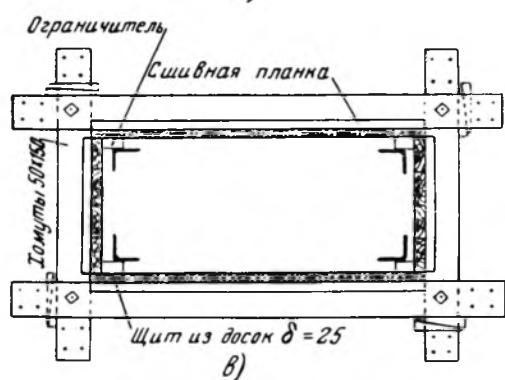
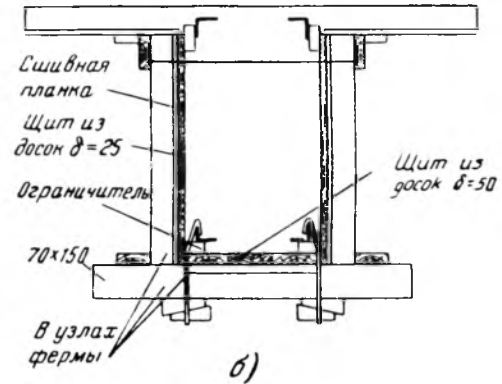
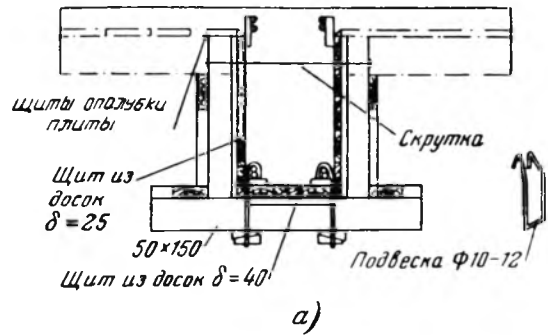


Рис. 11. Крепление опалубки к каркасам.

а — конструкция крепления щитовой опалубки балок; б — конструкция крепления щитовой опалубки ригелей; в — конструкция крепления щитовой опалубки колонн.

мощью скрутки. Защитный слой в элементах конструкций обеспечивается приваркой к каркасам ограничителей или прокладкой бетонных бобышек.

Изготовление и монтаж несущих арматурных каркасов

В практике строительства электростанций несущие арматурные каркасы изготавливались непосредственно на стройплощадках, за исключением одного объекта, для которого каркасы были изготовлены на специализированном заводе.

В построчных условиях сварка каркасов производится на стеллажах, выверяемых по уровню.

На стеллажах раскладываются пояса плоских ферм и размечаются внешние контуры ферм. В первую очередь к поясам прихватываются крайние и средние элементы решетки, затем производится окончательная приварка всей решетки.

При отступлении от этих правил неизбежно коробление поясов. После сварки плоских ферм последние попарно свариваются между собой решеткой, образуя пространственный каркас.

Следует обращать особое внимание на своевременную закладку дополнительной арматуры в каркас в процессе его изготовления.

Кантовка и перемещение каркасов производятся соответствующими грузоподъемными средствами.

Для обеспечения расчетной прочности при сварке рабочих швов применяются толстообъемные электроды.

В первый период освоения несущих каркасов подвеска опалубки производилась после монтажа каркасов, непосредственно на объекте. Такой способ не может быть рекомендован. Крепление опалубки к каркасам следует производить предварительно, до монтажа их. Опыт ряда строителей показал эффективность предварительной навески опалубки.

Большим достижением является освоение укрупнительной сборки. При такой сборке отдельные каркасы ригелей и колонн подвозятся к зоне действия монтажного крана, укрупняются в целые рамы и в таком виде монтируются.

Укрупнительная сборка может производиться и вне зоны действия монтажного крана с последующей подвозкой рамы на железнодорожной платформе.

В практике строительства широко применялась укрупнительная сборка каркасов с рамы с предварительной навеской на раму всей опалубки (рис. 12). Свободными от опалубки оста-

ются участки, где должна производиться монтажная сварка. В опалубке ригеля оставляются отверстия для пропуска арматуры балок. Общий вид установленных на место арматурно-опалубочных блоков показан на рис. 13. На период монтажа каркасы рамы раскрепляются временными связями.

Дальнейшим шагом в укрупнительной сборке и в создании крупных арматурно-опалубочных блоков явилась предварительная сборка каркасов целой панели перекрытия, состоящей из балок, ригелей и колонн одного яруса. На такой собранный арматурный блок производилась предварительная навеска опалубки плиты, балок и ригелей (рис. 14). Каркасы колонн на время монтажа раскреплялись временными связями.

Монтаж арматурно-опалубочного блока панели перекрытия начинается с его кантовки (рис. 15), после чего производится подъем блока и установка его на место в проектное положение.

При монтаже каркасов без предварительно подвешенной опалубки последняя устанавли-

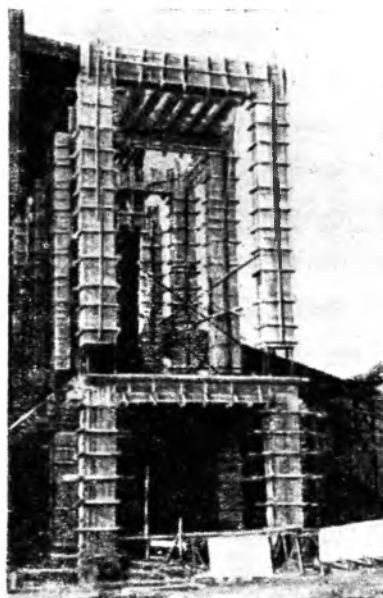


Рис. 13. Общий вид установленных арматурно-опалубочных блоков.



Рис. 12. Предварительная навеска опалубки на каркас рамы.

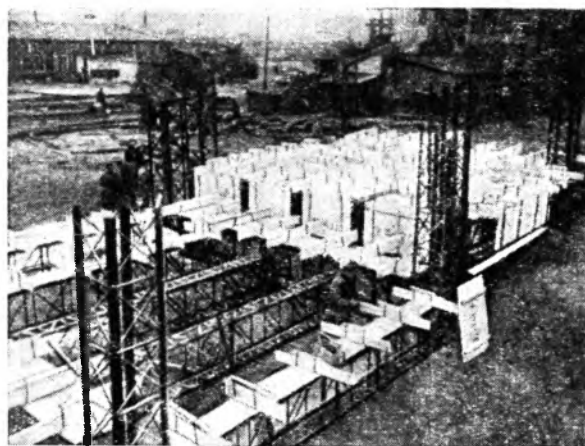


Рис. 14. Изготовление арматурно-опалубочного блока панели перекрытия, состоящего из балок, ригелей и колонн.

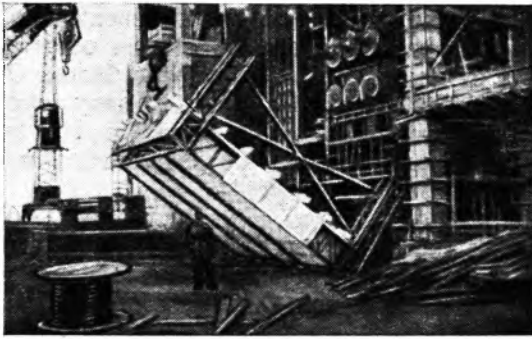


Рис. 15. Кантовка арматурно-опалубочного блока панели перекрытия.

вается непосредственно на объекте. Опалубка выполняется щитовой, и работы производятся с подмостей, перекинутых по каркасам балок перекрытия. Такой способ работ уступает рассмотренному ранее способу предварительной навески опалубки. Однако при невозможности по каким-либо причинам предварительной навески опалубки (например, по условиям оборачиваемости) необходимо обеспечить предварительную подвеску поперечин и днища опалубки балок и ригелей (рис. 11, а и б). В этом случае установка на месте боковых щитов опалубки не вызывает трудностей.

Монтаж несущих арматурных каркасов и совмещение строительных и монтажных работ

В зависимости от принятого метода организации работ монтаж каркасов в многоэтажном здании может быть организован по одному из следующих двух способов: либо монтаж каркасов и бетонирование конструкций производится поэтажно, либо монтаж каркасов производится на всю высоту здания, а бетонирование конструкций выполняется поэтажно.

В обоих случаях обязательным является такой порядок работ, при котором бетонирование вышележащего этажа начинается после приобретения бетоном колонн нижележащего этажа прочности не менее $50-70 \text{ кг/см}^2$.

При поэтажном монтаже и бетонировании конструкций увеличивается оборачиваемость опалубки. К недостатку поэтажного монтажа каркасов относится чередование монтажа и бетонирования каркасов, что вызывает необходимость в монтажном кране в течение всего времени возведения железобетонных конструкций.

При монтаже каркаса на всю высоту улучшается использование монтажного крана и представляется возможность вслед за монтажом арматурных каркасов смонтировать металлические конструкции кровельных перекрытий. Однако при этом способе увеличиваются нагрузки на каркасы, что вызывает некоторое утяжеление арматурных каркасов.

Разбивка сооружений на блоки арматурных каркасов, а также выполнение укрупнительной сборки зависят от грузоподъемности монтажного крана.

Наибольшие удобства для монтажа дают ба-шенные краны грузоподъемностью в 3 и 10 т.

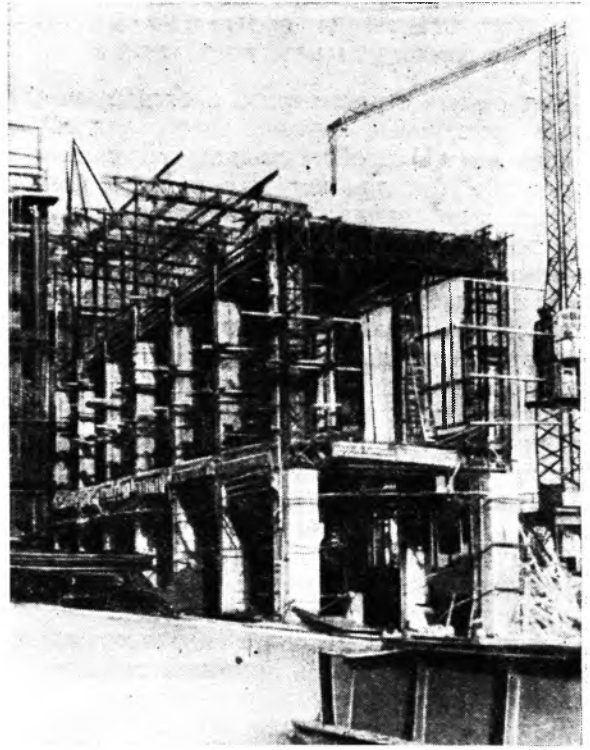


Рис. 16. Возведение железобетонных конструкций бункерного отделения электростанции.

Для монтажа блоков первого яруса могут быть использованы гусеничные или железнодорожные краны.

Применение несущих каркасов обеспечивает возможность совмещения ряда строительных работ. Например, в многоэтажной части главного корпуса (рис. 16) в бункерном отделении — в момент установки каркасов третьего яруса, в первом ярусе опалубка уже снята, выложены стены и поставлены оконные переплеты; в это же время во втором ярусе производится установка опалубки. Такая поточность работы возможна благодаря монтажу арматуры целыми блоками и отсутствию коренных и поддерживающих лесов.

На одном из строительстве стойки фасадной стены машинного отделения выполнялись в несущих каркасах, а обвязочные балки — сборными железобетонными. Балки устанавливались на столики арматурного каркаса стоек. При бетонировании стоек концы балок с выпусками замоноличивались. Металлические переплеты предварительно навешивались на обвязочные балки и закреплялись к каркасам стоек (рис. 17).

После возведения каркасов стоек было смонтировано кровельное перекрытие, с которого производилось бетонирование самих стоек. Подача бетона в стойки производилась с помощью хобота.

На строительстве одного из главных корпусов были применены сборные железобетонные балки перекрытия при монолитных колоннах и ригелях, армированных несущими каркасами. Балки на опорах замоноличивались при бетонировании ригелей и укладывались на столики каркасов ригелей (рис. 18).

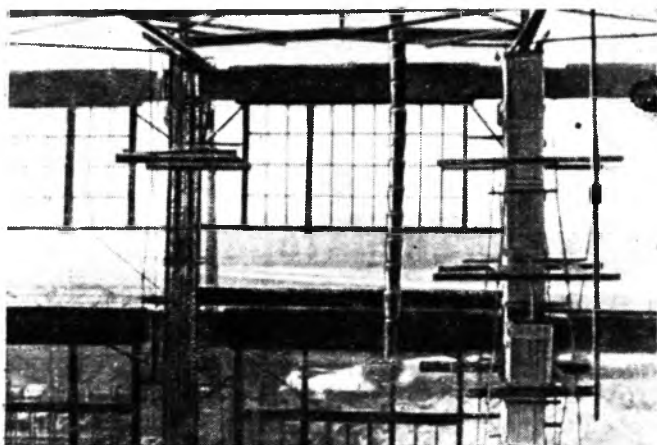


Рис. 17. Фасадная стена машинного отделения. Стойки с несущим арматурным каркасом; обвязочные балки — сборные.

Технико-экономическая эффективность конструкций с несущими каркасами

Применение несущих арматурных каркасов для железобетонных конструкций обеспечивает высокую степень механизации и индустриализации работ, снижает трудоемкость и сроки возведения сооружений путем совмещения отдельных видов строительных и монтажных работ. Таким образом, по степени индустриализации и возможности скоростного строительства железобетонные конструкции с несущими каркасами приближаются к стальным конструкциям и в то же время позволяют достигнуть экономии стали.

Для главного корпуса электростанции с двумя турбогенераторами мощностью по 25 тыс. кВт и четырьмя котлами по 170 т/час (рис. 1) расход стали при металлическом каркасе составляет 2450 т. При железобетонных конструкциях с несущими каркасами расход стали снижается на 800 т или на 33% от общего расхода, включая металлические конструкции, повторяющиеся в обоих случаях.

На это же здание при выполнении его в обычном железобетоне требуется израсходовать на леса и подмости 1 200 м³ лесных материалов (из расчета 0,4 м³ на 1 м³ уложенного бетона), необходимость в которых также отпадает при несущих каркасах. Расход стали на арматуру по сравнению с обычным железобетоном увеличивается при этом на 65 т, или на 4% к расходу стали на строительные конструкции главного корпуса. Этот дополнительный расход обусловлен необходимостью придания арматурному каркасу пространственной жесткости и устойчивости в первой стадии работы. По мере освоения и усовершенствования конструкций каркасов величина дополнительного расхода арматуры снижается. В проектах 1951 г. перерасход арматуры по сравнению с обычным

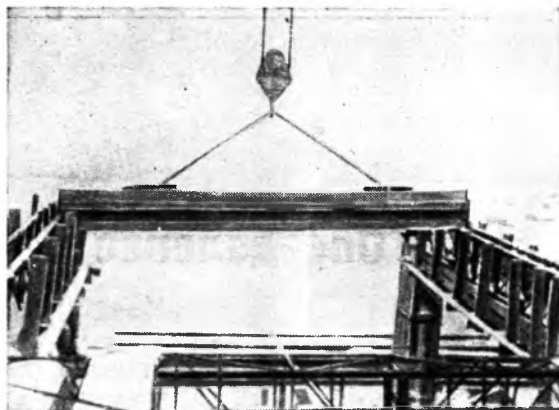


Рис. 18. Укладка сборных железобетонных балок на каркасы ригелей.

гибким армированием снижен с 20—25% до 10—12%.

Дополнительный расход стали по сравнению с обычным армированием полностью окупается значительной экономией в лесоматериалах и, что особенно существенно, индустриализацией и ускорением строительства.

Сравнительные подсчеты по сметным нормативам дают снижение трудозатрат для конструкций с несущими каркасами на 25%. Фактические данные осуществленных строителей дают снижение трудозатрат до 35%.

При дальнейшем освоении производства железобетона с несущими каркасами стоимость этих конструкций должна быть, несомненно, ниже железобетона с обычным армированием.

Выводы

Опыт применения несущих арматурных каркасов в строительстве электростанций подтверждает высокую эффективность этих конструкций, которые позволяют:

- 1) индустриализировать процесс изготовления и монтажа арматуры;
- 2) отказаться от устройства коренных и поддерживающих лесов и резко сократить расход лесоматериалов;
- 3) выполнять независимо монтаж арматуры и бетонирование;
- 4) устанавливать арматурные каркасы на любую желательную высоту, включая высоту здания, с установкой конструкций металлических перекрытий, подкрановых балок и кранов;
- 5) совмещать отдельные виды строительных работ, а также строительные и монтажные работы;
- 6) снизить трудозатраты и сроки строительства;
- 7) повысить общую культуру производства работ и механизировать производственные процессы.



Определение режима турбогенератора

Канд. техн. наук В. В. Енько

Расчет режима работы турбогенератора по заданным току возбуждения, напряжению и активной мощности обычно производится по предварительно заготовляемой рабочей диаграмме. Если требуется определить только две-три точки режима, то предварительное построение диаграммы, требующее много времени, не оправдывается, тем более, что для каждого напряжения требуется новая диаграмма.

В этих случаях целесообразно применить описываемый ниже графический способ расчета. Способ основан на предложенной ранее автором обобщенной векторной диаграмме¹.

В обобщенной диаграмме все величины выражены в относительных единицах. За одну единицу напряжения принято номинальное напряжение; за одну единицу возбуждения принят ток возбуждения I_{a0} , соответствующий номинальному напряжению по характеристике, являющейся касательной к прямолинейной части характеристики холостого хода.

За единицу мощности принимается номинальная кажущаяся мощность турбогенератора.

На рис. 1 треугольник OAC_1 представляет собой общеизвестную векторную диаграмму ненасыщенного турбогенератора;

\overline{OG} — ток нагрузки I_1 ;

\overline{OA} — напряжение генератора \dot{U} ;

\overline{AB} — падение напряжения в индуктивном сопротивлении рассеяния jI_1x_s ;

\overline{OB} — внутренняя э. д. с. \dot{E} ;

$\overline{C_1B}$ — э. д. с. реакции якоря $\dot{E}_a = -jI_1x_a$;

$\overline{OC_1}$ — э. д. с. холостого хода \dot{E}_0 .

Треугольнику э. д. с. OBC_1 соответствует треугольник намагничивающих сил Obc , стороны которого перпендикулярны сторонам треугольника OBC_1 .

\overline{Ob} — намагничивающая сила (н. с.) воздушного зазора (результатирующая) \dot{F}^i при отсутствии насыщения;

$\overline{c_1b} = \overline{OD}$ — н. с. реакция якоря \dot{F}_a ;

$\overline{Oc_1}$ — н. с. возбуждения \dot{F}_0 при отсутствии насыщения.

Так как прямолинейная характеристика холостого хода на рис. 1 построена в одинаковом масштабе относительных единиц по обеим осям,

¹ В. В. Енько, Обобщенная векторная диаграмма и ее применение, „Электричество“, 1951, № 4.

то ее абсциссы равны ординатам. Поэтому треугольник н. с. Obc_1 равен треугольнику э. д. с. OBC_1 .

При наличии насыщения для создания той же внутренней э. д. с. E потребуется большая н. с. воздушного зазора, чем для ненасыщенной машины, на величину ΔF . Величина ΔF определяется построением (рис. 1) $F^i k = OB$, $\Delta F = kr$.

Эта добавочная н. с. ΔF должна рассматриваться как вектор, совпадающий по фазе с вектором $\overline{Ob} = \dot{F}^i$. Добавляя $\Delta F = c_1 c'$ к намагничивающей силе возбуждения $\dot{F}_0 = Oc_1$, получим н. с. возбуждения $\overline{Oc'} = \dot{F}_0$ при наличии насыщения. Повернем векторы н. с. на 90° по направлению часовой стрелки до совмещения с соответствующими векторами э. д. с. и, таким образом, получим обобщенную векторную диаграмму $OAC_1C'O_s$, в которой $\overline{C'C_1} = c'c_1 = \Delta F$ и $\overline{OC'} = Oc' = F_0$.

Соединим точки A и C' прямой и продлим \overline{OB} до точки пересечения с ней B' .

Треугольники ABB' и AC_1C' подобны, так как $\overline{BB'}$ параллельна $\overline{C_1C'}$.

Поэтому

$$\frac{C_1C'}{BB'} = \frac{x_s + x_a}{x_s}. \quad (1)$$

Из выражения (1) получим следующую пропорцию:

$$\frac{BB'}{C_1C' - BB'} = \frac{x_s}{x_a}. \quad (2)$$

Нанесем на прямолинейной характеристике холостого хода точку s , ордината которой равна длине отрезка OB' . Соединим прямой точки s и r и заметим, что

$$BB' = sp = kp,$$

$$C_1C' - BB' = \Delta F - kp = pr.$$

Подставляем эти значения в равенство (2):

$$\frac{sp}{pr} = \operatorname{tg} \alpha = \frac{x_s}{x_a}. \quad (3)$$

Таким образом, если заданы векторы $\overline{OC'}$ и \overline{OA} , то легко может быть построена обобщенная диаграмма $OAC_1C'O$ насыщенной машины при заданных значениях U , F_0 и θ . Для этого определяется положение точки B' , находится точка s , затем точка r , величина ΔF и, наконец, точка C_1 .

Если сделать ряд таких построений для различных значений угла θ (от 0 до 90°), то точка C' опишет дугу окружности радиуса F_0 , а точка

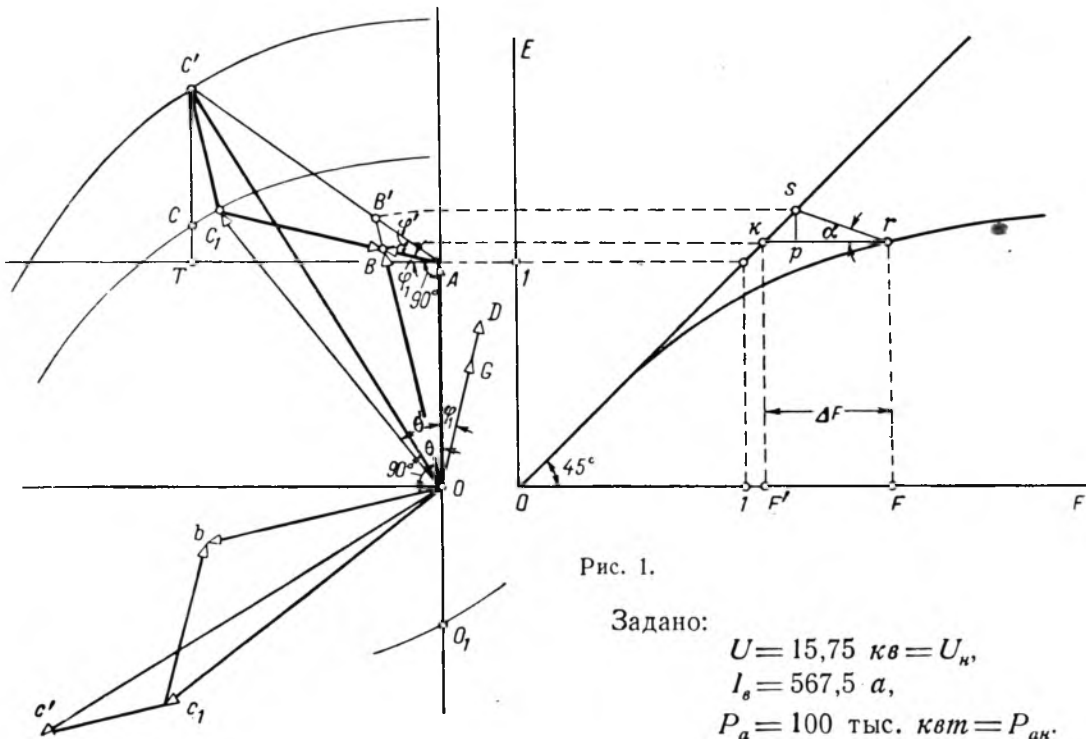


Рис. 1.

Задано:

$$U = 15,75 \text{ кв} = U_n,$$

$$I_a = 567,5 \text{ а},$$

$$P_a = 100 \text{ тыс. квт} = P_{ан}.$$

C_1 — кривую, напоминающую эллипс. Эта кривая пересечет прямую CT , параллельную OA , в точке C .

На небольшом участке дуга C_1C этой эллипсообразной кривой с весьма большой точностью может быть заменена дугой окружности радиуса F_0 с центром O_1 на оси ординат.

Отрезок AT , параллельный оси абсцисс, пропорционален активной мощности, которая задана. Величина CT определяет реактивную мощность турбогенератора при учете насыщения для заданных U , P_a и F_0 :

$$P_a = UI \cos \varphi = \frac{UI x_d \cos \varphi}{x_d} = \frac{U}{x_d} \cdot AT, \quad (4)$$

$$P_r = UI \sin \varphi = \frac{UI x_d \sin \varphi}{x_d} = \frac{U}{x_d} CT. \quad (5)$$

Если пользоваться характеристикой холостого хода, построенной не в одинаковых масштабах для относительных единиц по осям, то необходимо определить масштабы для относительных единиц и ввести в формулу (3) коэффициент, равный отношению масштабов.

Описанный метод позволяет просто и теоретически совершенно точно построить так называемую рабочую или эксплуатационную диаграмму в форме графической зависимости $P_r = f(P_a)$.

Предлагаемый метод позволяет также в отличие от всех до сих пор известных методов производить непосредственное точное определение угла θ по указанной рабочей диаграмме.

Числовой пример.

Определим режим турбогенератора Т2-100-2, 111 тыс. ква, 15,75 кв, 4 075 а, $\cos \varphi = 0,9$. Параметры турбогенератора: $x_s = 0,1$, $x_l = 1,4$, $x_a = x_d - x_s = 1,3$. Возбуждение при номинальном напряжении по прямолинейной характеристике $I_{a0} = 450 \text{ а}$.

