

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

2



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1955

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Итоги капитального ремонта 1954 г.	1	М. Я. Митник — Реле давления для автоматического включения и пуска масляного электронасоса . . .	49
И. Б. Варавицкий, Л. Б. Кроль и Н. В. Кузнецов — Снижение температуры уходящих газов путем рациональной компоновки котлоагрегатов	4	А. А. Кот — Новые лабораторные ионитовые фильтры и посуда	50
Н. В. Кузнецов, Е. Я. Титова и А. З. Щербаков — Снижение температуры уходящих газов при помощи малогабаритных поверхностей нагрева	8	Л. М. Иванов, И. А. Кармазин и Ю. А. Фрейман — Реконструкция регулятора скорости типа УК гидротурбин средней мощности	52
И. Т. Деев и К. М. Морозова — К методике исследования индикаторов коррозии	12	Г. А. Гудович — Схема АВР трансформаторов телемеханизированной подстанции	54
М. И. Избрицкий — Рационализация ремонта арматуры	14	Б. Д. Горбов и И. А. Казак — Опыт плавки гололеда на одиночных радиальных линиях 35 кВ без отключения потребителей	55
А. И. Абашидзе и М. А. Брановский — О работе рамных турбофундаментов под динамической нагрузкой	18	Т. П. Мусатов — Переходы линий электропередачи над железнодорожными путями	56
А. И. Берман и М. Н. Прочаев — О схемах монтажа арматурных блоков железобетонных каркасов . . .	25	Г. Е. Новиков — Подсоединение лампы контроля исправности цепи включения выключателя	56
Г. С. Коношников — Об объеме телемеханизации подстанций	29		
Е. Д. Зейлидзон — К статье инж. Г. С. Коношкова .	30	ОТКЛИКИ И ПИСЬМА	
П. М. Андрущенко — Грозозащита линий 110 кВ координирующими подкосами	32	Л. М. Вильчур — На статью инж. М. Д. Глейзера „Грозы в Средней Азии“	57
А. В. Холин и П. А. Юриков — Опыт эксплуатации линий электропередачи 110 кВ на деревянных опорах с координирующими подкосами	34	Ю. В. Шиманский — На статью В. В. Бургсдорфа и Я. Л. Быховского „Дистанционный контроль гололедных нагрузок на линиях электропередачи“ .	59
Н. М. Шипов — О координирующих подкосах на линиях электропередачи	37		
В. В. Бургсдорф — Защита линий электропередачи координирующими подкосами и некоторые итоги их эксплуатации	38	ХРОНИКА	
		В Техническом управлении Министерства	
		О пожаротушении синхронных компенсаторов . . .	60
		Новые технические условия на трубы для котлов и трубопроводов высокого давления	60
ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ		ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ	
О. С. Шадурский и Э. В. Якобсон — Монтаж металлоконструкций градирни крупными блоками . . .	43	В. Б. Пакшвер — Транспорт, подготовка и сжигание отходов углеобогащения на мощной электростанции	61
Г. Д. Бодров и А. М. Дежинов — Изготовление и испытание железобетонных опор	44	Я. М. Червоненкис — Гидроэлектростанция Кемано	62
ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ		КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
А. И. Красовицкий — Переделка опор водяного экономайзера котла высокого давления	47	В. В. Мотовилов и А. И. Руцкий — Рецензия на книгу Г. И. Атабекова „Дистанционный принцип защиты дальних электропередач“	63



Адрес редакции: Москва, Б. Черкасский, д. 2.

Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора Б 3-18-46 и комн. К 0-32-80, доб. 1-40

Прием в редакции: от 12 до 16 час.

по понедельникам и пятницам от 14 до 18 час.

членами коллегии: по пятницам от 18 до 20 час.

Вологодская областная универсальная научная библиотека

www.booksite.ru

электрические станции

2

ФЕВРАЛЬ
1955

Орган Министерства электростанций СССР

26-й ГОД ИЗДАНИЯ

ИТОГИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА 1954 г.

Своевременный высококачественный ремонт энергетического оборудования позволяет успешно выполнять государственный план выработки электро- и теплоэнергии и непрерывно повышать надежность и экономичность электростанций и сетей.

Ряд наших крупных электростанций (Среднеуральская, Кемеровская, № 10 Мосэнерго, Зуевская, № 4 Мосэнерго и др.), работающих уже по 20 лет и более, с каждым годом увеличивают надежность и экономичность своей работы, несмотря на естественное старение и износ оборудования. Достигается это благодаря глубокому знанию персоналом оборудования, высокой культуре эксплуатации и в первую очередь квалифицированному ремонту.

Капитальный ремонт, предусмотренный планом 1954 г., выполнен всеми главными управлениями.

При проведении капитального ремонта в энергосистемах было выполнено много реконструктивных и других работ, улучшивших техническое состояние оборудования. Заменены 574 куба пластинчатых и трубчатых воздухоподогревателей, 49 пароперегревателей, 69 водяных экономайзеров, 279 ступеней турбинных лопаток, трубки в 35 конденсаторах. Реконструированы топki у восьми котлов, переведенных на сжигание другого вида топлива. Утеплены холодные воронки на 60 котлах, работающих на антрацитовом штыбе.

Выполненные работы позволили в энергосистемах ликвидировать ряд узких мест и аварийных очагов, повысить производительность отдельных котлов и снизить удельный расход условного топлива на выработанную электроэнергию на $4 \div 10$ г/квтч.

Однако на ряде агрегатов намеченный планом объем работ был осуществлен неполностью. 13,6% котлов по паропроизводительности и 17,8% турбоагрегатов по мощности отремонтированы с неполным выполнением объема работ. Наибольшее невыполнение имеют: по котлам — Главуралэнерго — 20,6%, по турбоагрегатам — Главюжэнерго и Главсевзапэнерго — по 26%. Основной причиной невыполнения объемов работ

является главным образом отсутствие к моменту ремонтов необходимых материалов и запасных частей. Некоторые союзные заводы и заводы Главэнергозапчасти действительно не выполняют своих обязательств по срокам поставки запасных частей. Так, например, завод имени Орджоникидзе сорвал поставку кубов воздухоподогревателей для котла тэц № 15 Мосэнерго — $10\,200\text{ м}^2$, котла тэц № 11 Мосэнерго — 896 м^2 ; Челябинский завод Главэнергозапчасти не поставил рабочих колес для четырех гидротурбин каскада Алма-атинских гэс; Полтавский завод Главэнергозапчасти не поставил для турбины Новосибирской тэц № 2 главный масляный насос, а для турбины Днепродзержинской грэс поставил бракованный корпус упорного подшипника.

В энергосистемах, где руководители электростанций проявили должную настойчивость и оперативность в своевременном получении оборудования и материалов, процент агрегатов с невыполненным объемом работ значительно ниже средней величины по Министерству, например с неполным выполнением объема работ Главцентрэнерго имеет только 6,8% котлов и 7% турбоагрегатов, а Главвостокэнерго — 12% котлов и 6% турбоагрегатов.

В 1954 г. имелись большие нарушения графика вывода в капитальный ремонт основного оборудования. Наибольшие нарушения были в Главцентрэнерго, где они составили 25% по котлам и 28% по турбоагрегатам.

В 1954 г. на электростанциях улучшилась организация ремонта, благодаря чему перепростой оборудования в капитальном ремонте против 1953 г. снизился. Так, по котлам он был равен 6,2% и по турбоагрегатам 6,0% вместо соответственно 8,3 и 9,9% в 1953 г. Наибольший перепростой имел место в Главюжэнерго (10%), а наименьший — в Главцентрэнерго (3,6%).

Из-за неудовлетворительной организации работ перепростояли: котел на Карагандинской грэс — 5 суток, турбоагрегат на Новосибирской тэц № 3 — 8 суток, котел на грэс № 2 Калининградэнерго — 15 суток (ремонт выполнял Каунасский ремонтный завод). Турбоагрегат на Грозненской тэц перепростоял 10 суток из-за несвое-

временной поставки Полтавским заводом концевых лабиринтных уплотнений. Турбоагрегат Харьковской грэс № 2 перепростоял 5 суток вследствие некачественного изготовления лопаток Полтавским заводом. Котел на Северодонецкой грэс перепростоял 3 суток из-за недостатка персонала вследствие нераспорядительности руководителей ремонтного предприятия «Харьковэнерго-ремонт».

Приведенные примеры показывают, что в 1955 г. электростанции имеют все возможности еще снизить перепростои оборудования.

Высокое качество капитального ремонта оборудования является главным требованием при производстве ремонтов. Качество капитального ремонта с каждым годом улучшается, о чем свидетельствует значительное уменьшение количества повреждений основного оборудования в 1954 г. по сравнению с 1953 г. Тем не менее вопрос о повышении качества ремонта продолжает оставаться злободневным.

Количество аварий по вине ремонтного персонала на электростанциях и в сетях уменьшилось в 1,75 раза, но абсолютное количество их велико, особенно в электрических сетях, где качество ремонта и приемка оборудования из ремонта продолжают оставаться на более низком уровне, чем на электростанциях.

Неудовлетворительное качество ремонта, приводящее к авариям, часто является результатом нарушений технологических правил ремонта. Так, на турбине Иркутской тэц № 1 сорвало бандаж направляющего аппарата на длине пяти лопаток вследствие пробивки прямоугольных отверстий для лопаток с очень острыми углами. Работы производила бригада Харьковэнергоремонта. На турбине тэц № 1 Калининэнерго произошло расплавление баббита всех колодок упорного подшипника ротора низкого давления. Повреждение произошло по вине бригады Мосэнергоремонта, допустившей при сборке подшипника неточную установку колодок. Вследствие неудовлетворительной подготовки рабочего места и нарушения инструкции при смене пасынков под напряжением в сетях Кировэнерго упала опора.

В 1954 г. 2,4% котлов и 2% турбоагрегатов прошли повторные ремонты. Наибольшие повторные ремонты имели: по котлам — Главуралэнерго (4,3%), по турбоагрегатам — Главсевзапэнерго и Главуралэнерго (3,0%). Большинство повторных ремонтов вызывалось нарушением элементарнейших правил ремонта. Котел на Игумновской тэц останавливался из-за разрыва трубы пароперегревателя вследствие попадания в трубу постороннего предмета, оставленного при ремонте. Турбина на Киевской гэс № 2 останавливалась из-за подплавления вкладыша подшипника, также по причине попадания постороннего предмета в маслопровод во время ремонта. Турбина на тэц № 2 Эстонэнерго останавливалась на 6 суток для устранения повреждения диафрагм, происшедшего вследствие некачественного ремонта, выполненного бригадой Ленэнергоремонта.

В 1954 г. трест «Союзэнергоремонт» ухудшил руководство своими ремонтными предприятиями, что не могло не сказаться немедленно на организации и качестве ремонта. Из восьми аварий по

вине ремонтного персонала три произошли по вине работников ремонтных предприятий Союзэнергоремонта. Неудовлетворительно вел ремонт Каунасский ремонтный завод на Калининградской грэс № 2 и Вильнюсской тэц, что привело к перепростою в ремонте десяти агрегатов и вторичному ремонту одного агрегата. Неудовлетворительно организовал капитальный ремонт оборудования Львовэнергоремонт, в результате чего на турбине грэс № 3 Эстонэнерго повреждены лопатки ротора и цилиндра; на турбине тэц № 1 Эстонэнерго при сборке не была установлена ограничительная шайба на маслопроводе заднего подшипника генератора; турбину вследствие течи масла останавливали 3 раза, пока не обнаружили, что причиной этого явилось отсутствие шайбы.

Нельзя мириться с качеством ремонта котлов Несветайгрэс, где в течение нескольких лет капитальный ремонт выполняет лучшее предприятие Союзэнергоремонта — Ростовэнергоремонт, а текущий и аварийный ремонт — персонал грэс. На этой грэс повреждение сварочных стыков водяных экономайзеров увеличилось в 1953 и 1954 гг. более чем в 3 раза по сравнению с 1952 г. В 1954 г. в течение 3—5 мес. после капитального ремонта из-за различных повреждений два котла останавливались по 8 раз, третий котел — 5 раз. Причиной 16 остановок из 21 было неудовлетворительное качество сварки стыков водяных экономайзеров.

Трест «Союзэнергоремонт» должен принять все меры, чтобы научить сварщиков (как своих, так и станционных) качественно сваривать змеевики водяных экономайзеров и этим резко увеличить надежность работы котлов Несветайгрэс, работающих в блоке с турбинами.

В настоящее время на электростанциях капитальный ремонт оборудования выполняется на основе двух систем: цеховой (хозяйственный способ) и централизованной. В связи с тем что цеховая система ремонта затрудняет внедрение в широких масштабах передовых методов ремонта, не позволяет маневрировать в пределах энергосистемы квалифицированной рабочей силой, специальными приспособлениями и инструментом, а также выполнять без посторонней помощи реконструктивные и сложные ремонты, — за последние годы все большее развитие приобретает система централизованного ремонта.

Централизованный ремонт позволяет резко улучшить подготовку и переподготовку кадров и значительно повысить квалификацию ремонтных коллективов.

Если централизованным ремонтом в 1951 г. было выполнено по паропроизводительности 24% котлов и по мощности 17% турбоагрегатов, то в 1954 г. выполнение составило соответственно 46 и 37%.

Ремонтные предприятия районных управлений и треста «Союзэнергоремонт» в 1954 г. выполнили более 70% всех реконструктивных и сложных ремонтных работ, а по отдельным видам работ, например перелопачиванию и пересадке дисков турбин, перемотке генераторов — около 100%.

Централизованный ремонт силами ремонтных предприятий районных управлений внедряется в Ленэнерго, Мосэнерго, Азэнерго, Харьковэнер-

го, Киевэнерго, Молотовэнерго, Узбекэнерго, Новосибирскэнерго, Куйбышевэнерго, Челябинскэнерго. Ими произведен ремонт: по паропроизводительности котлов — 26%, по мощности паровых турбоагрегатов — 18% и гидравлических турбоагрегатов — 33,5% от всех отремонтированных агрегатов по Министерству.

Наибольшее внедрение централизованный ремонт получил в Главсевзапэнерго (74% котлов, 72% паровых турбоагрегатов и 60% гидроагрегатов) и Главцентрэнерго (40% котлов и 26% турбоагрегатов). Слабо развит централизованный ремонт тепловых электростанций Главвостокэнерго и паровых турбин Главцентрэнерго.

Медленно внедряется централизованный ремонт в Новосибирскэнерго, Харьковэнерго, Донбассэнерго и в ряде других энергосистем, где для этого имеются большие возможности. До 1955 г. совершенно недостаточны были темпы развития централизованного ремонта в Мосэнерго, где им были охвачены в 1950 г. только три электростанции, а в 1954 г. — всего восемь.

Не выполнено указание о создании ремонтных предприятий в Башкирэнерго, Калининэнерго, Кировэнерго. У руководителей электростанций, на которых выполняется капитальный ремонт силами ремонтных предприятий Союзэнергоремонта и энергосистем, нередко ослабляется внимание к организации ремонта, вследствие чего имеются перепростои оборудования. Так, на грэс № 2 Киевэнерго при подготовке к ремонту котла с крупными реконструктивными работами, выполняемыми ремонтным предприятием «Киевэнергоремонт», не были своевременно подготовлены техническая документация и материалы. До начала ремонта не были заготовлены ошпированные трубы для фронтного экрана, сменная пароводяная арматура, электроды, прокладки, а персонал не был ознакомлен с объемом и особенностями ремонта. Механизация ремонта была недостаточная.

Аналогичное положение имело место с капитальным ремонтом котла на тэц № 11 Мосэнерго, выполненным ЦРМЗ Мосэнерго.

Руководители электростанций и районных управлений должны помнить, что при выполнении ремонта ремонтными предприятиями они несут одинаковую ответственность с организацией, производящей ремонт, за сроки и качество ремонта. Предприятие, производящее ремонт, должно активно контролироваться заказчиком на всех стадиях ремонта.

В 1955 г. энергетикам предстоит выполнить объем капитального ремонта, превышающий объем 1954 г. на 10—12%.

Главным управлением следует согласовывать графики ремонта основного оборудования со сроками изготовления запасных частей и фондами на материалы.

Все электростанции и сетевые районы надо снабдить потребным количеством режущего, мерительного и специального инструмента, газосварочной аппаратуры, а также электродами, такелажными и другими необходимыми приспособлениями. Перечисленные инструмент и приспособления должны находиться в непосредствен-

ной близости от рабочих мест ремонтного персонала. До начала работы каждая бригада должна знать объем и график работ, технологию ремонта и иметь на руках наряды. Опыт показывает, что выполнение перечисленных элементарных условий обеспечивает в значительной мере высокие производительность и качество ремонта.

Руководителям районных управлений и служб ремонтов следует инспектировать подготовку и начало ремонта агрегатов на каждой электростанции.

Капитальный ремонт основного оборудования необходимо выполнять в максимально короткие сроки. Ремонт крупных турбоагрегатов и котлов, простой которых ограничивает нагрузку электростанций, следует организовывать с выполнением всех рекомендаций скоростного метода ремонта, сосредоточивая на этом лучшие силы энергосистемы.

В 1954 г. без вскрытия цилиндров отремонтировано 46 паровых турбин. Это значительно больше, чем в 1953 г., но меньше наших реальных возможностей. Ремонты без вскрытия цилиндров, производившиеся главным образом на турбинах малой мощности среднего давления, следует в 1955 г. распространить на крупные турбины среднего давления, состояние которых позволяет увеличить межремонтный период.

В связи с повышением надежности турбин высокого давления в период капитального ремонта 1955 г. необходимо выполнить такой объем работ, который позволит (по согласованию с заводами-изготовителями) в 1956 г. ремонтировать часть их без вскрытия цилиндров. На очередь дня необходимо поставить вопрос об удлинении кампаний между капитальными ремонтами (до 1,5—2 лет) котлов, надежность которых не вызывает сомнений.

В 1955 г. электростанции должны снизить удельный расход условного топлива на 8 г/квтч по сравнению с 1954 г. Это может быть сделано только при полном выполнении намеченных мероприятий по повышению экономичности оборудования и высокому качеству ремонта — уменьшению присосов в котельных агрегатах и пылеприготовительных системах, утечек пара и воды, улучшении воздушной плотности турбин, доведении зазоров в проточных частях турбин и насосов до нормальных величин, приведении внутренних и наружных поверхностей нагрева и охлаждения в чистое состояние и др.

Перед каждой энергосистемой надо поставить как важнейшую задачу на 1955 г. выполнение мероприятий, позволяющих ремонтировать любой котельный агрегат без снижения нагрузки электростанции.

Руководителям энергосистем и предприятий необходимо мобилизовать свои коллективы на досрочный и отличный ремонт оборудования. Качество капитального ремонта 1955 г. должно обеспечить резкое снижение количества остановок агрегатов в течение последующего года работы, а также сроки нахождения оборудования в неплавных и аварийных ремонтах.



Снижение температуры уходящих газов путем рациональной компоновки котлоагрегатов

Канд. техн. наук И. Б. Варавицкий, канд. техн. наук Л. Б. Кроль
и канд. техн. наук Н. В. Кузнецов

Важнейшими источниками экономии топлива в котельных цехах электрических станций являются снижение температуры уходящих газов и устранение присосов воздуха в пылесистеме и газовом тракте котельных агрегатов.

Снижение температуры газов, как известно, достигается интенсификацией тепловой работы поверхностей нагрева и их рациональной компоновкой.

Основные задачи компоновки хвостовых поверхностей нагрева

При компоновке котельных агрегатов целесообразно в качестве одной из определяющих величин руководствоваться разностью между температурой газов и температурой воды в месте выхода газов из хвостовой ступени водяного экономайзера. Если при обычной компоновке хвостовых поверхностей нагрева эту разность температур принять равной 40° , то в котлах высокого давления при сжигании сухого не сернистого топлива по балансовым соотношениям между теплосодержаниями газов и воздуха в первой ступени воздухоподогревателя можно нагреть воздух от 30 до 225°C , а газы охладить с 255 до 100°C .

Такую температуру уходящих газов в настоящее время можно признать вполне удовлетворительной и, следовательно, для указанных топлив вопрос решается созданием наиболее рациональных конструкций поверхностей нагрева при условии их размещения в приемлемых габаритах котельного агрегата.

При сжигании влажных и сернистых топлив задача снижения температуры уходящих газов должна решаться с одновременной защитой хвостовых поверхностей от газовой коррозии. Уже сейчас, когда большинство котельных агрегатов имеет сравнительно высокую температуру уходящих газов, газовая коррозия наносит народному хозяйству огромный ущерб, приводя к необходимости ежегодной замены большого числа воздухоподогревателей с изношенными входными (по воздуху) частями. Вместе с тем в эксплуатации остается большое количество прокорродированных воздухоподогревателей, вызывающих значительный перерасход энергии на тягу и дутье, а иногда и ограничивающих производительность котельных агрегатов. В дальнейшем, по мере снижения температуры уходящих газов, если не принять особых мер, будет также снижаться уровень

температур стенки воздухоподогревателя и, следовательно, коррозия соответственно усиливаться.

Предусмотренная правилами технической эксплуатации защита воздухоподогревателя от коррозии путем повышения температуры воздуха на входе в воздухоподогреватель для влажных и сернистых топлив (торфа, подмосковного угля, мазута) до 55°C недостаточна. Можно привести большое количество примеров, показывающих, что при строгом соблюдении этого правила коррозия воздухоподогревателей протекает очень интенсивно и необходимость частой смены их остается. Так обстоит дело на всех электростанциях, сжигающих подмосковный уголь, сернистый мазут и другие топлива. Тем более недостаточной будет такая защита при дальнейшем снижении температуры уходящих газов.

Для надежной защиты поверхности нагрева от газовой коррозии температура стенки должна значительно превышать температуру конденсации (точку росы), определяемую по парциальному давлению водяных паров, особенно при сжигании сернистых топлив.

В настоящее время нет еще исчерпывающих данных о температурах металла хвостовых поверхностей нагрева, необходимых для надежного предотвращения их коррозии. Вместе с тем довольно обширный материал эксплуатационных наблюдений, а также прямых измерений точки росы в дымовых газах, проводимых ВТИ, позволяет наметить подход к этому вопросу.

Имеется весьма обширная группа топлив, характеризующихся более или менее высокой влажностью при относительно невысоком содержании серы. К числу их относятся торф, ряд бурых и каменных углей, частично приведенных в таблице. Для этих топлив надежная защита от коррозии требует некоторого превышения температуры стенки над температурой конденсации водяных паров, причем температура стенки должна находиться в пределах $75\text{--}110^\circ\text{C}$.

При особо высоком содержании серы (подмосковный, кизеловский, донецкий тощий и другие угли) температура, при которой начинается выпадение росы, может быть еще выше.

Объясняется это, как известно, наличием в газах серного ангидрида SO_3 , который, соединяясь с водяными парами, образует серную кислоту H_2SO_4 , обладающую значительно более высокой температурой конденсации, чем водяные пары.

Температура стенки имеет некоторое среднее между газом и воздухом значение. Поэтому температура воздуха может быть несколько ниже, чем коррозионно опасная температура стенки. Однако, учитывая, что коррозия определяется местными значениями температур стенки, которые вследствие местных загрязнений могут в той или иной степени приближаться к температуре воздуха, едва ли возможно при выборе температуры

Топливо	Приведенные характеристики	
	W^n , %/1 000 ккал	S^n , %/1 000 ккал
Карагандинский бурый уголь	7,2	0,17
Богословский уголь	9,8	0,11
Воркутский "	1,2	0,15
Канский "	8,9	0,14
Иртышский "	2,0	0,20
Черемховский "	3,0	0,21
Шурабский "	6,6	0,18
Райчихинский "	12,0	0,07
Артемовский "	9,0	0,10
Сулюктинский "	4,8	0,14
Торф	15 ÷ 25	0,08 ÷ 0,05

воздуха на входе сильно отклоняться от минимально допустимой по условиям коррозии температуры стенки.

Впредь до уточнения коррозионно опасных температур в приведенных ниже проектных данных температура воздуха при входе в воздухоподогреватель при сжигании топлив типа упомянутых в таблице принята 80—95° С.

Как видно из изложенного, применяемая в настоящее время рециркуляция горячего воздуха с повышением входной температуры до 55° С не может обеспечить защиту воздухоподогревателя от коррозии и забивания труб золой, в особенности, в периоды растопок. Более надежным и эффективным средством является предварительный подогрев воздуха отработавшим или отборным паром.

Существующие схемы компоновки хвостовых поверхностей нагрева

Общепринятые в настоящее время конструкции и компоновочные схемы обычно не решают задачи размещения в габаритах конвективной шахты основных поверхностей нагрева, достаточных для снижения температуры уходящих газов до требуемого экономичного уровня. Существенного снижения температуры уходящих газов удастся достигнуть путем установки рациональных компактных водяных экономайзеров и воздухоподогревателей¹.

В последние годы для снижения температуры уходящих газов на ряде электростанций были установлены в качестве последнего по ходу газов элемента конвективной шахты дополнительные утилизационные поверхности нагрева (экономайзеры низкого давления и теплофикационные и котлы-утилизаторы).

Из них в настоящее время наибольшее распространение имеют теплофикационные эконо-

майзеры. Впервые они были установлены по предложению Д. Е. Тачина на Ярославской тэц в 1941 г. и на гзс № 3 Лезнерго в 1948 г. В первом случае температура уходящих газов была снижена со 190 до 160° С, а во втором — с 160 до 95° С. Теплофикационные экономайзеры на этих электростанциях работают в течение нескольких лет.

Такие экономайзеры целесообразно применять там, где имеет место круглогодичное потребление горячей воды и ее использование не вызывает уменьшения расхода пара из отборов турбин. Замещение тепла отборного пара турбин теплом этих экономайзеров примерно в 2 раза сокращает возможную экономию топлива, а использование их лишь в течение отопительного сезона еще примерно в 2 раза уменьшает ее.

Для улучшения использования теплофикационных экономайзеров при наличии сезонных потребителей горячей воды в последнее время по примеру электростанций Ярэнерго применяются схемы, позволяющие на летний период переключать теплофикационные экономайзеры на подогрев конденсата. В этом случае экономия топлива увеличивается в 1,5—2 раза по сравнению с сезонным использованием экономайзера.

Такую же эффективность использования тепла уходящих газов дают низкотемпературные экономайзеры низкого давления для подогрева конденсата, включенные в рассечку регенеративной схемы и работающие в течение всей кампании котельного агрегата. Впервые такие экономайзеры были установлены на электростанциях Новосибирскэнерго по предложению В. А. Комиссарова. Конденсат после подогревателей низкого давления направляется в низкотемпературный змеевиковый экономайзер, а по выходе из него опять возвращается в регенеративную схему. Использованное тепло газов замещает некоторое количество отборного пара, в результате чего коэффициент использования его составляет приблизительно 0,5.

На Каширской грэс по предложению Д. А. Ермакова и Н. С. Васильева впервые были установлены за воздухоподогревателями котлы-утилизаторы низкого давления (1,5 ата). Пар этих котлов используется в системе регенеративного подогрева питательной воды (в подогревателях низкого давления и деаэраторах). По экономичности котлы-утилизаторы одинаковы с низкотемпературными и теплофикационными экономайзерами, но имеют существенное преимущество — вырабатывают конденсат, который используется для питания основных котлов.

Из приведенных способов снижения температуры уходящих газов наиболее эффективными представляются развитие и интенсификация основных поверхностей нагрева. Другие способы менее эффективны, но в некоторых конкретных условиях и они могут быть с выгодой использованы.

Новые схемы компоновки хвостовых поверхностей нагрева

Ниже описываются три схемы компоновки хвостовых поверхностей нагрева, обеспечивающие одновременно снижение температуры уходящих

¹ См. статью Н. В. Кузнецова, А. З. Щербакова и Е. Я. Титовой в этом же номере журнала (стр. 8).

газов и защиту хвостовых поверхностей от газовой коррозии.

Общим для этих схем являются предварительный паровой подогрев воздуха с помощью калориферов, установленных в воздуховодах между вентилятором и воздухоподогревателем, и применение компактных змеевиковых поверхностей нагрева, отличающихся уменьшенными диаметрами труб и шахматным их расположением с малыми шагами в направлении движения газа ($d = 28-32$ мм, $S_1/d = 2,0-3,0$; $S_2/d = 1,0-1,5$). Этот профиль поверхности нагрева, согласно опытам ВТИ, характеризуется хорошей самообдуваемостью и соответственно высоким коэффициентом использования, близким к единице.

Простейшая из этих схем изображена на рис. 1. Здесь существующие конвективные поверхности нагрева котельного агрегата остаются без изменения. Для снижения температуры уходящих газов за воздухоподогревателем в дополнительном газоходе устанавливается котел-утилизатор низкого давления. Пар этого котла давлением 1,5 ата используется на подогрев воздуха в калориферах перед входом в воздухоподогреватель. Избыток пара направляется для использования в системе регенеративного подогрева питательной воды (в деаэраторы или подогреватели низкого давления).

Поверхность нагрева котла-утилизатора представляет собой пакеты U-образных труб, дистанционированных трубными решетками. Концы труб привариваются к крайней трубной решетке и объединяются в коллектор с помощью полутруб, привариваемых к этой решетке. Котел-утилизатор имеет естественную циркуляцию. В некоторых проектах применены котлы-утилизаторы с принудительной многократной циркуляцией или прямоточного типа.

В котел-утилизатор может быть направлена продувка основных котлов, что также дает экономии, а в случае необходимости позволяет увеличить продувку основных котлов без значительного перерасхода топлива. Полностью сохраняется одно из основных преимуществ котлов-утилизаторов — выработка конденсата.

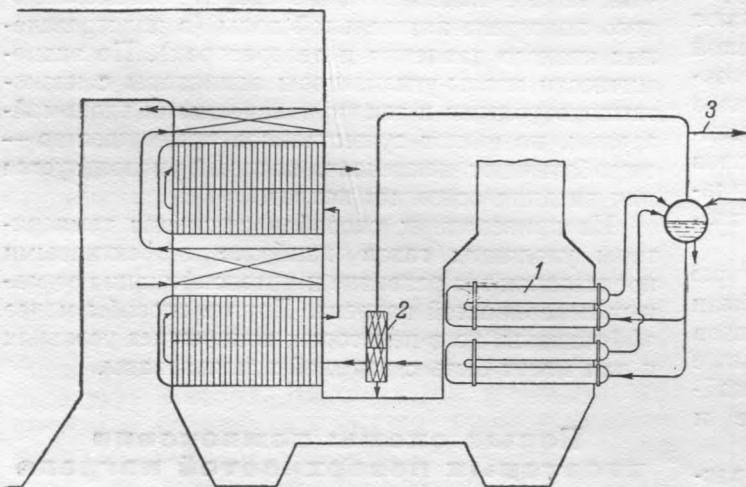


Рис. 1. Схема установки котла-утилизатора с использованием пара на подогрев воздуха.

1 — котел-утилизатор; 2 — калориферы; 3 — паропровод к деаэратору.

Если же в котле-утилизаторе вырабатывать конденсат в том количестве, которое потребуется в качестве добавки, т. е. замкнуть конденсатный цикл в пределах даже одного котельного агрегата и деаэратора питательной воды, то становятся возможными подача в основные котлы только конденсата и благодаря этому существенное уменьшение заноса солями паровых турбин высокого давления, а также значительное упрощение подготовки воды и внутрикотловых сепарационных схем и конструкций. Для прямоточных котельных агрегатов применение котлов-утилизаторов низкого давления, питаемых химически очищенной водой, в сочетании с калориферами для парового подогрева воздуха позволит получить дополнительный конденсат взамен дистиллата испарителей, надлежащее качество которого обычно весьма трудно обеспечить. Это дает возможность устранить одно из важнейших затруднений, ограничивающих в настоящее время более широкое применение прямоточных котельных агрегатов.

Расчетная проработка схемы с котлом-утилизатором и калорифером произведена применительно к серийному котельному агрегату высокого давления ТП-230, работающему на влажном угле. Змеевиковый котел-утилизатор поверхностью нагрева 2260 м² снижает температуру уходящих газов с 200 до 135°C . При предварительном паровом подогреве воздуха до $80-90^\circ\text{C}$ около половины тепла используется в калориферах, остальная часть в деаэраторах, замещающей собой часть отборного пара $3,5$ ата. Коэффициент полезного действия блока высокого давления с учетом изменений в потреблении отборного пара повышается на $3,8\%$. Каждый котел-утилизатор вырабатывает около 10 т/час конденсата. Вес поверхности нагрева котла-утилизатора 35 т, калориферов — 3 т.

В схеме рис. 1 преимущества компактных самообдувающихся пучков труб использованы лишь частично, только в котле-утилизаторе. Для вновь сооружаемых котлов или при реконструкции существующих, имеющих сильно изношенные конвективные поверхности, можно задачу снижения температуры уходящих газов и защиты поверхностей нагрева от газовой коррозии решить при размещении всех поверхностей нагрева в пределах одной конвективной шахты обычных размеров.

В этом случае полезно учесть то обстоятельство, что компактные самообдувающиеся змеевиковые поверхности дают при прочих равных условиях больший теплосъем с единицы занимаемого объема, чем даже малогабаритный воздухоподогреватель.

Наиболее компактные из старых змеевиковых поверхностей нагрева (пучки труб $d = 38$ мм, $S_1 = 92$ мм и $S_2 = 75$ мм) имеют теплосъем с 1 м³ объема, занимаемого поверхностью при температурном напоре 1°C , $\frac{HK}{V} = 916$. Трубчатый воздухоподогреватель ВТИ из труб $d = 40$ мм при $S_1 = 54$ мм и $S_2 = 42$ мм имеет $\frac{HK}{V} = 1026$; у новой компактной самообдувающейся

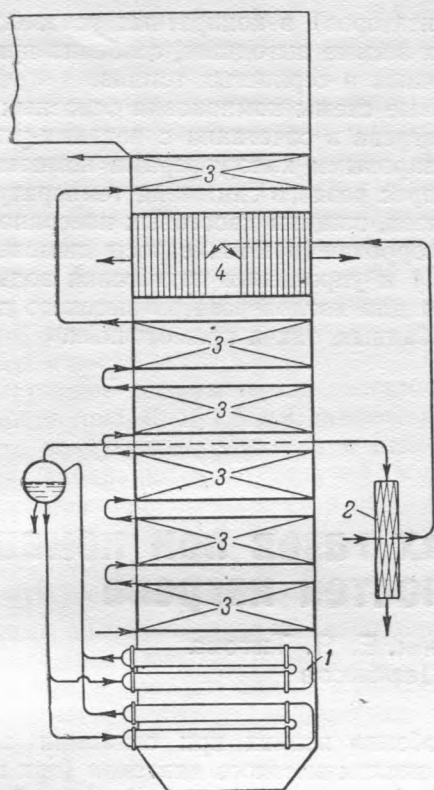


Рис. 2. Схема компоновки с заменой первой ступени воздухоподогревателя котлом-утилизатором с применением компактных змеевиковых поверхностей нагрева и парового подогрева воздуха.

1 — котел-утилизатор; 2 — калориферы; 3 — водяной экономайзер; 4 — воздухоподогреватель.

поверхности, например при $d = 28$ мм, $S_1/d = 2$ и $S_2/d = 1,5$, $\frac{HK}{V} = 2605$.

Таким образом, компактные змеевиковые пакеты дают теплосъем в 2,5 раза больше, чем малогабаритный воздухоподогреватель. Из этого следует очень важный практический вывод о целесообразности замены нижней ступени воздухоподогревателя змеевиковой поверхностью. С этой целью воздухоподогреватель переносится в зону более высоких температур газа ($T'_{\text{эл}} = 500^\circ\text{C}$) и выполняется одноступенчатым.

Оставшиеся после размещения воздухоподогревателя габариты конвективной шахты достаточны для размещения экономайзера и котла-утилизатора змеевикового типа.

Применительно к среднему давлению по этой схеме был проработан вариант реконструкции котла КО-VI (рис. 2) при сжигании влажного угля. Воздух до 95°C подогревается в калориферах, а от 95 до 400°C — в воздухоподогревателе. В отличие от высокого давления в этом случае тепло, необходимое для подогрева воздуха до 95°C , балансируется с количеством тепла, выдаваемым котлом-утилизатором. Регенеративная схема остается без изменений. Температура уходящих газов снижается до 135°C .

Водяной экономайзер и котел-утилизатор выполнены из труб $d = 28$ мм при сравнительно широких шагах (соответственно $S_1/d = 2,57$ и $2,0$; $S_2/d = 2,0$ и $1,5$).

Отмеченный выше принцип замены менее компактной поверхности нагрева воздухоподогревателя более компактной змеевиковой поверхностью можно осуществить путем более высокого подогрева воздуха отборным паром с заменой первой ступени воздухоподогревателя по подогреву воздуха паровыми калориферами, а по охлаждению газа — низкотемпературным экономайзером основного давления.

По такой схеме проработан вариант реконструкции котла КО-VI при сжигании влажного угля (рис. 3).

Тепло, идущее на подогрев воздуха от 30 до 160°C , балансируется с теплом подогрева воды от 112 до 150°C . Поэтому температура воды при входе в низкотемпературную часть водяного экономайзера принята 112°C . При этом подогреватели высокого давления могут быть отключены. Питательная вода может подаваться в экономайзер после деаэратора.

Температура уходящих газов в этом случае, как и в предыдущих, составляет $135\text{—}140^\circ\text{C}$ и ниже не может быть по условиям газовой коррозии и минимально допустимого температурного напора на холодном конце экономайзера.

Одновременное оборудование агрегата котлом-утилизатором и калориферами для парового подогрева воздуха дает значительные преимущества. При отсутствии свободного отработавшего пара таким путем удастся осуществить паровой подогрев и защитить воздухоподогреватель от коррозии. При высоком предварительном подогреве воздуха не только не повышается температура уходящих газов, а наоборот, достигается снижение ее с использованием тепла без уменьшения потребления пара из отборов турбин, т. е. экономия топлива в котельном цехе не приводит к перерасходу его в турбинном (за счет уменьшения теплофикационной выработки электроэнергии).

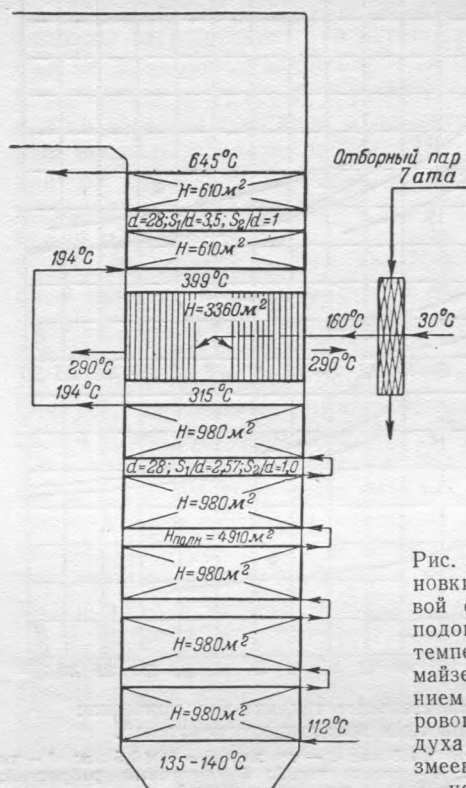


Рис. 3. Схема компоновки с заменой первой ступени воздухоподогревателя низкотемпературным экономайзером с применением повышенного парового подогрева воздуха и компактных змеевиковых поверхностей нагрева.

Выводы

1. В настоящее время температура уходящих газов в котельных агрегатах, как правило, высока и не отвечает имеющимся техническим возможностям усовершенствования хвостовых поверхностей нагрева.

2. Для снижения температуры уходящих газов в первую очередь следует развивать и интенсифицировать основные поверхности нагрева.

3. Применение утилизационных поверхностей нагрева (экономайзеров низкого давления и кот-

лов-утилизаторов) в конкретных условиях может оказаться весьма выгодным, особенно при сжигании влажных и сернистых топлив.

4. Новые схемы компоновки основных поверхностей нагрева в сочетании с котлами-утилизаторами и паровыми калориферами комплексно решают вопрос резкого снижения температуры уходящих газов, защиты хвостовых поверхностей нагрева от коррозии (при точке росы дымовых газов до 110°C) и упрощения подготовки воды и очистки пара для котлоагрегатов высокого давления как барабанных, так и прямоточных.



Снижение температуры уходящих газов при помощи малогабаритных поверхностей нагрева

Канд. техн. наук Н. В. Кузнецов, инж. Е. Я. Титова
и канд. техн. наук А. З. Щербаков

Уменьшение потерь тепла с уходящими газами достигается путем снижения температуры этих газов и уменьшения избытка воздуха (сокращение присосов).

Снижение температуры уходящих газов обычно наталкивается на значительные трудности, вызванные тем, что для этого приходится устанавливать дополнительные поверхности нагрева, работающие при малых температурных напорах. Эти поверхности отличаются большими габаритами и весом, а также создают значительные аэродинамические сопротивления. Отмеченные труд-

ности особенно велики при сжигании влажных топлив в котлах высокого давления (при высоком регенеративном подогреве питательной воды). Все это заставляет изыскивать компактные, легкие конструкции с небольшими аэродинамическими сопротивлениями.

Усовершенствование конструкции конвективных поверхностей нагрева

В современных котельных агрегатах большая часть объема конвективной шахты и расходующего на нее металла приходится на воздухоподогреватели. Поэтому их усовершенствование является одной из важнейших задач.

Технико-экономическое сравнение различных типов воздухоподогревателей, произведенное на основе подробного исследования теплоотдачи и аэродинамических сопротивлений, показывает, что наиболее рациональным типом воздухоподогревателя является гладкотрубный из труб уменьшенного диаметра с предельно тесным их расположением.

На рис. 1 приведены габаритные и весовые характеристики чугунных ребристых, пластинчатых и трубчатых воздухоподогревателей с различными диаметрами, представляющие собой зависимости объема, занимаемого поверхностью, передающей 1 мккал/час тепла, и веса этой поверхности от расхода энергии на тягу и дутье. Характеристики построены при наимыгоднейших соотношениях скоростей газа и воздуха. Графики показывают, что наибольшие габариты и наибольший вес имеют чугунные ребристые воздухоподогреватели (кривые 5 и 6). Из них несколько меньшие вес и габариты имеет ребристо-зубчатый воздухоподогреватель, разработанный ВТИ с участием ЦКТИ, производство которого освоено в 1953 г. Рижским турбомеханическим заводом. При одинаковых весе и габаритах он расходует приблизительно на 30% меньше энергии на тягу и дутье.

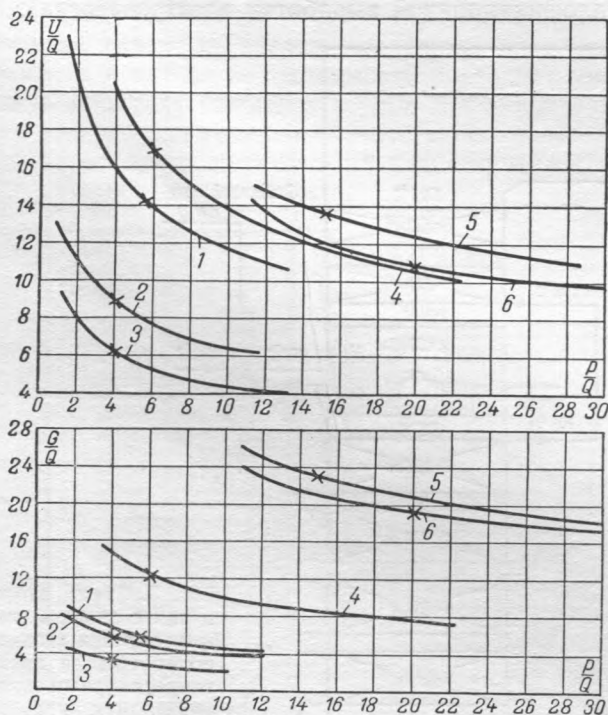


Рис. 1. Сравнительные технико-экономические характеристики воздухоподогревателей.
1 — трубчатый, $d = 51 \times 1,5 \text{ мм}$; 2 — то же, $d = 40 \times 1,5 \text{ мм}$; 3 — то же, $d = 21 \times 1,5 \text{ мм}$; 4 — пластинчатый; 5 — чугунный ребристый; 6 — чугунный ребристо-зубчатый.

Почти такие же габариты, но в 2,5 раза меньший вес, имеет пластинчатый воздухоподогреватель (кривая 4).

Наименьшими габаритами и весом обладают трубчатые воздухоподогреватели, однако и между ними имеется значительная разница. Воздухоподогреватель из труб $40 \times 1,5$ мм с шагами $S_1 = 54$ мм и $S_2 = 42$ мм занимает почти в 2 раза меньший объем, чем воздухоподогреватель из труб $51 \times 1,5$ мм с шагами $S_1 = 80$ мм и $S_2 = 57$ мм (кривые 1 и 2). Дальнейшее уменьшение диаметра труб дает дополнительное уменьшение габаритов и веса.

В настоящее время имеется достаточный опыт применения труб $40 \times 1,5$ мм, показывающий надежность воздухоподогревателя в отношении отсутствия забивания труб летучей золой. Такой опыт постепенно накапливается и по трубам меньшего диаметра ($30 \times 1,5$, $25 \times 1,5$ и $21 \times 1,5$ мм). Если температура стенки не ниже точки росы, то такие воздухоподогреватели также не забиваются.

Данные по теплоотдаче и аэродинамическим сопротивлениям чистых пучков труб приводят к аналогичным выводам для змеевиковых поверхностей нагрева. Габариты и вес таких поверхностей значительно сокращаются при уменьшении диаметров и шагов труб. Однако практическому осуществлению змеевиковых поверхностей из труб малого диаметра с тесным расположением препятствовало опасение забивания их летучей золой. Наиболее компактные из распространенных до сих пор профилей экономайзерной поверхности нагрева является пучок труб $d = 38$ мм, $S_1/d = 2,5$, $S_2/d = 2,0$.

В течение последних 3 лет ВТИ было проведено экспериментальное исследование золотого загрязнения гладкотрубных поперечно-обтекаемых пучков в аэродинамической трубе с запыленным потоком воздуха. Степень загрязнения труб характеризовалась величиной сопротивления теплопереходу через загрязняющий слой, т. е. коэффициентом $\epsilon = \frac{\delta_3}{\lambda_3}$. Он определялся путем сравнения теплоотдачи чистых и загрязненных труб и подсчитывался по формуле $\epsilon = \frac{1}{k} - \frac{1}{\alpha_1}$.

Анализ фракционного состава исходной и осевшей золы показал, что на трубах оседают преимущественно тонкие фракции, размером меньше 30 мкн. Рост загрязняющего слоя, происходящий вследствие оседаний тонких фракций, сопровождается одновременно разрушением от ударов более крупных частиц золы. В результате этих противоположных процессов через 12—15 час. наступает динамическое равновесие, определяющее установившееся состояние загрязняющего слоя и коэффициента ϵ .

В работе исследовано влияние на установившийся коэффициент загрязнения ϵ ряда факторов, в том числе скорости газа w , концентрации и крупности золы, расположения труб (шахматное, коридорное) диаметра труб, относительных шагов S_1/d , S_2/d , направления потока газов (восходящий, нисходящий, горизонтальный).

В итоге лабораторных опытов получены следующие расчетные формулы для коэффициента загрязнения. При шахматном расположении труб:

$$\epsilon_{\text{шах}} = 0,0126 \left(1 - 1,18 \frac{R_{30}}{33,7}\right) \left(1 + 3 \lg \frac{d}{38}\right) \times \\ \times 10^{-nw} \text{ м}^2 \text{ час град/ккал,}$$

где $n = 0,052 + 0,094 \left(\frac{1}{S_2/d}\right)^4$.

При коридорном расположении:

$$\epsilon_{\text{кор}} = 0,039 \left(1 - 1,7 \frac{R_{30}}{33,7}\right) \left(1 + 3,3 \lg \frac{d}{38}\right) \times \\ \times 10^{-0,08w} \text{ м}^2 \text{ час град/ккал,}$$

где d — диаметр труб, мм;

R_{30} — остаток золы на сите с отверстиями размером 30 мкн.

При отсутствии данных о рассевках золы для R_{30} можно принять следующие приближенные значения:

Тощие угли	20%
Каменные угли	40%
Торф и сланцы	70%

Формулы для шахматного пучка относятся к нисходящему потоку газов. При восходящем потоке для этого пучка полученные значения необходимо умножить на 1,1; при горизонтальном потоке — на 1,2.

Сопоставление этих формул с данными испытаний промышленных агрегатов показало совпадение основных закономерностей и подтвердило, что в аэродинамической трубе воспроизводятся близкие к реальным условия. Но для полного совпадения лабораторных данных с промышленными в формулы должна быть введена поправка в виде слагаемого $\Delta \epsilon$, величина которого при низких температурах газов незначительна и увеличивается с повышением температуры.

Приведенные формулы показывают, что коэффициент загрязнения ϵ в установившемся состоянии не зависит от концентрации золы. Состояние поверхности нагрева при работе на многозольном и малозольном топливах отличается только в первые несколько часов работы. Поэтому мероприятия по борьбе с загрязнением актуальны для малозольных топлив почти в такой же мере, как и для многозольных.

Опыты показали, что 50—70% загрязняющего слоя оседает в первые 2—2,5 часа. Далее коэффициент загрязнения асимптотически приближается к постоянному значению, соответствующему данной скорости и прочим условиям. Из этого следует, что обычно применяемая обдувка один раз в смену в большинстве случаев не может дать значительного эффекта, так как сдуваемая часть слоя быстро восстанавливается. Обдувка должна производиться гораздо чаще, приблизительно один раз в час. В этом случае она не может производиться вручную и должна быть механизирована и автоматизирована.