Масштаб характеристики холостого хода (рис. 2) для напряжения равен $m \text{ мм/относ. ед.}$ и для возбуждения $n \text{ мм/относ. ед.}$. Отношение масштабов $\frac{m}{n} = 1,26$.

Предварительно вычисляем относительные значения и вспомогательные величины:

$$\frac{I_a}{I_{a0}} = \frac{567,5}{250} = 2,27,$$

$$P_a = \frac{P_{ан}}{P_n} = \frac{100}{111} = 0,9,$$

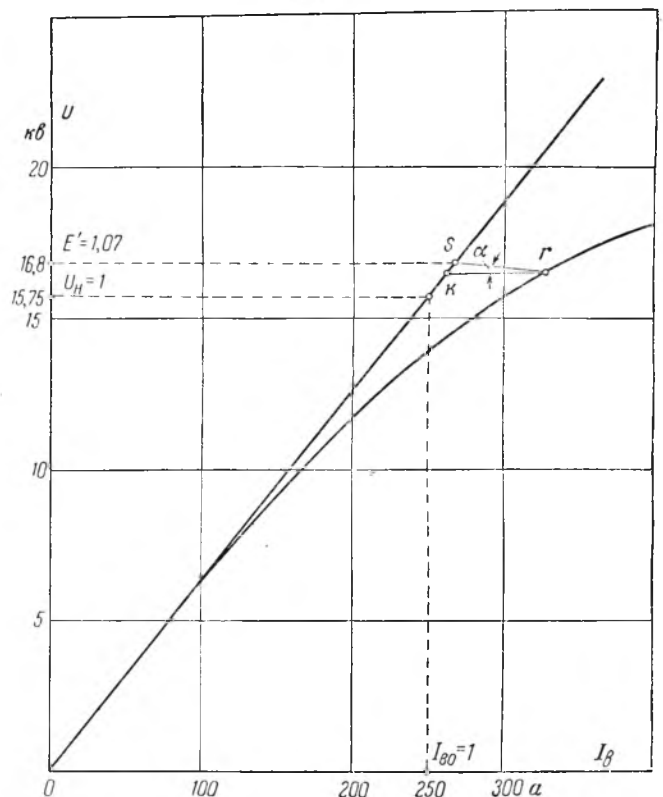


Рис. 2.

по (4)

$$P_a \cdot \frac{x_d}{U_n} = 0,9 \cdot 1,4 = 1,26 = AT,$$

по (3)

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{m \cdot x_s}{n \cdot x_a} = \frac{1,26 \cdot 0,1}{1,3} = 0,097.$$

На рис. 3 откладываем $U_n = OA = 1$. Параллельно OA проводим прямую TC' на расстоянии $AT = 1,26$.

Из точки O засекаем линию TC' дугой окружности радиуса $F_a = 2,27$ (OC'). Соединяем точки A и C' прямой и определяем положение точки B' из условия $\frac{AB'}{B'C'} = \frac{x_s}{x_a}$. Соединяем прямой O и B' и непосредственным измерением определяем $OB' = E' = 1,07$. Откладываем это значение на прямолинейной характеристике рис. 2 и определяем точку s , через которую проводим прямую sr под углом α к оси абсцисс. Отрезок $kr = \Delta F = 0,266$.

Из точки C' (рис. 3) проводим прямую, параллельную OB' , и откладываем $\Delta F = C'C_1 = 0,266$. Из точки C_1 , как из центра, засекаем ось ординат дугой радиуса $F_a = 2,27$ в точке O_1 и из точки O_1 дугой того же радиуса засекаем линию CT в точке C . Отрезок $CT = 0,61$.

По (5)

$$P_r = \frac{U_n}{x_d} \cdot CT = \frac{0,61}{1,4} = 0,436,$$

$$P = \sqrt{P_a^2 + P_r^2} = \sqrt{0,9^2 + 0,436^2} = 1,00,$$

$$I = \frac{P}{U_n} = 1,00, \quad \cos \varphi = \frac{P_a}{P} = 0,90.$$

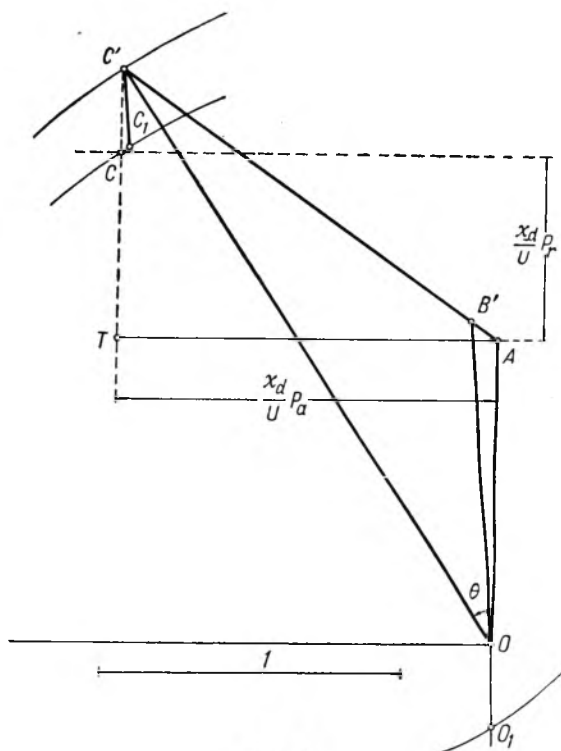


Рис. 3.

Все графические построения могут быть заменены аналитическими расчетами. При этом следует отметить, что построение на характеристике холостого хода можно заменить аналитическим расчетом, если она дана в аналитической форме.

□ □ □

Защита гидрогенератора от повышения напряжения

Инж. А. А. Кужирный, инж. Г. В. Подновыров
и канд. техн. наук Э. Г. Файнштейн

Руководящие указания по релейной защите предусматривают установку на гидрогенераторах защиты от повышения напряжения, действующей на отключение генераторного выключателя и автомата гашения поля с уставкой $1,5 U_{ном}$ и 0,5 сек.

Основанием для выбора уставки явилась, по-видимому, уверенность в том, что устройство автоматического регулирования напряжения способно «ограничивать повышение напряжения при сбросе нагрузки с генератора не больше 1,3 от номинального значения напряжения. В том случае «Если устройство автоматического регулирования напряжения не удовлетворяет этому требованию, то следует установить устройство быстрого действующего развозбуждения»¹.

Анализ опыта эксплуатации гидрогенераторов

в одной из энергосистем, оборудованных защитой от повышения напряжения и АРН типа СН-91, и теоретическое исследование показывают, что в ряде случаев при отключении короткого замыкания и сбросе нагрузки защита, выполненная, как указано выше, приходит в действие и отключает генератор.

В результате происходит полное прекращение питания собственных нужд станций и потребителей, отделившегося вместе со станцией от системы.

Это заставляет поставить под сомнение необходимость действия защиты на отключение генераторного выключателя и проанализировать возможность отключения АГП при включенном выключателе².

¹ Типовая инструкция по автоматическому регулированию возбуждения, Госэнергоиздат, М.—Л., 1944.

² Предложено Техническим управлением МЭС в переписке с энергосистемой.

Отключения генераторов энергосистемы за 1944—1948 гг. защитой от повышения напряжения с уставками по „Руководящим указаниям“

Дата	Вид короткого замыкания	Удаленность места короткого замыкания, км	Время отключения короткого замыкания защитой, сек.	Отключенный генератор		Турбина
				кВа	кВ	
20 I 1944	Трехфазное на линии 35 кВ	10	5,2	18 700	10,5	Радiallyно-осевая
13 III 1944	„ „ „ 35	5	5,2	18 700	10,5	То же
21 III 1944	„ „ подстанции 35 кВ	5	5,0	27 000	10,5	„ „
24 IV 1945	„ „ линии 35 кВ	10	5,2	18 700	10,5	„ „
17 I 1946	„ „ подстанции 35 кВ	5	От руки	27 000	10,5	„ „
19 IX 1946	Однофазное на линии 110 кВ	7	Нет данных	23 000	10,5	„ „
23 V 1947	Двухфазное на землю на линии 35 кВ		0,9	15 600	6,3	Поворотно-лопастная
7/VII 1947	„ „ линии 35 кВ		Нет данных	5 650	6,3	Пронеллерная
21/XII 1947	Трехфазное на подстанции 35 кВ	6	„ „	15 000	6,3	Радiallyно-осевая
				15 600	6,3	Поворотно-лопастная
18 V 1948	„ „ „ 35 кВ	8	„ „	15 600	6,3	То же
				15 600	6,3	„ „

Отключение генераторов при коротких замыканиях в энергосистеме

Действие защиты от повышения напряжения при коротких замыканиях показано в таблице. Анализ действий защиты показывает, что они имеют место в тех случаях, когда короткое замыкание отключается с некоторой выдержкой времени. При этом действует форсировка возбуждения и повышается скорость вращения агрегата вследствие сброса нагрузки.

Совокупность этих условий вызывает повышение напряжения по величине и длительности больше, чем предусмотрено уставками защиты.

При длительности короткого замыкания вблизи шин станции порядка 3 : 5 сек. можно считать, что процесс короткого замыкания к моменту отключения будет уже установившимся и вследствие сброса нагрузки скорость вращения агрегата достигнет ~1,3 от номинальной (рис. 1).

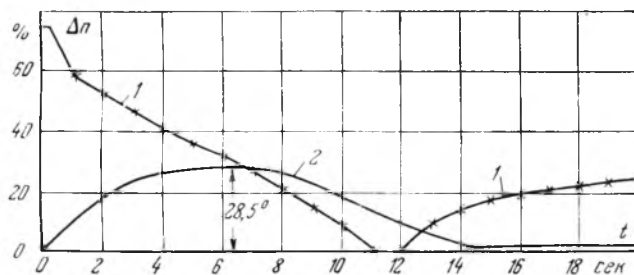


Рис. 1. Изменение скорости вращения гидротурбины при сбросах 100% нагрузки.

1 — ход серводвигателя; 2 — увеличение числа оборотов.

Напряжение на выводах генератора при отключении короткого замыкания и повышенной скорости вращения агрегата

Расчеты для определения величины напряжения на зажимах генератора при отключении установившегося короткого замыкания и повышенной скорости вращения были выполнены для типового генератора без демпферной обмотки со следующими параметрами (в долях единицы) $x_d' = 1$, $x_d'' = 0,3$, $x_p = 0,17$, $T_{d0}' = 5$ сек. Харак-

теристика холостого хода генератора заимствована из справочника «Гидрогенераторы» (завод «Электросила», 1935).

Вычисления проведены для двух значений скорости вращения агрегата к моменту отключения короткого замыкания 1,2 и 1,3 от номинальной и различного удаления точки короткого замыкания.

Напряжение в момент отключения короткого замыкания будет равно э. д. с. за переходной реактивностью:

$$E_d' = I_d(x_d' + x),$$

где I_d — установившийся ток короткого замыкания с учетом действия форсировки и повышения скорости вращения агрегата; x — реактивное сопротивление до точки короткого замыкания.

Установившиеся токи короткого замыкания для различных относительных возбуждений определены с помощью графического построения³. На рис. 2 даны значения э. д. с. E_d' при различных x и различных относительных возбуждениях U . Пунктиром нанесены кривые предельных значений возбуждения, которые при заданном удалении короткого замыкания получатся под воздействием регулятора напряжения, стремящегося поддержать номинальное напряжение ($U = 1$).

В том случае, если вместе со станцией отделилась нагрузка, которая характеризуется реактивностью x_n , то напряжение в момент отключения равно:

$$U_{нач} = E_d' \frac{x_n}{x_d' + x_n}.$$

Обычно в тех случаях, когда гидроэлектростанция отделяется от системы, нагрузка, оставшаяся на шинах станции, много меньше номинальной и снижение напряжения за счет влияния нагрузки невелико. Например, если принять:

$$x_n = 2,$$

то

$$U_{нач} = 0,87 E_d'.$$

³ Н. Н. Щедрин, Токи короткого замыкания высоковольтных систем (методы вычисления), Госэнергоиздат, Л.—М., 1935.

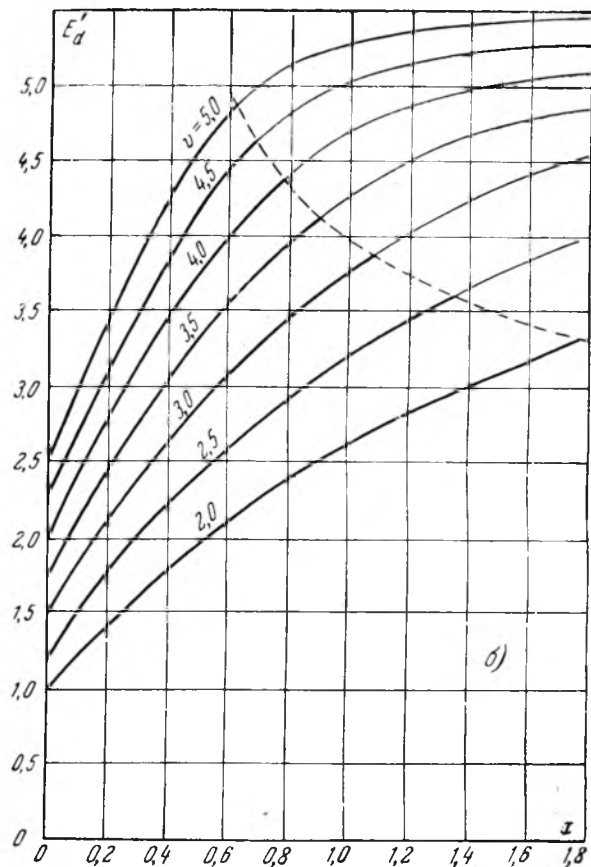
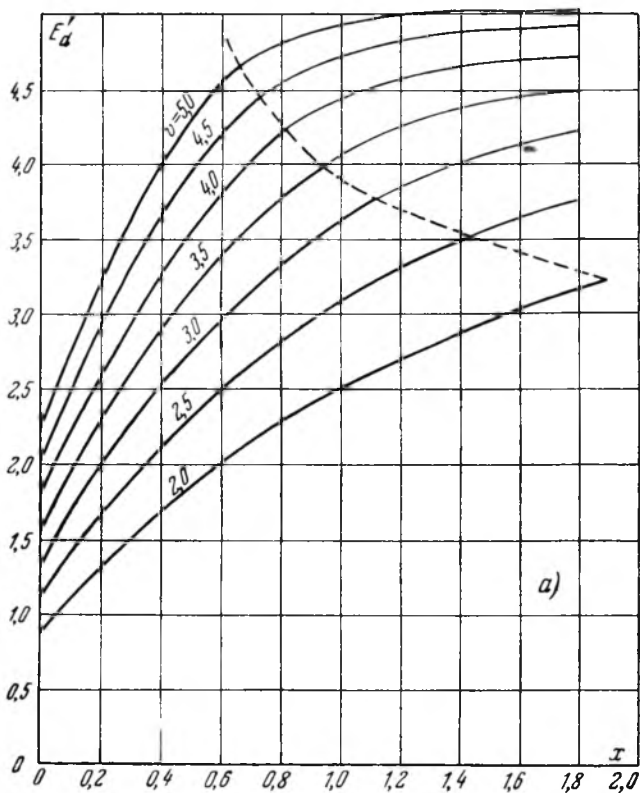


Рис. 2. Напряжение на шинах генератора при отключении установившегося короткого замыкания и полном сбросе нагрузки.

а — при повышении скорости вращения агрегата до $1,2 n_n$; б — при повышении скорости вращения агрегата до $1,3 n_n$.

В последующем изменение напряжения на шинах генератора, если не учитывать действие регулятора скорости, характеризуется зависимостью ⁴.

$$U = U_{нач} + (U_{уст} - U_{нач})(1 - e^{-t/T'_d}),$$

где $U_{уст}$ — напряжение при $t = \infty$ (с учетом форсировки возбуждения);

$T'_d = T'_{d0} \frac{x'_d + x_n}{x'_d + x_n}$ — переходная постоянная времени.

Современные возбудители гидрогенераторов обеспечивают форсировку возбуждения до $1,5 \div 2,0 U_{ном}$.

Следует учитывать, что при повышении скорости вращения агрегата увеличивается потолочное возбуждение при любом типе агрегата возбуждения, и предельные величины возбуждения должны быть приняты выше указанных цифр.

Таким образом, можно ожидать, при отключении короткого замыкания вблизи шин гидроэлектростанции и повышении скорости вращения агрегата, напряжения на шинах значительно больше $1,5 U_{ном}$.

Следует также отметить, что при указанных значениях предельного возбуждения, как правило, обеспечивается постоянство переходной э. д. с. в процессе короткого замыкания (рис. 3), т. е.

даже при быстром отключении короткого замыкания значения E'_d будут практически равны значениям E'_d , имеющим место при отключении установившегося короткого замыкания.

Расфорсировка после отключения короткого замыкания

Можно считать установленным, что в большинстве случаев отключения короткого замыкания вблизи шин гидроэлектростанции напряжение на шинах достигает величин $> 1,5 U_{ном}$. Следует определить, в состоянии ли регулятор напряжения снизить за время 0,5 сек. напряжение до величин меньше $1,5 U_{ном}$, т. е. в состоянии ли регулятора обеспечить условия, при которых не сработала бы защита от повышения напряжения.

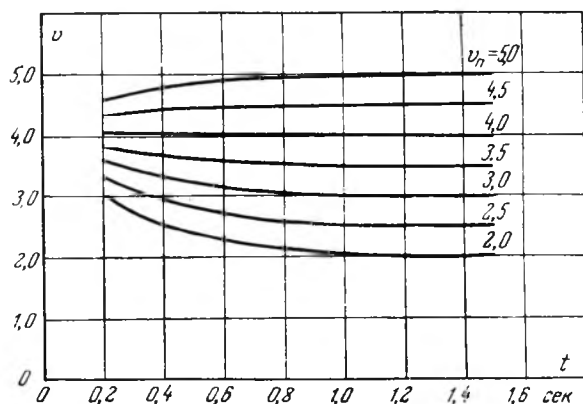


Рис. 3. Изменение тока в обмотке ротора генератора при внезапном коротком замыкании с форсировкой возбуждения.

⁴ И. А. Сыромятников, Вопросы эксплуатации синхронных генераторов, Госэнергоиздат, М.—Л., 1948.

Приближенные кривые рис. 4, построенные для двух начальных значений напряжения в предположении отсутствия запаздывания реле и устройств расфорсировки, а также насыщения, показывают, что при повышении напряжения в начальный момент до $1,7 U_{ном}$ защита придет в действие.

Значительно более эффективна расфорсировка отключением АГП. Обычно сопротивление АГП выбирается порядка $\frac{R_{агп}}{R_{пот}} \approx 5$, следовательно,

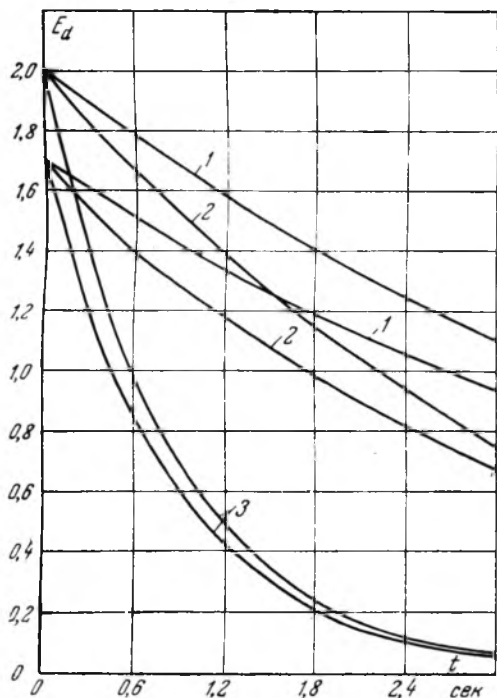


Рис. 4. Изменение напряжения на зажимах генератора при расфорсировке. 1 — при холостом ходе и действии реле расфорсировки АРН; 2 — при наличии нагрузки и действии реле расфорсировки АРН; 3 — при отключении АГП генератора.

постоянная времени при гашении поля для генераторов без успокоительной обмотки равна $T_2 \approx \frac{1}{6} T_{d0}$, что значительно ускоряет снижение напряжения.

Наличие нагрузки на шинах станции также уменьшает постоянную времени и, кроме того, как указывалось раньше, величину напряжения в начальный момент при отключении короткого замыкания. Следовательно, отключение выключателя генератора защитой от повышения напряжения вредно как в отношении обеспечения надежности энергоснабжения потребителей, так и в отношении величины и длительности наличия повышенного напряжения на генераторе.

Приходя к выводу, что защита от повышения напряжения должна действовать только на АГП, а не на выключатель, следует указать на то, что при этом может быть применена либо защита

без выдержки времени с уставкой порядка $1,8 U_{ном}$, действующая на АГП при всех повышениях напряжения, достигающих этой величины, либо защита с выдержкой времени, отключающая АГП только при отказе расфорсировки возбуждения. При этом в первом случае:

а) имеется риск потери возбуждения генератора при отказе во включении АГП или выключающего реле;

б) защита без выдержки времени не может предотвратить повышения напряжения, происходящего в момент отключения генератора, и действие ее сказывается не раньше 0,25 сек., вызывая последующие колебания напряжения.

Поэтому можно считать более целесообразным применение защиты с выдержкой времени с использованием реле максимального напряжения с зависимой характеристикой⁵ взамен защиты с независимой выдержкой времени, учитывая, что при этом исключается несогласованная работа АРН с работой АГП.

Выводы

1. Защита от повышения напряжения с уставкой $1,5 U_{ном}$, 0,5 сек. и действием на отключение выключателя генератора и АГП не обеспечивает предотвращения повышения напряжения на гидрогенераторах и способствует развитию аварии при коротких замыканиях вблизи шин станции, прекращая питание нагрузки и собственных нужд гидроэлектростанции.

2. Для устранения указанных недостатков защиты следует отказываться от действия защиты на отключение выключателя, оставив только действие ее на АГП, обеспечив повторное включение АГП при понижении напряжения до величины порядка $1,1 U_{ном}$.

3. Как показал опыт эксплуатации гидрогенератора с защитой, действующей на отключение с уставками $1,5 U_{ном}$ и 0,5 сек., кратковременное повышение напряжения выше $1,5 U_{ном}$ не опасно для изоляции генератора. Расфорсировка не предотвращает наибольшего пика напряжения, происходящего в момент отключения короткого замыкания.

4. С целью исключения лишних действий АГП, связанных с возможностью отказа в последующем его включении, уставку защиты следует выбирать выше $1,5 U_{ном}$ таким образом, чтобы защита приходила в действие в случаях отказа реле расфорсировки АРН. При выборе уставок следует руководствоваться кривой изменения напряжения генератора в функции времени, при отключении короткого замыкания защитой с наибольшей уставкой по времени.

⁵ Метод выбора уставок защиты с зависимой характеристикой, здесь не описанный, применяется в ЦСРЗАИ энергосистемы.



О схеме собственных нужд промышленных электростанций

Инж. Л. Я. Розенштейн

На промышленных электростанциях с турбогенераторами 1,5—6 тыс. квт обычно собственные нужды питаются через трансформаторы с напряжением на вторичной стороне 0,4—0,525 кв. Только отдельные, наиболее мощные электродвигатели удаётся питать на генераторном напряжении.

Общепринято количество рабочих трансформаторов выбирать соответственно количеству секций собственных нужд и предусматривать еще один резервный трансформатор такой же мощности, как и рабочий. Этот резервный трансформатор в нормальном режиме не работает и присоединяется таким образом, что он может питать любую секцию (рис. 1). Предусматривается автоматический ввод резервного трансформатора при выходе из строя любого рабочего. Если трансформаторы имеют неодинаковую мощность, то резервный выбирается по мощности наибольшего.

Принцип установки отдельного резервного трансформатора не учитывает в достаточной мере нагрузочной способности трансформаторов и во многих случаях приводит к недостаточно экономичным решениям.

Действующие инструкции по эксплуатации трансформаторов рекомендуют длительно перегружать трансформаторы (по так называемым однопроцентным и трехпроцентным правилам) по совокупности до 30% сверх номинальной мощности в случае открытой установки и до 20% в случае закрытой установки. Кроме того, допускается кратковременная аварийная перегрузка.

Полное использование нагрузочной способности трансформаторов позволяет спроектировать схему коммутации по другому варианту несколько более экономично, но в то же время достаточно надежно, если отказаться от установки резервного трансформатора. Количество трансформаторов должно быть равно количеству секций собственных нужд и все трансформаторы должны находиться в работе. Мощность этих трансформаторов необходимо рассчитывать таким образом, чтобы в случае аварийного выхода одного из них вся нагрузка могла быть покрыта оставшимися в работе трансформаторами с учетом

их перегрузочной способности. В нормальном режиме трансформаторы будут не догружены, а при аварии — перегружены в допустимых пределах.

Хотя каждый трансформатор по своей мощности будет больше, но суммарная мощность будет практически мало отличаться от мощности трансформаторов по общепринятому варианту. Соответственно и стоимости в обоих вариантах мало отличаются. Однако при варианте без резервного трансформатора получается экономия на стоимости комплекта аппаратуры с высокой и низкой сторон, кабелей, строительной части. При увеличении числа трансформаторов экономия на стоимости аппаратуры и кабелей возрастает вследствие сложности присоединения резервного трансформатора (рис. 1). Необходимо также учесть, что к. п. д. трансформатора растет с увеличением его мощности и, кроме того, наибольший к. п. д. получается при половинной нагрузке. Таким образом, потери энергии в трансформаторах в предлагаемом варианте будут меньше.