В опытах наблюдалось, что оседание золы происходит главным образом на тыльной части трубы, а при малых скоростях — на тыльной и лобовой. Это приводит к выводу, что применяемое обычно в обдувочных устройствах направление сдуваемой струи вдоль продольных рядов мало

эффективно, так как при этом струя не достигает тыльных, а в коридорных пучках и лобовых отложений. Более правильным явилось бы расположение сопел обдувочных устройств перпендикулярно к направлению потока газов.

Толщина загрязняющего слоя и соответственно коэффициент загрязнения ε очень сильно зависят от скорости газов, уменьшаясь с увеличением скорости. При скоростях 2,5—3 м/сек происходит забивание промежутков между трубами в шахматных пучках, которое сохраняется при последующем увеличении скорости до 18 м/сек. В коридорных пучках при малых скоростях (2,5—3 м/сек) проходы между продольными рядами остаются свободными, но промежутки между трубами в продольных рядах забиваются полностью при более высоких скоростях и сохраняются в таком виде до скоростей 9—10 м/сек.

Изложенное показывает, что расчетные скорости газов должны выбираться такими, чтобы при работе агрегата на пониженных нагрузках и при наличии неравномерности скоростного поля местные значения скорости не оказались ниже 2,5—3 м/сек, так как в случае забивания части газохода последующее увеличение нагрузки не повлечет за собой обдувки поверхности. Очевидно, расчетная скорость должна быть больше 6 м/сек.

Крупность золы, характеризуемая остатком на сите с отверстиями 30 мкм, оказывает очень сильное влияние на загрязнение: при снижении крупности золы коэффициент загрязнения ε сильно повышается.

Наличие зависимости коэффициента загрязнения от крупности золы и отсутствие зависимости его от концентрации приводят к выводу, что очистка газа перед поступлением в тот или иной конвективный элемент котельного агрегата влечет не уменьшение загрязнения, а его увеличение.

Отсюда, в частности, следует, что хвостовые поверхности нагрева правильнее устанавливать перед устройствами для тонкой очистки газов и что при необходимости установки встроенных золоуловителей, предохраняющих трубы от истирания летучей золой, не следует добиваться повышения к. п. д. их сверх минимально необходимого по условиям предотвращения истирания.

Было установлено, что шахматные пучки имеют меньшее загрязнение, чем коридорные. Объясняется это тем, что в шахматных пучках застойная область на тыльной стороне труб разрушается потоками газа, имеющими диагональное направление, в то время как в коридорных пучках этого явления нет и, наоборот, имеются условия, способствующие оседанию золы в промежутках между соседними трубами продольных рядов.

Еще более существенным является влияние диаметра труб, с уменьшением которого загрязнение сильно снижается. Объясняется это главным образом тем, что с уменьшением диаметра при сохранении подобия между трубой и загрязняющим слоем толщина последнего должна изменяться прямо пропорционально диаметру труб. В действительности коэффициент загрязнения уменьшается несколько больше за счет уменьшения угла охвата тыльной части трубы загрязняющим слоем.

Опыты были проведены при относительных шагах труб $S_1/d = 2,0—2,4$ и при изменении шага S_2/d от 1 до 2,5. Было обнаружено, что в указанных пределах изменение S_1/d влияет очень слабо, а S_2/d , наоборот, очень сильно. С уменьшением S_2/d загрязнение труб значительно уменьшается. Объясняется это тем, что в последнем случае сокращается диагональный шаг S_2/d , увеличивается скорость диагональных потоков газа, эти потоки поджимаются к тыльной области и сильнее сдувают тыльные отложения.

В свете изложенных выше данных очевидно, что для создания самообдувающихся поверхностей нагрева требуется применение труб уменьшенного диаметра, шахматное их расположение и умень-

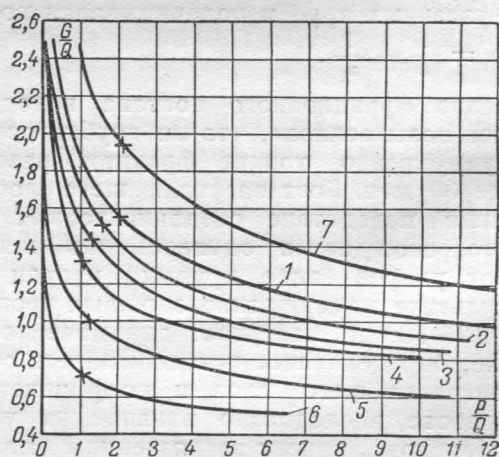
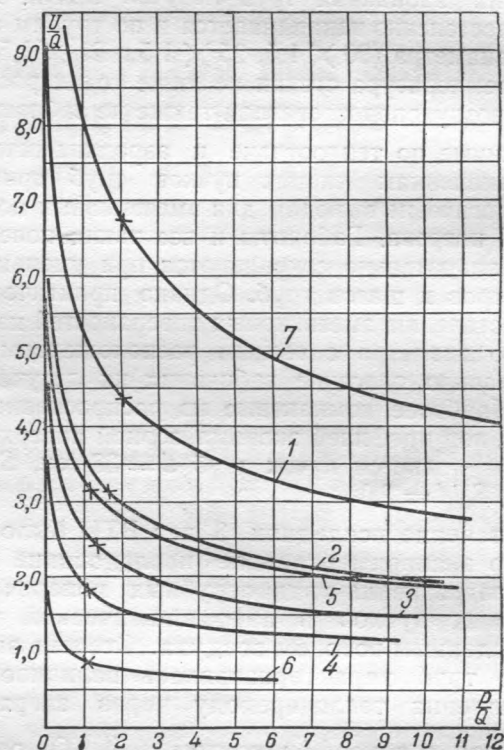


Рис. 2. Сравнительные технико-экономические характеристики шахматных пучков труб при высоких температурах газов.

1 — $d = 38$ мм, $S_1/d = 2,5$, $S_2/d = 2,0$; 2 — $d = 38$ мм, $S_1/d = 2,5$, $S_2/d = 1,5$; 3 — $d = 38$ мм, $S_1/d = 2,5$, $S_2/d = 1,2$; 4 — $d = 38$ мм, $S_1/d = 2,5$, $S_2/d = 1,0$; 5 — $d = 28$ мм, $S_1/d = 2,5$, $S_2/d = 2,0$; 6 — $d = 28$ мм, $S_1/d = 2,0$, $S_2/d = 1,0$; 7 — $d = 51$ мм, $S_1/d = 2,5$, $S_2/d = 2,0$.

шение диагональных промежутков между трубами за счет сокращения в основном продольных шагов.

Эти выводы совпадают с условиями достижения малогабаритности; самообдувающиеся пучки труб являются компактными и требуют уменьшенного расхода металла.

На рис. 2 приведены габаритные и весовые характеристики пучков труб при температурах, соответствующих верхней ступени экономайзера (определение их произведено с учетом загрязнения труб летучей золой). Из этих характеристик видно, что при одинаковом расходе энергии на дымосос пучок труб с $d = 28$ мм, $S_1/d = 2,0$ и $S_2/d = 1,0$ по сравнению с наиболее компактным из обычно употребляющихся экономайзерных пучков ($d = 38$ мм, $S_1/d = 2,5$ и $S_2/d = 2,0$) имеет в 2,5 раза меньший вес и занимает в 5—6 раз меньший объем (кривые 1 и 6).

Столь благоприятные характеристики компактных самообдувающих пучков труб создают реальные возможности для значительного снижения температуры уходящих газов.

Для начала рекомендуется применять шахматные пучки труб $d = 28—32$ мм, $S_1/d = 2,0—2,5$ и $S_2/d = 1,5$. Преимущества таких пучков настолько велики, что необходимость срочной конструктивной разработки, проверки надежности в условиях эксплуатации и последующего широкого внедрения очевидны. При этом следует опасаться лишь топлив, дающих несыпучие, прогрессивно нарастающие отложения в области определенных температур. К ним относятся эстонские сланцы, сернистый мазут и АШ при малом механическом недожоге.

Для того чтобы минимально допустимый радиусгиба труб не ограничивал возможности снижения продольного шага, можно применять многорядный змеевик, при котором из коллектора выходят несколько рядов труб, изгибающихся параллельно как одно целое, либо двухрядные змеевики с лирообразными гибоми. Очевидно, многорядная схема, при которой получаются малые скорости воды, более подходит для некипящей части экономайзера.

Схемы компоновки хвостовых поверхностей нагрева

В последние годы наметилось несколько способов снижения температуры уходящих газов. В одних случаях это достигается развитием и усовершенствованием основных хвостовых поверхностей нагрева (экономайзера и воздухоподогревателя), в других устанавливаются дополнительные утилизационные поверхности, в том числе теплофикационные экономайзеры для подогрева сетевой воды, низкотемпературные экономайзеры для подогрева питательной воды, включенные в рассечку регенеративной схемы, и котлы-утилизаторы низкого давления, дающие пар для нужд теплофикации или на подогрев питательной воды.

Для мощных котельных агрегатов весьма прогрессивной оказалась схема ВТИ с применением малогабаритных трубчатых воздухоподогревателей (рис. 3). Особенностью воздухоподогревателя ВТИ является применение предельно тесного пуч-

ка труб уменьшенного диаметра ($d = 40 \times 1,5$ мм; $S_1 = 54$ мм; $S_2 = 42$ мм) с двухпоточной компоновкой при подводе воздуха по двум широким сторонам конвективной шахты или четырехпоточной компоновкой при подводе воздуха по узким сторонам.

Такой воздухоподогреватель, будучи установлен взамен обычного пластинчатого или трубчатого диаметром $51 \times 1,5$ мм, занимает только 60% его объема и высоты, остальные 40% могут быть использованы для установки дополнительного пакета водяного экономайзера. При установке этого пакета в рассечку воздухоподогревателя получается двухступенчатая компоновка, имеющая, как известно, преимущества в отношении использования температурного напора. В сумме это дает возможность снизить температуру уходящих газов на 60—100°С и сэкономить до 5% топлива.

Эта схема прошла период проверки в условиях длительной эксплуатации на ряде станций и может быть рекомендована для широкого внедрения.

Во всех случаях осуществления конструкции по схеме ВТИ основной и дополнительный водяные экономайзеры имели диаметры труб не менее 38 мм и продольный шаг не менее двух диаметров. Применение компактных самообдувающих пакетов из труб 28—32 мм с продольным

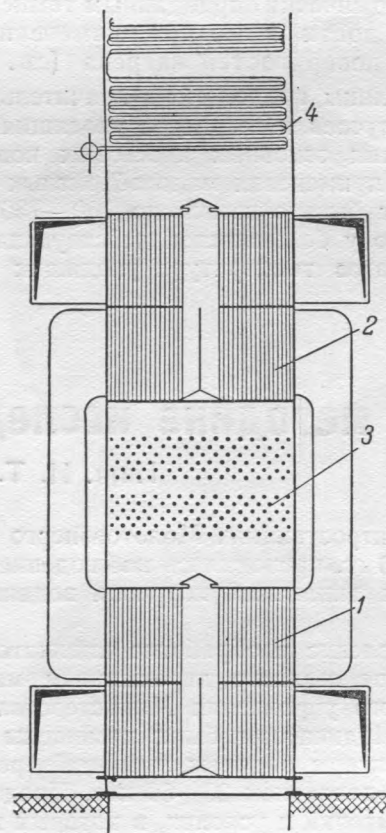


Рис. 3. Схема двухпоточной компоновки с применением малогабаритных трубчатых воздухоподогревателей.

1 — первая ступень воздухоподогревателя; 2 — вторая ступень воздухоподогревателя; 3 — первая ступень водяного экономайзера; 4 — вторая ступень водяного экономайзера.

шагом 1,5 дает дополнительные возможности снижения температуры уходящих газов.

Предельные возможности рассматриваемой схемы в отношении снижения температуры уходящих газов можно установить на основе следующих соображений.

Опыт реконструкции котельных агрегатов по схеме ВТИ показывает, что температурный напор на холодном конце водяного экономайзера $\Delta t'_g = 40^\circ\text{C}$ технически достижим и экономически вполне оправдан. Затраты на реконструкцию в этом случае окупаются в короткие сроки, исчисляемые несколькими месяцами.

Технико-экономические расчеты показывают, что температурный напор на горячем конце первой ступени воздухоподогревателя $\Delta t''_1$ должен быть ниже на $10\text{--}15^\circ\text{C}$, что объясняется меньшей стоимостью единицы поверхности нагрева воздухоподогревателя.

Имея в виду, что температура питательной воды для котлов среднего давления $t_{п.с} = 150^\circ\text{C}$, для котлов высокого давления 215°C , и принимая отношение водяных эквивалентов газового и воздушного потоков $\frac{W_g}{W_2}$ для сухих топлив 0,8 и для влажных 0,7, получим из балансовых соотношений значения температуры уходящих газов, соответствующие указанным напорам и достижимые при применении малогабаритных поверхностей нагрева (см. таблицу).

Из таблицы видно, что в значительном большинстве случаев температура уходящих газов путем развития основных хвостовых поверхностей нагрева и применения малогабаритных конструкций может быть снижена до $100\text{--}130^\circ\text{C}$. Имея в виду, что у большинства действующих котельных агрегатов температура уходящих газов со-

ставляет $180\text{--}200^\circ\text{C}$, переход на новый уровень температур сулит большую экономию топлива.

Температура воздуха при входе в воздухоподогреватель, $^\circ\text{C}$	Температура уходящих газов, $^\circ\text{C}$, при:			
	среднем давлении и температуре питательной воды 150°C		высоком давлении и температуре питательной воды 215°C	
	Сухое топливо	Влажное топливо	Сухое топливо	Влажное топливо
30	86		99	
40	94		107	
50	102		115	
60	110	120	123	139
70	118	127	131	146
80	126	134	139	153

Только при сжигании в котлах высокого давления влажных и сернистых топлив, требующих для предотвращения коррозии предварительного подогрева воздуха до $70\text{--}80^\circ\text{C}$ и выше не удается довести температуру уходящих газов (путем развития основных хвостовых поверхностей) ниже 150°C . Эта температура недопустимо высока и должна быть дополнительно снижена иными средствами. В этом случае целесообразно применение утилизационных поверхностей нагрева: теплофикационных экономайзеров, котлов-утилизаторов, низкотемпературных экономайзеров для подогрева конденсата.

Утилизационные поверхности целесообразно применять также при реконструкции действующих котельных агрегатов, когда хвостовые поверхности нагрева находятся в хорошем состоянии и желательно их сохранить.

Вопрос о компоновке хвостовых поверхностей нагрева с использованием различных утилизаторов рассмотрен в другой статье¹.

¹ См. статью И. Б. Варавицкого, Л. Б. Кроля и Н. В. Кузнецова в этом номере журнала (стр. 4).



К методике исследования индикаторов коррозии

Инж. И. Т. Деев и инж. К. М. Морозова

На электростанциях Молотовэнерго в течение 1951—1953 гг. проводилось наблюдение на индикаторах за динамикой коррозии водяных экономайзеров.

Изготовление и обработка индикаторов были произведены согласно директивным материалам Технического управления Министерства электростанций. Индикаторы были помещены во входные коллекторы водяных экономайзеров котлов с рабочим давлением $30\text{--}60\text{ атм}$. Продолжительность испытаний и условия, в которых испытывались индикаторы, указаны в таблице.

Состав питательной воды колебался по содержанию от 6 до 158 мг/л , щелочности $7\text{--}891\text{ мкг-экв/л}$, жесткости $7\text{--}22\text{ мкг-экв/л}$, избытку сульфата $1,4\text{--}3,4\text{ мг/л}$, содержанию кислорода в среднем от $0,007$ до $0,033\text{ мг/л}$ при максимальных проскоках от $0,05$ до $0,72\text{ мг/л}$. Содер-

жание кислорода определялось тройным методом. Глубина язвин и скорость коррозии индикаторов составили от $0,38$ до $1,0\text{ мм/год}$.

Все исследованные пластины оказались покрытыми сплошным бархатистым слоем отложенной темнокоричневого цвета. В случае сильной язвенной коррозии поверхность пластин изобилвала множеством покрытых хрупкой корочкой бугорков, под которыми имелись коррозионные язвину, заполненные окислами железа черного цвета. На рис. 1 дана фотография индикаторной пластины до и после испытания. Химический состав отложений: $\text{FeO} - 45,56\%$; $\text{CuO} - 12,08\%$; $\text{Fe}_2\text{O}_3 - 43,46\%$; $\text{SiO}_2 - 0,58\%$. Рентгенографический анализ отложений выявил, что они в основном состоят из магнетита¹.

¹ Анализ произведен канд. техн. наук А. Н. Хлаповой.

Показатели	Котел на электростанции:				
	А	Б	Б	Г	Д
Давление, <i>ати</i>	34	34	30	30	60
Продолжительность испытания индикаторов, час	10 800	5 520	8 904	8 472	6 392
Подано воды в котел, <i>т</i>	975 080	626 333	706 708	940 392	624 056
Температура питательной воды, °С	135	152	159	132	170
Качество питательной воды					
Жесткость, <i>мкг-экв/л</i>	5,3—14,2	7,8—10,3	7,1—10,6	9,9—22,1	10,6—21,0
Щелочность, <i>мкг-экв/л</i>	490—748	221—392	7,1—8,9	235—891	178—210
Солесодержание, <i>мг/л</i>	83—158	20—113	6,2—9	40,5—151,5	64,5—141
Избыток сульфита, <i>мг/л</i>	3—3,4	1,4—2,5	2,2—2,5	1,47—2,41	2,64—3,0
Содержание O_2 , <i>мг/л</i>					
Среднее	0,007	0,010	0,010	0,014	0,033
Максимальное	0,02	0,06	0,5	0,08	0,72
Скорость язвенной коррозии, <i>мм/год</i>	0,38	0,47	0,49	1,58	1,01

Примечание. Оценка интенсивности коррозии по шкале ВТИ во всех случаях „сильная“.

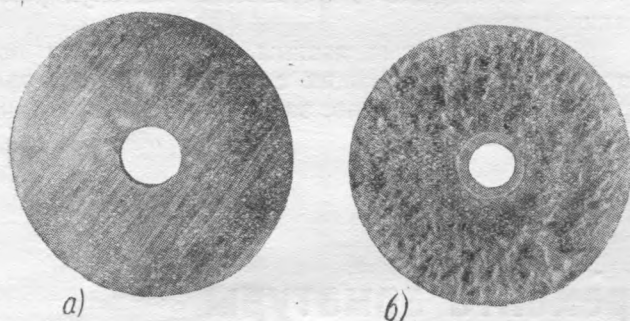


Рис. 1. Индикаторная пластина.
а — до испытания; б — после испытания.

Методика, изложенная в директивных указаниях МЭС, рекомендует отложения удалять 5%-ной ингибированной соляной кислотой. Как показали наблюдения, кислота не всегда равномерно снимает отложения с поверхности пластин. В результате очистившиеся быстрее участки металла подвергаются протравлению, которое бывает значительным, поскольку для полного удаления отложений требуется около одного часа. Это влечет за собой повышенные потери в весе пластин и искажение их поверхности. Чтобы этого избежать, для удаления отложений был применен специальный металлический скребок, изготовленный из инструментальной стали с длиной стержня 50—60 мм, при ширине конца лопаточки в 2 мм. Этим скребком почти полностью снимаются отложения с индикаторных пластин, после чего пятиминутное травление в 5%-ной ингибированной соляной кислоте делает пластину чистой, не искажая ее поверхности.

Методику измерения глубины язвин также пришлось изменить. Как показали наблюдения, оттиски (воск, свинец и др.) и глубиномер оказались непригодными для оценки интенсивности язвенной коррозии индикаторов. Их применение возможно только в том случае, если язвины

имеют форму конуса, основанием сверху или, по крайней мере, цилиндра, притом обязательно чистого внутри, без отложений. В практике с такими язвинами приходится встречаться редко, особенно при коррозионных процессах, протекающих с кислородной деполяризацией. В подавляющем большинстве пришлось иметь дело с язвинами, заполненными или выстланными продуктами коррозии и притом не цилиндрической формы



Рис. 2. Коррозионная язва.
а — дно выстлано магнетитом; б — язва
заполнена магнетитом.

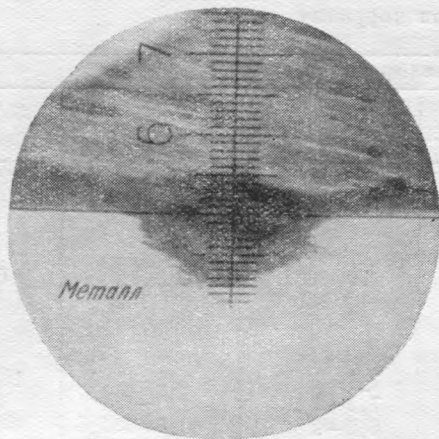


Рис. 3. Измерение глубины коррозионной язвы микрометром металломикроскопа.

(рис. 2). Очевидно, что в случае, показанном на рис. 2,б, оттиск и глубиномер не обнаружат язвы вообще, а в случае, показанном на рис. 2,а, глубина язвы будет ими значительно занижена.

Для точного измерения глубины язв нами был использован микрометр металломикроскопа (рис. 3). Такое измерение требует изготовления микрошлифов из соответствующих мест индикаторных пластин, что не представляет трудностей, поскольку магнетит, которым заполнены коррозионные язвы, хорошо полируется. Применение

□ □ □

Рационализация ремонта арматуры

Инж. М. И. Имбрицкий

За последнее время работниками электростанций и ОРГРЭС разработан ряд приспособлений для ремонта пароводяной арматуры, позволивших механизировать некоторые наиболее трудоемкие операции и повысить качество ремонта.

Ниже описываются рациональные конструкции указанных приспособлений.

Обычно для обработки уплотнительных поверхностей арматуры, установленной на трубопроводе, арматуру вырезают, что требует выполнения большого количества вспомогательных операций, значительно увеличивающих объем ремонтных работ в период остановки котла.

На рис. 1 приведена конструкция приспособления для обработки уплотнительных поверхностей задвижек, установленных на трубопроводе, разработанная и внедренная на одной из станций высокого давления Свердловэнерго¹.

От пневмопривода или электродрели вращение передается на червячную пару (червяк 1 и червячное колесо 2). Червячное колесо закреплено (при помощи шпонки 5) на головке 3. На втором конце головки закреплена рамка 4 (см. разрез II—II). При вращении червячного колеса рамка вместе с резцом будет также вращаться. На другом конце рамки (противоположной резцу) имеет-

металломикроскопа дает возможность точно определить характер самой язвы.

При исследовании индикаторов коррозии широко применялся бинокулярный микроскоп, удобный для просматривания как вновь изготовленных индикаторов, так и после их эксплуатации и удаления с пластин продуктов коррозии. Это дало возможность проследить за правильной и тщательной шлифовкой индикаторных пластин, их состоянием после эксплуатации, а также помогло производить правильную разметку на пластинках при изготовлении из них микрошлифов.

Выводы

1. Для снятия отложений с индикаторов коррозии следует пользоваться скребком, после чего обрабатывать пластины в течение 5 мин. 5%-ной ингибированной соляной кислотой.

2. Применение оттисков и глубиномера для измерения глубины язв непригодно. Следует пользоваться микрометром металломикроскопа, для чего необходимо из соответствующих мест индикаторных пластин изготавливать микрошлифы.

3. При изучении показаний индикаторов коррозии необходимо пользоваться бинокулярным микроскопом.

4. Коррозионные язвы, образующиеся при процессах, протекающих с кислородной деполаризацией, как правило, заполнены или выстланы магнетитом.

ся винт 8, который также закреплен в головке 3. На винте 8 жестко закрепленная шестерня 9, которая при полном обороте рамки встречается с зубцом 11 и поворачивается вместе с винтом 8, который при этом втягивает рамку 4 по пазу головки 3 так, что резец вместе с рамкой перемещается по головке 3.

Установка приспособлений в корпусе производится при помощи винта 10 и валика 6, которые соответствующими зазорами размещены внутри головки.

В корпусе задвижки (рис. 2) устанавливается два диска, в которые упираются конус винта 10 и конус валика 6. Для обеспечения угла 4° (клин задвижки) центровое отверстие в правом диске соответственно смещено на указанный угол. Для достижения высокой чистоты обрабатываемой поверхности необходимо, чтобы резец был хорошо заточен и изготовлен с лезвием из твердого сплава. Чистота поверхности лезвия резца должна быть на три класса выше, чем чистота обрабатываемой поверхности. Поэтому необходимо лезвие резца доводить на чугунном диске вначале пастой карбид бора, а затем тонкой пастой ГОИ. Весьма важно также, чтобы ширина лезвия резца перекрывала ширину уплотнительной поверхности, иначе работа резца будет аналогична работе резбового резца, т. е. на обрабатываемой поверх-

¹ Предложение Д. С. Сафронова.

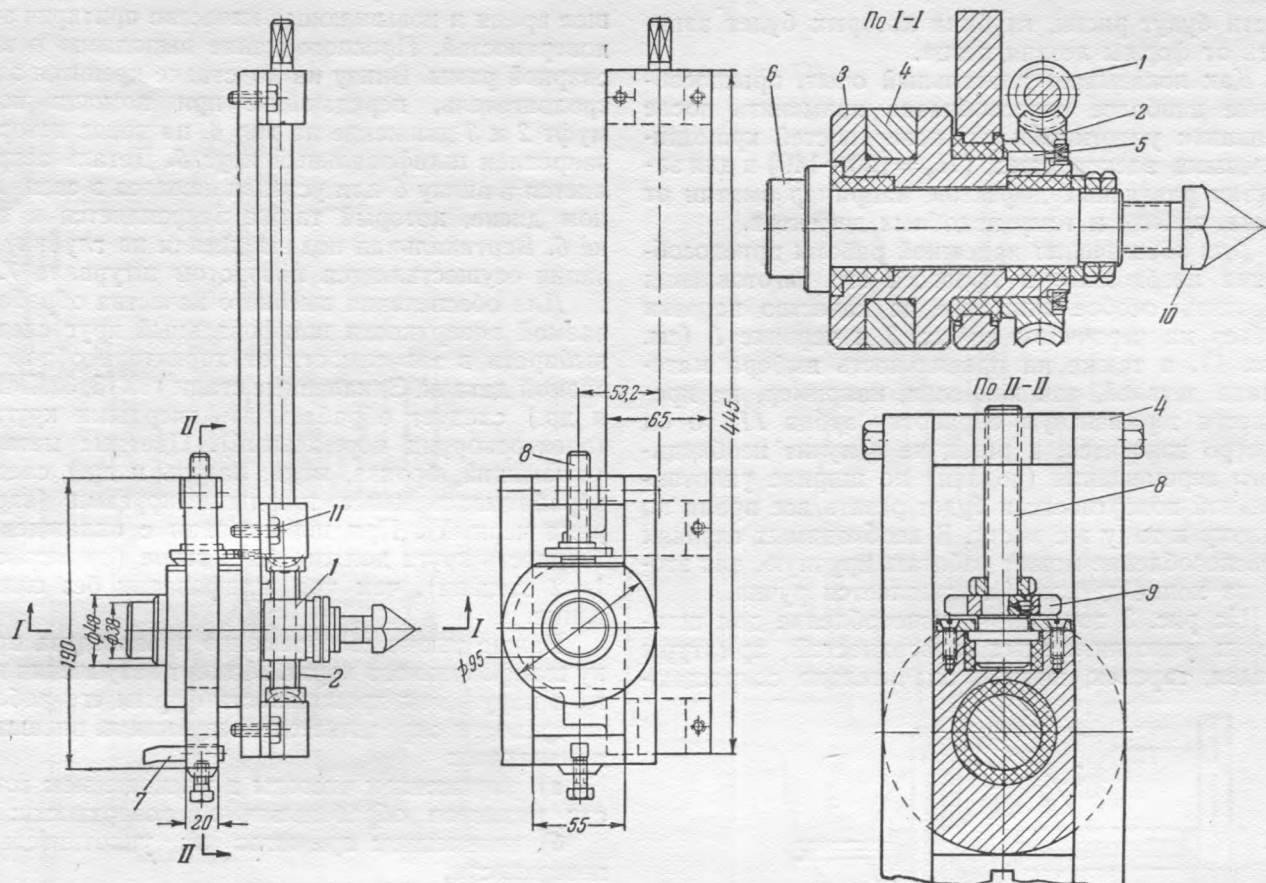


Рис. 1. Приспособление для проточки седел задвижек D_y 150; 200 мм.

1 — червяк; 2 — червячное колесо; 3 — головка; 4 — рамка; 5 — шпонка; 6 — валик; 7 — резец; 8 — винт; 9 — шестерня; 10 — винт; 11 — зубец.

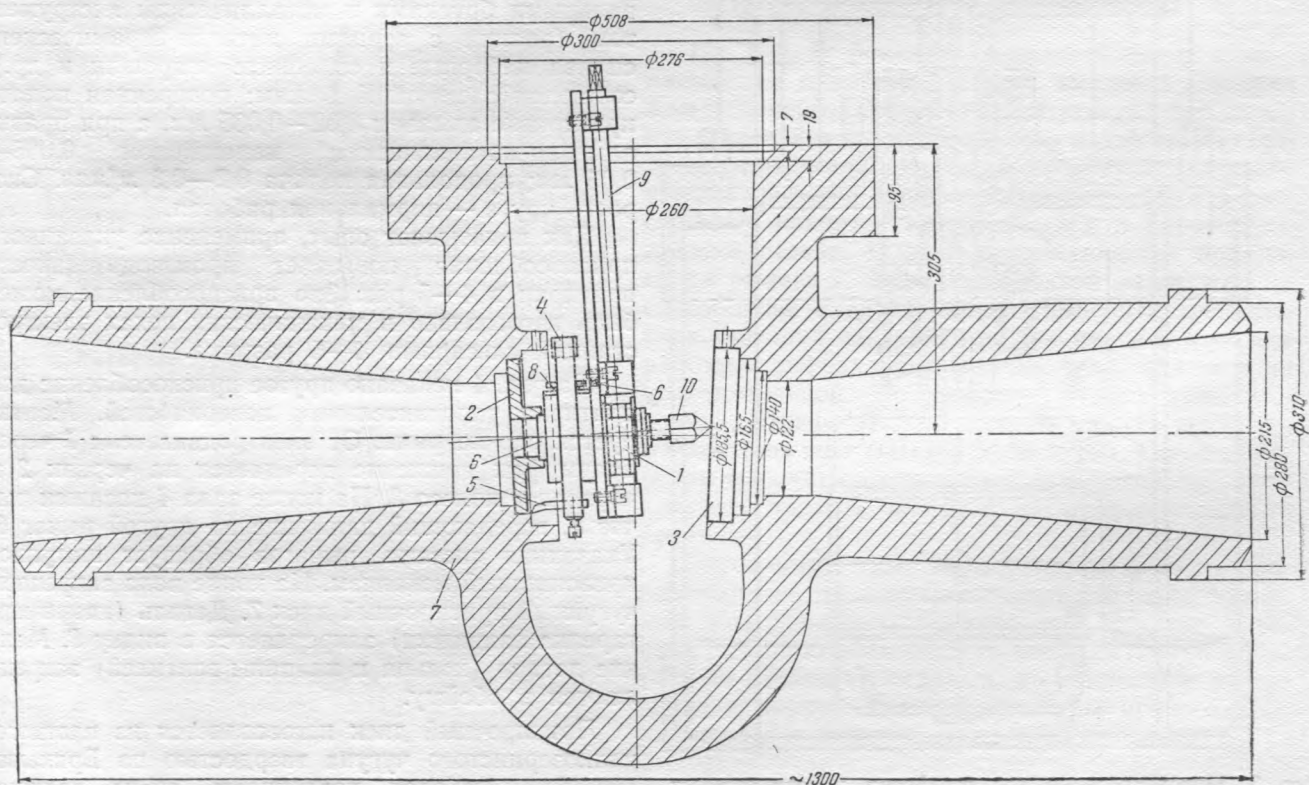


Рис. 2. Обработка мест посадки седла в корпусе задвижки.

1 — червяк; 2 и 3 — диски; 4 — рамка; 5 — резец; 6 — зубец; 7 — корпус задвижки; 8 — шестерня; 9 — стержень; 10 — винт.

ности будут риски, глубина которых будет зависеть от формы лезвия резца.

Как показывает длительный опыт, приспособление наиболее целесообразно применять после наплавки уплотнительных поверхностей хромоникелевыми электродами ($H_c = 120-140$) и для зачистки различных дефектов, например вмятин от грата, забоин и тому подобных дефектов.

Для обеспечения надежной работы приспособления необходимо в процессе его изготовления обратить особое внимание на качество нарезки зубьев на червячном колесе 2 и червяке 1 (см. рис. 1), а также на правильность выбора материала деталей, так как если, например, не произвести термическую обработку зубца 11, то он быстро изнашивается, и резец не получит необходимого перемещения (подачи) по ширине уплотнительной поверхности и будет резать все время по одному и тому же месту. В необходимых случаях приспособление может работать вручную, для этого на конце детали 1 закрепляется ручка.

На рис. 3 показано приспособление для шлифовки уплотнительных поверхностей арматуры (седел, тарелок, колец), значительно сокращаю-

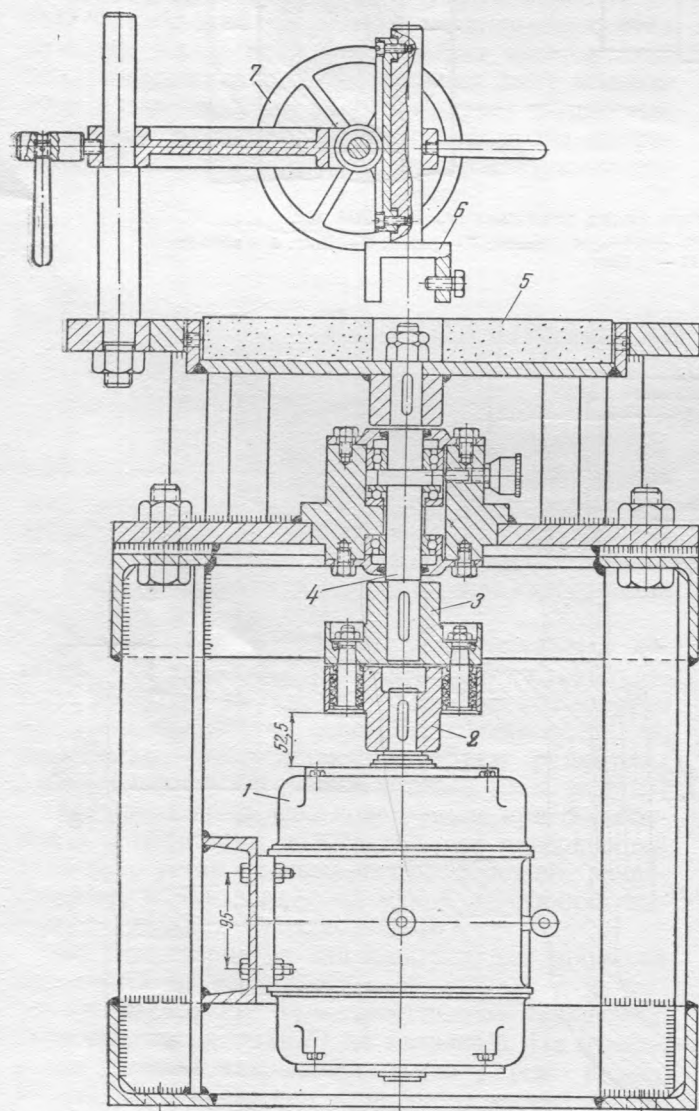


Рис. 3. Приспособление для шлифовки уплотнительных поверхностей арматуры.

1 — электродвигатель; 2 и 3 — полумуфты; 4 — вал; 5 — шлифовальный круг; 6 — вилка; 7 — штурвал.

щее время и повышающее качество притирки этих поверхностей. Приспособление выполнено в виде сварной рамы. Внизу на подставке крепится электродвигатель, передающий при помощи полумуфт 2 и 3 движение на вал 4, на конце которого закреплен шлифовальный круг 5. Деталь закрепляется в вилку 6 или устанавливается в специальном диске, который также закрепляется в вилке 6. Вертикальная подача детали на глубину резания осуществляется поворотом штурвала 7.

Для обеспечения высокого качества обрабатываемой поверхности шлифовальный круг следует выбирать в зависимости от характера обрабатываемой детали. Закаленные стали (3Х13, 38ХМЮА и др.) следует обрабатывать твердыми кругами (электрокорунд нормальный). Цветные металлы (алюминий, бронза, медь, латунь и др.) следует обрабатывать менее твердыми кругами (карборунд черный). При шлифовании с охлаждением твердость круга должна быть выше (примерно на 1—2 степени), чем при шлифовании без охлаждения.

Важно также своевременно производить правку шлифовального круга. Момент затупления круга и нарушения правильности формы его рабочей поверхности определяется следующими внешними признаками:

- а) ухудшением чистоты и уменьшением точности размеров обрабатываемой поверхности;
- б) появлением прижогов на уплотнительной поверхности;
- в) уменьшением производительности шлифования;
- г) появлением дополнительных шумов, связанных с вибрацией обрабатываемой детали или частей приспособления.

Правку можно производить алмазом, шлифовальными брусками и металлическим инструментом (ролики с зёрнами металло-керамического сплава наборные и сплошные шарошки и др.), соблюдая следующий режим: поперечная подача при правке алмазом 0,02—0,035 мм, а при правке алмазно-металлическим карандашом 0,035—0,05 мм; продольная подача 0,2—0,3 м/мин. Скорость круга — нормальная рабочая.

Как показывает опыт, применение указанного приспособления повышает производительность притирки в 4—5 раз. Это приспособление может быть изготовлено в механических цехах электростанций слесарями 4—5 разряда.

На рис. 4 показано другое приспособление для притирки уплотнительных поверхностей. Монтируется оно на раме. От электродвигателя 1 через полумуфты движение передается на червяк 2 и червячное колесо 3. На конце вала 4 насажен рычаг 5, передающий движение на другой рычаг 6. Указанная система рычагов образует шатуно-кривошипный механизм. На конце вала закреплен чугунный притирочный диск 7. Деталь (например, тарелка задвижки) закрепляется в вилку 8. Мелкие детали (кольца и клапаны вентилей) закрепляются в обойму.

Притирочный диск изготавливается из плотного мелкозернистого чугуна твердостью по Бринеллю 150—210. Рабочая поверхность диска должна быть шабренной. Количество пятен в квадрате со стороной 25 мм должно быть до 20.

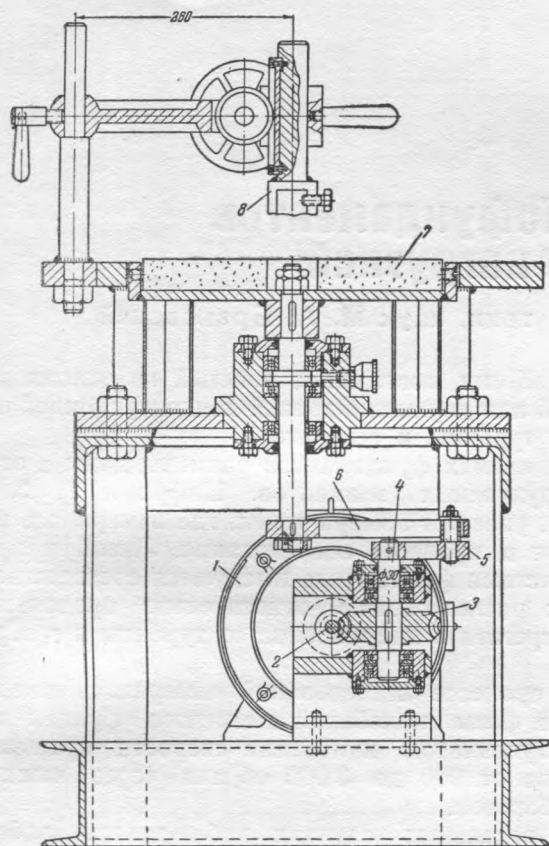


Рис. 4. Приспособление для притирки уплотнительных поверхностей.

1 — электродвигатель; 2 — червяк; 3 — червячное колесо; 4 — вал; 5 и 6 — рычаги; 7 — притирочный диск; 8 — вилка.

Проверка диска на плоскостность ведется по плитам. Желательно, чтобы притирочный диск был двусторонним: одна сторона для грубой притирки, другая — для тонкой (доводки). Для грубой притирки следует применять пасту карбид бора, а для тонкой доводки — пасту ГОИ (тонкую). После притирки 10—12 крупных деталей диск следует проточить на токарном станке на глубину 0,5 мм и затем шабрить. Для повышения производительности притирки можно на одной стороне диска (для грубой притирки) сделать канавки, в которые будет собираться отработанный абразивный порошок.

Рекомендуется также в процессе притирки добавлять олеиновую кислоту, которая каплями наносится на притирочную плиту. Благодаря применению олеиновой кислоты производительность процесса притирки повышается на 60—70 %.

Значительные трудности приходится преодолевать ремонтному персоналу электростанций при обработке мест посадки седел в корпусах задвижки без вырезки ее из трубопровода. Обычно применяемый метод притирки вручную малопродуктивен и не обеспечивает должного качества уплотнительной поверхности.

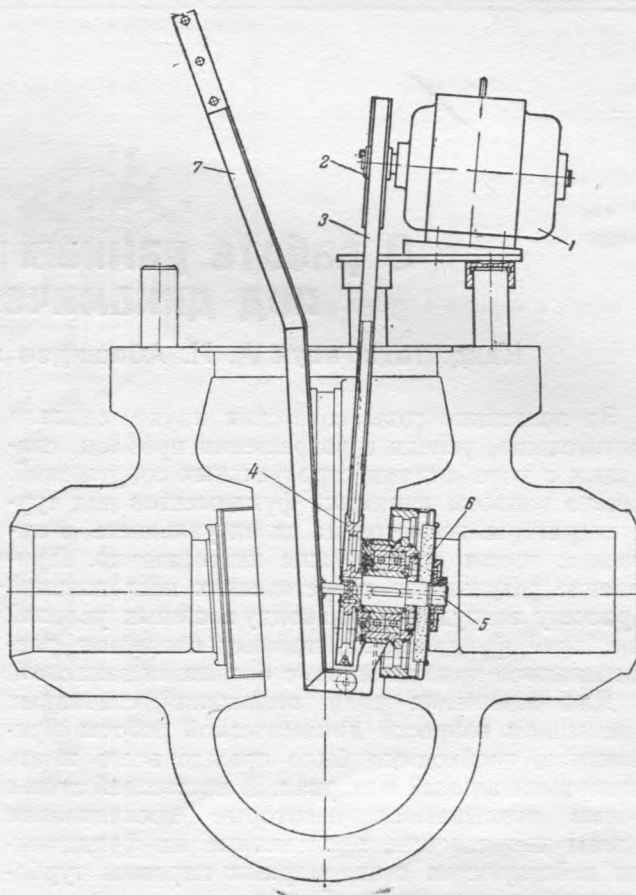


Рис. 5. Приспособление для шлифовки уплотнительных поверхностей в корпусе задвижки.

1 — электродвигатель; 2 и 4 — шкив; 3 — клиновый ремень; 5 — вал; 6 — шлифовальный круг; 7 — рычаг.

На рис. 5 показано приспособление, применяемое на одной из станций высокого давления Кемеровэнерго. От электродвигателя 1 при помощи шкива 2 и клинового ремня 3 движение передается на шкив 4, сидящий на валу 5. На конце вала 5 насажен шлифовальный круг 6. Приспособление крепится на имеющейся в корпусе задвижки резьбе. Подача осуществляется при помощи рычага 7. Перед установкой на место приспособление следует хорошо выверить, не допуская больших зазоров, так как иначе в процессе работы шлифовальный камень будет «бить» и на уплотнительной поверхности будут выемки — «рябь». Шлифовальный камень следует выбирать мелкозернистым (ПП185 \times 16 \times 32). После обработки трех-четырех задвижек шлифовальный круг следует править алмазом или шлифовальными брусками.

Длительный опыт эксплуатации данного приспособления на электростанции высокого давления Кемеровэнерго показал его хорошие качества, что дало возможность электростанции работать со сменными седлами, не прибегая к их заварке в корпус. Ремонт арматуры производится на месте без вырезки ее из трубопровода.



О работе рамных турбофундаментов под динамической нагрузкой¹

Канд. техн. наук А. И. Абашидзе и канд. техн. наук М. А. Брановский

За последние годы советская наука сделала значительные успехи в разрешении проблем, связанных с колебаниями строительных сооружений. Однако вопросы динамики фундаментов под турбогенераторы, несмотря на их актуальность, в настоящее время разработаны недостаточно. Применение результатов теоретических исследований к расчету затруднительно ввиду сложных условий колебаний фундаментов, поэтому последние рассчитываются приближенно, с большими запасами.

Для освещения ряда положений, связанных с решением вопросов динамической работы фундаментов, необходимо было прежде всего иметь экспериментальный материал. В настоящей статье кратко описываются некоторые исследования в этом направлении, проведенные на фундаментах действующих стационарных паровых турбоагрегатов электростанций.

Целью экспериментальных исследований являлось изучение характера колебаний фундамента в целом и его отдельных элементов (стоек, ригелей, продольных балок и т. п.) при воздействии переменной по частоте и амплитуде инерционной нагрузки, вызванной неуравновешенностью роторов турбоагрегата.

Первая основная задача состояла в выявлении резонансных скоростей системы агрегат — фундамент. Предполагалось количественно оценить колебания в резонансной и вне резонансной областях этой системы, начиная от подшипников турбины и генератора и кончая массивом нижней фундаментной плиты. Это дало бы возможность решить вопрос о расчетном режиме турбофундаментов и установить для них допускаемую величину амплитуд вибрации.

Значительный интерес представляло изучение форм колебаний частей фундамента и фазовых соотношений между ними, что позволило бы в дальнейшем наметить расчетную схему турбофундамента.

Методика экспериментирования виброизмерительная аппаратура

Для проведения исследований были выбраны восемь железобетонных турбофундаментов рамной конструкции, преимущественно постройки 1947—1949 гг. (табл. 1).

Исследованиям были подвергнуты фундаменты под турбоагрегаты от 4 и до 50 тыс. кВт на

3 000 об/мин, состоявшие каждый из одноцилиндровой или двухцилиндровой конденсационной паровой турбины и генератора.

На схемах фундаментов размеры даны в осях конструктивных элементов. Цифрами 1, 2, 3 и т. д. указаны номера точек, где измерялась вибрация в процессе исследования.левой и правой частями фундамента именуются соответственно их расположению относительно продольной оси агрегата в направлении от турбины к генератору.

В процессе исследований измерялись амплитуды и фазы колебаний элементов фундамента при ступенчатом изменении скорости вращения роторов от 900 до 3 000 об/мин через каждые 300 оборотов.

В отдельных случаях наблюдалась работа фундамента при скорости вращения роторов, превышающей рабочую (до 3 200 об/мин.).

Колебания измерялись по высоте стоек, по длине ригелей и продольных балок, в верхних узлах рамы, на консолях и по нижней плите у основания стоек. При наличии дополнительных связей между стойками измерялась также вибрация этих связей.

Амплитуды и фазы колебаний измерялись в вертикальном, поперечном и продольном относительно оси машины направлениях. Это позволяло выяснить картину пространственной работы рамного фундамента. Параллельно с этим измерялась вибрация подшипников турбины, генератора и возбудителя по всем трем направлениям. В отдельных случаях измерения производились на установочных плитах агрегата.

Полученные данные позволили построить амплитудно-частотные и фазово-частотные характеристики элементов фундамента и машины, т. е. зависимости амплитуды и фазы колебаний от скорости вращения роторов турбоагрегата.

Наряду с этим наблюдалась форма исследуемых колебаний и фиксировалось появление высших гармонических по отношению к основной, равной по частоте числу оборотов ротора в секунду. Измерения колебаний производились при помощи прибора БИП-2, разработанного и изготовленного Конструкторско-технологическим бюро треста «Союзэнергоремонт». Основными элементами прибора являются электродинамические вибрационные датчики и измерительный блок. Прибор позволяет наблюдать форму исследуемых колебаний и измерять смещения колебательного движения в диапазоне двойных амплитуд от 2 до 800 мкм при частотах от 15 до 200 гц. Погреш-

¹ По материалам исследований фундаментов под турбоагрегаты, проведенных Союзэнергоремонтом совместно с ТНИСГЭИ в 1953 г.

Краткая характеристика исследованных объектов

№ турбоагрегата	Характеристика	Схема фундамента	Примечание
1	$P = 15\,000$ квт, $n = 3\,000$ об/мин; турбина одноцилиндровая, конденсационная; $p_0 = 29$ ат; $t = 400^\circ\text{C}$		Фундамент построен в 1948 г.
2	$P = 6\,000$ квт, $n = 3\,000$ об/мин; турбина одноцилиндровая, конденсационная; $p_0 = 28$ ат, $t = 385^\circ\text{C}$		Фундамент построен в 1933 г.; в 1948 г. реконструирован из рам-гостеного типа в рамный. При реконструкции заменено все верхнее строение фундамента
3	$P = 4\,000$ квт, $n = 3\,000$ об/мин; турбина одноцилиндровая, конденсационная; $p_0 = 29$ ат, $t = 400^\circ\text{C}$		Фундамент построен в 1936 г.
4—5	$P = 10\,000$ квт, $n = 3\,000$ об/мин; турбина одноцилиндровая, конденсационная; $p_0 = 28,2$ ат, $t = 400^\circ\text{C}$		Фундаменты построены в 1947—1949 гг. Расчетные совместные критические скорости вращения роторов турбины и генератора составляют 2 100 и 2 520 об/мин
6	$P = 19\,600$ квт, $n = 3\,000$ об/мин; турбина двухцилиндровая, конденсационная; $p_0 = 74$ ат, $t = 485^\circ\text{C}$		Фундамент построен в 1948 г.