Схемы электрических соединений собственных нужд для варианта без резервного трансформатора (невяный резерв) приведены на рис. 2. В случае двух секций при аварийном отключении одного из трансформаторов автоматически включается секционный автомат и нагрузка обеих секций будет питаться одним трансформатором (рис. 2,а). Схема АВР получается очень простой.

При добавлении третьей секции схема развивается согласно рис. 2,б. В случае отключения

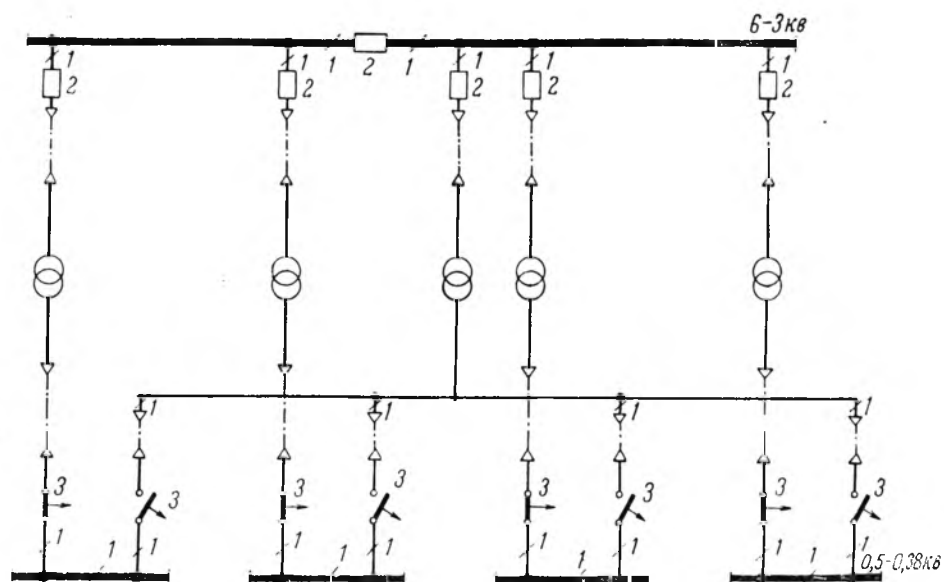


Рис. 1. Схема собственных нужд с резервным трансформатором.
1 — разьединитель или рубильник; 2 — выключатель; 3 — автомат (А-2(50)).

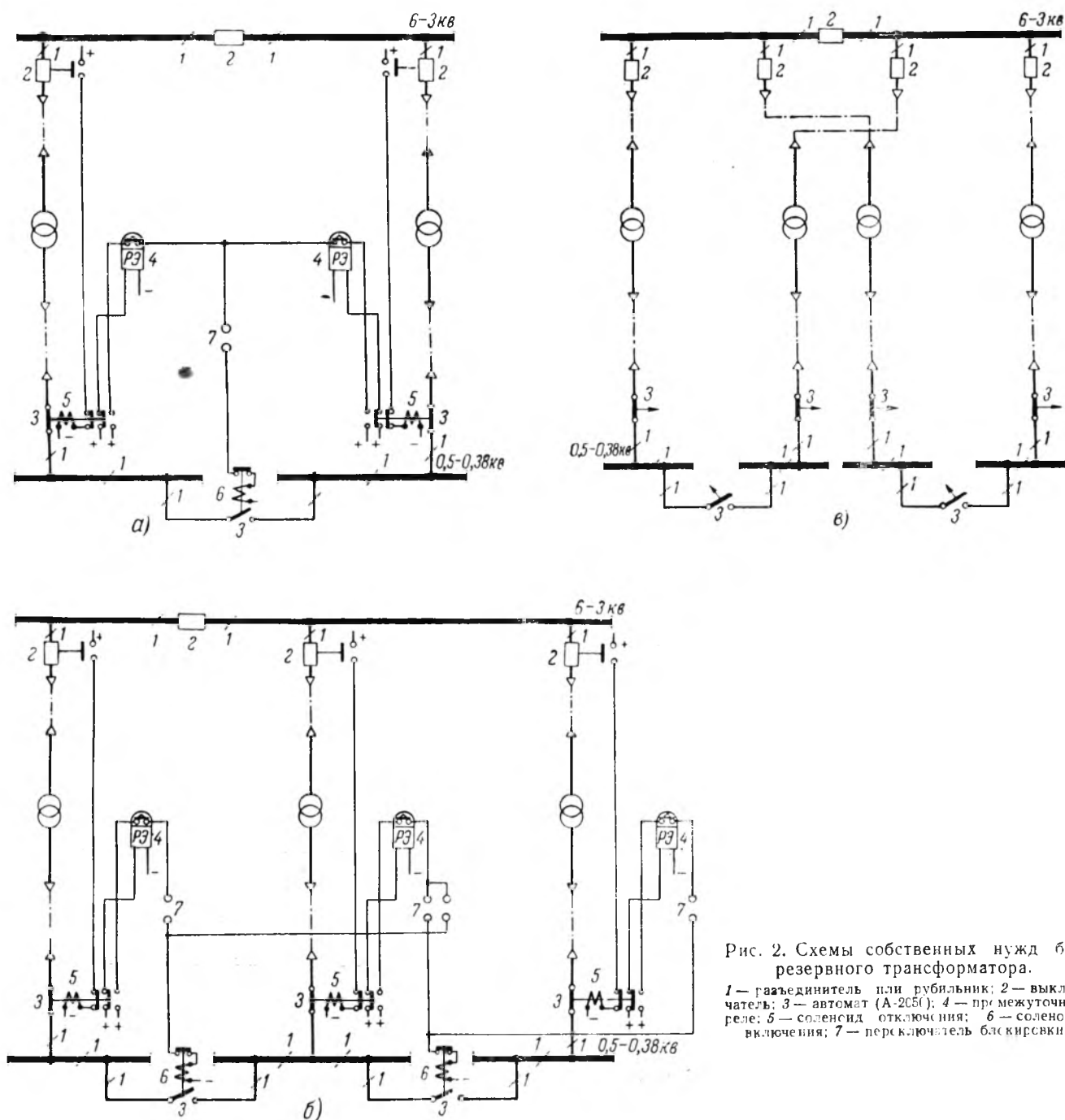


Рис. 2. Схемы собственных нужд без резервного трансформатора.

1 — разъединитель или рубильник; 2 — выключатель; 3 — автомат (А-2С50); 4 — промежуточное реле; 5 — соленоид отключения; 6 — соленоид включения; 7 — переключатель баскировки.

одного из трансформаторов включается соответствующий секционный автомат. При этом нагрузка двух секций будет питаться одним трансформатором.

Если количество секций будет равно четырем, то секции разбиваются на пары, и в каждой паре трансформаторы резервируют друг друга (рис. 2, в).

Приведенные схемы практически исчерпывают все возможные случаи проектирования новых электростанций и расширения существующих.

Помимо экономических выгод схема без резервного трансформатора имеет еще следующее техническое преимущество. В схеме с резервным трансформатором при потере напряжения на секции шин генераторного напряжения, к которой приключен резервный трансформатор, автоматического включения резерва не последует (рис. 1).

Таким образом, по крайней мере половина станции выводится в этом случае из действия. Между тем при варианте без резервного трансформатора схема АВР действует во всех аварийных случаях (рис. 2).

Область применения предлагаемых схем несомненно сужается вследствие наличия в «Основных положениях по проектированию промышленных тепловых электростанций средней и малой мощности» указания, что единичная мощность трансформаторов собственных нужд не должна превышать 750 кВА. Во многих случаях следует выбирать трансформаторы мощностью 1 000 кВА.

Как известно, расчеты токов короткого замыкания (т. к. з.) для низкого напряжения преувеличивают действительные величины этих токов вследствие того, что они не учитывают некоторых

№ объекта	Вариант	Мощность рабочих трансформаторов, <i>кВа</i>	Мощность резервного трансформатора, <i>кВа</i>	Количество секций	Максимальная нагрузка трансформаторов, % от номинальной		Общая стоимость схемы питания собственных нужд, тыс. руб.	Годовые потери		Экономия				
					в нормальном режиме	в аварийном режиме		тыс. <i>кВт·ч</i>	стоимость, тыс. руб.	общей стоимости		годовых амортизационных расходов, тыс. руб.	стоимости годовых потерь, тыс. руб.	суммарная годовых затрат, тыс. руб.
										тыс. руб.	%			
1	1	1×1000 3×750	750	4	87	87	324	268,5	26,8					
	2	2×1000 2×750	—	4	63	128	225	263,2	26,3	99	31	7,9	0,5	8,4
2	1	3×560	560	3	87	87	214	169,9	16,9				0,9	
	2	3×750	—	3	64	128	154	178,2	17,8	60	28	4,8		3,9
3	1	2×560	560	2	86	86	165	112,6	11,2				0,6	
	2	2×750	—	2	64	128	110	118,8	11,8	55	33	4,4		3,8
4	1	2×320	320	2	100	100	126,2	95,2	9,5					
	2	2×560	—	2	57	115	84,9	74,2	7,4	41,3	32,8	3,3	2,1	5,4
5	1	2×180	180	2	100	100	112,5	57,5	5,7					
	2	2×320	—	2	56	112	76,9	46,2	4,6	35,6	31,7	2,8	1,1	3,9

обстоятельств, снижающих величины т. к. з. на низком напряжении (сопротивление дуги, переходное сопротивление контактов и др.).

Это подтверждается и опытом эксплуатации ряда электростанций, где по данным Оргрэнс, при единичной мощности трансформаторов собственных нужд в 1000 *кВа* короткие замыкания на низкой стороне нормально отключаются автоматами или предохранителями типа ПР.

Для иллюстрации положения об экономичности применения схем без специального резервного трансформатора на собственных нуждах в табл. 1 дана характеристика стоимости схем со специальным резервным трансформатором (вариант 1) по реально выполненным проектам по сравнению со схемами без специального резервного трансформатора (вариант 2). Суммарная стоимость каждого варианта включает стоимость оборудования (трансформаторы, аппаратура и пр.), монтажа и строительной части.

В табл. 2 дается более детальный расчет по отдельным составляющим, для одного из объектов (объект № 1 в табл. 1) с целью показать источники экономии предлагаемых вариантов. Расчеты, проведенные для остальных объектов табл. 1, дали аналогичные результаты.

Выводы

1. Во многих случаях выгоднее отказаться от установки отдельного резервного трансформатора собственных нужд для промышленных электростанций и осуществлять неявный резерв рабочими трансформаторами с автоматическим его вводом. Этот способ особенно рекомендуется при четном числе секций (2 или 4).

Таблица 2

Наименование	Стоимость, тыс. руб.		Экономия по варианту 2	
	Вариант 1	Вариант 2	тыс. руб.	%
Силовые трансформаторы	84,55	72,2	12,35	14,6
Электрическая аппаратура	126,67	94,46	32,21	25,2
Кабели и шины	84,47	35,2	49,27	58,4
Строительная часть	29	23,2	5,8	20
	324,69	224,96	99,63	30,8

Примечание. Стоимость указана с монтажом.

2. Следует повысить предельную мощность трансформаторов собственных нужд с 750 до 1000 *кВа*.

3. Указанные выводы могут быть распространены и на промышленные подстанции, где требуется обеспечить непрерывность подачи электроэнергии.

4. Следует проверить целесообразность применения схем для электростанций большой мощности, где имеются основания ожидать аналогичных результатов.



Перевод линии электропередачи 110 кВ на работу с расщепленными проводами

Инж. Е. X. Сагалов

В связи с ростом нагрузок в ряде энергетических систем пропускная способность существующих линий становится недостаточной, что вызывает оперативные затруднения и влечет за собой увеличение потерь энергии. Для повышения пропускной способности таких линий может быть подвешен второй комплект проводов параллельно существующим, т. е. произведен перевод линии на работу с расщепленными проводами.

Такое мероприятие было осуществлено на линии 110 кВ, длиной 26,4 км, на деревянных конструкциях, с проводами марки М-70. Подвеска второго комплекта на этой линии оказалась вполне допустимой при незначительном усилении опор (рис. 1) вследствие наличия запаса прочности у опорных конструкций.

В связи с тем, что в отечественной практике до сего времени не было случая применения линии с расщепленными проводами, предварительно была проведена расчетная и конструкторская разработка.

Расстояние между проводами расщепленной фазы было принято равным 35 см, что позволило использовать стандартную арматуру Армсети. Индуктивное сопротивление линии при таком расстоянии равно 0,293 Ом/км, т. е. на 33,4% меньше по сравнению с обычной линией. Емкостная проводимость линии увеличилась на 25%. Вследствие снижения индуктивного сопротивления линии с расщепленными проводами изменилось рас-

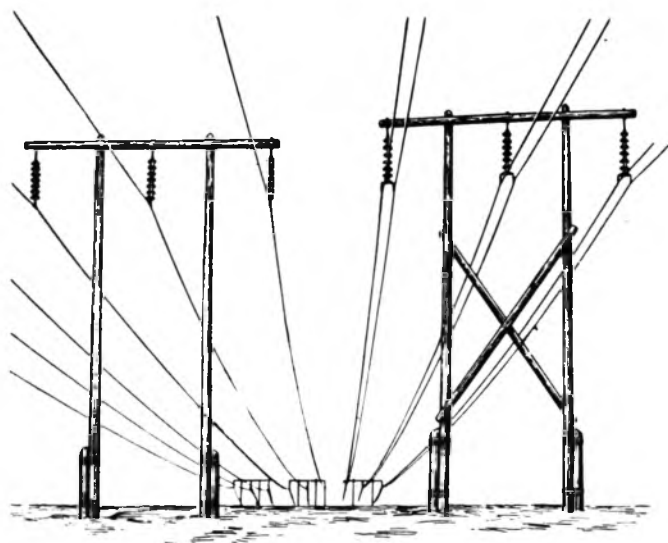


Рис. 1. Промежуточные опоры линии с обычной подвеской проводов и с расщепленными проводами.

пределение нагрузки между отдельными линиями в сети 110 кВ, что дало снижение потерь энергии на 6 млн. кВтч.

Для избежания схлестывания проводов и повреждения линейной арматуры при коротких замыканиях в середине каждого пролета и в петлях анкерных опор были установлены хорошо проводящие перемычки для шунтирования пути тока по линейной арматуре.

Механический расчет проводов производился в предположении обрыва одного провода, так как при принятом расстоянии между проводами одной фазы в 35 см имеются все основания предполагать, что при подавляющем числе повреждений обрыв одного из проводов не вызывает обрыва второго провода расщепленной фазы.

Такое предположение находит подтверждение в данных аварийной статистики, согласно которой короткие замыкания на линиях, имеющих быстродействующую защиту, не завершались обрывом провода. Обрыва двух проводов можно ожидать только при набросах металлического проводника одновременно на оба провода расщепленной фазы. Но такого рода повреждения происходят очень редко и утяжелять ради этого конструкции промежуточных опор нет никаких оснований.

При расчете принималось, что обрыв одного из проводов произошел при наименьшей температуре и при максимальном напряжении в проводе. Учитывая, что провода на рассматриваемых линиях натянуты по нормам 1932 г., максимальное напряжение в проводе по существующим правилам при температуре -40°C будет равно $\sigma_{\text{макс}} = 14,9 \text{ кг/мм}^2$.

Результаты расчета показали, что напряжения в уцелевших проводах не вызывают никаких опасений, так как находятся в пределах, допускаемых существующими нормами.

Вместе с расчетом были также определены габариты проводов, отклонившихся под действием ветра. При этом проверена величина напряжения, которая допускается для имеющихся на рассматриваемых линиях расстояний между фазами, по формуле $v = 14 + 3,16A \text{ кв}$ (формула для рядного напряжения между иглами, где A — расстояние между иглами в см).

Проверка показала, что приближение коромысла к опоре под действием сильного ветра хотя и превосходит величину, рекомендуемую действующими нормами, тем не менее это приближение имеет достаточный запас и является вполне допустимым.

Конструктивно подвеска второго комплекта проводов решена следующим образом.

К нормальной подвесной гирлянде крепится двухлапчатое ушко (РС-4390), к которому, в свою очередь, прикрепляется нормальное стандартное коромысло (РС-1788). По обе стороны коромысла надевается двойная скоба (РС-3907) и к ней прикрепляются поддерживающие зажимы РС-214 (рис. 2).

При подвеске проводов к натяжной гирлянде по обеим сторонам коромысла присоединяется промежуточное звено (РС-431) и к нему прикрепляются натяжные зажимы РС-20070 (рис. 3).

На переходных пролетах, когда необходимо осуществить двойные подвесы, крепление проводов производится посредством добавления еще одного коромысла, к которому через промежуточное звено (РС-431) прикрепляются натяжные зажимы. Оба коромысла соединяются при посредстве промежуточного звена (РС-3547). Однако можно значительно упростить подвеску расщепленных проводов на переходных пролетах, применив вместо стандартного (РС-1788) специальное коромысло, представляющее собой прямоугольный кусок стали, в углах которого сделаны четыре отверстия для крепления зажимов (рис. 4).

Для выяснения всех условий, в которых будут работать опоры линии с расщепленными проводами при новых на ней нагрузках, был произведен механический расчет всех опор. Промежуточные опоры рассчитывались для условий нормального режима. Анкерные опоры рассчитывались как многопроводные в условиях обрыва двух проводов крайней фазы и одного средней фазы. В результате расчета было установлено следующее:

а) промежуточные опоры при расчете на обрыв одного провода требуют усиления конструк-

ции при помощи раскосов и дополнительных ригелей;

б) промежуточные тросовые опоры требуют усиления устойчивости путем установки по одному ригелю на каждую ногу;

в) нормальные анкерные опоры требуют установки на каждой ноге опоры двух однометровых ригелей с заложением их на глубину 1,6 м от поверхности земли и усиление траверзы опоры;

г) угловые опоры требуют помимо установки ригелей на ногах опор еще установки дополнительных раскосов и ригелей, а также усиления траверзы;

д) концевые опоры требуют увеличения количества ригелей до четырех при длине каждого ригеля 1,5 м, а также усиление траверзы.

Для усиления траверзы над ней было установлено второе бревно. Такое расположение помимо сохранения габарита подвески проводов уменьшает процесс гниения нижнего бревна.

Бревна траверз скрепляются между собой специальной деталью «труба с заварной серьгой» (рис. 5), причем эта деталь, являясь универсальной, используется одновременно для крепления натяжных гирлянд в анкерных и угловых опорах (рис. 6).

Шунтирующая перемычка устанавливается в середине пролета и конструктивно решается в виде двух плашечных зажимов (РС-2250), соединенных между собой куском провода марки М-70. В петлях анкерных и угловых опор шунтирующая перемычка представляет собой один плашечный зажим, который устанавливается в петлях, соединяя оба провода расщепленной фазы.

Подвеска второго комплекта проводов производилась следующим образом.

Предварительно вдоль трассы линии раскатывался провод, развозились дополнительная арма-

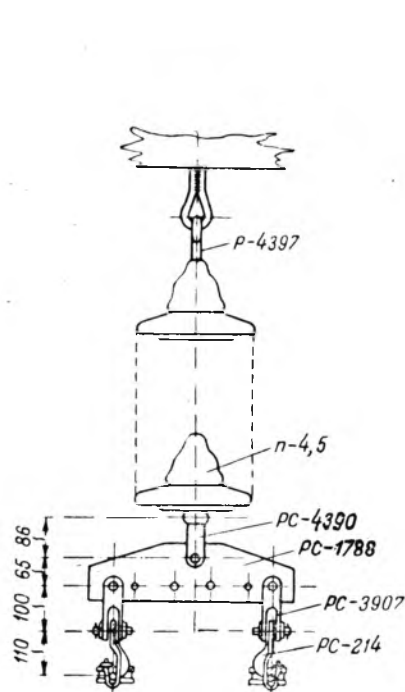


Рис. 2. Крепление провода к промежуточной опоре.

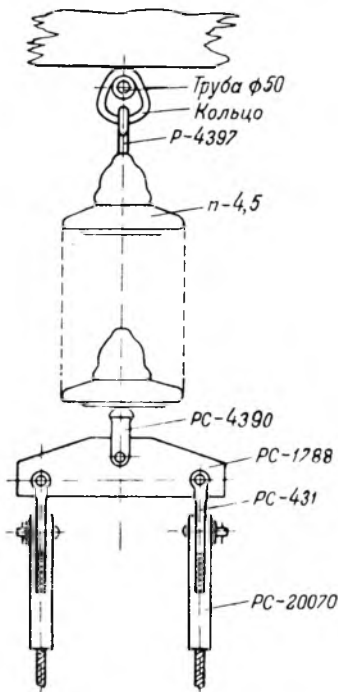


Рис. 3. Крепление провода на анкерной опоре.

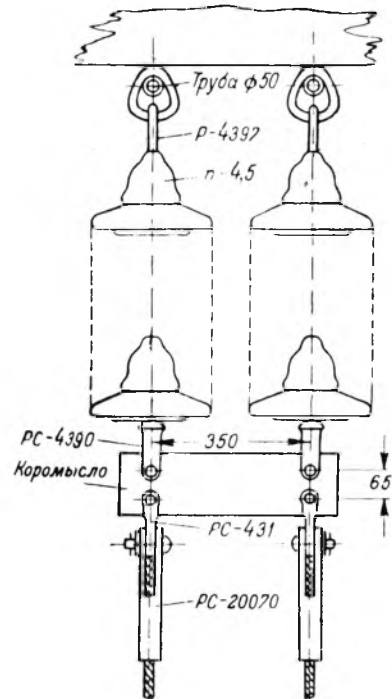


Рис. 4. Крепление проводов на переходной анкерной опоре специальным коромыслом.

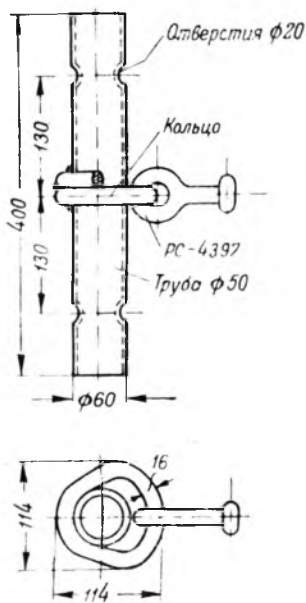


Рис. 5. Труба с заварной серьгой.

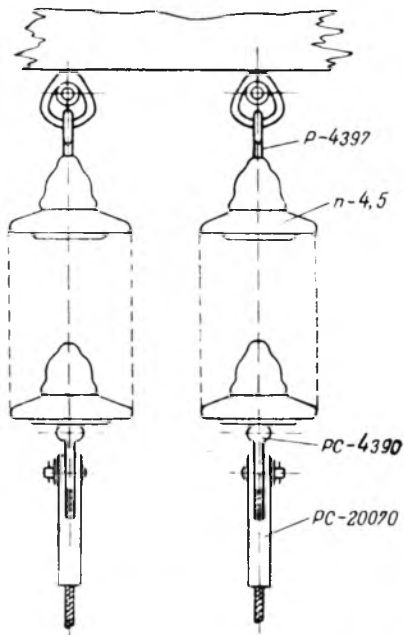


Рис. 6. Крепление провода на анкерной опоре на отдельных гирляндах.

тура, изоляторы и монтажные ролики. Существующий провод с гирлянд промежуточных опор не снимался и на каждый висящий подвесной зажим прикреплялся монтажный ролик. Новый провод с обоих концов анкерного пролета заделывался в натяжные зажимы и прикреплялся натяжными гирляндами к траверсе, после чего он поднимался и закладывался в монтажные ролики. В середине анкерного пролета у одной из промежуточных опор старый провод опускался на землю; оба конца нового провода стягивались блоками, и натяжка нового провода производилась до тех пор, пока провес не становился одинаковым со старым проводом.

Необходимо указать, что на реконструируемых линиях поддерживающие гирлянды состояли из семи элементов, а натяжные — из восьми; это на один элемент больше рекомендуемого числа их по действующим «Правилам устройства электро-технических установок». За счет укорочения гирлянды на один элемент, а также вследствие за-

мены восьмерок, поддерживающих гирлянды, болтами с заварной серьгой, существующий габарит от проводов до земли был повышен на 300 мм. Благодаря этому установка линейной арматуры не повлияла на уменьшение габарита подвески проводов и не потребовала переделки существующего провода.

После окончания натяжки нового провода и установления общей для проводов стрелы провеса оба конца нового провода сращивались на середине анкерного пролета, седьмой изолятор у подвесной гирлянды расцеплялся, и оба провода вместе с монтажным роликом опускались на землю. Здесь производился полный монтаж проводов: устанавливались коромысла, шунтирующие переключки, после чего провода вместе с арматурой подымались на опору и при помощи двухлапчатого ушка эти элементы крепились к подвесной гирлянде.

Бригада линейщиков в составе 10 чел. успевала в течение одного дня производить подвеску всех трех фаз в нормальном анкерном пролете. Вся работа по подвеске второго комплекта проводов продолжалась около месяца.

Выводы

1. При необходимости усиления пропускной способности существующих линий электропередачи целесообразно применять подвески второго комплекта проводов по методу расщепленных проводов, что кроме повышения пропускной способности линии уменьшит потери электроэнергии в ней, снизит ее индуктивное сопротивление примерно на 35% и увеличит емкостную проводимость на 25%.

2. Существующие линии электропередачи 110 и 35 кВ, выполненные на деревянных опорах и сооруженные по действовавшим ранее нормам, обладают некоторым запасом прочности, позволяющим подвесить второй комплект проводов, с производством лишь небольших работ по усилению опор.

ОТ РЕДАКЦИИ

Редакция считает, что описанный автором метод усиления пропускной способности действующих линий электропередачи путем подвески второго комплекта проводов по методу расщепленной фазы может быть применен только на линиях, нагрузка которых значительно возросла против проектных предположений, а запас прочности в опорных конструкциях позволяет осуществить такую подвеску без значительных работ по усилению опор. Кроме того, следует учесть, что надежность такой линии будет меньше по сравнению с обычными линиями.