№ турбоагрегата	Характеристика	Схема фундамента	Примечание
7	$P = 20\,000$ квт, $n = 3\,000$ об/мин; турбина двухцилиндровая, конденсационная; $p_0 = 74$ ат, $t = 485^\circ\text{C}$		Фундамент построен в 1948 г.
8	$P = 50\,000$ квт, $n = 3\,000$ об/мин; турбина двухцилиндровая, конденсационная; $p_0 = 120$ ат, $t = 500^\circ\text{C}$		Фундамент построен в 1947 г. Расчетная критическая скорость вращения ротора генератора составляет 2 200 об/мин.

ность измерений в указанном диапазоне не превышает $\pm 5\%$. Точность отсчета амплитуды составляет ± 1 мкн. Прибор обеспечивает определение сдвига фаз измеряемых колебаний с точностью до $\pm 5^\circ$.

На измерительный блок прибора могут одновременно включаться два датчика, а поочередно — до шести датчиков, расположенных в различных точках исследуемого объекта. В процессе исследований при измерении колебаний подшипников и фундамента датчики использовались в качестве виброщупов. Острие штыря, ввинчиваемого в корпус датчика, упиралось в точку, колебания которой следовало измерить. В отдельных случаях при измерении малой (до 30—40 мкн) вибрации датчики ставились без крепления на вибрирующую поверхность.

Результаты исследований

Полученные в результате исследований данные, касающиеся резонансных скоростей и амплитуд колебаний подшипников турбоагрегата и элементов фундамента, сведены в табл. 2. Анализ этих данных показывает следующее.

Все элементы фундамента совершают колебания в вертикальном, поперечном и продольном направлениях². При этом все эти колебания являются для каждой из точек фундамента величинами одного порядка.

Такое же явление имеет место и для подшипников турбоагрегата. Максимальная двойная амплитуда колебаний, измеренная в процессе исследований при 3 000 об/мин, на подшипниках составляла 150 мкн, а на фундаменте (исключая консоли) — 35 мкн.

² В дальнейшем изложении, когда направления колебаний не указываются, они подразумеваются в следующем порядке: вертикальные, поперечные и продольные.

У всех испытанных турбоагрегатов система ротор — подшипник проходит в диапазоне 900—3 000 об/мин одну или две резонансных скорости. Переход через резонанс характеризуется ростом амплитуды и в отдельных случаях усиленным сдвигом фазы колебаний подшипников.

На рис. 1 представлены амплитудно-частотные и фазово-частотные характеристики трех подшипников различных агрегатов, где $2A$ обозначает двойную амплитуду колебаний, а φ — фазу колебаний. Два амплитудных пика на кривой 1 рис. 1, а при 1 800 и 2 700 об/мин отражают переход системы ротор — подшипник через две резонансные области. У остальных двух подшипников (кривые 2 и 3) отмечается только по одному резонансному пику амплитуды при 1 300 и 1 800 об/мин соответственно.

При существовании двух резонансных областей абсолютная величина второго амплитудного пика обычно больше, чем первого. Это, например, иллюстрируется кривой 1, однако в отдельных случаях резонансные амплитуды оказываются равными между собой или вторая меньше первой. Двойная амплитуда колебаний при резонансе достигает у отдельных подшипников 100—150 мкн.

Формы фазово-частотных характеристик подшипников, полученных в результате исследований, весьма разнообразны и значительно отличаются от форм теоретических характеристик систем с одной и двумя степенями свободы. Это, повидимому, связано с нелинейностью колеблющихся систем и большим различием их демпфирующих параметров.

Отметим, что в целом ряде случаев для одного и того же подшипника резонансные колебания различного направления возбуждаются при разных скоростях вращения. Так, у переднего подшипника генератора (точка 3) турбоагрегата

Данные вибрационных исследований турбоагрегатов

№ турбо-агрегата	Направление вибрации	Резонансные скорости вращения и двойные амплитуды колебаний, об/мин/мм						Максимальная вибрация, мм при 3 000 об/мин*		
		Подшипники						Полшип-ники	Фундамент	Нижняя фунда-ментная плита
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6			
1	Вертикальное Поперечное Продольное	2 100/28 1 500/8 2 100/40	2 100/42 2 100/20 1 800/23	1 800/21 2 700/60 2 100/10	1 800/50 2 700/65 1 800/75			Резонанс не отмечается 1 200/22 (горизонтальная рама) 1 200/12 (горизонтальная рама)	50 50 35	15 20 15
2	Вертикальное Поперечное Продольное	2 400/48 3 000/45 1 200/13 2 400/75	3 000/65 2 100/8 1 800/10 2 700/48	1 800/21 2 700/60 2 100/10 1 800/15 2 700/38	1 800/12 2 700/12 1 800/12 1 800/15 3 000/38			Резонанс не отмечается 1 500/13 (горизонтальная рама) 2 400/30 (вертикальная рама I) 2 100/18 (горизонтальная рама)	65 65 65	10 4 3
3	Вертикальное Поперечное Продольное	2 100/13 1 500/8 1 500/15	Резонанс не отмечается 1 500/9 2 700/16 1 500/18	1 300/13 1 500/10 Резонанс не отмечается				2 700/10 (ригель рамы I) 3 000/140 (передняя консоль) 1 300/8 (горизонтальная рама) 1 300/8 (горизонтальная рама)	45 20 55	20 15 20
4	Вертикальное Поперечное Продольное	2 400/15 2 100/16 2 100/10	2 100/17 Измерения не производились То же	1 800/17 2 400/18 2 400/18 2 700/22	1 800/33 Резонанс не отмечается 2 100/100			Резонанс не отмечается 1 800/14 (задняя консоль) 2 400/14 (поперечная связь) 2 700/17 (ригель рамы III)	22 24 30	17 20 10
5	Вертикальное Поперечное Продольное	1 800/8 2 400/12 3 000/150 Резонанс не отмечается	2 100/16 Измерения не производились То же	2 100/15 2 100/10 100/8	1 800/15 2 100/10 1 800/9			Резонанс не отмечается 1 800/8 (поперечная связь) 1 800/8 (консоль) 3 000/15 (продольная балка)	23 150 10	10 13 13
6	Вертикальное Поперечное Продольное	1 800/8 2 100/10 2 100/12	Измерения не производились То же "	1 800/13 1 800/6 1 800/15	1 500/11 1 800/12 2 700/23 2 100/12	1 800/10 1 500/12 2 400/16 2 400/23		2 100/13 (ригель рамы I) 2 700/8 (горизонтальная рама) 2 700/13 (стойка рамы I) 2 400/8 (ригель рамы III)	16 14 15	6 8 6
7	Вертикальное Поперечное Продольное	1 300/27 1 300/50 2 100/35	2 100/30 2 700/33 1 300/28 2 100/20	2 100/25 2 700/33 1 800/25 1 300/15 2 700/18	2 400/25 2 400/16 2 400/20	2 100/33 1 300/22 2 400/18 2 100/18		2 700/40 (задняя консоль) 1 300/15 (продольная балка) 2 400/20 (стойка рамы I) 2 700/16 (ригель рамы I) 3 000/65 (задняя консоль) 2 100/18 (стойка рамы I) 2 400/25 (система продольных балок) 2 700/20 (ригель рамы I)	30 17 30	23 18 17
8	Вертикальное Поперечное Продольное	Измерения не производились Измерения не производились То же	Измерения не производились Измерения не производились То же	2 400/75	2 100/27	2 400/105		1 500/20 (продольная балка)	50 35 75	14 14 14

* Вибрация консольных вылетов верхнего строения не учитывалась.

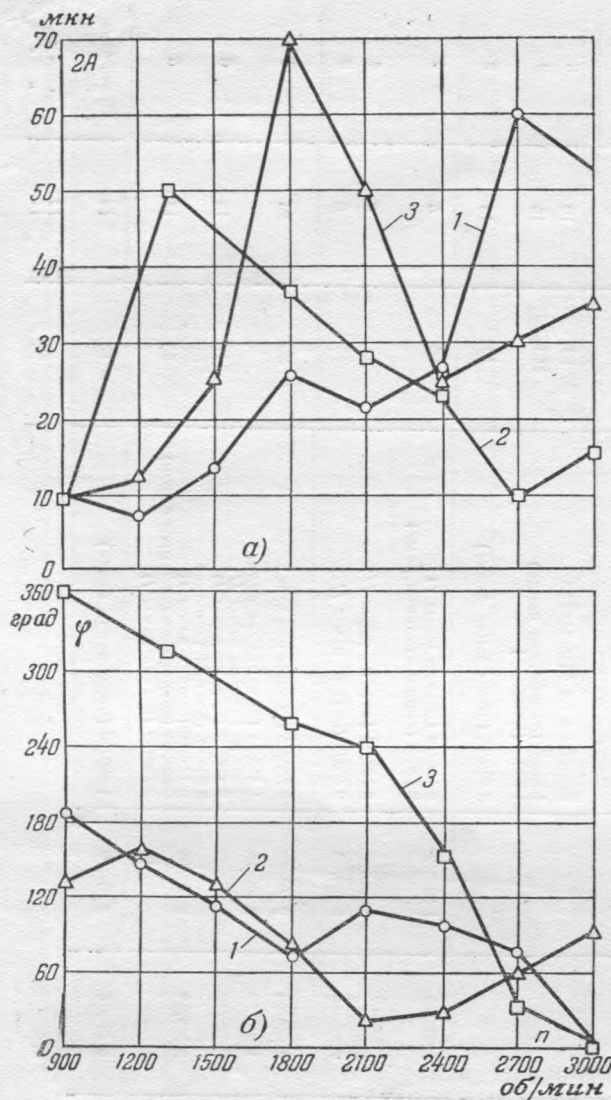


Рис. 1. Амплитудно-частотные (а) и фазово-частотные (б) характеристики подшипников.

1 — вертикальные колебания переднего подшипника генератора турбоагрегата № 2; 2 — поперечные колебания переднего подшипника р. в. д. турбоагрегата № 7; 3 — продольные колебания заднего подшипника генератора турбоагрегата № 1.

№ 4 резонанс в трех направлениях отмечается соответственно при 1800, 2400 и 2100—2700 об/мин. На переднем подшипнике турбины турбоагрегата № 7 (точка 1) резонанс в вертикальном и поперечном направлениях проявляется при 1300 об/мин, а в продольном — при 2200 об/мин.

В отдельных случаях различие в резонансных скоростях наблюдается и для подшипников, несущих один и тот же ротор. Примером может служить турбоагрегат № 5, у которого на переднем подшипнике генератора (точка 3) резонансные вертикальные колебания отмечаются при 2100 об/мин, а на заднем — при 1800 об/мин. Еще более резкая разница в резонансных скоростях вертикальных колебаний наблюдается для подшипников турбоагрегата № 7—1300 и 2100 об/мин.

Резонансные колебания подшипников отражаются на фундаменте, вызывая увеличение вибрации его элементов на 5—15 мкН.

На рис. 2 сплошными линиями (1 и 3) нанесены амплитудно-частотные характеристики двух

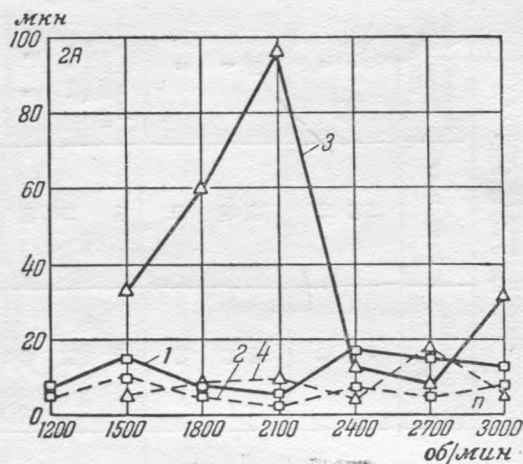


Рис. 2. Амплитудно-частотные характеристики подшипников и ригелей.

1 — поперечные колебания переднего подшипника генератора турбоагрегата № 6 (точка 5); 2 — поперечные колебания ригеля (точка 8); 3 — продольные колебания заднего подшипника генератора турбоагрегата № 4 (точка 4); 4 — продольные колебания ригеля (точка 6).

подшипников и пунктирными линиями (2 и 4) — характеристики ригелей, на которых эти подшипники установлены. Несмотря на интенсивные (96 мкН) резонансные поперечные колебания подшипника (кривая 3), колебания ригеля в том же направлении усилились всего на 6 мкН. В другом случае (кривые 1 и 2) примерно такое же увеличение амплитуды колебаний ригеля вызвано значительно менее интенсивными резонансными колебаниями подшипника.

В рассматриваемом диапазоне изменения скорости вращения роторов наблюдаются резонансные колебания как отдельных элементов фундамента — ригелей, продольных балок, стоек, — так и систем этих элементов, преимущественно вертикальных и верхней горизонтальной рам. Резонанс характеризуется главным образом появлением явно выраженного амплитудного пика. В отдельных случаях резонанс сопровождается более резким изменением фазы колебаний по сравнению с предыдущей и последующей областями частот.

Для исследованного диапазона частот (90—3000 об/мин) в любой точке фундамента отмечается (в каждом из трех направлений) только один амплитудный пик, вызванный резонансом собственно фундамента. Типичные амплитудно-частотные характеристики элементов испытанных фундаментов изображены на рис. 3.

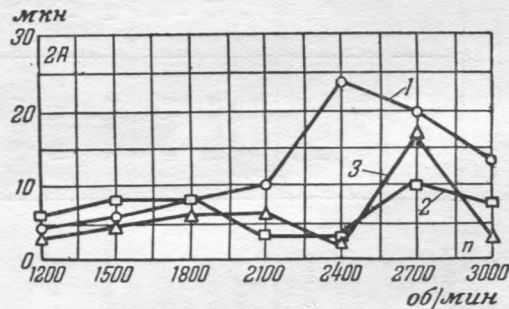


Рис. 3. Амплитудно-частотные характеристики элементов фундамента.

1 — вертикальные колебания продольной балки фундамента турбоагрегата № 7 (точка 13); 2 — поперечные колебания стойки фундамента турбоагрегата № 6 (точка 17); 3 — продольные колебания ригеля фундамента турбоагрегата № 4 (точка 6).

Как показали измерения (см. табл. 2), наиболее часто в резонанс входят ригели и продольные балки, реже — вертикальные стойки. Резонансные скорости элементов фундамента лежат обычно выше 1 800 об/мин. Максимальные резонансные амплитуды не превышают 20 мкн. Если резонирует система элементов, то двойные амплитуды могут достигать до 30 мкн. Резонансные скорости при этом лежат обычно не выше 2 400 об/мин.

Характерным случаем последовательного возбуждения резонансных колебаний системы элементов могут служить поведение фундамента турбоагрегата № 2. Конфигурации его верхней горизонтальной рамы, возникающие в процессе колебаний при различных скоростях вращения роторов, представлены на рис. 4.

Исследования показали, что при 1 500 об/мин наблюдается усиление поперечных колебаний верхней горизонтальной рамы в целом. Колебания частей рамы происходят в близких фазах с мало отличающимися амплитудами (рис. 4, а), что соответствует поперечно-поступательному перемещению рамы в своей плоскости. Двойная амплитуда поперечных колебаний рамы при этом достигает 15 мкн. При 2 100 об/мин возбуждаются резонансные продольные колебания верхней рамы. При этом левая и правая продольные балки колеблются в противофазе (рис. 4, б), в то время как точки каждой из балок колеблются синфазно. Максимальная двойная амплитуда продольных колебаний рамы достигает 17 мкн. Наконец, при 2 400 об/мин возникает резонанс в поперечном направлении рамы I и прилегающих к ней продольных балок (рис. 4, в). Вибрация рамы достигает до 25 мкн. Как показал специальный анализ, появление этого резонанса следует отнести за счет образования стыков по всем стойкам фундамента после его реконструкции. Дальнейшее повышение скорости вращения до 3 000 об/мин приводит к снижению амплитуды колебаний верхнего строения фундамента. При этом рама последовательно приобретает формы, изображенные на рис. 4, г и д.

Резонанс отдельного элемента фундамента, как правило, не отражается на вибрации подшипников турбоагрегата. При резонансе же системы элементов фундамента на подшипниках обычно

отмечается некоторое (до 5—15 мкн) усиление вибрации того же направления. Так, у фундамента турбоагрегата № 7 при 2 400 об/мин резонирует в вертикальном направлении система продольных балок (точки 9, 10, 11, 13, 14, 16 и 17). Двойная амплитуда в середине пролета (точка 13) доходит до 25 мкн. Концы продольных балок вибрируют в близких фазах. При этом на заднем подшипнике цилиндра низкого давления (точка 4) вертикальные колебания увеличиваются на 11 мкн, а на переднем подшипнике генератора (точка 5) — на 8 мкн. На колебания остальных подшипников резонанс системы продольных балок существенно не сказывается.

Анализ форм колебаний рамной конструкции фундамента показывает, что при любых скоростях вращения роторов за исключением резонансных точки верхней горизонтальной рамы колеблются в поперечном и продольном направлениях с различными амплитудами и в различных фазах. Поперечные рамы фундамента также колеблются со сдвигом фаз. Характер и величина вибрации отдельной рамы вне резонансной зоны в основном определяются колебаниями подшипников, установленных на ригеле этой рамы. Между колебаниями подшипников и элементов рам существует сдвиг фаз, изменяющийся с изменением числа оборотов роторов турбоагрегата.

Элементы верхнего строения фундамента совершают не только поступательные перемещения, но и изгибаются. Динамические прогибы в вертикальной и горизонтальной плоскостях для одной и той же точки фундамента являются величинами одного порядка.

Интересно отметить, что колебания концов ригеля вертикальных рам в поперечном направлении могут происходить как синфазно, так и в существенно различных фазах. У фундамента турбоагрегата № 2 при 3 000 об/мин имеют место синфазные поперечные колебания концов всех трех ригелей (рис. 4, д), а при 2 700 об/мин концы ригелей рамы I и III колеблются со сдвигом фаз, близким к 180° (рис. 4, г). Такое же явление наблюдается и для продольных балок и стоек.

Следовательно, при работе в рассматриваемой области частот имеют место деформации растяжения и сжатия всех элементов фундамента. Только

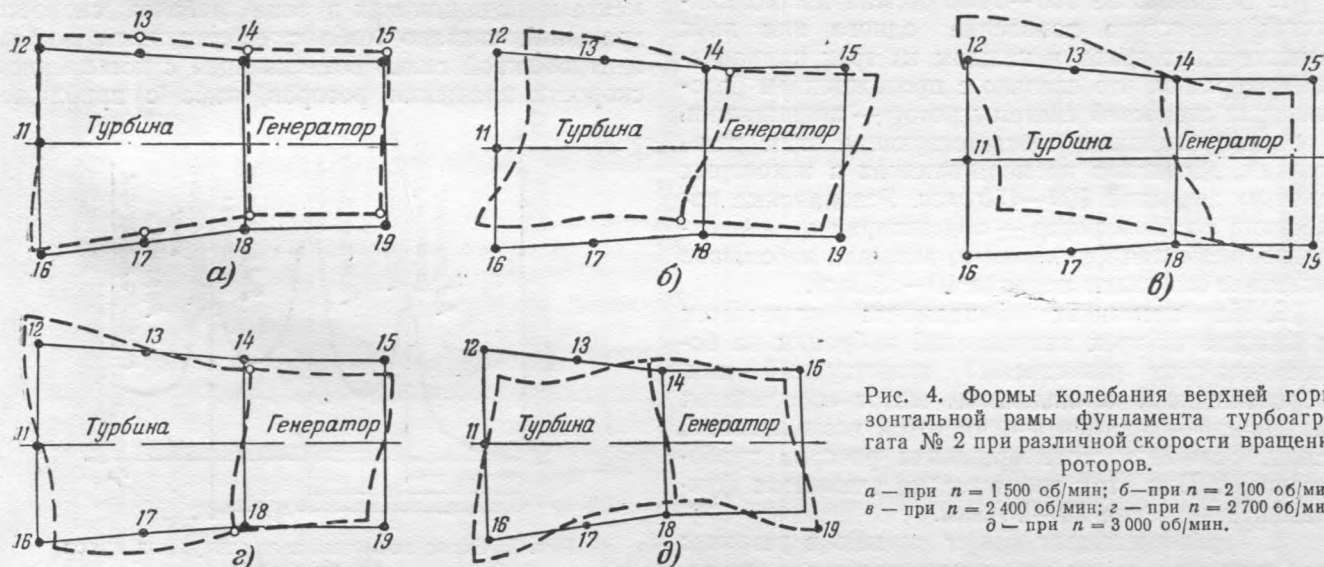


Рис. 4. Формы колебания верхней горизонтальной рамы фундамента турбоагрегата № 2 при различной скорости вращения роторов.
а — при $n = 1\,500$ об/мин; б — при $n = 2\,100$ об/мин;
в — при $n = 2\,400$ об/мин; г — при $n = 2\,700$ об/мин;
д — при $n = 3\,000$ об/мин.

при колебаниях в резонансном режиме отдельные элементы фундамента или системы этих элементов ведут себя, как жесткие недеформирующиеся конструкции. Так, например, верхняя горизонтальная рама турбогенератора № 2 при первом резонансе (1500 об/мин) колеблется как жесткий брус на упругих опорах.

Консольная часть верхнего строения фундамента вибрирует обычно как самостоятельный элемент, не следуя общей картине вибрации фундамента. При этом вибрация консоли, особенно в резонансе, бывает столь значительной, что делает затруднительным обслуживание турбоагрегата эксплуатационным персоналом. С подобным случаем столкнулись при исследованиях турбоагрегата № 3, консоль фундамента которого попадает в резонанс при скорости вращения роторов, близкой к рабочей. Вертикальная вибрация консоли площадки, с которой обслуживается турбина (точки 9 и 10), растет с 15 мкн при 2700 об/мин до 140 мкн при 3000 об/мин. Поперечные и продольные колебания усиливаются соответственно с 8 до 16 и с 2 до 25 мкн.

У ряда фундаментов отмечается небольшое усиление вибрации в зоне рабочей скорости вращения (2700—3000 об/мин). Это явление связано с естественным ростом действующих на машину и фундамент возмущающих (центробежных) сил при увеличении скорости вращения роторов турбоагрегата. Иногда причиной усиления вибрации бывает приближение к последующему резонансу системы ротор — подшипники или ко второму резонансу элементов фундамента.

У всех фундаментов наблюдаются вертикальные, поперечные и продольные колебания нижней фундаментной плиты с двойной амплитудой, лежащей в пределах от 2 до 10 мкн. В некоторых случаях, как, например, у фундаментов турбоагрегатов 1 и 5, на колебания нижней плиты отражается резонанс системы ротор — подшипники и системы элементов фундамента. Вибрация плиты при этом усиливается на 3—5 мкн.

Выводы

Рассмотрение результатов проведенных исследований позволяет прийти к следующим выводам.

1. В диапазоне 900—3000 об/мин на подшипниках возможно появление одного или двух амплитудных пиков в каждом из трех направлений вибрации, что связано с прохождением резонансных скоростей системы ротор — подшипники. Амплитудные пики, соответствующие этим резонансам, достигают на подшипниках в некоторых случаях значений 100—150 мкн. Резонансные колебания системы ротор — подшипники отражаются на элементах фундамента, вызывая небольшое усиление вибрации порядка 10—15 мкн.

2. На элементах фундамента отмечается в каждом из трех направлений вибрации не более чем один резонансный амплитудный пик, обусловленный совпадением частот собственных колебаний фундамента с частотой возмущающей силы, равной частоте вращения роторов турбоагрегата. Пик этот достигает на элементах фундамента значения 20—25 мкн.

3. Турбофундамент может входить в резонанс как системой своих элементов, например, систе-

мой продольных балок, отдельно стоящими рамами, так и отдельными элементами — балками, ригелями, стойками. Если резонирует отдельный элемент турбофундамента, то явление это, как правило, не отражается на картине вибраций подшипников. При резонансе же системы элементов фундамента на подшипниках обычно отмечается некоторое, до 5—15 мкн, усиление вибрации.

4. Изложенное выше позволяет установить следующую картину возможного количества амплитудных пиков на подшипниках и элементах фундамента в каждом из трех направлений:

а) На подшипниках возможно существование трех амплитудных пиков. Один или два из них обусловлены прохождением системой ротор — подшипники резонансных зон и превышают третий амплитудный подъем, вызванный резонансом фундамента.

б) На элементах турбофундамента возможно наличие одного амплитудного пика, вызванного резонансом элемента или системы элементов фундамента, а также одного или двух амплитудных подъемов, обусловленных резонансом системы ротор — подшипники. Последним резонансам соответствуют фиксированные значения скорости вращения, роторов агрегата, как правило, удаленные от рабочей скорости вращения. Все три пика являются величинами одного порядка, однако обычно максимальное значение имеет амплитудный пик, вызванный резонансом элементов фундамента.

Условная схема возможных амплитудных пиков, ожидаемых на элементах фундамента, приведена на рис. 5.

5. Нижняя фундаментная плита вибрирует в каждом из трех направлений с двойными амплитудами от 2 до 10 мкн, т. е. вполне соизмеримыми с амплитудами фундамента. В отдельных случаях плита отражает все три возможных резонансных подъема, имеющих на элементах фундамента.

6. Консоль верхней фундаментной рамы вибрирует во всех трех направлениях как самостоятельный элемент. Она может входить в резонанс независимо от остальных частей фундамента.

7. Некоторое усиление вибрации на фундаменте и подшипниках в зоне рабочей скорости вращения связано либо с естественным ростом центробежной силы, возникающей с повышением скорости вращения роторов, либо с приближе-

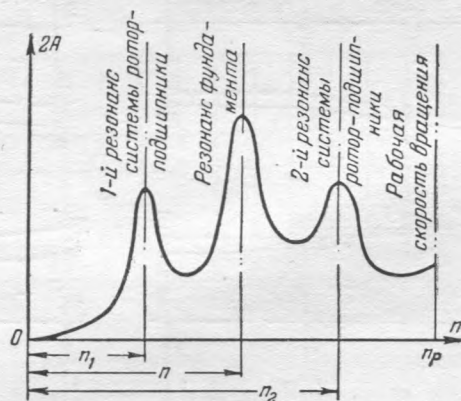


Рис. 5. Схема возможных амплитудных пиков фундамента.

нием к лежащему выше рабочей скорости вращения резонансу системы ротор — подшипники или собственно фундамента.

8. Точки верхней фундаментной рамы в поперечном и продольном направлениях колеблются в различных фазах с различными амплитудами. Элементы верхнего строения изгибаются и поступательно перемещаются. При этом амплитуды вибрации и собственно динамические прогибы в вертикальном и горизонтальном направлениях для каждой точки являются величинами одного порядка.

9. Поперечные рамы во всех трех направлениях могут колебаться в различных фазах по отношению друг к другу, уподобляясь колебаниям отдельно стоящих рам. Форма продольных и поперечных колебаний рам указывает на возможную деформацию растяжения или сжатия в направлении осей стержней.

10. Картина колебаний верхнего строения фундамента не может быть отождествлена с колебаниями жесткого бруса на упругих опорах, как это принималось ранее в целях упрощения расчетов. Верхнее фундаментное строение (или плита, как ее обычно называли) колеблется как стержневая система. Приблизительная картина колебаний верхнего строения как жесткого бруса имеет место только при резонансных колебаниях целиком горизонтальной рамы, когда элементы ее колеблются в одинаковых фазах.

11. Величина и характер вибраций элементов рам фундамента определяются величиной и характером вибраций установленных на них подшипников.

12. Данные заводов о критических скоростях вращения роторов, как правило, не совпадают с зонами прохождения резонансов системой ротор — подшипники.



О схемах монтажа арматурных блоков железобетонных каркасов

Инж. А. И. Берман и инж. М. Н. Процаев

Современные конструктивные решения железобетонных каркасов главных корпусов тепловых электростанций позволяют значительно облегчить их сооружение, освободиться от применения дорогостоящих стационарных коренных поддерживающих лесов, механизировать высотную установку арматуры и опалубки, а также укладку бетона в конструкции.

Поперечные конструкции каркаса главного корпуса типовых электростанций состоят из двух отдельных (или сомкнутых)

железобетонных однопролетных многоэтажных рам деаэрационного и бункерного отделений и железобетонной стойки фасадной стены машинного зала, как это показано на рис. 1.

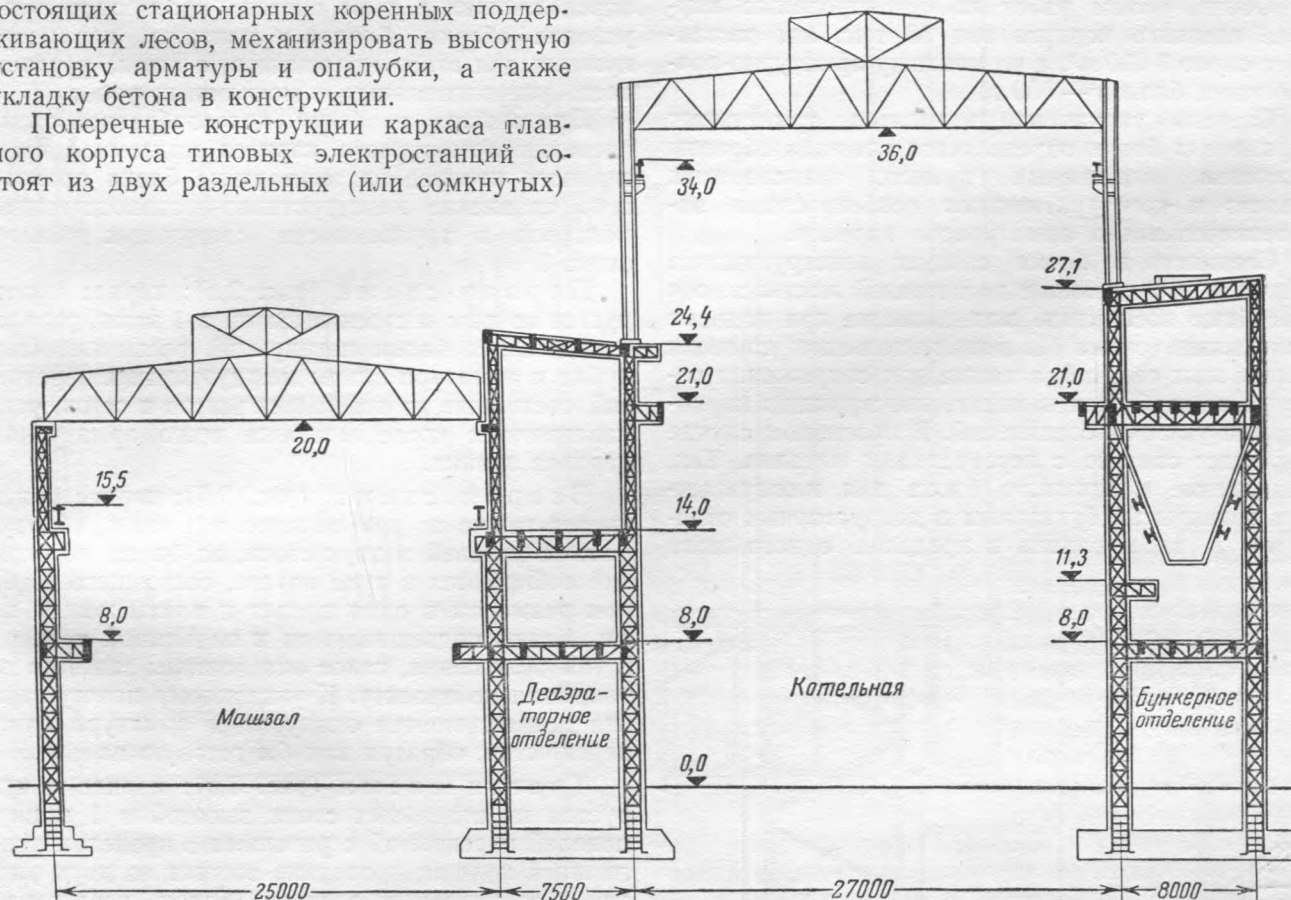


Рис. 1. Несущие арматурные каркасы поперечных конструкций главного корпуса электростанции с отдельными рамами бункерного и деаэрационного отделений.

Кровельные перекрытия машинного зала и котельной, так же как и каркасы стен котельной выше бункерного и деаэраторного отделений, запроектированы в виде стальных конструкций.

Размер здания в плане (по осям крайних колонн) равен $67,5 \times 78,7$ м. Высота здания — 43,5 м (конек фонаря кровельного перекрытия котельной). В продольном направлении шаг конструкций принят равным 6 м со вставкой 700 мм между двумя колоннами на температурном шве.

Арматура железобетонного каркаса здания запроектирована в виде жестких решетчатых несущих пространственных конструкций, рассчитанных на восприятие нагрузок от собственного веса, веса опалубки и свежего бетона, а также на монтажную нагрузку при производстве работ и ветровое давление на поверхность опалубки.

Несущие каркасы изготавливаются из угловой и круглой стали, при этом пояса каркасов колонн и ригелей выполняются из угловой стали, а решетки и каркасы второстепенных балок — из круглой.

После приобретения бетоном достаточной прочности несущие каркасы входят в состав бетонного сечения, как обычная арматура.

Заранее изготовленные несущие арматурные каркасы отдельных конструктивных элементов здания — колонн, ригелей и балок — укрупняются перед монтажом в блоки. Часть каркасов, не поддающаяся блокировке, монтируется без укрупнения. Элементы арматурного каркаса монтируются вместе с предварительно навешенной на них опалубкой.

Общий объем работ по бетонированию каркаса главного корпуса тэц 50 тыс. квт составляет около 3 000 м³, а по монтажу арматурно-опалубочных блоков — 900 т.

Степень укрупнения элементов арматурных каркасов в блоки определяется главным образом наличием монтажных кранов, транспортных средств и конструктивными особенностями запроектированного арматурного каркаса.

Соединять в блоки следует конструктивные элементы, обладающие достаточной жесткостью и способные воспринять возникающие при подъеме монтажные усилия без дополнительного усиления поперечных сечений, а также для сопряжения которых не требуется изменять конструкцию каркасов или узловых соединений. В противном случае это будет связано с перерасходом металла. Так, выполнение монтажного блока для междуэтажных перекрытий в виде панели в пределах одного шага

колонн путем сопряжения мощных ригелей и второстепенных балок, имеющих сравнительно легкое армирование и небольшое поперечное сечение, как это показано на рис. 2, потребует создания жесткого сопряжения балки с ригелем (по проекту здесь — шарнир), а поперечное сечение балки может потребовать усиления для восприятия монтажных усилий в процессе монтажа.

Вертикальные элементы каркаса — стойки ряда А (см. ниже рис. 4), стойки каркаса бункерного и деаэраторного отделений — не следует монтировать в виде элементов слишком большой длины (больше 8—12 м), так как они могут деформироваться при подъеме с земли. Многоэтажные рамные конструкции бункерных и деаэраторных отделений наиболее целесообразно расчленить на блоки в виде рам в пределах одного или двух этажей, так как такие блоки благодаря наличию запроектированной поперечной жесткости потребуют для обеспечения их пространственной жесткости при подъеме минимум временных связей.

Очевидно, что в любом случае способ членения конструкций на блоки должен исключать дополнительный расход металла за счет использования в качестве связей, обеспечивающих пространственную жесткость блока для восприятия монтажных усилий, конструктивных элементов, являющихся составными частями арматурного каркаса.

Степень укрупнения элементов каркаса в блоки и виды последних, как было сказано, также зависят от конструктивных особенностей каркаса, определяющих в свою очередь производственные условия сборки блоков и монтажа, параметры нужных для этого механизмов, а также трудоемкость укрупнительных и монтажных работ.

Для выбора наиболее целесообразной схемы членения арматурного каркаса надземной части главного корпуса на монтажные блоки произведено сравнение конструктивно-производственных факторов и трудоемкости следующих четырех схем:

Первая схема (рис. 3,а): каркас монтируется из рам и стоек высотой в 1 этаж, ригелей и отдельных балок перекрытий россыпью. Опалубка и арматура плиты междуэтажных перекрытий, состоящие из отдельных щитов и сеток, устанавливаются после монтажа всего арматурного каркаса здания.

Вторая схема (рис. 3,б): каркас монтируется также из рам высотой в 1 этаж, образуемых из ригелей и двух стоек, но балки перекрытий собираются в виде пакета, состоящего из балок размером в один пролет и плиты между ними. Балки подвешиваются к подъемной траверзе в том положении, какое они должны занять в перекрытии по проекту. К указанному пакету заранее подвешиваются опалубка и арматура плиты перекрытия, образуя как бы готовую панель.

Третья схема (рис. 3,в): каркас монтируется из отдельных стоек высотой в 1 этаж и панелей перекрытий с ригелями в пределах одного шага колонн; последние состоят из двух ригелей и сопрягаемых с ними балок перекрытия. К указанной панели подвешиваются также опалубка и арматура плиты перекрытия.

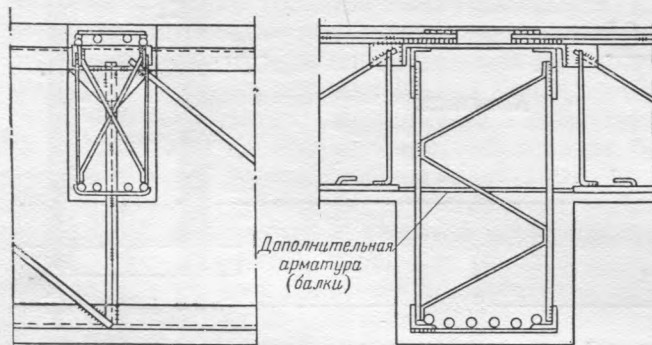


Рис. 2. Сопряжение каркасов балки и ригеля.

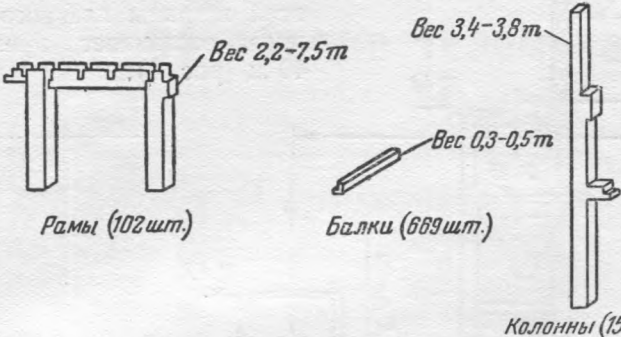
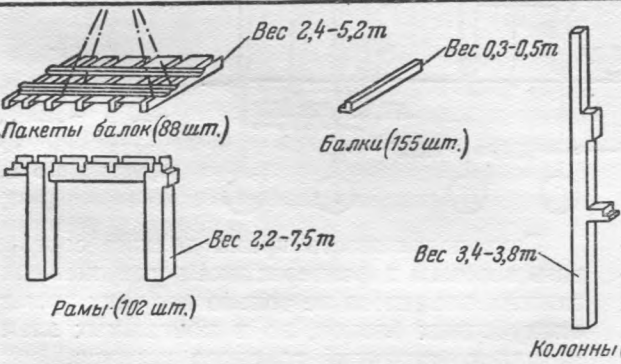
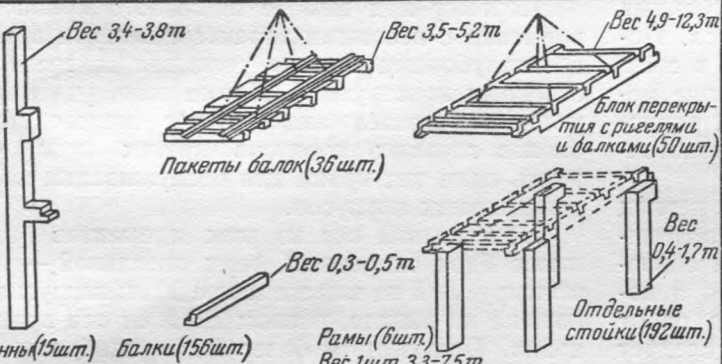
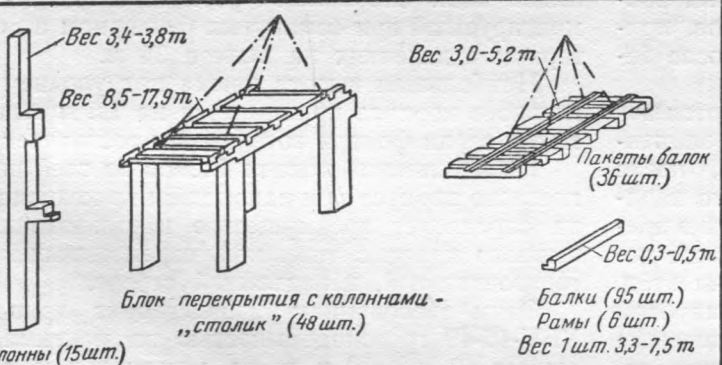
		Общее количество блоков	Общий вес	Блочность, %	
				По весу	По количеству
<p>а)</p>  <p>Рамы (102 шт.) Вес 2,2-7,5 т</p> <p>Балки (689 шт.) Вес 0,3-0,5 т</p> <p>Колонны (15 шт.) Вес 3,4-3,8 т</p>		786	799	63	15
<p>б)</p>  <p>Пакеты балок (88 шт.) Вес 2,4-5,2 т</p> <p>Балки (155 шт.) Вес 0,3-0,5 т</p> <p>Рамы (102 шт.) Вес 2,2-7,5 т</p> <p>Колонны (15 шт.) Вес 3,4-3,8 т</p>		360	900	93	57
<p>в)</p>  <p>Колонны (15 шт.) Вес 3,4-3,8 т</p> <p>Балки (156 шт.) Вес 0,3-0,5 т</p> <p>Рамы (6 шт.) Вес 1 шт. 3,3-7,5 т</p> <p>Пакеты балок (36 шт.) Вес 3,5-5,2 т</p> <p>Блок перекрытия с ригелями и балками (50 шт.) Вес 4,9-12,3 т</p> <p>Отдельные стойки (192 шт.) Вес 0,4-1,7 т</p>		467	900	65,5	24
<p>г)</p>  <p>Колонны (15 шт.) Вес 3,4-3,8 т</p> <p>Балки (95 шт.) Вес 0,3-0,5 т</p> <p>Рамы (6 шт.) Вес 1 шт. 3,3-7,5 т</p> <p>Пакеты балок (36 шт.) Вес 3,0-5,2 т</p> <p>Блок перекрытия с колоннами - „столик“ (48 шт.) Вес 8,5-17,9 т</p>		200	900	97,5	35

Рис. 3. Варианты монтажных блоков арматурного каркаса главного корпуса электростанции.

В промежуточных с панелями пролетах элементы перекрытий (второстепенные балки и опалубка плит) монтируются в виде пакета без ригелей, как и во второй схеме.

полнительного усиления при максимальном коэффициенте блочности и значительно меньшем, чем в четвертой схеме, максимальном весе блока (см. рис. 3).

Четвертая схема (рис. 3,г): каркас монтируется в виде «столиков» — пространственных блоков, образуемых из четырех стоек высотой в 1 этаж, двух ригелей, второстепенных балок и опалубки перекрытия.

Промежуточные между «столиками» перекрытия монтируются в виде пакетов, состоящих только из балок и плит (без ригелей).

Во всех четырех схемах стойки фасадной стены машинного зала монтируются из двух частей.

Сравнение основных показателей трудоемкости и затрат машино-смен обслуживающих кранов при монтаже арматурно-опалубочных блоков каркаса приведены в таблице. Количество машино-смен для сопоставимости подсчитано для крана одинаковой грузоподъемности.

Схема членения	Количество монтажных единиц (подъемов)	Трудозатраты в натуральных чел.-днях	Потребное количество машино-смен крана
Первая	786	1 600	148
Вторая	360	1 138	96
Третья	467	1 018	100
Четвертая	200	1 000	100

Из таблицы видно, что укрупнение элементов резко снижает трудоемкость монтажа. Сравнительные данные, кроме того, показывают, что выполнение блоков по второй схеме является наиболее благоприятным в конструктивном - производственном отношении, так как основной блок каркаса (жесткая П-образная рама) имеет достаточную для монтажа жесткость и не требует до-

Об объеме телемеханизации подстанций¹

Инж. Г. С. Конюшков

В электросетях одной энергосистемы в 1953—1954 гг. были телемеханизированы две подстанции 35/6 кв с организацией дежурства на дому. Проектирование телемеханизации этих подстанций велось проектно-конструкторским бюро энергосистемы, причем за основу брались аналогичные проекты, выполненные ОАТН института «Гидроэнергопроект».

Опыт монтажа, наладки и эксплуатации телемеханики на этих подстанциях приводит к выводу, что хорошую идею телемеханизации подстанций настолько усложнили, что эксплуатационный персонал всячески отказывается от дальнейшего внедрения телемеханики.

На одной из этих подстанций с одним трансформатором 4 800 кв, одной отходящей линией 35 кв, пятью отходящими линиями 6 кв и одной системой шин как на стороне 35 кв, так и на стороне 6 кв телемеханизация выполнена в следующем объеме:

- а) телеуправление выключателями линии 35 кв, трансформатора и одной линии 6 кв;
- б) телесигнализация положения всех выключателей;
- в) телесигнализация ненормальных режимов по отдельным видам нарушений—всего на 20 сигналов;
- г) телеизмерение по вызову — на шесть измерений.

Такой большой объем телемеханизации потребовал значительного количества оборудования, материалов, труда и денежных средств. Так, например, на каждой из этих подстанций установлено около 100 реле и израсходовано 1 200 м контрольного кабеля, а стоимость всех этих работ составила около 150 тыс. руб.

Однако опыт показал, что для ведения нормальной эксплуатации из всего смонтированного оборудования требуется лишь небольшая часть. За полтора года эксплуатации ни разу не потребовалось отключить или включить какой-либо выключатель при помощи телеуправления. Следовательно, телеуправление выключателями совершенно не нужно.

Также неоправдано осуществление 20 индивидуальных сигналов о нарушении нормального режима работы подстанции. Было бы достаточно одного общего сигнала, так как уже при проекти-

ровании предусматривалось дежурство персонала на дому.

Все попытки эксплуатационного персонала убедить проектантов и частично руководство энергосистемы в том, что не только можно, но и нужно сократить объем телемеханики на таких подстанциях, до сих пор остаются безрезультатными. Авторитет такой проектной организации, как Гидроэнергопроект, ставится выше мнения и опыта эксплуатационного персонала.

Совершенно правильно новые «Правила технической эксплуатации» (§ 772) установили в основном необходимый объем телемеханики на подстанциях.

Однако этот параграф «Правил» дает лишь общие установки об объеме телемеханики (а иначе и быть не может), а редакция его такова, что допускает различные толкования отдельных пунктов. Так, в пункте «а» записано: «управление оперативными выключателями и сигнализация их положения». А какие выключатели надо отнести к «оперативным»? Здесь-то и возможны самые разнообразные толкования.

В пособии по изучению «Правил технической эксплуатации» на стр. 275 указывается, что под оперативными выключателями понимаются выключатели «линий электропередачи, трансформаторов, шиносоединительные и секционные», т. е. все выключатели подстанции.

Если это определение верно, то надо прямо так и указать в «Правилах», а если нет (что совершенно ясно), — сформулировать требования в части необходимости телеуправления более четко.

В пункте «в» указано: «измерение по вызову нагрузки отдельных линий, контролируемых с пункта управления». Что это за «контролируемые» линии? Опять возможны самые различные толкования.

Такие, не совсем четкие указания § 772 «Правил технической эксплуатации» не дают возможности эксплуатационному персоналу подкрепить свои претензии ссылкой на общепризнанный и авторитетный источник, каким являются эти «Правила».

А пока идут споры, проекты новых подстанций 35/6 кв продолжают выполняться с недопустимо большим и излишним объемом телемеханизации.

В связи с этим необходимо самым срочным порядком разработать и выпустить руководящие указания по объему телемеханизации подстанций.

Автор предлагает принять следующий объем телемеханизации подстанций.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

1. Районные подстанции напряжением 35 кВ и выше с дежурством персонала на дому

Телесигнализация положения выключателей линий 35 кВ и выше; шиносоединительных и секционных всех напряжений; выключателей трансформаторов всех напряжений и выключателей отходящих линий 6—10 кВ (если не позволяет емкость установки ТУ-ТС, то осуществляется телесигнализация положения выключателей наиболее ответственных и мощных линий). Один общий телесигнал нарушения нормального режима работы подстанции от шинок предупредительной сигнализации (при наличии на подстанции центральной сигнализации).

Телеизмерение — только по вызову тока каждого трансформатора (со стороны питания) и суммарной мощности всех двухобмоточных трансформаторов. При трехобмоточных трансформаторах — суммарная мощность, отдельно обмоток 6—10 кВ и отдельно 35 кВ. При этом, если для потребителей данной подстанции лимиты не установлены, то телеизмерение суммарных мощностей не требуется вообще. Кроме того, телеизмерение по вызову напряжения на шинах 6—10 кВ и тока трех-четырёх наиболее мощных линий 6—10 кВ для возможности контроля за соблюдением лимитов потребителями (при отсутствии лимитирования — не требуется).