Предложение автора рассчитывать промежуточные опоры (сохраняя глухие зажимы) только по нормальному режиму является ошибочным, так как обрыв одного из шести проводов возможен, а расчет этих опор по действующим нормам на обрыв одного провода в фазе показывает, что получающиеся в них напряжения достигают недопустимой величины. Поэтому при подвеске вторых проводов необходимо либо усиливать опоры, либо применять выпускающие зажимы.

Примененная в описываемом случае арматура для анкерного крепления требует не только улучшения, но и частичной замены; например, труба с заварной серьгой из-за возможности пережога стенки трубы при сварке не обеспечивает надежной эксплуатации и ее следует заменить другим креплением.

Вопрос о целесообразности применения расщепленных проводов на вновь строящихся линиях 35 и 110 кВ редакция предполагает осветить в одном из ближайших номеров журнала.

Эксплуатация импульсных измерителей

Инж. А. А. Осерно

За последнее время в энергосистемах стали широко внедряться импульсные методы контроля состояния линий электропередачи и связи.

Импульсный измеритель линий конструкции ЦНИЭЛ МЭС позволяет достаточно точно определять место повреждения на линии, а также вести наблюдение за состоянием линий.

В настоящее время в ВЭС Мосэнерго находится в эксплуатации 17 таких импульсных измерителей линий, из которых 8 установлено в 1948—1949 гг. и 9 в 1950 г.

Практика освоения этих приборов показала, что они просты, удобны в эксплуатации и не требуют высокой квалификации в обращении с ними. Если в 1948 г. использование их составляло от 3 до 14% по отдельным линиям, то в 1949 г. оно уже стало составлять: 33,3% на линиях 220 кв, 17,75% на линиях 110 кв и 7,5% на линиях 30 кв.

В 1950 г. использование прибора достигало 52,6% — на линиях 110 кв, 22,2% — на линиях 30 кв и все 100% — на линиях 220 кв, т. е. в настоящее время наиболее ответственные линии при их аварийном отключении просматриваются импульсными измерителями.

В 1950 г. импульсными измерителями в сетях Мосэнерго было обнаружено 18 случаев повреждения линий. Все они по своему характеру сводятся к двум видам, от которых на экране прибора получают отраженные импульсы. К первому виду относятся явно выраженные повреждения, как то: короткие замыкания и обрывы проводов. Ко второму виду относятся неявно выраженные дефекты в изоляции линии электропередачи, переходящие впоследствии в явное повреждение: утечки через изоляцию, плохой контакт в соединительных зажимах.

При определении места повреждения просмотр производился с одной стороны линии, и во всех случаях как характер, так и расстояние до места повреждения было определено правильно и с достаточной точностью.

Расхождение между показаниями прибора и действительным расстоянием по трассе в худшем случае составляет 1 ÷ 2%.

Ниже приведен ряд характерных осциллограмм повреждений линий, зарисованных с экрана прибора. На рис. 1 сверху показана осциллограмма поврежденной фазы В линии электропередачи 220 кв, в результате обрыва провода с заземлением обоих концов оборвавшегося про-

вода. На экране импульсного измерителя повреждение было отмечено отрицательным отраженным импульсом на расстоянии 99,850 км, тогда как действительное расстояние по трассе было определено в 99,520 км, т. е. ошибка составила 0,33%. Конец линии здесь виден слабее, чем место повреждения.

При подключении импульсного измерителя к исправной фазе А видны отчетливо конец линии, а также место повреждения соседней фазы благодаря сильной связи между фазами.

На рис. 2, а показана осциллограмма, которая была заснята прибором ИЛ-1 при обрыве троса в пролете на линии 110 кв. Перемежающее кас-

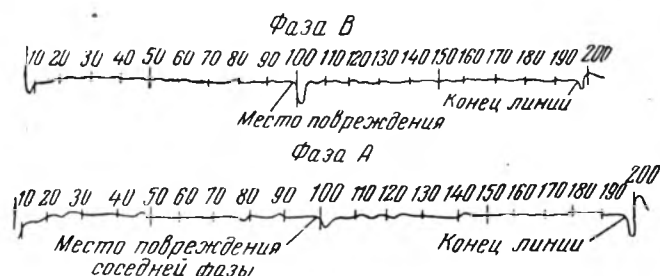


Рис. 1. Осциллограмма поврежденной фазы В линии электропередачи 220 кв.

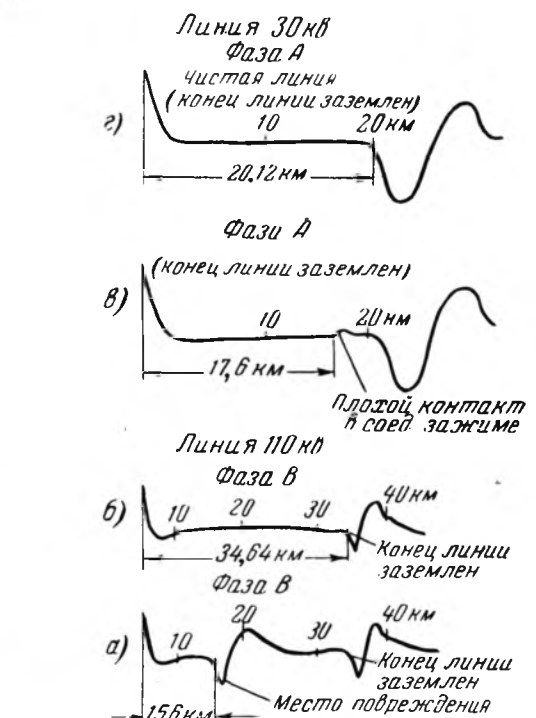
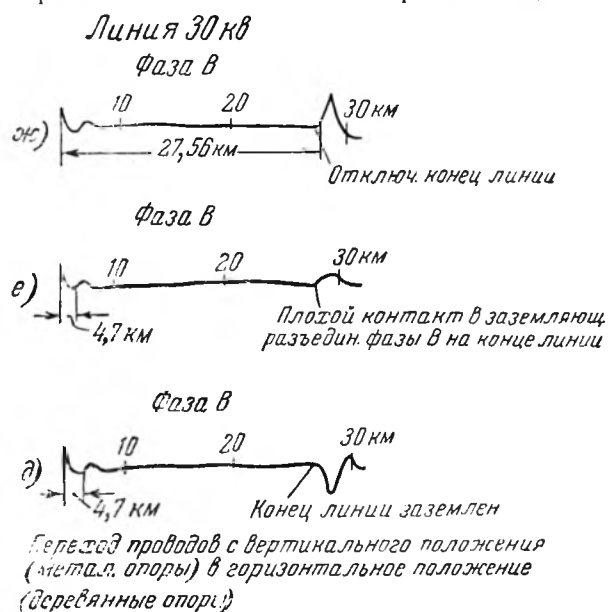


Рис. 2. Осциллограммы повреждений на линиях 30 и 110 кв.

ние тросом фазы *B* дало на осциллограмме отраженный импульс, соответствующий заземлению провода фазы *B* на расстоянии 15,6 км от подстанции. Повреждение было быстро обнаружено и устранено, после чего осциллограмма приняла вид, показанный на рис. 2,б.

Кроме использования импульсного измерителя для определения явных повреждений он позволяет выявлять ряд неявных дефектов, характеризующихся незначительными неоднородностями волнового сопротивления линий.

Для того чтобы отличить незначительные новые неоднородности от постоянно существующих (например, неоднородности, вызванные небольшими утечками или плохими контактами соединительных зажимов, от неоднородностей, вызванных транспозициями или пересечениями с другими линиями), необходимо предварительно снять осциллограммы исправных линий, а затем при просмотре линии электропередачи после каждого отключения сравнивать их с осциллограммами, наблюдаемыми на экране прибора.

Таким методом сравнения в ВЭС Мосэнерго персоналом подстанции был обнаружен на линии 30 кВ на фазе *A* плохой контакт в соединительном зажиме на расстоянии 17,6 км от подстанции (рис. 2,в). После замены зажима линия снова была просмотрена импульсным измерителем. Отраженного импульса на месте зажима уже не обнаружено (рис. 2,г).

Дефектный зажим был расположен в петле анкерной опоры на расстоянии 17,510 км от подстанции и соединял медный провод с алюминиевым. Демонтированный зажим был испытан в лаборатории и забракован.

Таким образом, с помощью импульсного измерителя возможно обнаруживать аварийные очаги и тем самым предотвращать аварии.

В другом случае при снятии карты исправной линии 30 кВ на фазе *B* был обнаружен плохой контакт в заземляющем разъединителе (рис. 2,е). После более плотного включения и отключения ножа разъединителя форма и знак отраженного импульса изменились (рис. 2,д и ж), где отраженный импульс имеет наибольшую амплитуду.

На рис. 3 приведена карта фазы *A* исправной линии электропередачи 30 кВ при заземлении ее второго конца. При снятии карты линии на осциллограмме был обнаружен положительный отраженный импульс *a* на расстоянии 1,7 км от подстанции № 1 между опорами № 64 и 47. Обходом трассы и просмотром профиля этой линии было установлено, что в данном пункте линию 30 кВ пересекает линия 110 кВ, что и вызвало увеличение волнового сопротивления в пункте *a*.

Отрицательные отраженные импульсы в местах *б*, *в* и *г* вызваны резким изменением рельефа местности и пересечением линии связи, что дало увеличение емкости проводов относительно земли.

На осциллограмме рис. 4 между опорами № 270 и 268 имеется отраженный импульс с двойным знаком, характеризующий переход через реку и резкое изменение диаметра проводов вследствие перехода сталь-алюминиевого провода на сталь-бронзовый.

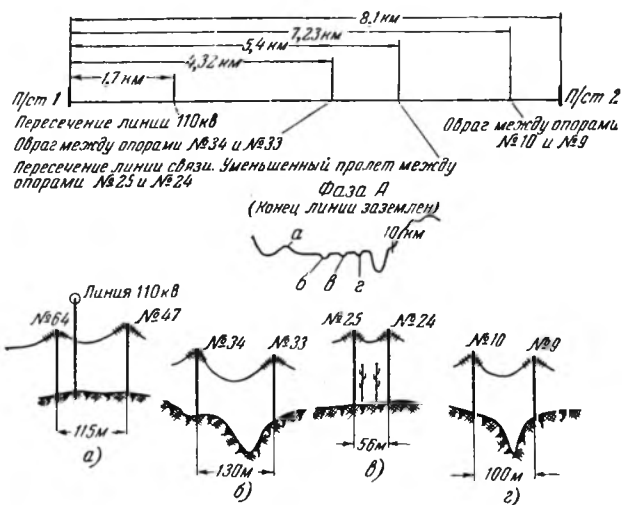


Рис. 3. Профиль переходов линии 30 кВ.

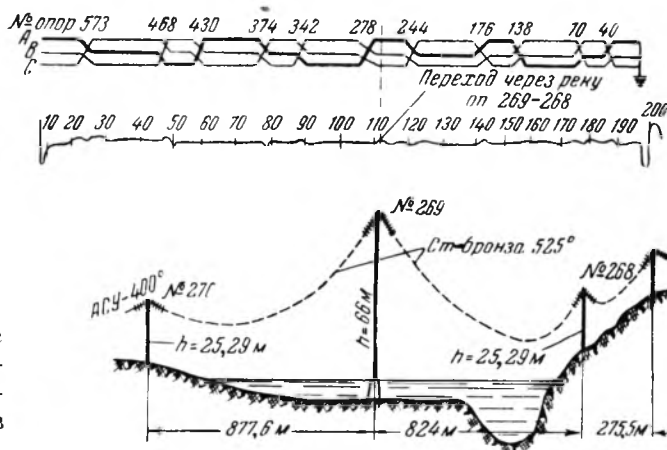


Рис. 4. Схема транспозиции, осциллограмма и профиль перехода через реку линии электропередачи 220 кВ.

Переход провода с опоры № 270 дает уменьшение емкости проводов относительно земли; фронт отраженного импульса имеет положительный знак, переход проводов с опоры № 269 на опору № 268 дает увеличение емкости проводов относительно земли, и фронт отраженного импульса меняет свой знак на обратный.

При снятии карт исправных линий электропередачи необходимо иметь в виду, что транспозиционные опоры дают на экране прибора отраженные импульсы различных знаков.

Переход провода на транспозиционной опоре из крайнего положения в среднее сопровождается увеличением емкости провода относительно соседних проводов и земли; при этом знак отраженного импульса отрицателен.

Переход провода со среднего положения на крайнее сопровождается уменьшением емкости — знак отраженного импульса положительный.

Если провод переходит из одного крайнего положения в другое крайнее положение, то изменения емкости между проводами и землей нет и на экране нет отраженного импульса.

Все эти положения хорошо видны на рис. 4 на осциллограмме линии электропередачи 220 кВ (фаза *A*) длиной 196,082 км, имеющей на своем протяжении 11 транспозиционных металлических опор. Расположение проводов — горизонтальное, расстояние между проводами 7 м. Фактическое

расположение транспозиционных опор и ход транспозиции всех трех фаз, по которым производился просмотр линии, для наглядности приведены рядом.

Это явление, наблюдаемое нами во всех случаях при снятии карт транспонированных линий, подтверждается также и опытом эксплуатации импульсных измерителей в других энергосистемах.

Нередко в эксплуатации приходится встречать линии, на которых имеют место переходы с вертикального расположения проводов на горизонтальное. В местах перехода (рис. 2, д) меняется волновое сопротивление линии; на осциллограмме эта неоднородность отмечается положительным отраженным импульсом.

Не менее интересный случай был обнаружен в эксплуатации при снятии карты исправной линии 110 кВ (рис. 5). На осциллограмме этой линии, на расстоянии 34,52 км был обнаружен отраженный импульс от короткой отпайки, место положения которого было уточнено путем увеличения растяжки осциллограммы.

Аналогичный случай можно привести и при просмотре линии 110 кВ, проходящей через транзитную подстанцию (рис. 6).

Во всех приведенных случаях при отсутствии предварительной расшифровки волновых неоднородностей обнаруженные импульсы ошибочно показали бы повреждения.

Приведенные примеры свидетельствуют о необходимости хорошего знания просматриваемых линий со всеми пересечениями и переходами, а также предварительного снятия карт исправных линий с объяснением всех отраженных импульсов, полученных на экране прибора.

Только при такой постановке эксплуатации импульсных измерителей линии можно разобратся в возникающих на линиях неоднородностях как в явной форме при повреждениях их, так и в зачаточных стадиях.

Как известно, в импульсных измерителях линий заводского изготовления длительность импульса колеблется в пределах 20 ÷ 45 мксек: при этом на экране прибора он показывает расстояние 3—7 км, чем искажает при повреждениях в начале линии действительное расстояние до места повреждения. Этот участок именуется мертвой зоной прибора.

Величина мертвой зоны зависит от длительности импульса, т. е. от $R_{11}C_{11}$, и скорости распространения импульса по реальной линии.

По предложению автора в приборах, установленных на подстанциях ВЭС Мосэнерго, эта

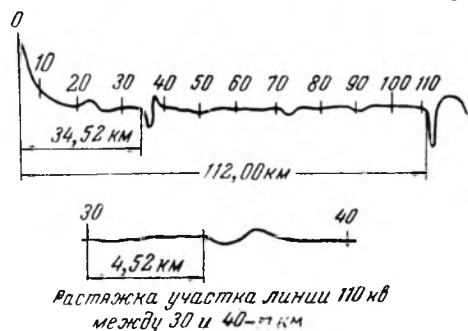


Рис. 5. Осциллограмма фазы А линии электропередачи 110 кВ.

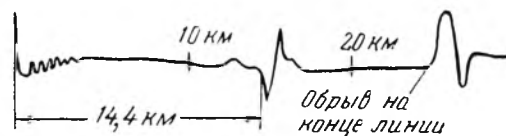


Рис. 6. Осциллограмма линии электропередачи 110 кВ. В начале линии видны колебания от высокочастотного резонансного дросселя. На 14,4-м км находится транзитная подстанция.

мертвая зона была доведена до 200 м путем уменьшения длительности импульса до 2 мксек (по схеме рис. 7). Дополнительно установленный переключатель позволяет просматривать одним и тем же прибором как короткие участки линии, так и длинные и одновременно увеличивает срок службы тириатрона. Введение в схему генератора импульсов дополнительного конденсатора C'_{11} с емкостью 5 000 пф позволило на ко-

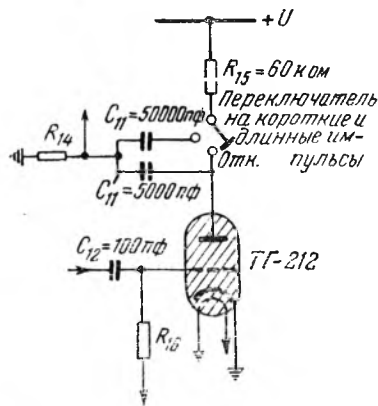


Рис. 7. Схема управляемого генератора импульсов.

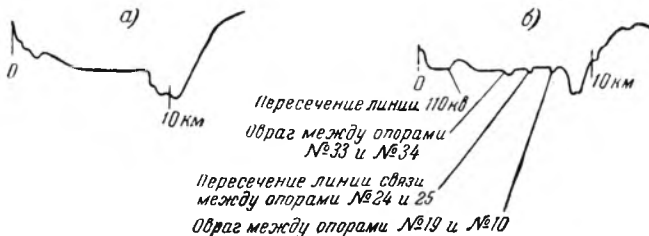


Рис. 8. Осциллограммы линии 30 кВ (фаза А), снятые на длинных (а) и коротких (б) импульсах.

ротких линиях электропередачи фиксировать незначительные неоднородности (рис. 8) и точно находить место повреждения в начале линии.

Выводы

1. Внедрение в Мосэнерго импульсного измерителя существенно повысило культуру эксплуатации высоковольтных линий электропередачи, уменьшило время обнаружения и ликвидации повреждений на линии.

2. Значительное использование ИЛ-1 в 1950 г. позволило выявить 18 случаев повреждения. Во всех этих случаях прибор работал правильно, и ошибка его в измерениях в худшем случае не превышала 1 ÷ 2%.

3. Опыт расшифровки осциллограмм, снятых импульсным измерителем, показал, что все отмеченные на осциллограмме неоднородности обусловлены изменением волнового сопротивления линии вследствие вполне объяснимых факторов: пересечений с другими линиями высокого напря-

жения или связи, резким изменением рельефа местности, транспозициями и пр. Поэтому все неоднородности, отмеченные на карте линии, должны быть подробно объяснены.

4. Укорочение мертвой зоны прибора позволило существенно улучшить контроль линий в начальных участках и использовать импульсный

измеритель для контроля коротких линий, на которых стало возможным обнаруживать незначительные неоднородности.

5. В дальнейшем необходимо повысить процент использования импульсных измерителей при аварийных отключениях на линиях электропередачи 35 кВ и на линиях связи.



Заземление средней точки разделительных гирлянд над масляными выключателями¹

Инж. А. Я. Розенталь

Директивными указаниями Технического отдела Министерства электростанций на открытых подстанциях 110 и 35 кВ, подверженных интенсивному загрязнению, предписывается выполнять разделительные гирлянды на масляных выключателях с двойным числом изоляторов и с надежно заземленной средней точкой².

Указанные мероприятия были предложены в связи с имевшими место случаями перекрытий разделительных гирлянд при приложении к ним повышенного напряжения, например, при синхронизации или при отключении масляного выключателя, если по обеим его сторонам оказывалось несинхронное напряжение. Повышение напряжения в наиболее неблагоприятном случае, при расхождении векторов напряжения на 180° может достигать двойного фазового напряжения. Если к тому же в одном из несинхронных участков сети будет иметь место замыкание фазы на землю, напряжение, приложенное к разделительной гирлянде может достигнуть значения $2,73 U_{\phi}$. Последнее относится только к системам с незаземленной нейтралью.

Казалось бы, что приведенные соображения были достаточны для обоснования необходимости обоих указанных выше мероприятий, однако более подробное рассмотрение вопроса ставит под сомнение целесообразность заземления средней точки разделительных гирлянд.

Сравнивая условия работы гирлянд изоляторов при наличии и при отсутствии заземления средней точки, можно сделать следующие выводы:

При отсутствии заземления во включенном состоянии масляного выключателя разделительная гирлянда шунтирована выключателем и, сле-

довательно, она не находится под напряжением. Любые загрязнения изоляторов при этом не могут привести к перекрытию этой гирлянды.

Если же выключатель отключен, то отключены и соответствующие разъединители и, следовательно, отключен участок первичной коммутации, в который попадает также и разделительная гирлянда.

Таким образом, повышение напряжения на разделительной гирлянде возможно только в ограниченном числе случаев и достаточно временно. На выключателях тупиковых линий, это вообще исключено полностью.

С другой стороны, заземление средней точки разделительных гирлянд превращает каждую гирлянду в две рабочих, всегда находящихся под напряжением и, по сути, ничем не отличающихся от любых других гирлянд на подстанции. Таким образом, вместо того чтобы в открытых распределительных установках, подверженных интенсивному загрязнению, добиваться уменьшения общего числа гирлянд, мы, осуществляя заземление, увеличиваем их число на 6 на каждый масляный выключатель с разделительными гирляндами.

На некоторых подстанциях это приводит к увеличению общего числа гирлянд на 35—40%. Приведенные выше соображения дают основания считать, что заземление средних точек разделительных гирлянд делать не следует. Достаточно ограничиться установкой двойного числа изоляторов в разделительной гирлянде.

Отказ от заземления облегчит условия эксплуатации, одновременно увеличит надежность.

Следует помнить, что разделительные гирлянды трудно доступны, и работа по их чистке более трудоемка, чем гирлянд, закрепленных на опорах.

Конструктивное осуществление заземлений также сопряжено со значительными трудностями.



¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

² См. „Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС СССР“, изд. 1950 г., стр. 146.

Защита здания от влияния динамических нагрузок

На одной подстанции в торец существующего двухэтажного кирпичного здания щитового блока было пристроено здание для двух синхронных компенсаторов по 7 500 кв каждый. Пристроенное здание — кирпичное, одноэтажное, с подвалом.

В первом этаже, в машинном зале, размещены компенсаторы и приборы регулирования количества воздуха для охлаждения машин. В подвале помещены железобетонные фундаменты рамной конструкции под компенсаторы, устройства воздушного охлаждения их, устройства водяного охлаждения подшипников и электрическое оборудование выводов машин.

В процессе эксплуатации компенсаторов, в первые же дни после их пуска, выявилась большая вибрация как двухэтажного здания щитового блока и распределительного устройства 6 кв, так и установленных в них оборудования и аппаратуры, причем машины были полностью отбалансированы.

Значительная вибрация отрицательно сказалась на качестве контактов шин, показаниях электроизмерительных приборов, на продолжительности работы аккумуляторной батареи.

При восстановлении подстанции, разрушенной в период войны, была поставлена задача — уменьшить влияние

вибрации на здания и оборудование при работе синхронных компенсаторов.

Осмотром сохранившихся частей конструкций — стен, фундаментов и перекрытий — было установлено, что сопряжение стен и фундаментов здания синхронных компенсаторов со стенами щитового блока было выполнено через деформационные швы. Между железобетонным перекрытием подвала и фундаментами машин по всему периметру имелся зазор шириной 1,5 см, обрамленный угловой сталью.

Грунт от дневной поверхности и ниже представлял плотную глину с карбонатными включениями.

Для уменьшения влияния колебаний грунта при работе машин на здания была предложено в подвале машинного зала, ниже пола, между торцевой стеной и машиной, сделать диафрагму (см. рисунок). При этом диафрагма принята не в виде гладкой перегородки (в плане), а в виде ломаной, зигзагообразной.

Ломаный профиль диаграммы в плане принят из условия взаимопогашения волн, проходящих в грунте как в упругой массе (от машин в направлении здания щитового блока), встречающихся на своем пути жесткую преграду, элементы которой работают не на изгиб от влияния волны, а на растяжение и сжатие.

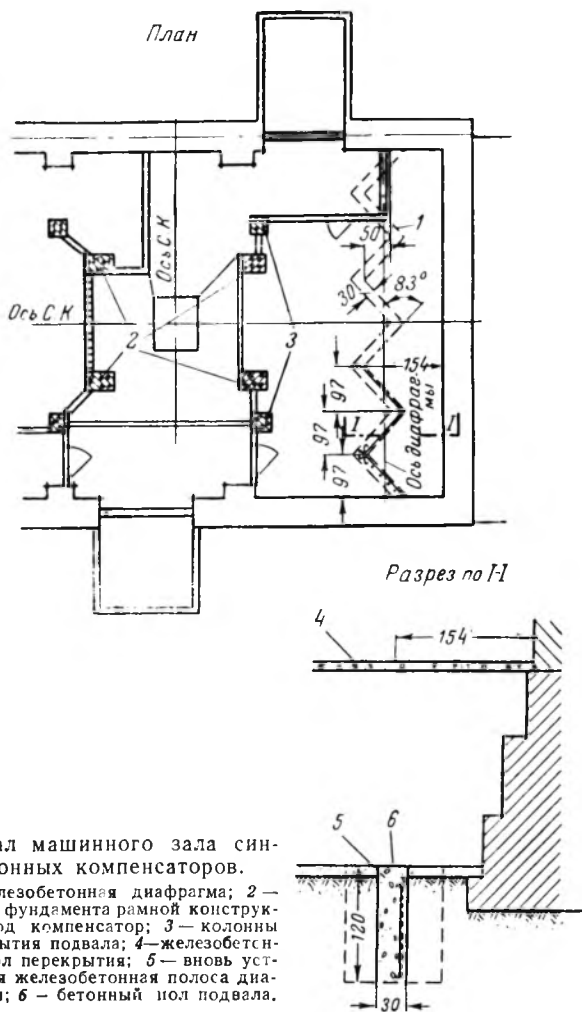
Применение прямой формы сечения диафрагмы в плане не только не уменьшило бы колебательные движения в грунте, но, служа как бы мембраной, диафрагма концентрировала бы эти колебания, увеличивая их.

Как видно из рисунка, глубина заложения подошвы диафрагмы принята на 1,2 м ниже уровня пола подвала, что соответствует уровню подошвы фундамента машин.

Конструкция диафрагмы — железобетонная.

Как показала пятилетний срок работы синхронных компенсаторов, после их восстановления, с устройством противовибрационной диафрагмы непрямолинейного профиля вибрация здания щитового блока и распределительного устройства 6 кв стала неощутимой.

Инж. С. Ф. Свищ



Установка для окраски внутренней поверхности труб

При монтаже электроустановок значительный объем работ составляет прокладка стальных (газовых) труб для проводов и кабелей. По техническим условиям внутренне поверхности этих труб должны окрашиваться асфальтовым лаком или масляной краской. Такая окраска производилась вручную путем протаскивания проволокой тампонов, окунутых в краску, или путем заполнения краской трубы, заглушенной с одного конца пробкой. При этом не обеспечивалась качественная покраска труб, и процесс покраски был трудоемок.

По предложению Ф. И. Рожкова в Челябинском управлении треста «Уралэлектромонтаж» изготовлена и внедрена установка для механизированной окраски внутренней поверхности газовых труб.

Установка представляет собой агрегат (рис. 1), смонтированный из покрасочной головки 1 со сменными переходными наконечниками 2, заливочного бака 3, шестеренчатого насоса 4 с электродвигателем, сливного бака 5, краскопровода из стальных труб и поддерживающих стоек 6.

Покрасочная головка (рис. 2) представляет собой коробку 1 размером 300 × 300 × 150 мм из листовой стали толщиной 4 мм с отъемной крышкой 2. В коробке смонтирован барабан 3, ось которого через подшипник с сальниковой набивкой выходит наружу, и на ней закрепляется рукоятка 4 для вращения барабана. В передней стенке коробки вырезано отверстие и приварен фланец со

Подвал машинного зала синхронных компенсаторов.

1 — железобетонная диафрагма; 2 — стойки фундамента рамной конструкции под компенсатор; 3 — колонны перекрытия подвала; 4 — железобетонный пол перекрытия; 5 — вновь устроенная железобетонная подошва диафрагмы; 6 — бетонный пол подвала.

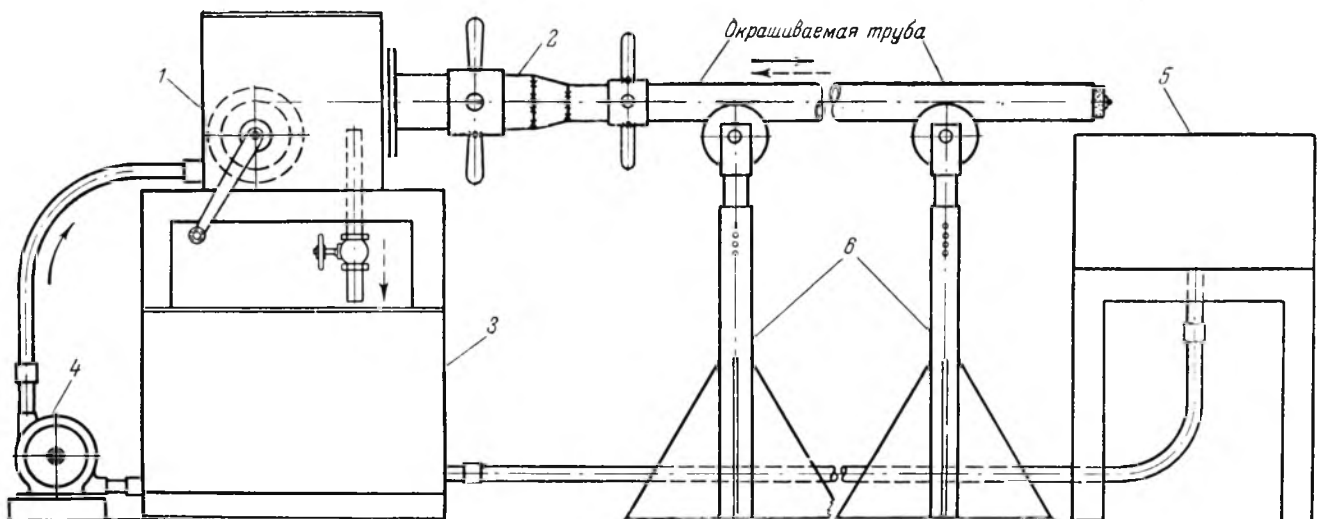


Рис. 1.

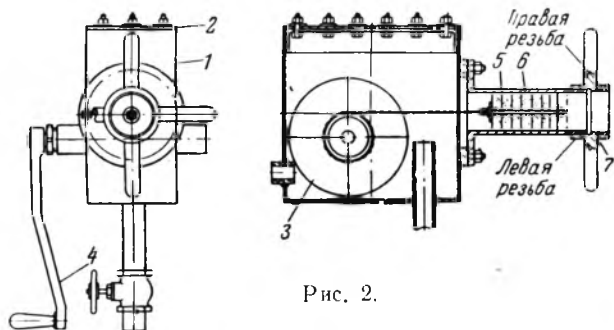


Рис. 2.

шпильками для крепления патрубка 5 переходных наконечников. В задней стенке сварена муфта для трубы, идущей от насоса к коробке.

В дно коробки сварен сливной патрубок с вентилем. К барабану крепится трос диаметром 4 мм, на свободный конец которого прикрепляется перелыбной войлочный тампон 6, состоящий из войлочных дисков диаметром, равным внутреннему диаметру окрашиваемой трубы, насаженных на металлический стержень.

Переходной наконечник состоит из патрубка, с переходом от большего диаметра к ближайшему меньшему, на конце которого нарезана левая резьба и накручена муфта 7 с левой и правой резьбой, причем один конец муфты (с левой резьбой) навинчен на переходной наконечник, а в другой конец (с правой резьбой) завинчивается окрашиваемая труба.

Процесс окраски труб на установке осуществляется следующим путем. Перед началом работы тросик накручен на барабан, а войлочный тампон находится в переходном наконечнике, вентиль сливного патрубка перекрыт, окрашиваемая труба соединена муфтой с переходным наконечником. Включением насоса краска из заливного бака подается в головку, заполнив которую, она постепенно выдавливает войлочный тампон из наконечника в трубу, полностью заполняя ее. Продвигаясь по трубе, тампон натягивает тросик, одновременно разматывая его с барабана, который вращается под действием силы натяжения тросика. Как только тампон доходит до конца окрашиваемой трубы, открывается вентиль сливного патрубка головки, давление спадает и краска из головки стекает в бак. Поворотом рукоятки барабана войлочный тампон возвращается в первоначальное положение, удаляя из трубы излишек краски, после чего поворотом муфты наконечника окрашенная труба освобождается.

Установка может применяться при покраске газовых труб диаметром от 19 до 100 мм любой длины и позволяет окрашивать гнутые трубы.

Применение описанной установки на монтаже одного прокатного цеха Металлургического завода дало 15 тыс. руб. экономии за счет повышения производительности труда и снижения расхода краски. Кроме того, значительно повысилось качество окраски и был облегчен труд рабочих.

Инж. Я. С. Миллер

Термоизоляция из асбошиферных отходов с бентонитом

Отходы асбоцементных заводов (асбошиферные отходы) широко применяют как термоизоляционный материал. Объемные веса термоизоляции, получаемой из асбошиферных отходов разных заводов колеблются от 375 до 520 кг/м³, а механическая прочность от 0,45 до 1,90 кг/см².

Такая прочность недостаточна, поэтому к асбошиферным отходам добавляют глину, известь, диатомит, гипс, цемент, бентонит. Одной из лучших добавок оказался бентонит.

Месторождения бентонитов или бентонитовых глин промышленного значения имеются в Туркменской ССР, Азербайджанской ССР (зеленая и белая «гильяби») и Грузинской ССР («аскангель»).

Бентонит в виде шлама или порошка добавлялся к асбошиферным отходам естественной влажности (70 ÷ 80%) или к предварительно подсушенным до влажности 30 ÷ 45%. Бентонитовый шлам приготовлялся путем замачивания в течение суток измельченного бентонита с четырьмя-десятью частями воды. Более жидкий шлам употреблялся только при применении подсушенных отходов. Порошок из бентонита приготовлялся путем его помола на бегунах в течение 2 час.

Во всех случаях добавка бентонита приводила к некоторому повышению объемного веса и одновременно к значительному повышению механической прочности.

При применении асбошиферных отходов Воскресенского завода с естественной влажностью добавка зеленой «гильяби» замачивалась с четырехкратным количеством воды, а при применении подсушенных отходов — с девятикратным количеством воды.

В первом случае при добавке 10% бентонита прочность возросла вдвое, объемный вес повысился только на 10% и коэффициент теплопроводности — на 13% по сравнению с показателями для асбошиферных отходов без добавок. Содержание бентонита в 30% увеличило прочность изделий в три раза при увеличении объемного веса примерно на 50%.

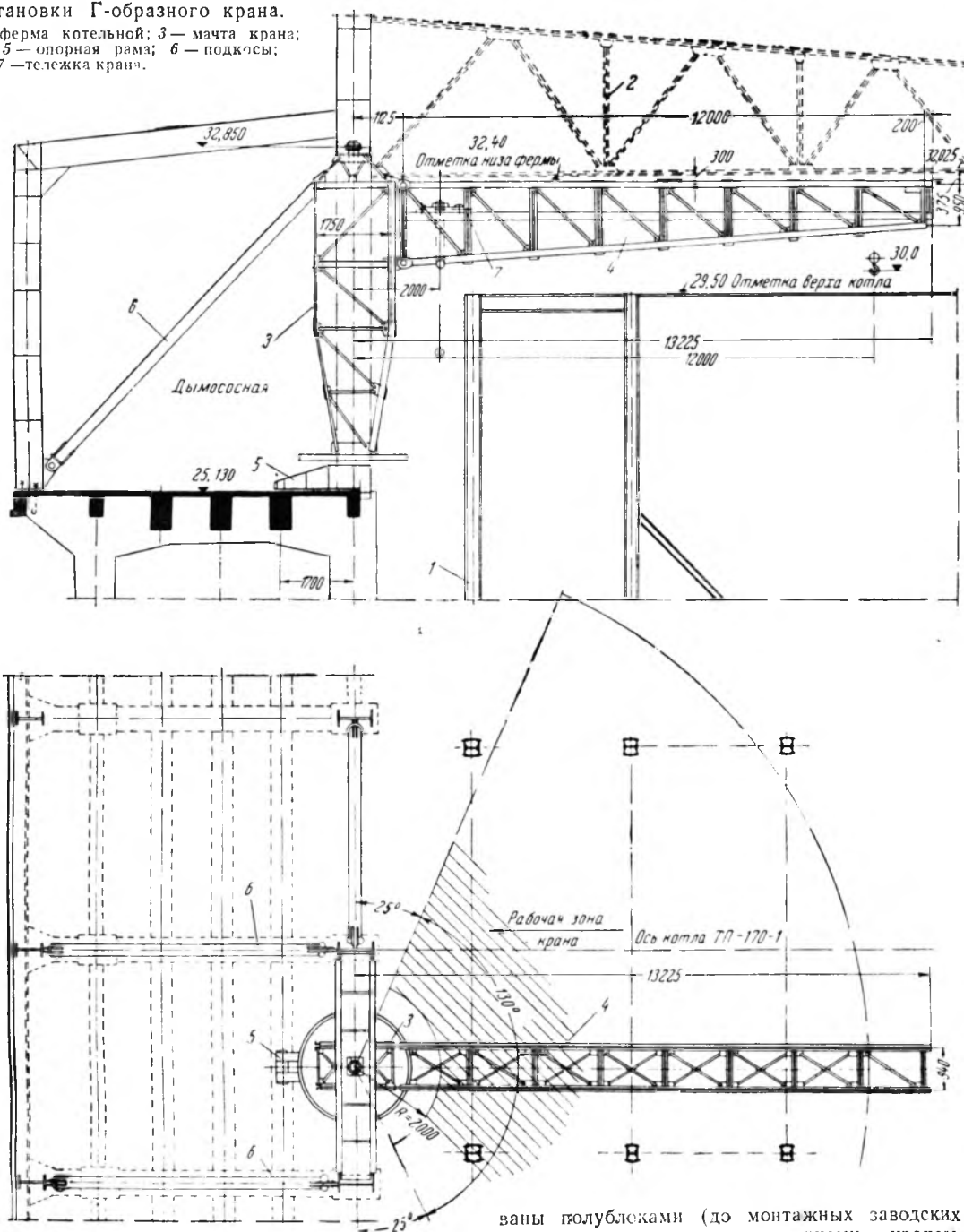
Во втором случае, т. е. при применении подсушенных отходов, результаты оказались значительно худшими как при введении бентонита в виде шлама, так и при введении бентонита в виде порошка.

Добавки белой «гильяби» и бентонита «аскангель» в виде шлама с девятикратным количеством воды производились только к подсушенным отходам Воскресенского завода, причем белая «гильяби» и «аскангель» показали лучшие результаты, чем зеленая «гильяби». При добавке 10% бентонита прочность возросла в три раза, объемный вес — на 10% и коэффициент теплопроводности — на 35%.

Приготовление массы для мастичной изоляции или для формования изделий рекомендуется производить следующим образом: за одни-два суток до применения бентонит замачивают водой и перед применением перемешивают.

Схема установки Г-образного крана.

- 1 — котел; 2 — ферма котельной; 3 — мачта крана;
4 — консоль; 5 — опорная рама; 6 — подкосы;
7 — тележка крана.



ваны полублоками (до монтажных заводских стыков) — со всеми лестницами и площадками — краном и полиспастом, запасованным за ферму котельной.

Выводы

Простота обслуживания, маневренность, возможность работы крана в жестких пространственных габаритах между котлом и фермой — особенно в последних ячейках котельной — создают неоспоримые преимущества этого крана перед обычными монтажными стрелами.

Конструктивная гибкость крана заключается в том, что, исходя из местных условий на монтаже, мачта крана может быть повышена или понижена, а консоль удлинена или укорочена в пределах требуемой грузоподъемности.

Такелажная схема с применением двух подобных кранов с фронтальной и хвостовой части котла позволяет полностью охватить монтируемый котлоагрегат.

Стоимость как самого крана, так и монтажа его значительно ниже стоимости Г-образного крана.

Консольный кран, кроме того, не требует вант, необходимых для Г-образного крана.

Инж. Н. С. Воскобойник и инж. Р. Д. Кофман

Устойчивость крана на дымососной этажерке обеспечивается тремя подкосами из груб по направлению от верхней рамы крана к нижним пятам металлических колонн дымососной. Усилия, действующие в узлах крепления подкосов в вертикальном и горизонтальном направлениях, находятся в допустимых пределах.

Следует отметить, что описанная опорная конструкция крана была применена, исходя из местных условий, так как наличие фундаментов под дымососы затрудняло применение другой опорной конструкции.

Более рациональной и универсальной опорой явилась бы конструкция типа жесткоопорного деррик-крана, устанавливаемая на перекрытии.

С помощью описанного крана были смонтированы секции воздухоподогревателя и водяной экономайзер. Блоки каркаса котла — задняя и передняя стенки хвостовой части (собранные на фундаменте котла полностью), — веса которых превышали максимальную грузоподъемность крана, были смонтированы краном совместно с полиспастами, запасованными за фермы котельной.

Блоки боковых стенок топки, не вместились полностью в помещении котельной, были собраны и смонтиро-

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Мероприятия по предотвращению взрывов торфяной пыли на электростанциях

На электростанциях наиболее опасными в отношении возникновения взрывов пыли являются помещения тракта топливоподачи и особенно бункерная галерея. При пересыпке торфа с транспортеров или выгрузке торфа из вагонов в бункеры пыль взвихривается в воздухе, а затем оседает толстым слоем на поверхностях оборудования и перекрытиях помещений.

На одной электростанции Мосэнерго были проведены опыты по определению запыленности воздуха и различных мест цеха топливоподачи и разработан ряд мероприятий по борьбе с пылением, приводящим иногда к взрывам.

Место накопления пыли фрезерного торфа	Продолжительность сыпга, час.	Изкопление пыли, г/м ³ час		Влажность пыли, %
		в течение всего сыпга	за время в боты транспортера	
У бункера котла № 18 . . . на стене котельной у стены котельной . . .	4	8,425	66,15	12,84 27,37 14,73 18,27
	5	10,472	74,8	
	5,2	14,72	104,2	
	3,5	30,0	195,7	
	6,0	21,8	155,6	
С правой стороны бункера котла № 18 около наружной стены	4,2	4,56	23,7	12,56
Над наклонным транспортером в разгрузочном сарае	4,8	0,370	2,68	12,84
Между горизонтальными транспортерами	4,7	1,008	7,25	27,37
Над отсеком бункера кускового торфа	6,1	415,64	415,64	21,92
Над магнитным сепаратором левого наклонного транспортера	3,7	—	99,7	10,75
Над отсеком бункера кускового торфа	0,1	758,6	758,6	15,76
У оттяжной станции левого горизонтального транспортера	3,2	7,21	40,2	13,46
Между горизонтальными транспортерами у приводной станции	6,0	11,04	78,8	13,62
То же	6,0	29,7	208,2	10,66

Данные по определению накопления пыли в различных местах бункерной галереи приводятся в таблице. Как видно, в отдельных пунктах имеются весьма значительные отложения пыли, доходящие до 758 г/м² час.

Запыленность воздуха в бункерной галерее характеризуется следующими данными:

	Концентрация пыли, мг/м ³
У бункера котла № 13 при загрузке кускового торфа	1 148,0
То же у котла № 14	176,0
То же у котла № 16 при загрузке фрезерного торфа	117,0
	112,0
	483,0
То же при загрузке отсева мелочи	54,0

Как видно, концентрация пыли в воздухе может достигать значительной величины ~ 1150 мг/м³. Такое скопление пыли является весьма опасным, так как при нарушениях правил эксплуатации и техники безопасности она может служить источником сильных взрывов.

Лабораторные исследования взрываемости торфяной пыли показывают, что в качестве характеристики взрывоопасности может служить интенсивность взрыва, представляющая отношение

$$N = \frac{H}{Z},$$

где N — интенсивность взрыва, кг/см²сек;
 H — давление, развиваемое при взрыве, кг/см²;
 Z — время, в течение которого происходит взрыв, сек.

Из этого отношения следует, что чем больше развиваемое давление или чем меньше время сгорания пыли, тем больше сила взрыва.

Возникновение и интенсивность взрыва торфяной пыли зависит главным образом от концентрации ее в воздухе, влажности пыли, влагосодержания окружающей среды и концентрации кислорода в воздухе.

Максимальная интенсивность взрыва наблюдается при концентрациях пыли в воздухе в пределах 1000 — 5000 г/м³. Наибольшая скорость распространения взрыва соответствует концентрации пыли, равной 1000 — 4000 г/м³. Понижение или повышение концентрации пыли за указанные пределы ведет к затуханию взрыва. Изменение характеристик взрыва при различной концентрации может быть объяснено тем, что при небольших концентрациях пыли затрудняется передача тепла от горячей частицы к невоспламененной, так как частицы отделены друг от друга значительным слоем газовоздушной среды. При больших концентрациях пыли вокруг горящих частиц образуется большое количество инертной среды (за счет горения большего количества частиц), которая также затрудняет воспламенение соседних частиц торфа.

Увеличение влажности торфяной пыли снижает интенсивность взрыва; при влажности пыли $W^p = 20\%$ взрыва не возникает. При постороннем запале пыль, доведенная до абсолютно сухого состояния, способна взорваться даже при относительно низких температурах.

Увеличение влагосодержания окружающей пыль среды приводит к затуханию взрыва. При влагосодержании воздуха, равном 280 г/кг сухого воздуха, взрыва не получается.

Увеличение содержания инертных газов (СО₂ и Н₂О) в воздухе снижает интенсивность взрыва. При концентрациях О₂ до 15—16% исключается возможность образования взрыва.

С увеличением фракций пыли интенсивность взрыва уменьшается. Пыль, состоящая из частиц более 0,15 мм, практически не взрывается.

Опыты показывают, что торф, подвергшийся обугливанью (например, при самовозгорании в штабелях), наиболее взрывоопасен.

В качестве основного мероприятия против запыления на станции было принято недопущение распространения пыли при пересыпке и разгрузке торфа. Для этого места пересыпок торфа (например, с одного транспортера на другой) были закрыты коробами, из которых производится отсос пыли вентиляторами. Перед выбросом в атмосферу отсосанный воздух проходит через жалюзийный пылеотделитель (рис. 1). Кроме того, в пунктах пересыпок поставлены душирующие установки, увлажняющие воздух водой или насыщенным паром. Такими установками пользуются периодически в случае поступления относительно сухого торфа. Во влажной среде фракции пылевого облака увлажняются (набухают), что устраняет взрывоопасность пыли.

Испытания, проведенные с целью определения эффективности работы пылеотсосной установки, показали, что

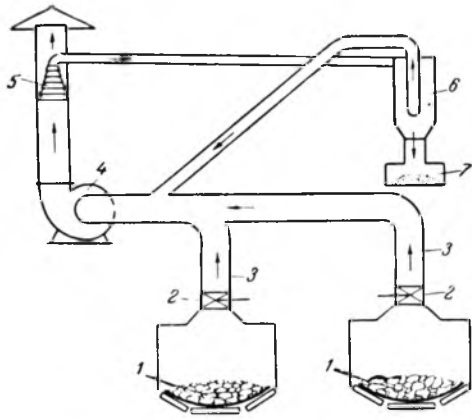


Рис. 1. Схема обеспыливающей установки в бункерной галерее.

1 — ленточный транспортер; 2 — шибер; 3 — отсосный рукав; 4 — вентилятор; 5 — жалюзийный пылеотделитель; 6 — циклон; 7 — сборник пыли.

инерционный пылеотделитель работает недостаточно удовлетворительно. Решетка его во время работы быстро забивается торфяной пылью и сопротивление пылеотделителя возрастает до 70—80 мм вод. ст. В пылеотделителе улавливание пыли происходит главным образом за счет крупных фракций, и к. п. д. сепарации составляет ~ 60%.

При работе пылеотсасывающего вентилятора и паро-обеспыливания концентрация пыли в воздухе уменьшается с 1 200 до 700—1 000 мг/м³.

Наряду с мерами, устраняющими пыление, необходимо не допускать возникновения очагов запала. Это особенно важно, когда влажность поступающего на станцию торфа падает ниже 40%.

Помимо мер, устраняющих запыленность бункерной галереи, необходим строгий контроль за концентрацией

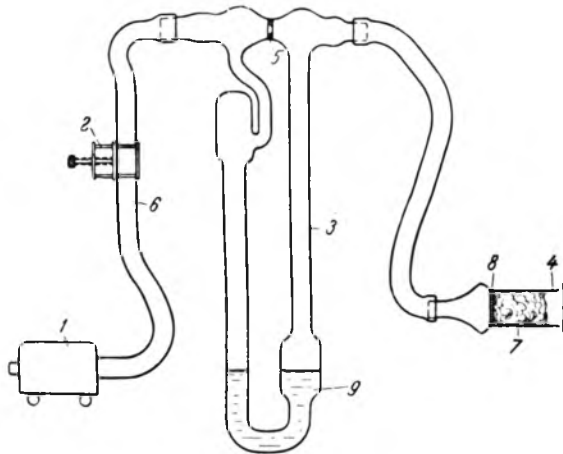


Рис. 2. Схема установки для определения концентрации пыли в воздухе.

1 — пылесос; 2 — винтовой зажим; 3 — реометр; 4 — фильтр; 5 — диафрагма; 6 — резиновый шланг; 7 — вата; 8 — металлическая сетка; 9 — керосин.

пыли в наиболее опасных местах. Запыленность воздуха должна определяться не реже одного раза в неделю. На рис. 2 приводится схема установки, с помощью которой ведется периодический анализ запыленности воздуха. Подготовка и определение концентрации пыли в воздухе производятся следующим образом.

Фильтры (алонжи) тщательно промываются и подсушиваются, затем внутрь их закладывается металлическая сетка и 2 г стеклянной или соответственно 1,5 г минеральной, или 0,5 г гигроскопической ваты. Вату следует закладывать равномерно по сечению фильтра.

При правильно заряженном фильтре сопротивление ваты должно быть не менее 60 мм вод. ст. Сопротивление фильтра проверяется при скорости, соответствующей количеству проходящего воздуха через реометр — 20 л/мин. Перед опытом фильтр продувается для удаления из него

лёгких частиц ваты, при этом количество просасываемого воздуха должно быть не менее 15 л/мин. После продувки фильтр взвешивают на аналитических весах с точностью до десятых долей миллиграмма.

Подготовив фильтры, можно приступить к определению запыленности воздуха, соединив последовательно резиновыми шлангами фильтр, реометр и пылесос.

Проба воздуха забирается со скоростью, соответствующей количеству проходящего через реометр воздуха, 15 л/мин и регулируется с помощью зажима, поставленного на шланге.

Длительность отбора проб воздуха зависит от его запыленности. При запыленном потоке (что можно видеть по увеличению сопротивления фильтра) отбор пыли длится 10—15 мин. Для малозапыленного воздуха длительность отбора должна быть не менее 30—60 мин.

После опыта фильтры протирают сухой мягкой тряпочкой и взвешивают на аналитических весах. По разности результатов взвешивания определяют количество пыли, осевшей на вате, при этом подсчет концентрации последней определяется по формуле

$$B = \frac{g \cdot 1000}{L \cdot t} \text{ мг/м}^3,$$

где g — величина привеса в фильтре, мг;

L — количество воздуха, прошедшее через фильтр при отборе проб в течение 1 мин., л;

t — время, в течение которого отбиралась пыль, мин.