Дополнительные телеизмерения выполняются в зависимости от схемы подстанции и связи ее с энергосистемой.

Телеуправление выключателями не выполняется, так как практически всегда отключение того или иного выключателя связано с ремонтом оборудования или линий, что требует отключения разъединителей, установки защитных заземлений и т. д., т. е. наличия оперативного персонала на подстанции, который и произведет отключение, а затем и включение выключателя.

Включение выключателей после автоматических отключений должно выполняться при помощи однократных и двухкратных АПВ, АВР и т. д. Если на подстанции установлено несколько трансформаторов и число включенных из них в течение суток непостоянно, то осуществляется телеуправление выключателями трансформаторов.

2. Районные подстанции напряжением 35 кВ и выше с дежурством персонала на щите управления

Тот же объем телемеханизации, что и для подстанций с дежурством на дому, но без телесигнализации нарушений нормального режима работы и с телеизмерениями по вызову в зависимости от

схемы и ответственности подстанции, месторасположения ее в энергосистеме и от необходимости передачи тех или иных измерений на диспетчерский пункт.

3. Подстанции без дежурного персонала

Перевод подстанции на обслуживание выездным персоналом целесообразен только при наличии не менее четырех подстанций, расположенных недалеко друг от друга и связанных между собой, а также с пунктом выездных дежурных дорогами с круглогодичной проходимостью. Необходимо отметить, что такое условие бывает очень редко, например в электросети, где работает автор, его нет.

Для таких подстанций следует принять телесигнализацию положения всех выключателей 35 и 6 кВ и телесигнализацию нарушений нормально-го режима в следующем объеме:

1) общий сигнал нарушений от шинок предупредительной сигнализации;

2) отдельные сигналы;

а) работы АПВ любой линии, что даст возможность судить об успешном АПВ, так как при кратковременном отключении выключателя аварийный сигнал несоответствия может не пройти по времени;

б) контроля изоляции шин 6—10 кВ;

в) контроля изоляции оперативного тока;

г) отсутствия напряжения на шинах оперативного тока;

д) перегорания предохранителей оперативного тока на любой из линий;

е) работы на сигнал газовой защиты любого трансформатора.

Телеизмерение по вызову и телеуправление должно быть осуществлено в объеме, указанном выше для подстанций с дежурством на дому.

Выводы

Для перевода подстанций на эксплуатацию без постоянного дежурства персонала необходим минимальный объем устройств телемеханики, изложенный выше. Одновременно следует рассмотреть вопрос о схеме работы подстанции — желательна раздельная работа трансформаторов с АВР на шиносоединительных или секционных выключателях. Необходимо выполнить на всех линиях АПВ, а на воздушных тупиковых линиях — двукратные АПВ. Кроме того, при наличии одного трансформатора — АПВ трансформатора (при работе максимальной защиты) и АПВ шин 6—35 кВ.

На квартиры дежурных (при дежурстве на дому) должен выводиться один общий сигнал.

□ □ □

К статье инж. Г. С. Конюшкова

Г. С. Конюшков правильно ставит вопрос о необходимости увязывать выбор объема телемеханизации подстанций с конкретными условиями их эксплуатации и не допускать излишеств. Действительно, выполнение телеизмерений, телесигна-

лов и команд телеуправления, которые в дальнейшем практически не используются, не может быть оправдано, так как это равноценно излишней затрате средств и труда на приобретение, монтаж и установку дополнительного оборудования и аппа-

ратуры, на выполнение дополнительных цепей и пр., а также и на последующее их обслуживание.

Однако нельзя согласиться с Г. С. Конюшковым по ряду других, приведенных им положений.

Так, начав с требования о сокращении объема телемеханизации, он сам же его завышает для подстанций с дежурством персонала на щите управления. Для таких подстанций средства телемеханики применяются с целью повышения оперативности диспетчерского управления энергосистемой или районом электросетей. Если в ведении диспетчера находится все оборудование и все присоединения подстанции, то следует принять соответствующий этим условиям объем телемеханизации, а персонал со щита управления снять. Если же часть оборудования и присоединений (например, трансформаторы, присоединения 6—10 кВ) находится в ведении дежурных подстанции, то нужно резко сократить объем телемеханизации, оставив только то, что относится к диспетчерской схеме и что целесообразно контролировать (телеизмерение, телесигнализация) и выполнять (телеуправление) в нормальных и аварийных режимах как можно быстрее, минуя персонал подстанции — иначе или не будут полностью использованы средства телемеханики, или не будет загружен и окажется по существу лишним дежурный персонал подстанции.

Предлагаемый Г. С. Конюшковым объем телеизмерения и телесигнализации требует существенных поправок. Например, вряд ли целесообразно телеизмерение суммарной мощности трансформаторов. Оно по существу повторяет измерение мощности линии с питающего конца. Для контроля за соблюдением установленных лимитов при наличии нескольких потребителей оно не может быть использовано. Перегрузка же хорошо контролируется телеизмерением по вызову тока каждого трансформатора. Это телеизмерение следует дополнить отсутствующей в перечне телесигнализацией перегрузки — повышения температуры масла.

Если линии 6—10 кВ кабельные, то, возможно, потребуются телеизмерение тока (одним устройством) не только наиболее мощных, а всех линий. Иначе при автоматических или оперативных переключениях кабели в результате перегрузки могут быть выведены из работы.

Телесигналы контроля изоляции и наличия напряжения оперативного тока могут быть объединены в общий сигнал нарушения.

В перечне, предлагаемом Г. С. Конюшковым, пропущены важные телесигналы работы защиты от внутренних повреждений трансформаторов, действия прочих устройств защиты и автоматики, перевода подстанции на местное управление и нарушения цепей управления выключателями. Приведенная им цифра — 20 телесигналов для подстанции с одним трансформатором и пятью линиями 6 кВ — действительно велика, но и предлагаемый им объем недостаточен для контроля за телеуправляемой подстанцией, работающей вообще без персонала (и без дежурства на дому).

Г. С. Конюшков на основе опыта телемеханизации двух подстанций высказывается против те-

леуправления выключателями и выражает недоумение по поводу определения «оперативные» выключатели, данного в § 772 «Правил технической эксплуатации». Он допускает телеуправление только выключателями трансформаторов для тех подстанций, где число включенных трансформаторов меняется в течение суток. Последнее обычно делается по соображениям уменьшения потерь в трансформаторах и поэтому целесообразнее подумать об автоматизации процесса изменения числа включенных трансформаторов в зависимости от времени или нагрузки подстанции. Тогда вообще отпадает необходимость занимать этими повторяющимися операциями персонал пункта управления.

Нельзя согласиться с Г. С. Конюшковым, что телеуправление другими выключателями во всех случаях излишне. К оперативным нужно относить те выключатели, операции с которыми необходимы для изменения нормальных режимов работы сети и подстанции, для ликвидации нарушений и аварий, а так как нас это интересует с точки зрения целесообразности телеуправления ими, то нужно уточнить те операции, которые не осуществляются автоматически (устройствами защиты и автоматики). Г. С. Конюшков привел, но не проанализировал характерный пример подстанции с одной линией 35 кВ и одним трансформатором 35/6 кВ. Выключатель на приемном конце тупиковой линии, как правило, не нужен. Если же такой выключатель имеется, то он безусловно не оперативный, а ремонтный. Исключением является только тот случай, когда две и больше подстанции питаются по одной линии (например, от ответвлений). В этом случае отключение выключателей с приемной стороны может потребоваться для ликвидации аварии (например, для отключения устойчивого короткого замыкания на одной из подстанций и восстановления питания остальных подстанций).

На одиночном трансформаторе выключатели нужны для защиты. Если произошло их отключение от дифференциальной или газовой защиты, то повторно включать трансформатор без осмотра (внутреннее повреждение) нельзя. В случае же отключения выключателя от максимальной защиты должно действовать АПВ трансформатора. Однако если есть возможность отключить выключатели присоединений 6—10 кВ с пункта управления, то следует после этого еще раз попытаться подать напряжение на шины подстанции. Телеуправление выключателями одиночного трансформатора может пригодиться при условии, если имеется телеуправление выключателями линий 6—10 кВ.

На проходившей в Москве в мае 1954 г. научно-технической конференции по вопросам релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики энергосистем инж. Сидович из Донбассэнерго привел интересный пример ликвидации аварии на телеуправляемой подстанции. Телесигнализация показала, что на подстанции отключился от максимальной защиты рабочий трансформатор, подействовало АВР, но отключился и резервный трансформатор. Электроснабжение потребителей (в том числе и ответственных) нарушилось. С пункта управления были отключены линии

6 кв, повторно включен трансформатор и, так как он остался в работе, успешно включены наиболее ответственные потребители (шахты). Они получили питание через 4 мин., т. е. много раньше, чем на подстанцию прибыла немедленно выехавшая аварийная бригада (через 16 мин.). Оказалось, что короткое замыкание было на линии, питающей менее ответственного потребителя (горный техникум), и сопровождалось повреждением трансформаторов тока линии, из-за чего и отказала ее защита. Быстрой ликвидации аварии помогло наличие телеуправления, причем как раз не только выключателями на наиболее ответственных линиях, а на всех.

В тех случаях, когда в реальных условиях операции с выключателями на подстанции производятся крайне редко, от телеуправления выключателями целесообразно отказаться. Этот вывод подтверждается успешным опытом эксплуатации без дежурного персонала и без средств телемеханики не только трансформаторных и распределительных пунктов, но и некоторых подстанций напряжением 35 кв, в том числе даже с небольшими синхронными компенсаторами. С защитой, АПВ и АВР на переменном оперативном токе такие подстанции (обслуживаемые путем периодических осмотров и выездов аварийных бригад) работают в течение многих лет.

Для них телеконтроль, причем в наиболее простой форме, вплоть до одного общего телесигнала о нарушении, может служить достаточным средством ускорения ликвидации нарушений (если не обеспечено быстрое получение таких сообщений от потребителя). Наличие же дежурства квали-

фицированного персонала на дому и соответствующей вызывной сигнализации во многих случаях вообще снимает вопрос о целесообразности не только телеуправления, но и телеконтроля за работой таких подстанций. Уместно задать вопрос: не подходят ли подстанции, о которых указывает Г. С. Конюшков, ближе всего к такой категории подстанции, где незачем было применять телемеханику.

В энергосистемах имеется очень большое число подстанций, телемеханизация которых может дать значительные технические и экономические результаты. Но для этого необходимо, чтобы объем телемеханизации выбирался в неотрывной связи с реальными условиями их работы. Более того, телемеханизация в свою очередь должна влиять на условия эксплуатации, порядок обслуживания и даже на само схемное и конструктивное выполнение подстанций.

Правильные решения в этом направлении могут быть определены только на основе практического опыта. Именно сложность этого вопроса и недостаточность имеющегося опыта не позволили более конкретно и детально изложить его в «Правилах технической эксплуатации», в Пособии по их изучению и выпустить соответствующие директивные материалы в виде основных положений или руководящих указаний, а также типовых проектов. Обсуждение вопроса на страницах журнала, особенно на основе конкретных данных об опыте телемеханизации подстанций и их эксплуатации в энергосистемах, может во многом ускорить выполнение соответствующей работы.

Инж. Е. Д. Зейлидзон



Грозозащита линий 110 кв координирующими подкосами

Инж. П. М. Андрущенко

Координирующие подкосы как средство защиты линий электропередачи 110 кв на деревянных опорах от грозовых перенапряжений применяются в одной южной энергосистеме с 1948 г. Внедрение их начато на наиболее грозопоражаемых участках линий, которые в последующие годы расширялись. В настоящее время координирующими подкосами защищено 84% общей протяженности линий 110 кв на деревянных опорах.

Подкосы скоординированы с импульсной прочностью междуфазной изоляции расстоянием по дереву от вершины подкоса до земли равным 9 м. Излишняя длина стоек зашунтирована проволокой. Специальные заземления опор отсутствуют за исключением некоторого количества опор, оборудованных подкосами в 1948 г.

Количество грозовых отключений линий на 100 км и работа координирующих подкосов показаны в таблице. Наиболее интересными для оценки эффективности защиты линий координиру-

щими подкосами являются данные за 1953 г.*, когда защищенность линий достигла 84%. Из 29 грозовых перекрытий линий 22 произошло на участках с опорами, оборудованными подкосами, причем в 12 случаях из-за неправильной работы подкосов или при их бездействии линии отключались от защиты.

При перекрытиях, не приведших к отключению линий, имели место четыре случая неправильной работы подкосов, т. е. обратные перекрытия с земли на провод или перекрытия по траверзам.

В эксплуатации наблюдалось большое число случаев (10), когда удар молнии приходился в

* Грозовой сезон 1953 г. отличался весьма большей интенсивностью в ряде районов, в частности на Северном Кавказе. Проходившие через него мощнейшие фронты обусловили возникновение ряда гроз исключительной силы с очень большим числом ударов в землю. Это вызвало особенно высокую поражаемость сетей в 1953 г. и явилось весьма суровой проверкой всех средств грозозащиты. Р е д.

вершину стойки или в конец траверзы; в результате происходило перекрытие между фазами, и линия отключалась. Подкосы в этом случае не работали. В 1953 г. подкосы работали правильно на 25 опорах и неправильно на 22 опорах (на десяти опорах были удары в самую опору, на восьми опорах перекрыты траверзы при бездействии подкосов и на четырех опорах обратные перекрытия на соседний провод в момент работы подкосов).

Причины неправильной работы подкосов или их бездействия в достаточной степени не выяснены.

Следует полагать, что основными причинами неправильной работы подкосов являются неполная координация изоляции и отсутствие заземлителей. Импульсная прочность древесины зависит от многих факторов (пропитки, срока службы, влажности) и точно не может быть определена, поэтому расстояние от вершины подкоса до земли в 9 м не может обеспечить координацию изоляции во всех случаях. Это и приводит к тому, что на ряде опор подкосы не предотвращают перекрытия между фазами. Но так как при грозовом ударе высокий потенциал распространяется на ряд опор, то во многих случаях в числе их оказывается опора с необеспеченной координацией изоляции, на которой и происходит перекрытие между фазами.

На рис. 1,а показан случай обратного перекрытия на средний провод при работе подкоса. На четырех опорах подкосы работали правильно, а обратное перекрытие на одной опоре привело к отключению линии.

Природа грунта по трассам линий энергосистемы различна, и удельное сопротивление его на различных участках имеет значения от $0,5 \cdot 10^4$ до $11 \cdot 10^4$ ом·см. Такой грунт не обеспечивает необходимую величину импульсного сопротивления заземления без специального заземления.

Опыт показывает, что опоры, имеющие у каждой стойки специальные заземлители (трубы длиной 1 м), не дают неправильной работы подкосов. На указанных опорах 6 раз работали подкосы и все 6 раз правильно.

При относительно большом количестве случаев неправильной работы подкосов (обратные перекрытия) уменьшение сопротивления растеканию токов молнии в земле, несомненно, повысит эффективность их работы, так как уменьшение сопротивления растеканию приведет к снижению потенциала в месте крепления подкоса к стойке.

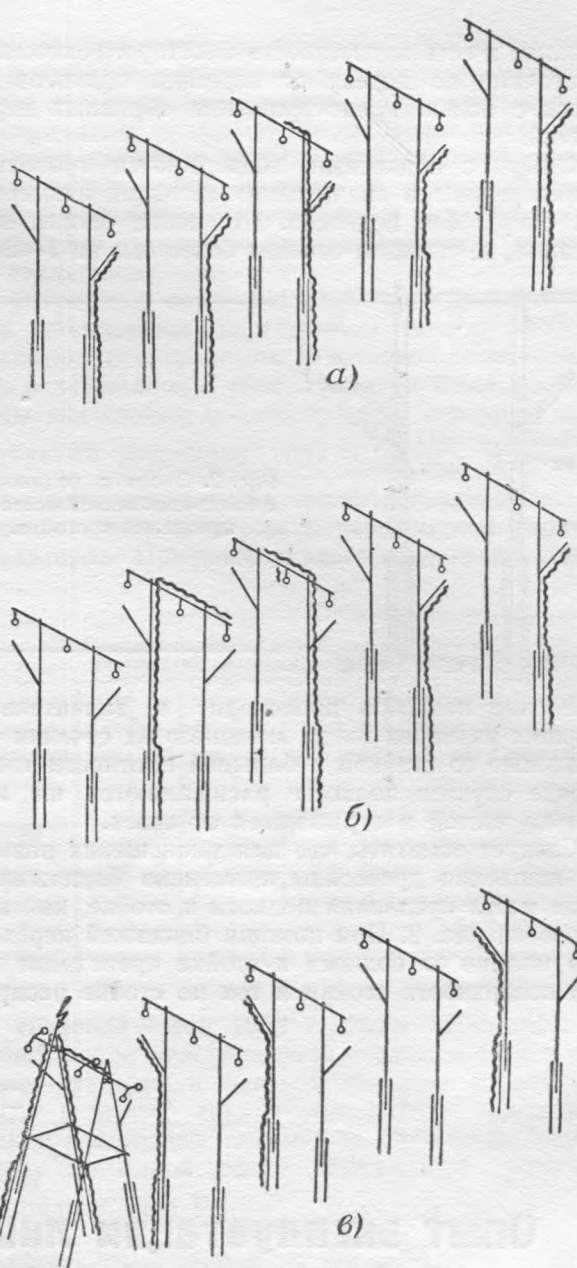


Рис. 1. Случаи грозовых поражений.

а — обратное перекрытие на средний провод при работе подкоса
б и в — перекрытие по стойке и траверзе при бездействующих подкосах.

Только отсутствие в энергосистеме необходимого количества труб не дало возможности установить заземлители у опор и на значительно большем количестве случаев проверить влияние заземлителей на надежность работы подкосов на участках с различными характеристиками грунта.

Естественно, что при грозовых ударах непосредственно в опору координирующие подкосы бездействуют и не предотвращают отключения линии.

На рис. 1,б и в показаны случаи грозовых ударов в вершину опоры, вызвавших отключения линий. При ударе в опору происходит перекрытие по стойкам и траверзе, а координирующие подкосы бездействуют. Случаев отключения линий при правильной работе подкосов, могущих указывать на затяжное гашение дуги в промежутке между проводом и вершиной подкоса, не наблюдалось. Возможно, что по условиям гашения дуги имеет-

Год	Количество отключений линий на 100 км	Количество поврежденных линий без отключений на 100 км	Отношение количества повреждений линий без отключения к общему ко- личеству поражений, %	Работа коор- дирующих подкосов		Количество отклю- чений линий из-за неправильного действия подкосов		
				Количество случаев	Количество опор	Обратные пере- крытия	Перекрытия траверз	Удар в верши- ну опоры
1948	1,65	0,65	28	2	3	—	—	—
1949	0,33	—	—	—	—	—	—	—
1950	4,65	0,65	12	4	8	2	—	1
1951	3,0	0,65	18	5	15	1	—	1
1952	3,33	0,65	16,5	6	8	2	—	1
1953	6,33	3,33	34,5	14	29	2	3	7

ся запас и есть возможность некоторого снижения расстояния по дереву от вершины подкосов до земли с целью предотвращения обратных перекрытий.

Опоры с подкосами подвергаются грозовым повреждениям в значительно меньших размерах, чем опоры без подкосов. Щепление опоры, как правило, не снижает сечения более чем на 1—2%.

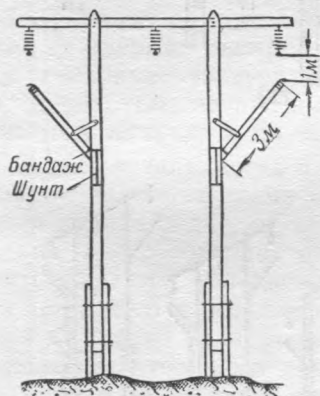


Рис. 2. Опора с подкосами с бандажированием места их крепления к стойке.

Щепление подкосов происходит в значительно больших размерах ввиду меньшего их сечения по сравнению со стойкой и большей плотности тока. В ряде случаев подкосы расщепляются на несколько частей и отрываются от стоек.

Следует отметить, что для уменьшения размеров щепления древесины применено бандажирование места крепления подкоса к стойке, как показано на рис. 2. При помощи бандажей переход тока молнии от подкоса к стойке происходит по всей поверхности стойки и ток по стойке распро-

деляется более равномерно. Без бандажей ток молнии с подкоса в стойку переходит через костыль и у костыля, из-за большой плотности тока, происходит значительное щепление стойки.

Выводы

1. Координирующие подкосы, безусловно, являются эффективным средством грозозащиты линий 110 кВ на деревянных опорах.

Даже при наличии недостаточной координации изоляции и отсутствии заземлителей опор в энергосистеме на 30% увеличилось число случаев, когда грозовые поражения не вызывали отключение линий. При устранении указанных выше недостатков координирующие подкосы могут работать более эффективно.

2. Для выбора оптимальных условий координации изоляции при условии надежного гашения дуги необходимы дальнейшие экспериментальные исследования. Опыт подсказывает, что устройство заземлителей и снижение расстояний по дереву повысят надежность работы подкосов.

3. Весьма эффективным средством обеспечения надежности электроснабжения потребителей остается АПВ. Грозовые перенапряжения, как правило, не приводят к остаточным повреждениям, поэтому надежная работа АПВ всегда обеспечивает непрерывность электроснабжения. Несмотря на большое количество грозовых отключений линий в энергосистеме за последние два года только один раз было нарушено электроснабжение из-за механической неисправности привода выключателя, вследствие чего работа АПВ была безуспешной.



Опыт эксплуатации линий электропередачи 110 кВ на деревянных опорах с координирующими подкосами

Инж. А. В. Холин и инж. П. А. Юриков

В энергосистемах СССР с целью повышения «защитного уровня» линий электропередачи, сооруженных на деревянных опорах, с 1932—1933 гг. начали использоваться изоляционные свойства древесины опор. Первым практическим шагом в этом направлении были разземление подвесок гирлянд изоляторов на деревянных опорах и замена металлических растяжек деревянными раскосами.

В связи с тем, что опыт эксплуатации линий на деревянных опорах показывал их высокую грозоупорность по сравнению с линиями на металлических опорах, было начато изучение электрических характеристик дерева. Эффективные противогрозовые свойства деревянных опор неоднократно отмечались в дальнейшем работниками энергосистем и сотрудниками научно-исследовательских институтов.

Для изучения процесса развития грозового разряда в силовую дугу были проведены специальные работы, в результате которых установлено, что на линиях электропередачи 110 кВ с деревянными П-образными опорами и расстоянием между фазами 4 м — вероятность самопогасания мощных дуг, образовавшихся между фазами, очень мала. При этом гашение может быть достигнуто или отключением линии, или резким снижением тока в дуге. При однофазных же коротких замыканиях большинство дуг гасло в течение 30—35 периодов.

С целью повышения грозоупорности было предложено грозовые поражения линий электропередачи 110 кВ, сооруженных на деревянных нормальных опорах, сводить (установкой деревянных подкосов) к однофазным перекрытиям, при которых исключаются отключения линий.

Опыт эксплуатации электросетей Челябинска¹ показал, что деревянные подкосы с большой длиной дерева себя не оправдали, поэтому было предложено изменить их конструкцию: искровые воздушные промежутки между проводом и головкой подкоса увеличить с 1 до 1,5 м, а длину по дереву, считая от головки (верхняя точка) подкоса до земли, снизить до 6,1 м.

В электросетях Мосэнерго деревянные координирующие подкосы начали применяться с 1950 г. К настоящему времени на нормальных деревянных опорах оборудованы четыре линии электропередачи 110 кВ с расстоянием между фазами 4 м. На этих линиях установлены деревянные подкосы с воздушным искровым промежутком между проводом и верхним концом (головкой) подкоса, равным 1 м. Длина по дереву от головки подкоса до земли 10,5—11 м. Заземлений не имеется. Данные по этим линиям приведены в табл. 1.

Работа подкосов за 1950—1951 гг. не была зарегистрирована, но создавалось впечатление, что с их установкой прекратились грозовые отключения линии. Можно было предположить, что подкосы являются эффективной защитой от грозовых отключений. Однако в грозовой сезон 1952 г. эта линия отключалась 3 раза, что заставило более тщательно проанализировать причины ее отключения.