Инж. А. И. Гущин, инж. В. М. Попов
и инж. А. М. Шабаров

Предотвращение взрывов в установках с шахтными мельницами

Топки с шахтными мельницами для котлов средней и большой мощности получили широкое применение, в частности, при сжигании подмосковного угля и фрезерного торфа.

Вместе с тем некоторые вопросы, зависящие целиком от проектирующих организаций, зачастую решаются неудовлетворительно. В результате удлиняются сроки освоения котлов, топки работают ненормально, иногда с опасностью для обслуживающего персонала.

Обычно плохо решаются такие вопросы, как предотвращение застревания топлива в бункерах и на топливном тракте, улавливание металлических предметов, выбор типа питателя для подачи топлива в мельницы, предотвращение пыления, взрывобезопасность работ шахт и топки.

Ниже описан опыт двух электростанций (грэс и тэц) в части уменьшения пыления и опасности взрывов в установках с шахтными мельницами.

Пыление фрезерного торфа, представляющее большую пожарную опасность, имело место на грэс вследствие того, что шахта была спроектирована и выполнена из относительно тонкой 5-мм стали и получались постоянные неплотности в стыках. После того как станция начала изготовлять шахты из 10-мм стали, пыление прекратилось.

На тэц при первых пусках было чрезвычайно большое пыление, частично из-за дефекта монтажа, но в большей мере из-за плохой конструкции, «примыкания» магнитного сепаратора к топливному стальному рукаву. После переделки места примыкания магнитного сепаратора пыление резко сократилось, но все же полностью не было ликвидировано, так как мелкая пыль выносилась через люки питателей вместе с водяными парами. Получилось это потому, что в месте ввода топлива в мельницу от самовентилиляции мельницы образовалась зона давления воздуха.

С целью уменьшения выбивания топлива внутри мельницы был установлен короб¹, приблизивший топливный рукав к зоне меньших давлений; выбивание пыли уменьшилось.

Окончательно выбивание пыли на топливном тракте прекратилось, когда было осуществлено соединение вход-

¹ По рекомендации представителей Орггрэс тт. Осиповского и Фигнера.

блюдения за холодными воронками, что и осуществлено на котле тэц. Гляделки должны быть безопасны в случае возникновения пульсации в топке.

Выводы

1. Следует считать необходимым издание руководящих указаний по проектированию установок с шахтными мельницами на основе имеющегося опыта работ топок с такими мельницами.

2. Рассмотрение и утверждение проектов должны производиться с участием представителей наладочных и научно-исследовательских организаций (ЦКТИ, ВТИ, ОргрЭС).

Инж. Д. Е. Тачин

Пробная эксплуатация радиационного пароперегревателя котлоагрегата высокого давления

Радиационная часть пароперегревателя котельного агрегата производительностью 145 т/час с давлением и температурой пара 120 ат, 500°С (рис. 1), работающего на АШ, состоит из 8 параллельно расположенных двухцветных экранов (ширм), свободно подвешенных в верхней части топки. Каждая ширма состоит из 16 U-образных труб диаметром 44,5×4,5, изготовленных из стали следующего состава: С = 0,2%, Si = 0,19%, Mn = 0,37%, S = 0,048, P = 0,043%.

Пар поступает из барабана в поверхностный парохладитель, включенный на стороне насыщенного пара и являющийся одновременно входным коллектором первой

конвективной петли. Трубы петли (рис. 2) без промежуточного коллектора переходят в ширмы II, IV, V, VII. Первая петля и четыре ширмы образуют первый ход пара в перегревателе.

Остальные четыре ширмы имеют встречное направление движения пара и соединены с ширмами первого хода пароперепускными трубами. Затем пар поступает в противоточную вторую ступень перегревателя.

Как показали измерения, произведенные в первый период работы котлоагрегата, температура топочных газов перед ширмами составляет 1300—1350°С. Подшлаковка труб происходит быстро, однако уже по истечении 5—7 дней размеры шлаковых образований стабилизируются в пределах, указанных на рис. 3, и более не увеличиваются. На рис. 3 изображена и примерная форма шлакования ширм, имеющих шаг труб 55 и 110 мм.

Обдувка перегревателя весьма несложна, но из-за повышенного перегрева пара не производится.

В период первого пуска произошли три разрыва и пять раздутий трубок ширмового перегревателя.

Повреждения происходили, как правило, во время перевода котлоагрегата на пыль. Разрывы имели пластический характер с остро оттянутыми кромками труб. На протяжении 1—2 м диаметр трубы увеличивался в пределах 3—5%.

Произведенное обследование позволило установить, что в некоторых трубах первой петли перегревателя обра-

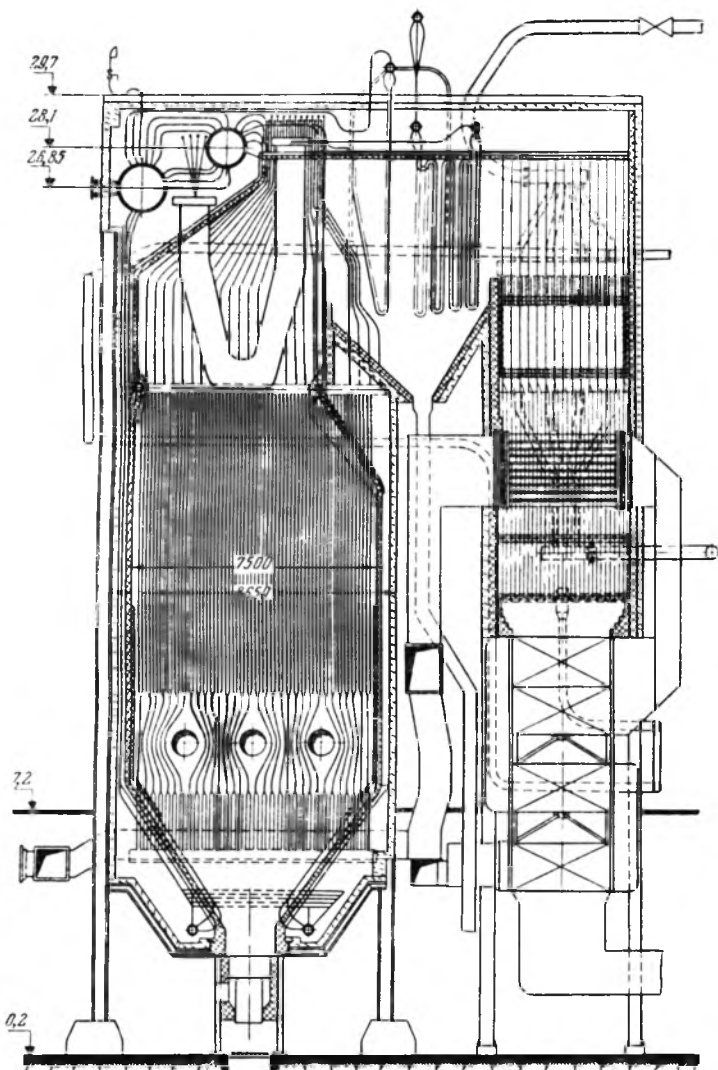


Рис. 1. Продольный разрез по котлоагрегату.

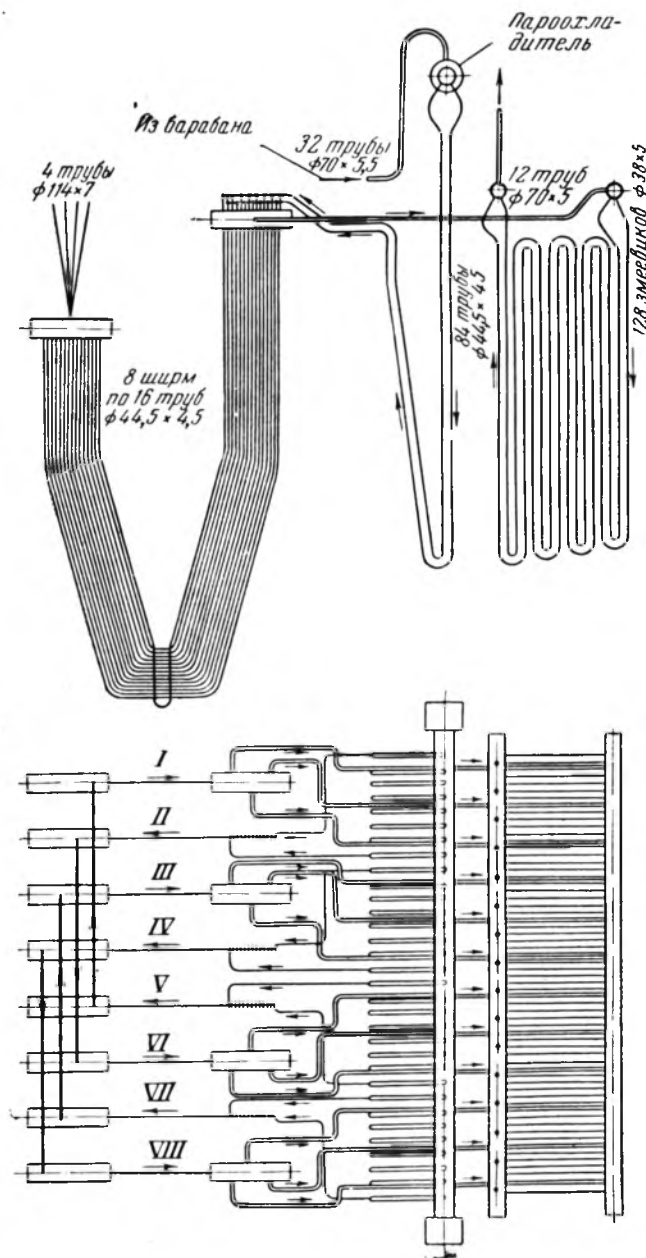


Рис. 2. Схема пароперегревателя.

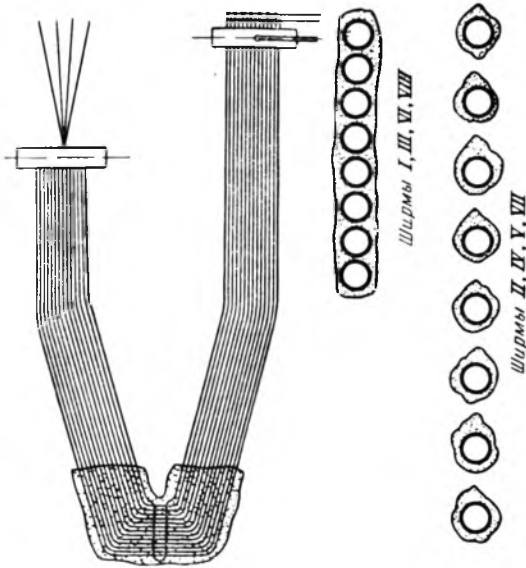


Рис. 3. Характер шлакования ширмового перегревателя.

зовывались водяные пробки, пополнявшиеся конденсатом из пароохладителя. В результате этого в соответствующих трубах ширм прекращалось движение пара и их металл перерывался.

Условиями существования пробки в одной из труб конвективной петли будет равенство (рис. 4).

$$\Delta p \leq \gamma h,$$

где Δp — сопротивление первого хода перегревателя, м вод. ст.;

γ — удельный вес воды при рабочих параметрах, кг/м³;

h — максимально возможная высота пробки, м.

В данном перегревателе при давлении 120 ат граничным значением нагрузки (критическая нагрузка) является 108 т/час.

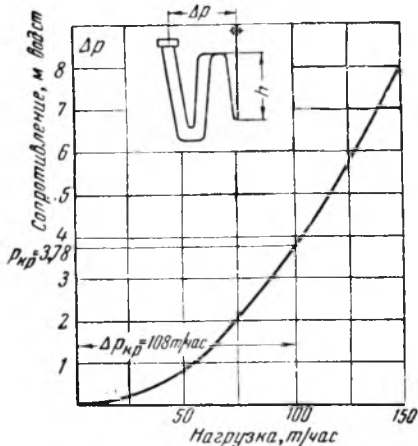


Рис. 4. Зависимость сопротивления первого хода перегревателя от производительности котлоагрегата при $p = 120$ ат.

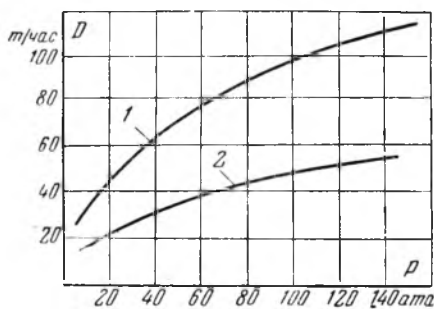


Рис. 5. Зависимость критического расхода пара от давления.

1 — до вырезки 50% первого хода; 2 — после вырезки.

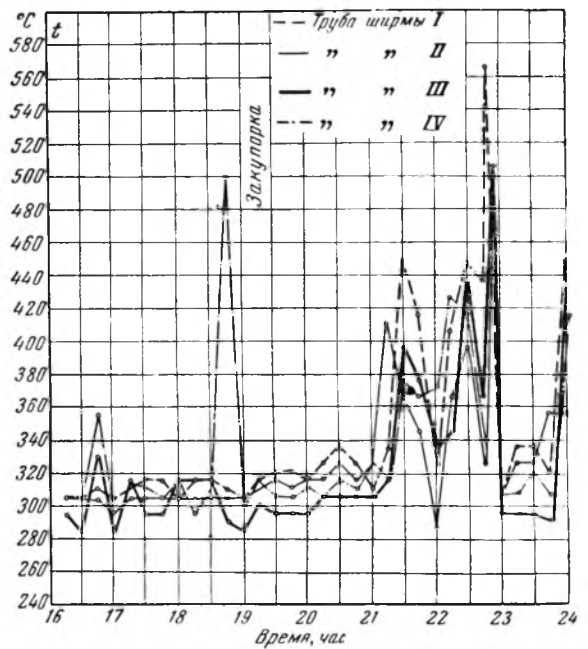


Рис. 6. Изменение температуры труб ширмового перегревателя во времени.

С понижением давления величина критической нагрузки падает, так как увеличивается удельный объем пара, а с ним и сопротивление всех элементов перегревателя (рис. 5).

При работе котла на мазуте закупорка змеевика не представляет большой опасности, поскольку температура вверху топки невысока и небольшое количество пара, образующегося в первой петле, обеспечивает достаточное охлаждение стенок труб. Повреждения происходили, очевидно, в момент, когда в районе перегревателя загоралась пыль, а общая нагрузка котлоагрегата еще не достигала критической величины.

Изложенное объяснение может быть подтверждено следующими наблюдениями.

После остановок работающего на мазуте котла отдельные трубы ширм II, IV, V, VII оказывались покрытыми слоем обожженной светложелтой золы, в то время как остальные трубы имели черный закопченный вид. Номера труб, покрытых обожженной золой, не оставались постоянными и менялись от растопки к растопке.

Все без исключения разрывы и раздутия были сосредоточены на ширмах первого хода, несмотря на то, что температура пара на втором ходе была выше.

Измерениями зарегистрированы резкие скачки температуры отдельных змеевиков (рис. 6), отнеси которые за счет колебаний режима нельзя, так как температура соседних змеевиков при этом не изменялась.

Для ликвидации повреждений в режим растопки были внесены следующие изменения:

1. Пароохладитель включался в работу только в процессе перевода котла на пыль, благодаря чему исключалась возможность сохранения водяной пробки. Ранее из-за чрезмерного перегрева растопку вели с включенным пароохладителем.

2. Перевод котла на пыль производили при пониженном давлении порядка 60—80 ат¹.

В дальнейшем были вырезаны 50% труб петли и следующих за ней ширм.

Уменьшение живого сечения перегревателя повысило его сопротивление и снизило величину критической нагрузки, благодаря чему зона неустойчивой работы сократилась. В результате повреждение труб прекратилось.

Аналогичная реконструкция была выполнена на следующем однотипном котле еще в процессе монтажа. Ни одного повреждения ширмового перегревателя на этом котле не было.

Инж. А. К. Внуков

¹ Предложено инж. Э. М. Лившиц (ОКБ).

Скоростной ремонт выключателей 110 кВ

В Ярэнерго как в 1950 г., так и в 1951 г. были проведены скоростные капитальные ремонты выключателей 110 кВ типов МКП-160 и МКП-153, продолжительностью от 12 до 17 час. (по предложению автора).

Основными факторами, обеспечивающими проведение капитального ремонта выключателя за одно отключение, являются:

- 1) оснащение мощными насосами, обеспечивающими удаление масла из баков выключателя в течение 1 часа;
- 2) одновременный ремонт всех трех фаз выключателя при расстановке ремонтного персонала по 2 чел. на фазу;
- 3) тщательная подготовка к ремонту (обеспечение запасными частями, инструментом трансформаторным маслом, обтирочным материалом, брезентом, фанерой, столом).

После тщательной проверки всех фаз ответственным лицом приступают к промывке дна бака трансформаторным маслом, затем закрывают люки и заливают баки трансформаторным маслом. Процесс заливки, так же как и выкачки масла из баков, занимает 1 час.

По окончании заливки баков маслом допускается бригада релейной службы по проверке защит первичным током для опробования привода повышенным и пониженным напряжением, отключения от защит и проверки работы АПВ.

По окончании испытания привода производится уборка рабочего места и включение выключателя.

При необходимости подсушивания трансформаторного масла это производится в общем баке, куда слито масло через фильтрпресс или центрифугой.

Для скоростного ремонта выключателя 110 кВ потребовалось: 8 монтеров, 1 бригада релейной службы и 1 бригада по профилактическим испытаниям.

№ пп	Наименование работ	Часы																	Назначение выводов	Состав бригад
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
1	Слив масла из баков выключателя одним насосом	■																	1	1 чел.
2	Разбалчивание люков	■																	0,5	2 чел. на фазу
3	Снятие экранов и гасительных камер	■																	1	То же
4	Взятие проб масла из втулок		■																0,5	" "
5	Разборка гасительных камер и чистка контактов			■															1,5	" "
6	Установка верхней части гасительной камеры				■														0,5	" "
7	Профилактические испытания втулок и тяг					■													1,5	1 бригада
8	Ремонт привода	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	6	2 чел.
9	Регулировка выключателя согласно инструкции							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	3	2 чел. на фазу
10	Сборка нижних полукamer и экранов											■	■	■	■	■	■	■	1	То же
11	Промывка баков и заливка их маслом через насос																■	■	1,5	2 чел.
12	Проверка защит первичным током и испытание привода																	■	3	1 бригада

График капитального ремонта выключателей 110 кВ типов МКП-153 и МКП-160.

Работа по капитальному ремонту проводилась по графику (см. рисунок) в следующем хронологическом порядке.

По окончании подготовки рабочего места и допуска бригады к работам включается насос по выкачке масла (завода «Красный факел» типа РЗ-30, производительностью 16,5 м³/час, с всасывающими и выбрасывающими трубами диаметром 50,8 мм); одновременно приступают к разбалчиванию люков (оставив при этом по 2—3 болта до окончания выкачки всего масла из бака). Выкачивание масла из баков занимает с переключением насоса на другие фазы выключателя 1 час.

Бригада, освободившаяся от выкачки масла, занимается ремонтом привода и работает до начала регулировки выключателя.

По окончании вскрытия люков приступают к снятию экранов и гасительных камер (2 чел. на фазу). Берется проба масла с нижней части ввода, затем разбирается гасительная камера и производится подчистка контактов (если есть подгар на них).

После тщательного осмотра фарфоровой части ввода, ее протирки и осмотра других деталей выключателя, находящихся внутри бака, приступают к установке верхней части гасительной камеры на вводы. По окончании этой установки допускается бригада по профилактическим испытаниям выключателей. Измерение тока утечки тяги выключателя производится непосредственно через люки.

При положительных результатах испытаний вводов и тяг приступают к их регулировке (центричность захода свечей, величина хода тяги, нажим контактов, переходное сопротивление контактов, сжатие крутильного буфера, зазор стопора, положение шаблона, величина хода тяги привода, одновременность на лампы). После регулировки собирается нижняя гасительная камера с последующей проверкой захода свечи в ее горловину и затем надевается экран.

Выводы

1. Капитальный ремонт выключателя 110 кВ типов МКП-160 и МКП-153 за одно отключение продолжительностью 12—17 час. вполне реален.

2. При капитальном ремонте желательно иметь резервный масляный насос.

3. Если контакты выключателя не имеют подгара и не требуется подчистки промежуточного контакта, желательно верхнюю часть гасительной камеры с вводов не снимать, а отбор проб масла из вводов производить через сифон.

4. Необходимо иметь чистую тару под трансформаторное масло по объему выключателя или же запас сухого трансформаторного масла для замены масла в выключателе.

Инж. А. В. Егоров

ОТ РЕДАКЦИИ

Скоростной ремонт выключателей проводится также и в других энергосистемах. Такой метод ремонта необходимо всемерно поощрять.

Редакция считает, что после капитального ремонта выключателей 110 кВ необходимо проверять также скорость движения траверсы.

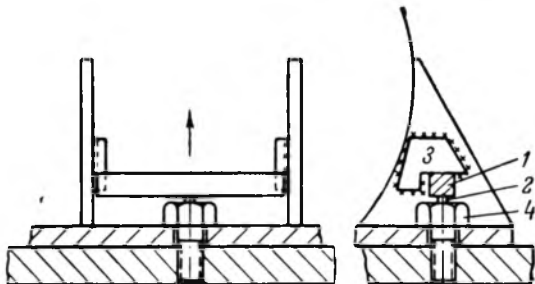
Подъем статора турбогенератора фундаментными болтами

Во время капитального ремонта необходимо было поднять корпус статора турбогенератора 10 тыс. кВт завода «Электросила» для исправления центровки и установления равномерного (воздушного) зазора между статором и ротором. Для подъема статора весом 32 т нель-

зя было использовать мостовой кран машинного зала, так как грузоподъемность его составляла 10 т.

По предложению автора для подъема статора воспользовались болтами диаметром 76 мм, которыми статор крепится в четырех местах к сварной фундаментной плите.

Приспособление (см. рисунок) состоит из бруска 1 квадратной стали сечением 75×75 мм², стального шарика 2 диаметром 28 мм, двух накладок-упоров 3, приваренных к существующим ребрам жесткости корпуса статора. В бруске 1 и в центре головки болта 4 сделаны гнезда под стальной шарик 2, который обеспечивает центральное приложение силы от веса статора.



Подъем статора производился путем равномерного вывинчивания болтов 4 с обеих сторон корпуса статора.

Приспособление может быть изготовлено на месте. При невозможности использования крана или при отсутствии крана в машинном зале это приспособление дает возможность поднять статор на небольшую высоту.

Инж. К. И. Коротков

ОТ РЕДАКЦИИ

Подъем статора при помощи приспособления, предложенного К. И. Коротковым, может быть допущен для турбогенераторов малой и средней мощности на небольшую высоту. Сварочные швы должны быть рассчитаны, а сварка выполнена квалифицированным сварщиком. Размеры бруска и напряжения в болтах должны быть в каждом случае также проверены расчетом.

Из опыта регенерации трансформаторного масла

В сетевом районе Мосэнерго около 18% всего количества масла, залитого в трансформаторы, имело кислую реакцию водной вытяжки и, таким образом, не соответствовало нормам «Правил технической эксплуатации» на эксплуатационное трансформаторное масло.

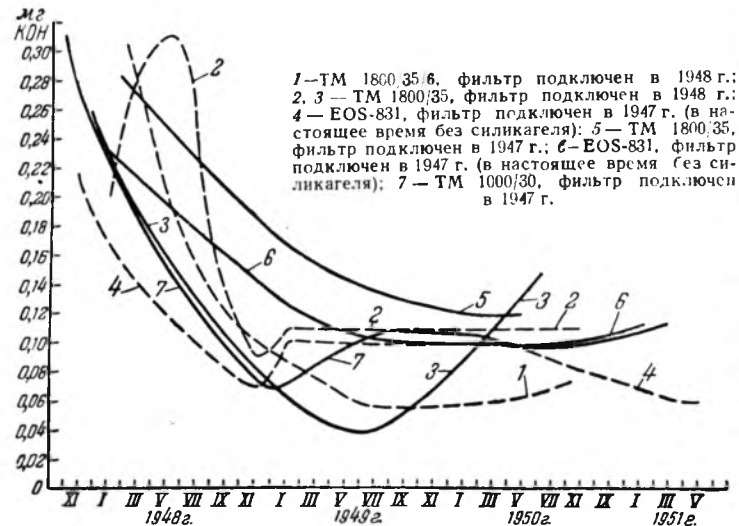


Рис. 1. Зависимость изменения кислотного числа трансформаторного масла до и после подключения термосифонных фильтров в разных трансформаторах (данные за 4 года).

Опыт восстановления таких масел показал, что наиболее простыми и эффективными методами, допускающими возможность регенерации масла без слива его из трансформаторов и под напряжением, являются разработанные Орггрэс два метода с применением термосифонов и адсорберов. Эти методы и были широко использованы в сетевом районе.

Положительные результаты применения термосифонных фильтров ясно видны из рис. 1, на котором семь кривых характеризуют работу термосифонных фильтров по восстановлению кислого масла.

Приведенные данные, являющиеся результатом четырехлетнего опыта, подтверждают целесообразность подключения термосифонных фильтров не только с целью профилактики, но и для восстановления сильноокислившихся масел. Наблюдалось, что с приведением масла до нормы на свежее из него исчезают выпавшие продукты старения. Так, например, в 1947 г. к силовому трансформатору ТМ 1000/30, у которого масло имело очень кислую реакцию, был подключен термосифонный фильтр. До включения фильтра кислотное число было 0,31 мг КОН и масло имело осадок в большом количестве. Когда в этом трансформаторе масло посредством термосифонного фильтра было восстановлено до нейтральной реакции и кислотного числа 0,07 мг КОН, осадка не стало. В январе 1951 г. произошла авария этого трансформатора от виткового замыкания обмотки 30 кв. При вскрытии не было обнаружено ни на обмотках, ни на сердечнике, ни на стенках кожуха даже следов осадка (кривая 7).

Кроме того, во всех этих трансформаторах до подключения термосифонных фильтров масло имело цвет по шкале Оствальда от 4 до 6. После подключения термосифонных фильтров цвет масла значительно улучшился и стал соответствовать по шкале 3—4. Реакция масел стала нейтральной, а кислотные числа резко уменьшились.

Если вследствие технических затруднений к силовому трансформатору независимо от его мощности нельзя подключить термосифонный фильтр, то в таких случаях регенерация масла осуществляется посредством передвижного адсорбера с принудительной циркуляцией масла. При этом методе регенерации масла под напряжением необходимо уделять особое внимание технике безопасности. Все маслопроводы должны быть жестко закреплены.

Адсорбер заполняется сухим свежим маслом с пробивным напряжением 40—45 кв для поддержания уровня масла в расширителе. На время регенерации действие газовой защиты на отключение снимается. По окончании регенерации газовая защита включается через 72 часа (см. инструкцию и правила безопасности ЭБ-11). Дежурный персонал неотлучно ведет наблюдение за процессом регенерации. Через каждые полчаса проверяется температура масла в подогревателе, в адсорбере и в трансформаторе. Первая проба для анализа отбирается через один

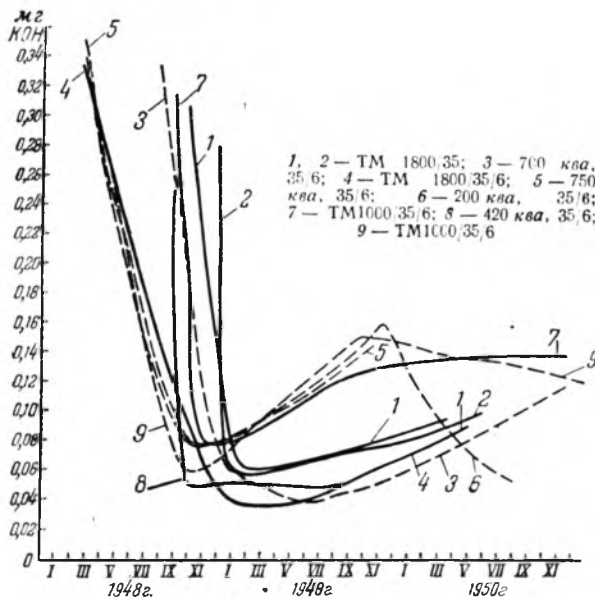


Рис. 2. Зависимость изменения кислотного числа трансформаторного масла после регенерации передвижным адсорбером в разных трансформаторах (данные за 3 года).

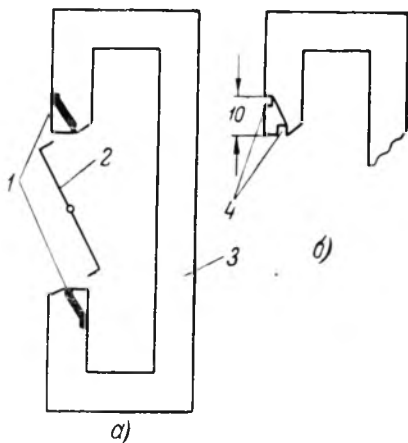


Рис. 2. Расположение короткозамкнутых витков на магнитопроводе серии ЭН-524 (а) и расположение пазов для укладки короткозамкнутого витка на концах магнитопровода (б).

1 — короткозамкнутые витки сечением 2,5 мм²; 2 — якорь реле; 3 — сталь магнитопровода реле; 4 — пазы 2,5×2,5 мм.

Работниками лаборатории местной службы РЗАИ была выполнена модернизация, реле ЭН-524, работающих в схемах АВР, позволившая практически устранить вибрацию контактов реле. Для этого в полюсы магнитопровода с обеих сторон встроены короткозамкнутые витки, чем достигнуто значительное уменьшение вибрации (рис. 2).

Инж. О. Н. Барбашинов и инж. А. М. Попов

ОТ РЕДАКЦИИ

От четкой и правильной работы реле напряжений зависит успешность действия самых различных устройств релейной защиты и автоматики. Поэтому Министерству электропромышленности необходимо обеспечить выпуск реле напряжений, у которых отсутствует вибрация якоря.

Испытания трубчатых разрядников

Значительное количество эксплуатируемых трубчатых разрядников находится в работе 10—15 лет, вследствие чего случаи повреждения и неправильной их работы происходят довольно часто. Разрядники повреждаются из-за перекрытия их по поверхности или вследствие разрыва трубки. Особенно часты случаи разрыва разрядников, имеющих составные фибровые трубочки. Так, в одном сетевом районе в 1949 г. из пяти случаев разрыва трубчатых разрядников типа РТ $\frac{110}{1,2-7}$ все произошли с разрядниками, имевшими составные фибровые трубочки.

С целью более строгого контроля за состоянием трубчатых разрядников в сетевом районе, начиная с 1948 г., кроме ревизии, перелакировки и механических испытаний, проводятся также и электрические испытания всех разрядников перед установкой их на грозовой сезон.

После проверки качества лакировки осмотром производится оценка состояния всей фибро-бакелитовой части разрядника измерением «тока утечки» на выпрямленном напряжении и качества лакового покрова — испытанием повышенным напряжением переменного тока. Нормы допустимого «тока утечки» и величины испытательного напряжения переменного тока для разрядников 110 и 35 кВ приняты:

а) при подаче на разрядник выпрямленного напряжения 30 кВ макс «ток утечки» не должен превышать 3 мкА; время приложения напряжения $1 \div 2$ мин.;

б) испытание разрядника повышенным напряжением промышленной частоты производится по участкам (величина испытательного напряжения 40 кВ эфф на 100 мм

длины); время приложения напряжения 5 мин.; при этом совершенно должен отсутствовать нагрев разрядника.

Нормы отбраковки разрядников по величине «тока утечки» и испытанию повышенным переменным напряжением приняты на основании анализа большого количества испытаний, произведшихся на протяжении последних трех лет (табл. 1).

Таблица 1

Год испытания	Номинальное напряжение разрядников, кВ	Общее количество испытанных разрядников	Количество разрядников с величиной «тока утечки» при 30 кВ, мкА				Забрановано испытанием 40 кВ эфф на 100 мм покрытия	Марка применяемого лака
			0	0+3	3-6	свыше 6		
1948	110	520	413	93	5	9	ШПримал Ф-329	
	35	206	187	15	3	1		
1949	110	375	374	0	0	1	То же	
	35	428	427	0	0	1		
1950	110	340	339	0	1	0	Перхлорвиниловая эмаль ПХВ-26	
	35	412	374	37	0	1		

Отбракованные по «току утечки» трубчатые разрядники были подвергнуты более тщательному исследованию. По внешнему осмотру фибро-бакелитовой части и механическим испытаниям они были признаны годными к эксплуатации. Программа исследования включала:

а) измерение сопротивления изоляции мегомметром 1000 в между наконечниками;

б) снятие зависимости «тока утечки» от приложенного выпрямленного напряжения до 70 кВ макс включительно;

в) испытание повышенным напряжением промышленной частоты величиной 40 кВ эфф на 100 мм длины разрядника в течение 5 мин.;

г) полная разборка и тщательный осмотр после производства всех испытаний.

Для сравнения полученных результатов была испытана партия разрядников, имевших удовлетворительные данные по измерениям «тока утечки». Результаты показаны в табл. 2 и на рис. 1.

После испытаний три наиболее характерных образца были разобраны и тщательно осмотрены, причем было обнаружено:

Разрядник № 2 — по всей длине фибровой трубки имел узкую, сквозную, продольную трещину. В месте соприкосновения фибровой вставки с бакелитовой трубкой по всей окружности имеется сильное обугливание внутренней поверхности бакелита.

Разрядник № 9 — со стороны открытого конца на расстоянии $\frac{1}{4}$ своей длины имел по наружной и внутренней поверхностям бакелитовой трубки следы перекрытия (обугливания). Явной сквозной трещины не обнаружено.

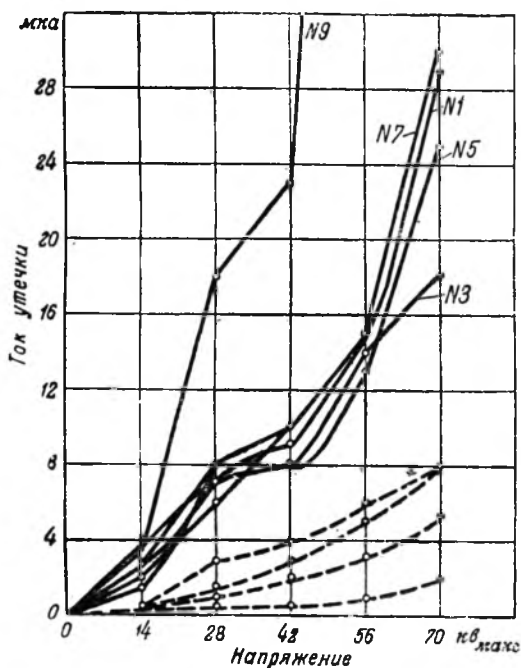
Разрядник № 10 — фибровая вставка выполнена заводом из четырех трубочек встык. Через щели стыков в неплотности между бакелитовой и фибровой трубками при срабатывании разрядника задуло раскаленные газы с частицами металла от электрода. Бакелитовая трубка в месте соприкосновения с фибровой сильно выгорела по всей длине.

Данные табл. 2 и кривые (рисунок) показывают, что электрическими испытаниями выявляется значительное количество разрядников, которые в условиях эксплуатации могут привести к неправильной их работе, а также, что описанной методикой испытаний выявляются два вида имеющихся в разрядниках дефектов, а именно:

1) сравнительно большой «ток утечки» и нагрев по поверхности, являющийся признаком плохого лакового покрова, что может в условиях эксплуатации привести к поверхностному перекрытию разрядника;

2) большой «ток утечки» (более 6 мкА) при напряжении 30 кВ макс и пробой разрядника при напряжениях значительно ниже сухоразрядных, указывают на существенную непригодность разрядника к эксплуатации.

№ по пор.	Тип разрядника	Сопротивле- ние изоляции мегаомметр 1000 в, МОМ	„Ток утечки“, мка, при напряжении, кв макс					Результаты испытания напряже- нием 40 квэфф на 100 мм лако- вого покрытия	Результаты испытания напряжением 80 квэфф между наконечниками
			14	28	42	56	70		
1	PT ₁ $\frac{110}{1,2-7}$	∞	2	7	10	16	29	Выдержал, слабый нагрев То же	Выдержал Пробой при 15 кв Выдержал
2		700	440	1 750	6 600	—	—		
3		∞	2	8	9	13	18	Выдержал, сильный на- грев	.
4		∞	2,5	8	10	15	27		
5		∞	2,5	7	8	13	25	Выдержал, слабый нагрев То же	.
6		∞	3,5	8	9	13	25		
7	PT $\frac{110}{2-10}$	500	3,5	7	10	15	30	Выдержал, сильный на- грев	.
8		∞	2,5	8	8	13	18		
9	C-1 PT $\frac{35}{0,8-5}$	∞	3,5	18	23	62	19,0	Выдержал, слабый нагрев То же	Пробой при 70 кв
10	∞	2,5	9	47	—	—	Выдержал, нагрева нет		



Зависимость „тока утечки“ от приложенного напряжения $I_{ут} f = (U)$ для трубчатых разрядников типа PT 35 110 кв.

Сплошные линии — дефектные разрядники;
пунктирные — нормальные разрядники.

В результате применения указанной методики испытания перекрытия разрядников в районе, начиная с 1948 г., прекратились.

Выводы

1. Трубчатые разрядники, имеющие составные фибровые трубки, являются дефектными. При срабатывании таких разрядников происходит задувание газов с мелкой металлической пылью в неплотности между фиброй и бакелитом; внутренняя поверхность бакелитовой трубки сбугливается, и разрядник разрушается. Поэтому разрядники, имеющие указанный дефект, должны отбраковываться.

2. Измерения сопротивления изоляции трубки мегомметром 2500 в по Бродянскому и Рожавскому¹ недостаточно, так как оно не выявляет всех дефектов этих разрядников.

¹ Э. З. Бродянский и С. М. Рожавский, „Электрические станции“, № 5, 1950, стр. 56.

3. Помимо тщательного ремонта и отбраковки фибробакелитовых трубчатых разрядников по результатам внешнего осмотра, измерений и механических испытаний, обязательно должны проводиться и электрические испытания.

4. Методика электрических испытаний для разрядников 110—35 кв должна включать:

а) измерение «тока утечки» на выпрямленном напряжении 30 кв макс, причем «ток утечки» не должен превышать 3 мка;

б) испытание наружного лакового покрытия напряжением промышленной частоты 40 квэфф на 100 мм длины в течение 5 мин.; при этом совершенно должен отсутствовать нагрев разрядника;

в) определение сухоразрядного напряжения путем подъема напряжения промышленной частоты с нуля до сухоразрядного, причем величины сухоразрядных напряжений для разрядников различных типов не должны отличаться от заводских испытаний более чем на 20—25%*.

Инж. В. А. Солодюк и инж. М. Г. Соловьев

Автоматический контроль исправности цепей трансформаторов напряжения

Трудность контроля исправности цепей разомкнутого треугольника трансформаторов напряжения, как известно, заключается в том, что в нормальных условиях напряжение нулевой последовательности равно нулю.

Широко распространенная схема автоматического контроля¹ довольно громоздка и не реагирует на обрыв одного из проводов напряжения нулевой последовательности, а также на короткое замыкание на землю одного из проводов. Однако такие повреждения могут иметь место и ведут к отказу в действии направленных защит от замыканий на землю.

Ниже описывается разработанная автором схема автоматического контроля исправности цепей напряжения нулевой последовательности, свободная от указанных недостатков.

Как видно из рисунка, каждая обмотка специального реле контроля в нормальном режиме находится под фазным напряжением и реле под влиянием суммарного момента держит контакт разомкнутым.

При обрыве цепи напряжения нулевой последовательности одна из обмоток реле контроля оказывается включенной на фазное напряжение, последовательно с нагрузкой, и реле замыкает контакт на сигнал.

* См. Е. С. Гройс, Устройства защиты от перенапряжений и их эксплуатация, М.-Л., Госэнергоиздат, 1946, стр. 71—73.

¹ Сборник „Релейная защита и системная автоматика“, Мосэнерго, 1946 г.

При замыкании на землю любого провода одна из обмоток реле оказывается зашунтированной коротким замыканием через землю, и реле замыкает контакт.

Указанная схема была опробована в реальных условиях на одной подстанции, где трансформаторы напряжения, соединенные в открытый треугольник, имеют фазное

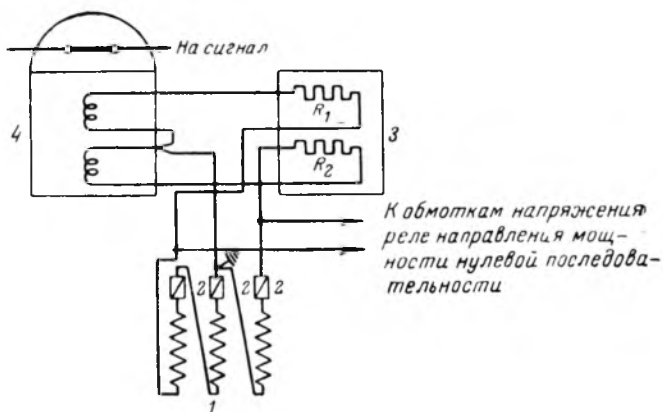


Схема автоматического контроля цепей разомкнутого треугольника трансформаторов напряжения.

1 — разомкнутые обмотки трансформаторов; 2 — предохранители 6 а; 3 — вспомогательное устройство; 4 — реле контроля (контакты показаны в положении, соответствующем обесточенному реле).

напряжение 100 в и максимальная возможная нагрузка на них — семь реле типа ИМ-148.

Для схемы было изготовлено специальное реле, которое представляет собой реле минимального напряжения с двумя одинаковыми обмотками, включенными последовательно с добавочными сопротивлениями. Каждая обмотка реле контроля состоит из двух секций по 80 витков; провод ПЭ/0,45 мм². Последовательно с обмотками реле включены добавочные сопротивления R_1 и R_2 по 490 ом. Общее сопротивление обмотки реле и добавочного сопротивления около 500 ом.

Реле имеет уставки 50, 75 и 100 в и отрегулировано так, что замыкает контакты при напряжении на одной обмотке 100 в и снижении напряжения на второй обмотке до величины уставки.

Потребляемая мощность устройства контроля составляет:

$$P = \frac{2U_{\phi}^2}{z_{\text{реле}}} = \frac{2 \cdot 100^2}{500} = 40 \text{ ватт.}$$

При испытании в эксплуатационных условиях реле показало четкую работу при обрыве фазы и при коротком замыкании фазы на землю через переходное сопротивление $R_{\text{пер}} \leq 24$ ом.

Реле контроля, изготовленное с приведенными параметрами, можно рекомендовать для всех подстанций, где

оно может пройти по чувствительности. Проверка реле по чувствительности должна производиться, исходя из максимальной возможной нагрузки на открытый треугольник, по остаточному напряжению на одной обмотке реле при обрыве одного провода открытого треугольника, по формуле

$$U_{\text{р.ост}} = \frac{\dot{U}_{\phi} \cdot z_{\text{реле}}}{z_{\text{эquiv.нагр}} + z_{\text{реле}}},$$

где $U_{\text{р.ост}}$ — остаточное напряжение на одной обмотке реле;

$z_{\text{эquiv.нагр}}$ — наименьшее возможное сопротивление нагрузки на открытый треугольник;

$z_{\text{реле}}$ — сопротивление одной обмотки реле.

Для случая нагрузки в виде семи реле ИМ-148, приняв сопротивление каждого из них $z_{\text{ИМ}} = 700 e^{-j30^\circ}$, получим:

$$U_{\text{р.ост}} = \frac{100 \cdot 500}{\frac{700}{7} e^{-j30^\circ} + 500} = 85 e^{-j5^\circ} \text{ в.}$$

Образование угла между напряжениями на обмотках реле лишь незначительно улучшает чувствительность реле, что видно из следующего.

Если на одной обмотке $\dot{U}_1 = 100 e^{-j6^\circ}$, на другой $\dot{U}_2 = 85 e^{-j5^\circ}$, то суммарный магнитный поток будет пропорционален

$$\dot{U} = \dot{U}_1 + \dot{U}_2 = U_1 + U_2 \cos \alpha + j U_2 \sin \alpha,$$

где α — угол между \dot{U}_1 и \dot{U}_2 ,

и в рассмотренном случае

$$\dot{U} = 100 + 85 \cdot 0,992 - j \cdot 85 \cdot 0,0877 = 184,4 e^{-j2,6^\circ}.$$

Таким образом, угол в 5° между напряжениями на обмотках реле равносильно уменьшению остаточного напряжения всего на 0,6 в и им в расчетах можно пренебречь.

Автоматический контроль цепей открытого треугольника, выполненный по этой схеме, имеет еще одно существенное эксплуатационное преимущество. Обычно для фазировки реле защит от замыканий на землю производится исключение одной фазы в открытом треугольнике трансформаторов напряжения. Этим подается напряжение нулевой последовательности на все элементы, присоединенные к одному трансформатору напряжения, что может привести к неправильной работе защиты, если во время фазировки произойдет короткое замыкание в сети.

При выполнении цепей открытого треугольника по предложенной схеме для фазировки реле направления защит от замыканий на землю достаточно один конец обмотки напряжения реле отсоединит от зажимов и замкнуть на землю. При этом подается напряжение только на фазуемое реле.

Инж. И. В. Голков



Новые контакторы для соленоидных приводов выключателей

До последнего времени для дистанционного включения соленоидных приводов высоковольтных выключателей применялись контакторы с втягивающими катушками напряжения.

Внедрение автоматического повторного включения и контроля исправности цепи включения потребовало изменений условий работы контактора так, чтобы его втягивающая катушка работала не только как катушка напряжения, но и как токовая катушка (рис. 1). При включении соленоида *СВ* привода от ключа уравнивания *КУ*

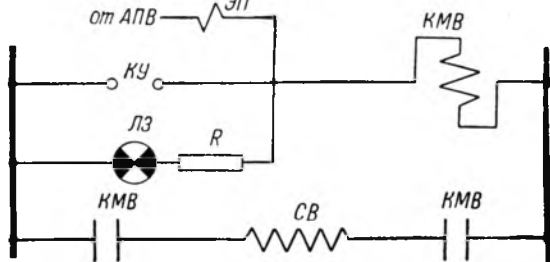


Рис. 1.

втягивающая катушка контактора *КМВ* подключается на полное напряжение и, следовательно, работает как катушка напряжения. При включении от *АПВ* катушка включается последовательно с токовой обмоткой выходного реле *АПВ* — реле *ЭП* и, следовательно, работает как токовая, так как должна быть обеспечена определенная величина тока, необходимая как для надежной работы выходного реле *АПВ*, так и для надежного срабатывания контактора.

Контроль исправности цепи включения осуществляется через лампу *ЛЗ* и сопротивление *R*. При этом контактор должен обеспечивать надежное отпадание якоря при протекании определенного тока через его втягивающую катушку.

Применение обычных контакторов для работы в таких схемах не обеспечивает возможности регулировки тока втягивания и тока отпадания. На проходившей в октябре 1950 г. Всесоюзной научно-технической сессии по релейной защите были установлены следующие основные требования к новым контакторам такого назначения:

1. Для возможности осуществления двухполюсного отключения контактор должен иметь два самостоятельных нормально-открытых (*НО*) контакта.
2. Контактор должен надежно включать и отключать токи цепи включающих соленоидов наиболее мощных приводов.
3. Контактор должен обеспечивать трехкратное включение и отключение указанной нагрузки с интервалами в 5 сек.
4. Катушки контакторов должны изготавливаться для работы от сети напряжением 110 и 220 в постоянного тока, при этом номинальный ток катушки должен быть 2 а.
5. Контактор должен обеспечивать надежное включение при снижении напряжения до 65% от номинального.
6. Величина тока втягивающей катушки, при котором происходит отключение контактора, не должна быть меньше 0,3 а для напряжения 110 в и 0,15 а для 220 в.

Во исполнение поставленной на сессии задачи электроаппаратным заводом разработана конструкция специального контактора *КМВ-521* (рис. 2), который удовлетворяет предъявленным требованиям. В основу нового контактора, положена конструкция двухполюсных контакторов серии *КТП-500*.

На основной скобе магнитопровода *1* собираются все узлы и детали. Эта скоба имеет П-образную форму и своими основаниями опирается на плиту или рейку, к ко-

торым крепится четырьмя шпилечными винтами *2*. В прямоугольное отверстие скобы вставляется якорь Г-образной формы *3*, вращающийся на острие призмы — крае прямоугольного отверстия в скобе. С боков якоря имеет прорезы, которые ограничивают его перемещение вдоль острия призмы. Для предотвращения отхода якоря от острия призмы предусмотрена упорная скоба *4*. Хвостовик

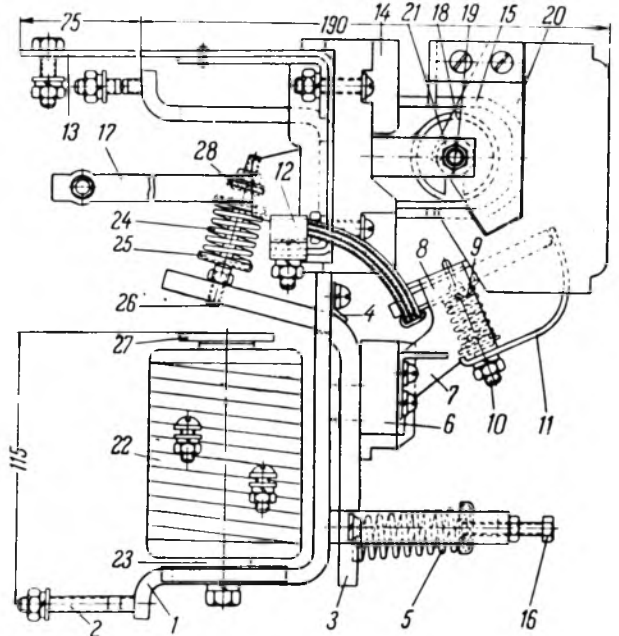


Рис. 2.

якоря при отключенной втягивающей катушке прижимается к основной скобе с помощью отжимной пружины *5*, которая одновременно служит для регулировки тока втягивания контактора. На якоре укреплен пластмассовая колодка *6*, к которой привинчиваются два штампованных кронштейна *7*. Эти кронштейны служат держателями плоских подвижных контактов *8*, выполненных из полосовой меди. Такое крепление обеспечивает надежную изоляцию подвижных контактов друг от друга и от корпуса.

Вращение подвижных контактов, так же как и якоря, осуществлено на призмах.

Контактная пружина *9* легко устанавливается и нажатие ее регулируется фасонным штифтом *10*, под который можно подкладывать шайбы. Для облегчения встройки контактной пружины в кронштейн *7* предусмотрен специальный прорез, по которому ходит фасонный штифт. Фиксация положения штифта производится рогом подвижного контакта *11*. К подвижному контакту крепится зажим гибкого токопровода *12*, который соединен с плоским шинным выводом *13*.

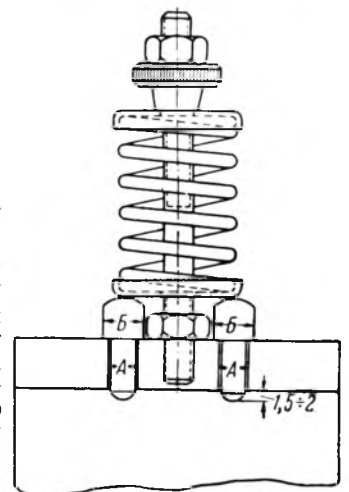


Рис. 3.

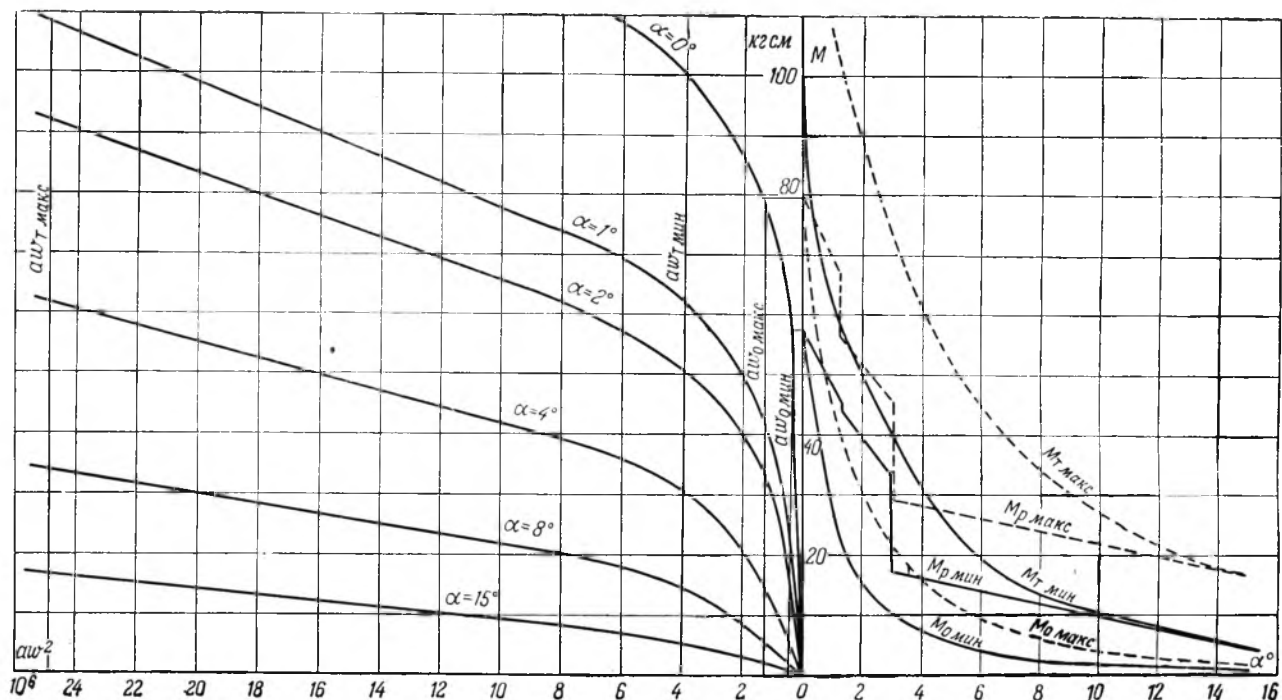


Рис. 4.

К основной скобе магнитопровода 1 крепится пластмассовое основание 14, несущее на себе неподвижные контакты и дугогасительные устройства. Неподвижный контакт 15, выполненный из полосовой меди, одновременно является дугогасительным рогом. Крепление неподвижного контакта к пластмассовому основанию осуществляется винтами. Этими же винтами крепится конец дугогасительной катушки, второй конец дугогасительной катушки является одновременно шинным выводом неподвижного контакта 17.

Дугогасительная катушка 18 надевается на рог неподвижного контакта 15 и с помощью винта 19 дугогасительные щеки 20 прижимаются к сердечнику 21, расположенному внутри дугогасительной катушки. Втягивающая катушка 22 наматывается на изолированную тонкостенную стальную гильзу 23.

В верхней части якоря размещена пружина 24 с помощью которой осуществляется регулировка тока отпуска. Нижняя часть этой пружины опирается на чашечку 25, которая передает давление на два латунных штифта 26, свободно перемещающихся в отверстиях А якоря 3 (рис. 3). При отключенном контакторе концы штифтов 26 выступают за нижнюю плоскость якоря на 1,5—2 мм и давление пружины передается на буртики штифтов Б. При включении контактора якорь притягивается, штифты отжимаются и давление пружины 24 передается на сердечник 27, что приводит к увеличению противодействующего момента при замкнутом магнитопроводе. Меняя натяжение верхней пружины 24 с помощью гайки 28, можно регулировать величину противодействующего момента в замкнутом состоянии контактора и, таким образом, регулировать величину ампервитков, а следовательно, и тока отпадания якоря.

Изменение величины тока втягивания контактора осуществляется винтом 16, с помощью которого меняется встроенная длина отжимной пружины 5, а следовательно, и величина противодействующего момента в разомкнутом состоянии контактора.

На рис. 4 в правой части приведены диаграммы результирующих противодействующих моментов контактора КМВ-521 для случая, когда обе пружины ослаблены ($M_{р. мин}$), и для случая, когда обе пружины максимально сжаты ($M_{р. макс}$), и соответствующие каждой из характеристик противодействующих моментов — электромагнит-

ные моменты трогания ($M_{т. мин}$; $M_{т. макс}$) и отпадания ($M_{о. мин}$; $M_{о. макс}$).

В левой части этого рисунка приведены характеристики электромагнитных моментов в функции квадрата ампервитков для различных зазоров между якорем и сердечником. Вертикальными линиями нанесены предельные значения ампервитков втягивания и ампервитков отпадания при различных натяжениях верхней и нижней пружин.

Как указывалось выше, обычно при сборке контакторов ампервитки отпадания (а следовательно, и ток отпуска) сильно колеблются в зависимости от условий сборки зазоров в цепи магнитопровода и др. Введение регулировочной пружины, как это видно из кривых рис. 4, позволяет путем изменения натяжения пружины компенсировать неизбежные в производстве отклонения и получить стабильность ампервитков отпадания якоря контактора.

Силовая цепь контактора рассчитана для работы в сети с напряжением до 220 в постоянного тока. Номинальный ток контактора 50 а. Контактор обеспечивает трехкратное включение и отключение с интервалом 5 сек. четырехкратного тока по отношению к номинальному при индуктивной нагрузке.

Испытание коммутационной способности контактора при отключении наиболее тяжелого привода ПС-30 с обмоткой к выключателю МГГ-229 при последовательном соединении секций дали хорошие результаты: вылет дуги за пределы камеры не превышает 5 см; время горения дуги не превосходит 0,03 сек.

Собственное время срабатывания контактора: при втягивании 0,1 сек. и при отпадании ~ 0,05 сек. и зависит от степени натяжения пружин. При увеличении натяжения регулировочной пружины и уменьшении натяжения отжимной пружины собственно время срабатывания уменьшается. Контактор пригоден для работы только при кратковременном режиме с общей длительностью пребывания втягивающей катушки под током не более 15 сек. Втягивающие катушки контактора рассчитаны на номинальный ток 2 а и исполняются для напряжения 110 и 220 в.

Контактор заводом выпускается без плиты и пригоден для монтажа как на изоляционной, так и на металлической плите, либо на рейках.

Инж. Л. М. Воронель и инж. М. Г. Кобленц



КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Генерация пара сверхвысоких параметров, под редакцией М. А. Стыриковича и Г. Е. Холодовского, ЭНИН АН СССР — МЭИ им. Молотова, Москва, 1950 г., 14,75 печ. л.

Изданная в 1950 г. под редакцией М. А. Стыриковича и Г. Е. Холодовского монография «Генерация пара сверхвысоких параметров» является итогом многолетних исследований, которые охватывают ряд вопросов, связанных с внутрикотловыми процессами в котлах высокого и сверхвысокого давления. Исследования, положенные в основу названной монографии, проводились главным образом в послевоенные годы коллективами Энергетического института им. Г. М. Кржижановского Академии наук СССР и Московского энергетического института им. В. М. Молотова на основе тесного содружества.

Как известно, вопросы циркуляции в паровых котлах систематически изучаются учеными нашей страны уже более 25 лет. Однако опубликованных данных по высокому давлению для промышленных диаметров труб до сих пор было очень мало, а для сверхвысоких давлений — совсем не было. Для труб диаметром 56 мм известны были лишь данные для давлений до 112 ат и для труб диаметром 25 мм — до 180 ат (ЦКТИ).

В связи с этим заслуживают особого внимания работы научного коллектива ЭНИН Академии наук СССР, руководимого членом-корреспондентом Академии наук СССР М. А. Стыриковичем. Эти работы велись на полупромышленном стенде при тепловых нагрузках трубы в пределах, соответствующих таковым для современных мощных котлов, и при давлениях до 220 ат. Таким образом, исследования ЭНИН охватили всю область возможной работы при естественной циркуляции и дали материалы, весьма нужные для расчета циркуляции в котлах высокого и сверхвысокого давлений. При этом результаты исследований ЭНИН имеют хорошую увязку с данными ЦКТИ для труб малого диаметра, что значительно расширяет пределы их применения.

Исследованиями ЭНИН по относительной скорости пара установлено, что потеря на скольжение, которая в котлах среднего давления оказывает большое влияние на циркуляцию, при высоких и сверхвысоких давлениях (особенно при скорости циркуляции выше 0,5 м/сек) приближается к нулю. Найденная закономерность позволяет вести расчет полезных напоров в котлах сверхвысокого давления упрощенным и более быстрым способом, т. е. без учета относительной скорости пара.

Коллектив ЭНИН Академии наук проводил также исследования расслоения пароводяной смеси в горизонтальных трубах котлов, результаты которых имеют большое значение для предотвращения аварий от пережога стенок труб по верхней образующей. Исследования проведены для давлений вплоть до критического в большом диапазоне изменения скоростей циркуляции и при тепловых нагрузках до 220 тыс. ккал/м² час (на полную окружность). Эти исследования позволили установить, что при больших тепловых нагрузках и высоких давлениях расслоение может быть даже при скорости циркуляции выше 1 м/сек, что заставляет по-новому решать вопрос о возможности применения горизонтальных участков труб в котлах высокого и сверхвысокого давлений, которые, кстати сказать, до сих пор еще широко применяются в котлостроении США и ведут к увеличению аварийности котлов.

Следует подчеркнуть, что работы ученых СССР и, в частности, коллективов, выпустивших монографию, стоят на значительно более высоком теоретическом и экспериментальном уровне, чем зарубежные исследования. Приоритет отечественной науки в этой важной области неоспорим. Первые исследования и первые практические применения их сделаны нашими инженерами и учеными и лишь странная «забывчивость» зарубежных исследователей позволяла им присваивать себе славу первооткрывателей.

В монографии также подводится итог проводившимся в течение длительного времени исследованиям процесса теплообмена при кипении. Коллективу ЭНИН удалось про-

вести работы по кипению воды в трубах при давлениях вплоть до критического и частично в закритической области. Опытами показано, что значение максимального теплового потока при пузырьчатом кипении с повышением давления вначале растет, а затем резко снижается. Найдено, что при давлениях свыше 200 ат может иметь место, например для сильно нагруженных экранных труб, переход к пленочному кипению, а также что в этой области давлений переход к пленочному парообразованию сопровождается менее резким ухудшением температурного режима, чем при более низких давлениях. Однако даже в закритической области температура стенок при пленочном кипении может быть выше температуры воды на 100° С и более, в то время как при пузырьчатом режиме она выше лишь на несколько градусов. Исследования теплообмена по кипению дают возможность обоснованно ставить вопрос о критериях надежности циркуляции, увязывая их с тепловой нагрузкой и давлением.

Большой интерес представляют исследования по изучению структуры течения паро-жидкостной смеси в трубах, приведшие к раскрытию некоторых закономерностей и позволяющие в ином плане рассматривать физическую сущность процесса. В исследованиях структуры потока применен метод высокоскоростной кино съемки потока.

Значительное число исследований было проведено в ЭНИН и частично в МЭИ по вопросам отложения солей на испарительных поверхностях нагрева. Как известно, в последнее десятилетие в зарубежной литературе господствовала «теория» Холла, утверждающая, что сам процесс теплообмена при кипении в области высоких давлений и больших тепловых потоков вызывает весьма резкое (в сотни раз) повышение концентрации солей в пограничном слое по сравнению с основной массой жидкости. Поэтому якобы даже легко растворимые соли, содержание которых в котловой воде в сотни раз меньше, чем концентрация насыщения, могут отлагаться на стенках труб. Исследования ЭНИН, проведенные вначале в большом объеме, а потом и в парогенерирующих трубах, показали, что сколько-нибудь заметного повышения концентрации солей в пограничном слое не наблюдается даже при тепловых потоках, во много раз превышающих имеющие место в наиболее нагруженных кипящих трубах паровых котлов и при давлениях до 200 ат. Вместе с тем опытами на парогенерирующих трубах с полной отчетливостью установлено, что отложение легко растворимых солей из ненасыщенных растворов имеет место при дефектных режимах циркуляции, главным образом при расслоении пароводяной смеси в горизонтальных трубах. Этим и следует объяснить многочисленные случаи «прятания» солей, имевшие место в американских котлах большой мощности.

Исследования по уносу солей с паром и растворимости солей в паре, проводившиеся в основном на экспериментальном парогенераторе коллективом МЭИ, дали материал, представляющий большой научный и практический интерес. Большая серия исследований, проведенных на парогенераторе МЭИ и на специальном стенде высокого давления, присоединенном к нему, позволила определить зависимость влажности пара от нагрузки парового объема при давлениях от 100 до 180 ата и этим самым установить изменения требуемых размеров барабана при повышении давления от 100 до 185 ата. Для повышения точности эти исследования велись как при помощи обычных химических анализов, так и с использованием метода радиоактивных изотопов. Опыты позволили установить зависимость качества пара от высоты парового пространства и показали, что при большой высоте парового пространства удается получить весьма чистый пар даже при очень высоком солесодержании котловой воды и при сверхвысоких давлениях. Это позволяет при использовании в качестве сепараторов солевого отсека вертикальных коллекторов большой высоты доводить концентрацию солей в продвинутой воде до весьма высоких значений даже при сверхвысоких параметрах пара.

Специальные исследования зависимости растворимости хлористого натрия в паре от давления и концентрации в котловой воде, проведенные в широком диапазоне изменения обеих переменных, позволили установить, что растворимость хлористого натрия в паре имеет величину, весьма существенно сказывающуюся на качестве пара котлов сверхвысоких параметров. В результате этих исследований были разработаны основные положения по организации водного режима котлов сверхвысоких параметров.

Наряду с серьезными достижениями рассматриваемой монографии — первой монографии, посвященной целиком вопросам внутрикотловых процессов, — в ней есть также и недостатки.

В первой главе монографии высказывается утверждение, что для установок большой мощности оптимальными начальными параметрами являются: давление 170 ат, температура 570—600° С. Вопрос о наиболее выгодных значениях параметров пара перед турбиной является весьма важным для энергетики. По этому вопросу существуют различные точки зрения (это в первую очередь относится к начальному давлению). Приводя подобное утверждение, следовало бы значительно более обстоятельно и подробно обосновать его.

Кроме того, при достаточно полном рассмотрении вопросов, относящихся к производству насыщенного пара, авторы очень мало уделили внимания перегреву пара (гл. IX) и вопросам регулирования перегрева пара. Это, очевидно, объясняется тем, что и в ЭНИН и в МЭИ экспериментальные работы в этой области не проводились.

Задачи монографии оказались несколько суженными. Достаточно полно освещены лишь экспериментальные работы ЭНИН и МЭИ по сверхвысоким параметрам и отчасти работы ЦКТИ, проводившиеся в этой области под руководством М. А. Стыриковича. Вместе с тем почти не затронуты тесно связанные с проблемой генерации пара сверхвысоких параметров работы по внутрикотловым процессам при высоком и среднем давлениях, проводившиеся в течение ряда лет широким фронтом в ЦКТИ и ВТИ.

В монографии встречаются опечатки. Есть, например, таблица (стр. 94), неизвестно к чему относящаяся. Кстати, максимальные тепловые потоки, указанные в ней, ошибочно занижены в 1 000 раз. Качество рисунков неравномерное: наряду с хорошо сделанными и напечатанными, имеются очень бледные, неясные, и последних, к сожалению, довольно много.

В заключение следует подчеркнуть, что результаты исследований, изложенных в рецензируемой монографии, показывают превосходство советской теплотехники над зарубежной как в области науки, так и в области практики. Результаты исследований расширяют представления об истинном содержании внутрикотловых процессов и их протекании при высоком и сверхвысоком давлениях, уточняют и углубляют наши знания об этих процессах и позволяют проектировать и строить современные мощные котлоагрегаты с большой надежностью и эффективностью.

В этом большая научная и практическая ценность рецензируемой монографии.

Доктор техн. наук Г. А. Матвеев

Новые книги по энергетике

Бабиков М. А., Современные электрические аппараты высокого напряжения, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950, 271 стр. с илл. + 1 л. черт.

В книге даются основы теории горения и гашения электрической дуги и излагаются принципы действия современных устройств для гашения дуги. Рассматриваются основные элементы аппаратов — контакты, приводы и электромагниты. Описываются современные конструкции высоковольтных выключателей, разъединителей, предохранителей, разрядников трансформаторов тока и напряжения, конденсаторов и комплектных аппаратов.

В книге изложены также порядок расчета восстанавливаемых напряжений, элементы расчета каскадных трансформаторов напряжения, определение погрешностей трансформаторов тока и другие вопросы.

Булгаков А. А., Электронные устройства автоматического управления, М.—Л., Госэнергоиздат, 1951, 319 стр.

В книге рассматриваются электронные устройства автоматического управления и регулирования производственных агрегатами и технологическими процессами. На конкретных примерах, иллюстрированных экспериментальными и расчетными характеристиками, освещаются принципы построения и действия типичных схем и их основных элементов, вопросы теории и методики расчета и проектирования. Приводятся примеры применения электронных устройств в различных отраслях промышленности.

Книга предназначена для инженеров, работающих в области автоматизации производственных процессов, и может быть полезна в качестве учебного пособия студентам и аспирантам, специализирующимся по автоматике.

Бурьянов Б. П., Эксплуатация трансформаторного масла, изд. 2-е, перераб. и дополненное, М.—Л., Госэнергоиздат, 1951, 264 стр. с илл.

В книге изложены основные сведения по эксплуатации трансформаторных масел и организации масляного хозяйства на электрических станциях и подстанциях. Приведены физико-химические свойства масел, рассмотрены процессы в масле при работе в аппаратах, описаны очистка и регенерация масла, приведены нормы на масло и пр. В книге отражен опыт отечественной энергетики.

Книга предназначена для инженеров и техников, работающих на электрических станциях и подстанциях.

Гоштейн Д. П., Энтропийный метод расчета энергетических потерь, М.—Л., Госэнергоиздат, 1951, 112 стр. с черт.

Монография посвящена вопросу вычисления энергетических потерь в реальных тепловых установках при помощи учета возрастания энтропии. Наряду с изложением общих основ предлагаемого метода в книге приводятся примеры приложения его к ряду теплоэнергетических задач.

Златковский А. П. и Шустов В. А., Мачтовые трансформаторные подстанции, М., Сельхозгиз, 1950, 80 стр. с илл. 1 л. черт.

Брошюра посвящена описанию различных конструкций открытых сельскохозяйственных подстанций. Подробно освещены вопросы управления и защиты трансформаторных подстанций, даны краткие указания по строительству этих подстанций и по устройству защитных заземлений, изложены правила эксплуатации подстанций и техники безопасности при их обслуживании. Кроме того, в брошюре дано описание оборудования и аппаратуры, применяемых на трансформаторных подстанциях.

Кулиев П. Г., Конспект к расчету электрических машин и трансформаторов, Томск, 1951, 83 стр. с черт.

Расчет машин постоянного тока. Расчет трансформаторов. Расчет асинхронных двигателей.



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

Москва, Шлюзовая набережная, 10

ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

- АЛУКЕР М. М., ВАСИЛЬЕВА И. А., РАСОВСКИЙ Э. И., СКВОРЦОВ П. Ф.**, Электротехника в рисунках и чертежах, часть II, Электрические машины, аппараты и установки. Серия учебных таблиц (126 табл.). 1951, тир. 10 000, ц. 45 р. в папке.
- БАТРАКОВ А. В. и КЛОПОВ А. Я.**, Рассказ о телевизоре (для начинающего телезрителя). Массовая радиобиблиотека, вып. 116. 1951, 56 стр., тир. 25 000, ц. 1 р. 75 к.
- БЕТИН Б. М.**, Радиопередающие устройства (Теория и расчет), под ред. С. С. Аршинова. 1951, 440 стр., тир. 10 000, ц. 15 р. 40 к.
- ВОВЧЕНКО В. С.**, Любительский телевизионный центр. Массовая радиобиблиотека, вып. 127. 1951, 72 стр., тир. 10 000, ц. 2 р. 10 к.
- ГОЛОВИН Г. И.**, Петр Николаевич Рыбкин. 1951, 44 стр., тир. 25 000, ц. 1 р. 25 к.
- ГОНЧАРОВ А. И.**, Скоростной монтаж крупных гидроагрегатов. 1952, 148 стр. + 1 вкл., тир. 2 000, ц. 13 р. 65 к.
- ЕНЮТИН В. В.**, Шестнадцать радиолобительских схем, 2-е издание, переработанное. Массовая радиобиблиотека, вып. 129. 1951, 120 стр., тир. 50 000, ц. 3 р. 50 к.
- КАМЕНСКИЙ М. Д.**, Электрические системы, 2-е издание дополненное и переработанное. 1952, 248 стр., тир. 6 000, ц. 13 р.
- КЛЕМЕНТЬЕВ С. Д.**, Модели, управляемые по радио. Массовая радиобиблиотека, вып. 130, 1951, 88 стр., тир. 25 000, ц. 2 р. 50 к.
- ЛАЗАРЕВ А. В.**, Механизированная добыча фрезерного торфа. 1952, 212 стр., тир. 2 000, ц. 7 р. 40 к.
- МОСТКОВ М. А. и БАШКИРОВА А. А.**, Расчеты гидравлического удара. 1952, 200 стр., тир. 2 750, ц. 9 р.
- НЕЙМАН С. А.**, Защита радиоприема от помех. Массовая радиобиблиотека, вып. 123, 1951, 80 стр., тир. 25 000, ц. 2 р. 15 к.
- НОРМЫ И РАСЦЕНКИ НА СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ**, вып. 7. Наладка и испытание оборудования, аппаратуры, приборов и прочих устройств электротехнической части электростанций и сетей. 1952, 236 стр., тир. 1 600, ц. 14 р. 30 к.
- ПЛОНСКИЙ А. Ф.**, Пьезокварц в технике связи, 1951, 224 стр., тир. 5 000, ц. 11 р. 50 к.
- ПРАВИЛА ПОЛЬЗОВАНИЯ И ИСПЫТАНИЯ ЗАЩИТНЫХ СРЕДСТВ**, применяемых в электротехнических установках. 1952, 56 стр., тир. 10 000, ц. 2 р. 30 к.
- РАЦИОНАЛИЗАТОРСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ**, вып. 34. Вопросы эксплуатации, ремонта и монтажа электрического оборудования электростанций и тепловых сетей. 1952, 36 стр., тир. 4 000, ц. 1 р. 65 к.
- РАЦИОНАЛИЗАТОРСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ**, вып. 35. Вопросы эксплуатации и ремонта теплосилового оборудования электростанций и тепловых сетей. 1952, 28 стр., тир. 2 500, ц. 1 р. 25 к.
- РОДАТИС К. Ф. и РУБИНОВ Ю. И.**, Модернизация паровых котлов малой мощности. 1952, 144 стр., тир. 7 000, ц. 11 р.
- СЛАВНИКОВ Д. К.**, Сельский радиозузел, Массовая радиобиблиотека, вып. 117. 1951, 76 стр. + 2 вкл., тир. 5 000, ц. 2 р. 50 к.
- СПРАВОЧНАЯ КНИЖКА РАДИОЛЮБИТЕЛЯ** под ред. В. И. Шамшур. Массовая радиобиблиотека, вып. 128. 1951, 320 стр., тир. 75 000, ц. 17 р.
- СУТЯГИН В. Я.**, Любительский телевизор. Массовая радиобиблиотека, вып. 122. 1951, 72 стр., тир. 25 000, ц. 2 р. 10 к.
- ТАЖИЕВ И. Т.**, Энергия ветра как энергетическая база электрификации сельского хозяйства. 2-е издание пересмотренное и дополненное. 1952, 192 стр. + 2 вкл., тир. 4 000, ц. 12 р. 10 к.
- ТРОИЦКИЙ Л.**, Как сделать простой сетевой приемник. Массовая радиобиблиотека, вып. 132. 1952, 24 стр., тир. 50 000, ц. 75 к.
- ФЕЙГЕЛЬС В. З.**, Нелинейные системы в радиотехнике. Массовая радиобиблиотека, вып. 124. 1951, 72 стр., тир. 25 000, ц. 2 р. 20 к.
- ЧЕРНИН А. В.**, Короткие замыкания при неполнофазных режимах электрических систем. 1952, 168 стр. + 2 вкл., тир. 7 000, ц. 8 р. 45 к.
- ШЕРШОВ С. Ф.**, Ленинско-Сталинская электрификация СССР. 1951, 272 стр. + 2 вкл., тир. 5 000, ц. 12 р. 65 к.
- ШУЛЬГИН К. А.**, Конструирование любительских коротковолновых передатчиков. Массовая радиобиблиотека, вып. 125. 1951, 136 стр., тир. 25 000, ц. 4 р. 10 к.

ПРОДАЖА В КНИЖНЫХ МАГАЗИНАХ И КИОСКАХ КНИГОТОРГОВ

Издательство никаких заказов не выполняет