В грозовой сезон 1948 г. отключение этой линии объясняется перекрытием между фазами с возгоранием траверзы. В грозовой сезон 1949 г. она отключалась 2 раза, при этом были расщеплены две стойки и пять траверз, перекрыт один трубчатый разрядник типа РТ- $\frac{110}{1,2-7}$. В 1950 г. было одно отключение, которое сопровождалось расщеплением траверзы и перекрытием гирлянд изоляторов. Причиной первого отключения линии

Таблица 1

Линия	Длина линии, км			Количество опор				Наличие АПВ	Количество грозových отключений по годам											
	с тросом	без троса	общая	металлических	деревянных	оборудованных подкосами	с разрядниками		1942	1943	1944	1945	1946	1947	1948	1949	1950	1951	1952	Всего
№ 1	2,5	23,5	26	25	108	92	24	Нет	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
№ 2	3,5	45,5	49	—	309	256	21	Есть	1	2	0	2	1	1	1	2	1	0	3	14
№ 3	3,0	58,0	61	—	290	214	14	Есть	—	—	—	—	—	1	1	2	0	0	2	6
№ 4	2,3	69,7	72	—	437	420	3	Есть	—	—	—	—	—	—	—	—	—	11	14	25

Линия № 1 смонтирована на смешанных опорах, из которых анкерные (16), угловые (7) и транспозиционные (2) — металлические, а промежуточные (108) — деревянные. На подходах подвешен трос. На всех металлических и частично деревянных опорах на пересечениях без троса установлены трубчатые разрядники. Деревянные опоры оборудованы подкосами (в 1950 г. — 32 опоры и в 1951 г. — 60 опор).

Хотя эта линия и малогрозопоражаема, но, учитывая, что она не имеет ни троса, ни АПВ, а режим работы — тупиковый, и всякое ее отключение может повлечь за собой перебои в работе двух подстанций 110 кВ было решено все деревянные опоры для увеличения надежности ее работы оборудовать подкосами.

За последние 10 лет линия отключалась всего 1 раз (1944 г.). В грозовой сезон 1951 г. на одной из опор был зарегистрирован случай работы деревянного подкоса (его расщепило). Можно предполагать, что работа подкоса предотвратила отключение линии, т. е. подтвердила эффективность защиты подкосами.

На линии № 2, смонтированной на деревянных опорах, были установлены подкосы в 1950 г. на 94 опорах и в 1951 г. — на 162 опорах.

После установки подкосов на всех деревянных опорах линии она в течение 1951 г. не отключалась.

¹ П. А. Рыбкин, К вопросу о защите линий электропередачи координирующими подкосами, "Электричество", 1951, № 7.

в грозовой сезон 1952 г. было перекрытие на одной опоре междуфазовой изоляции с расщеплением траверзы и фазовой изоляции с расщеплением подкоса. Во втором случае отключения линии расщепило подкосы на двух опорах и траверзу на одной опоре. Перекрыло трубчатый разрядник типа РТ- $\frac{110}{1,2-7}$. В третьем случае повреждений не обнаружено. Во всех трех случаях, судя по работе релейной защиты, имело место междуфазовое короткое замыкание с землей.

Из приведенных фактов можно сделать только один определенный вывод, что в данном исполнении подкосы не предупреждают междуфазовых перекрытий и наряду с перекрытием фазовой изоляции (расщепление подкосов) наблюдаются перекрытия между фазами (расщепление траверз). Сделать же вывод, что с применением подкосов увеличилось количество отключений этой линии, тоже мало оснований, так как в одном случае имело место повреждение трубчатого разрядника, а в другом — совершенно не обнаружено повреждений.

На линии № 3, сооруженной на деревянных опорах, на 80 % из них к грозовому сезону 1952 г. были установлены координирующие деревянные подкосы. В грозовой сезон этого года линия отключилась 2 раза. В первом случае 13 опор имели следы расщеплений на подкосах, стойках и траверзах; на одной опоре разрушен трубчатый разрядник. Во втором случае расщепления сосредоточены на четырех опорах, причем расщепления имеются также на подкосах, стойках и траверзах;

перекрыта одна гирлянда изоляторов с разрушением отдельных элементов.

Ввиду небольшого количества отключений этой линии высказать какое-либо суждение об эффективности работы подкосов невозможно.

Более ясные результаты работы подкосов были получены за 1951—1952 гг. на линии № 4, введенной в эксплуатацию в конце 1950 г. В грозовой сезон 1951 г. она отключалась 11 раз, что составляет около 16 отключений на 100 км за один сезон.

Для борьбы с грозовыми отключениями все бестросовые опоры этой линии (420) к грозовому сезону 1952 г. были оборудованы деревянными подкосами по той же схеме, как и опоры трех первых линий: искровой промежуток 1 м, длина по древесине на землю около 11 м (подкос 3 м + 8 м стойки и пасынка). Шунтировка древесины не производилась. Заземления отсутствовали. После установки подкосов в грозовой сезон 1952 г. линия отключалась 14 раз. Такое большое количество отключений после оборудования линии подкосами требует более конкретного рассмотрения всех случаев ее отключения. Данные по отключениям этой линии за 1951—1952 г. приводятся в табл. 2.

По данным Гидрометслужбы, в районе прохождения линии № 4 в грозовой сезон 1951 г.

Более наглядно и убедительно это подтверждается случаем однофазного короткого замыкания, который имел место на опоре с подкосами в 1952 г. и вызвал отключение линии. Произведенные измерения в пяти точках линии на расстоянии 10—15 км одна от другой удельного сопротивления грунта у опор дали величину $(0,5 \div 1) \cdot 10^4$ ом/см. По всей трассе линии грунт — «темная глина» (по данным изысканий трассы при сооружении линии). Несмотря на низкое удельное сопротивление такого грунта, самозаземление молнии не обеспечивается и почти во всех (кроме одного) случаях перекрытия фазовой изоляции через подкосы наблюдаются «обратные» перекрытия на непораженные фазы.

Междуфазовые перекрытия имели место на трех опорах с зашунтированной металлом древесиной; длина незашунтированной древесины, считая от головки подкоса до земли, составляла $8,8 \div 9$ м.

Кроме того, произошло междуфазовое перекрытие еще на одной опоре с разрушением изоляторов гирлянды, при зашунтированной металлом древесине (длина незашунтированной древесины 9 м).

Следовательно, и в тех случаях, когда подкос имеет искровой промежуток 1 м, длину по дереву от головки подкоса до земли 9 м и

Таблица 2

Год	Число отключений	Вид короткого замыкания по работе релейной защиты			Работа АПВ		Объект повреждения					Максимальное расщепление (длина×ширина×глубина), см		
		Между-фазовое	Между-фазовое с землей	Однофаз-ное	Успешно	Неуспеш-но	Стойки	Траверсы	Подкосы	Гирлян-ды изо-ляторов	Труба-тые раз-рядники	Т траверсы	Стойки	Подкосы
1951	11	8	3	0	9	2	23	23	—	2	—	800×10×4	150×20×8	—
1952	14	1	12	1	10	4	27	15	9	1	1	100×3×2	600×25×8	200×5×3

Примечание. В грозовой сезон 1953 г. линия № 4 отключалась 11 раз, за май—июль 1954 г. — 6 раз.

было 35 грозовых дней с общим числом грозовых часов $80\frac{3}{4}$. В грозовой сезон 1952 г. в этом районе было 40 грозовых дней с числом грозовых часов — 74.

Приведенные данные показывают, что грозовая деятельность в районе прохождения трассы линии № 4 в грозовой сезон 1952 г. незначительно интенсивнее грозового сезона 1951 г., однако число грозовых отключений этой линии увеличилось на три отключения.

Как видно из табл. 2, после установки подкосов на линии № 4 количество междуфазовых коротких замыканий уменьшилось с 8 до 1, но междуфазовых коротких замыканий с землей увеличилось с 3 до 12, что объясняется ослаблением фазовой изоляции по сравнению с междуфазовой. Кроме того, большое количество междуфазовых коротких замыканий с землей показывает, что дуга при рабочих градиентах 6 кв/м и токах короткого замыкания от 6 до 1,5 ка устойчиво горит и вызывает работу релейной защиты на отключение выключателей.

сравнительно низкое удельное сопротивление грунта $(0,5—1) \cdot 10^4$ ом/см, междуфазовые перекрытия не исключаются.

Выводы

1. При поражении молнией проводов линии электропередачи 110 кв дуга устойчиво горит при рабочих градиентах 6 кв/м по пути, состоящему из искрового промежутка между проводом и головкой подкоса, равного 1 м, и длины древесины 11 м, считая от головки подкоса до земли, при удельном сопротивлении грунта $(0,5—1) \cdot 10^4$ ом/см.

2. При сокращении длины пути по дереву до 9 м наблюдаются «обратные» перекрытия с пораженных проводов на непораженные.

Следовательно, вопрос о рациональном использовании древесины опор линий электропередачи для повышения их «защитного уровня» ждет своего разрешения.



О координирующих подкосах на линиях электропередачи

Инж. Н. М. Шипов

Установка координирующих подкосов на линиях электропередачи является относительно новым противогрозовым мероприятием, однако наличие большого количества установленных подкосов уже дает возможность обобщить имеющийся опыт и сделать выводы об эффективности этого способа защиты.

В одной энергосистеме установлено более 1900 подкосов на пяти линиях 110 кВ, с деревянными П-образными опорами, составляющих цепочку протяженностью более 200 км.

Подкосы установлены в полном соответствии с директивными указаниями, а именно: воздушный промежуток между проводом и подкосом равен 1 м и разрядное расстояние по древесине — 9 м.

Трассы всех линий с подкосами в основном однородны и имеют преимущественно влажные глинистые и суглинистые грунты с проводимостью значительно лучше средней, ввиду чего специальные заземлители не прокладывались. На 35-км линии подкосы установлены на всех опорах, а на остальных участках — только на промежуточных опорах.

30% всех указанных подкосов было установлено еще до грозового сезона 1951 г., в течение которого на трассах этих линий было 20 грозовых дней с общей продолжительностью 30 грозовых часов. В этот грозовой сезон не было разрядов по подкосам, повреждений траверз и стоек и отключений линий. Таким образом, из результатов 1951 г. сделать каких-либо выводов невозможно.

В 1952 г. на трассах всех линий с подкосами было отмечено 16 ÷ 23 грозовых дня с общей продолжительностью 30 ÷ 45 грозовых часов. При этом в результате интенсивной грозовой деятельности были перекрыты 12 подкосов (в пяти местах, на трех линиях); перекрытие шести подкосов сопровождалось повреждением траверз; на линиях с подкосами было повреждено 18 траверз и 14 стоек (верхняя часть) и произошло четыре отключения линий. Из 12 перекрытых подкосов у двух перегорели шунты, два подкоса оторваны от опоры и три оказались расщепленными.

Характерным является ничтожное количество (0,6%!) подкосов, так или иначе оказавшихся под воздействием ударов молнии, причем только половина из них имеет признаки нормальной работы.

Большой интерес представляют данные о результатах грозовой деятельности на двух парах параллельных цепей, в каждой из которых только одна цепь оборудована подкосами (см. таблицу и рисунок).

Как уже указывалось, почвенные условия на трассах этих линий не имеют существенных различий. Имевшее место снижение с двух до нуля числа грозовых отключений на линии А' при росте с нуля до пяти отключений на линии А нельзя отнести за счет установки координирующих подкосов, так как сработало всего лишь четыре подкоса, и все в одном месте.

Результаты грозовой деятельности на линиях электропередачи

Наименование	Подстанция К — подстанция М				Подстанция М — подстанция Н			
	До установки подкосов		После установки подкосов		До установки подкосов		После установки подкосов	
	Линия А	Линия А'	Линия А (без подкосов)	Линия А' (с подкосами)	Линия Б	Линия Б'	Линия Б (без подкосов)	Линия Б' (с подкосами)
Число грозовых дней	21	21	22	22	24	24	23	23
Число грозовых часов	30	30	45	45	51	51	44	44
Число грозовых отключений	0	2	5	0	3	3	2	2
Работало подкосов	—	—	—	4	—	—	—	6
в том числе с повреждением траверз	—	—	—	1	—	—	—	4
Число мест работы подкосов*	—	—	—	1	—	—	—	2
Число повреждений стоек	5	2	16	3	17	12	10	11
Число мест повреждений стоек	1	1	3	1	10	3	4	5
Число повреждений траверз	5	3	11	1	16	10	7	14
Число мест повреждений траверз	2	1	3	1	5	5	3	7

* Под местом работы подкосов понимается одна или несколько рядом стоящих опор данной линии.

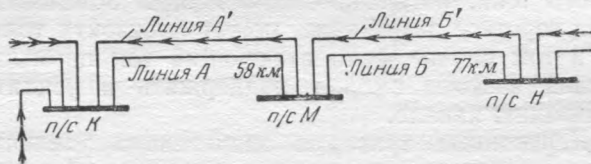


Схема сети 110 кВ (А' и Б' — линии с координирующими подкосами).

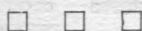
В действительности число отключений на линии А' уменьшилось из-за сокращения числа перекрытий траверз (с трех до одного). Именно по этой же причине возросло число отключений на линии А.

Это подтверждается также опытом работы линии Б', на которой число отключений практически не изменилось.

Таким образом, доводы в пользу применения координирующих подкосов не получили подтверждения описанным выше опытом, широко проведенным в удачных условиях.

Очевидно, эти доводы не имеют под собой достаточных оснований, несмотря на наличие внешней логики в рассуждениях по вопросу о координации изоляции на пути грозового разряда с провода линии в землю.

Рост же числа поражений траверз и стоек после установки подкосов на линии Б' приводит к тому выводу, что подкосы на линиях пользы не дают и их можно не устанавливать.



Защита линий электропередачи координирующими подкосами и некоторые итоги их эксплуатации

Доктор техн. наук В. В. Бургсдорф

Использование дерева для улучшения грозозащиты и повышения бесперебойности работы линий электропередачи оказалось весьма эффективным и позволило отказаться от защиты тросами линий 35 и 110 кВ с деревянными опорами. Это способствовало значительному удешевлению и упрощению строительства сетей, поскольку стоимость 110 кВ линий с деревянными опорами без тросов снижается примерно на 20%, а линий 35 кВ — на 30%.

Важным преимуществом бестросовых линий на деревянных опорах является возможность применения больших пролетов, в то время как при подвеске тросов они значительно уменьшаются, поскольку существующие стандартные размеры бревен ограничивают возможную высоту опор. Таким образом, помимо экономии троса, уменьшаются расход леса, изоляторов и арматуры, а также сокращается объем монтажных и земляных работ. Несомненным достоинством таких линий является также упрощение работ по смене древесины и облегчение верховых осмотров.

Применение дерева позволяет повысить импульсную прочность изоляции, но одновременно существенно затрудняет образование силовой дуги по пути, проложенному током молнии. В силу чрезвычайной кратковременности протекания тока грозового разряда промежуток не приобретает устойчивой проводимости, и образование дуги силового тока, который, собственно, и обуславливает короткое замыкание, может произойти только в том случае, если втекающий ток промышленной частоты сможет поддержать и усилить ионизацию канала.

Деревянные траверзы значительно увеличивают разрядные расстояния и тем способствуют снижению градиентов рабочего напряжения вдоль пути перекрытия, соответственно уменьшается энергия, поступающая в дугу из сети. Кроме того, при разряде по дереву условия деионизации канала импульсного перекрытия вообще более благоприятны и процент случаев, при которых короткое замыкание не возникает, выше, чем при разрядах в воздухе или по поверхности фарфора. Объясняется это тем, что при наличии дерева разряд, по крайней мере частично, распространяется внутрь него. Происходящее расщепление импульсной дуги способствует ее скорейшей деионизации.

Сколько велика роль деионизации даже без дерева, показывает тот факт, что примерно 30% грозовых перекрытий на линиях с металлическими опорами не приводит к короткому замыканию.

В среднем вероятность образования силовой дуги¹ характеризуется формулой:

$$\eta = 1,6g - 6, \quad (1)$$

где η — процент грозовых перекрытий, приводящих к возникновению силовой дуги;
 g — градиент рабочего напряжения вдоль пути перекрытия, кВ/м.

Сравнение количества отключений 110 кВ бестросовых линий с металлическими и деревянными опорами показывает, что при прочих равных условиях последние отключаются в 3 раза реже. Большое влияние снижения градиентов рабочего напряжения для бесперебойности работы линий убедительно показывает сравнение опыта эксплуатации сетей 110 и 35 кВ с деревянными П-образными опорами. Хотя импульсная прочность изоляции линий 35 кВ составляет 1150 кВ, а линий 110 кВ — 1700*, т. е. в 1,5 раза выше, последние отключаются примерно в 2 раза чаще. Очевидно, лучшие показатели работы линий 35 кВ при меньшей импульсной прочности их изоляции и, следовательно, более частых междофазовых перекрытиях могут иметь место только при существенном уменьшении процента случаев возникновения силовой дуги в результате импульсного перекрытия. Таким образом, снижение градиентов до 10 кВ/м на линиях 35 кВ против 18 кВ/м на линиях 110 кВ является весьма эффективным. Недостатком линий с П-образными опорами является меньшая прочность их междофазовой изоляции по сравнению с изоляцией на землю.

Особенно это касается линий 35 кВ, однако и у линии 110 кВ на П-образных опорах прочность изоляции на землю оценивается величиной порядка 3000 кВ против 1750 кВ для междофазовой.

В силу этого при поражении провода, несмотря на наводимый потенциал в соседнем, перекрытие происходит сперва между фазами, а затем уже на землю. Подобный характер разряда нежелателен по следующим причинам:

1. Разряд развивается по наиболее уязвимым частям опоры — изоляторам и траверзе, и именно повреждение изоляторов и случаи сильного щепления траверзы приводят в отдельных случаях к тяжелым авариям с падением провода и изоляторов на землю.

2. Образование междофазового короткого замыкания является более тяжелым видом повреждения, чем однополюсное замыкание.

3. Разность напряжений между фазами в $\sqrt{3}$ раз больше, чем напряжение по отношению к земле, при более коротком пути разряда. Таким образом, градиент рабочего напряжения при междофазовом перекрытии выше, а следовательно, и условия для образования короткого замыкания будут более благоприятными.

Случаи щеплений самих стоек никогда не приводили к таким тяжелым последствиям как щепления траверзы или разрушения изоляторных гирлянд.

* Имеется в виду междофазовая изоляция фарфор — дерево — фарфор для типовых конструкций линий при расстояниях по траверзе 3 и 4 м. Значения разрядных напряжений были получены в опытах ЛПИ.

¹ В. В. Бургсдорф. Исследование грозозащиты энергосистем. "Электричество", 1949, № 2; М. В. Костенко. Атмосферные перенапряжения и грозозащита высоковольтных установок, Госэнергоиздат, 1949.

Стремление улучшить координацию изоляции на опоре нашло свое выражение в применении защитных подкосов (рис. 1).

Подкосы, с одной стороны, должны направить путь разряда непосредственно в стойку и на землю, а с другой — существенно снизить градиенты рабочего напряжения на дуге, поскольку она оказывается под фазным напряжением при большей длине разрядного промежутка. Таким образом, можно рассчитывать на больший процент самоустраниющихся перекрытий при грозовых поражениях. Одновременно и самый разряд проходит по менее опасному пути, минуя изоляторы и траверзу. Разумеется, защита подкосами обеспечивается в том случае, если: а) достигнута требуемая координация изоляции и разряд направляется по подкосу и стойке, а не в соседний провод; б) не происходит «обратного перекрытия» на среднюю фазу с подкоса и пораженного провода в силу значительного повышения их потенциала.

Когда эти условия не соблюдаются и возникает междупазовое перекрытие, работа изоляции на опоре происходит примерно так же, как и при отсутствии подкосов. Существенно отметить, что, хотя в подобных случаях подкосы не оказывают защитного действия, но и ухудшить грозозащиту линии они не могут.

Осуществление координации представляет определенные трудности ввиду отсутствия достаточно полных вольтсекундных характеристик комбинированной изоляции (воздух — дерево и фарфор — дерево) и точных данных о значениях коэффициентов связи.

Кроме того, приходится считаться с некоторыми колебаниями разрядных характеристик при увлажнении древесины. Имевшиеся соображения о снижении разрядных градиентов для длинных бревен, повидимому, не подтвердились.

В силу этого целесообразно исходить из линейной зависимости разрядных напряжений, используя формулу, полученную Ленинградским политехническим институтом для воздушного промежутка в 1 м и отрезка дерева нормальной влажности

$$U_1 = 720 + 200 l, \quad (2)$$

где l — длина дерева, м;

U — минимальное разрядное напряжение, кВ.

Формула проверена для $l = 3 \div 6$ м.

Минимальное значение разрядного напряжения двух 110 кВ гирлянд и 4 м дерева, по данным ЛПИ, составляет в среднем 1700 кВ.

Пользуясь этими данными, были найдены следующие разрядные напряжения U_2 , при которых может произойти перекрытие между фазами для различных коэффициентов связи.

Коэффициент связи k	Напряжение на проводе, необходимое для междупазового перекрытия, кВ	Напряжение с учетом снижения на 15%, кВ
0,25	2 250—2 350	1 900—2 100
0,3	2 350—2 500	2 000—2 150
0,4	2 800—2 900	2 400—2 450
0,45	3 000—3 150	2 550—2 650

Первоначальные предположения о больших величинах коэффициентов связи при возникнове-

нии короны² не вполне подтвердились и выбор необходимых расстояний от вершины подкоса до земли должен быть уточнен.

Поправочный коэффициент на корону k_1 при ударе в провод (трос), согласно «Руководящим указаниям», равен 1,5. По последним исследованиям ЛПИ, на опытной линии

$$k_1 = 1,15 \left(1 + \frac{2U}{0,6h_c} \right); \quad (3)$$

при $U = 3$ млн. в и $h_c = 9,5$ м коэффициент $k_1 \approx 2,35$.

Результирующий коэффициент связи k для линии с П-образными опорами получается соответственно порядка 0,3 и 0,45 (геометрический коэффициент связи близок к 0,2).

Приняв интервал в разрядных характеристиках в 15% и пользуясь формулой (2), видим, что длина отрезка дерева, исходя из рекомендаций «Руководящих указаний», должна быть примерно 7 м. Если ориентироваться на данные ЛПИ, то она может быть доведена до 9 м.

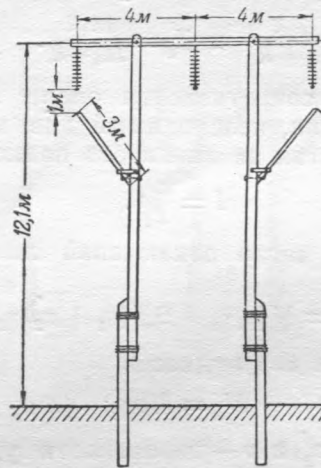


Рис. 1.

Вероятность обратных перекрытий тесно связана с величиной падения напряжения в заземлении и разрядном канале вдоль дерева.

В большинстве случаев опоры с подкосами специального заземления не имели. Сопротивление «самозаземления» молнии первоначально довольно значительно, однако по мере повышения напряжения, пробоя грунта и искрообразования значительно падает. По данным Нориндера и Петропулоса³, в грунтах средней проводимости оно снижается до 30 Ом. Повидимому, это имеет место, но при сравнительно больших временах, поэтому в качестве расчетного значения следует принять 70—100 Ом. Градиент в канале импульсного тока оценивался до последнего времени значением порядка 10 кВ/м^{**}. Как показали проведенные в ЦНИЭЛ исследования, при больших импульсных токах его величина значительно возрастает и достигает 100—150 и даже 200 кВ/м.

Для интересующего практически диапазона токов молнии сопротивление канала может быть

² М. В. Костенко (см. сноску 1).

³ Н. Norinder a. G. Petropoulos, Conf. Intern. d. Grands Réseaux Elect. à Haute Tension ses. 1948, r. 310.

^{**} И. С. Абрамсон и Н. С. Маршак, О мощной электрической искре в воздухе при атмосферном давлении, «Журнал технической физики», 1942, № 10.

до 10 ом/м. Результирующее сопротивление на опоре составит 160—200 ом.

Ток молнии, достаточный для перекрытия на землю, приведенный к малому сопротивлению заземления,

$$I_1 \approx \frac{2U_1}{Z_1}, \quad (4)$$

где Z_1 — волновое сопротивление пораженного провода

$$(Z_1 \approx 200 \text{ ом}).$$

Ток молнии, при котором происходит междофазовое перекрытие после разряда по подкосу, при ударе около опоры

$$I_2 = \frac{2U_2}{Z_2}; \quad (5)$$

то же при ударе молнии в середину пролета с учетом распределения тока молнии между двумя соседними опорами пополам

$$I'_2 = 2 \cdot 2 \frac{U_2}{Z_2}; \quad (5')$$

$$\text{здесь } Z_2 = \frac{Z_1 R}{Z_1 + R} \text{ и } Z'_2 = \frac{2Z_1 R}{2Z_1 + R}.$$

Величина сопротивления опоры $R \approx 200 \text{ ом}$.

Ток молнии, необходимый для междофазового перекрытия на линии без подкосов,

$$I = \frac{2U_2}{Z_1}. \quad (6)$$

Удельное число отключений линии с подкосами

$$N_\theta = N[v_1\eta_1 + 0,5(v_2 + v'_2)\eta_2]. \quad (7)$$

Для линии без подкосов

$$N_\theta = Nv\eta_2; \quad (8)$$

здесь v_1 , v_2 , v'_2 и v — вероятности ударов с токами молнии, превышающими I_1 , I_2 , I'_2 и I .

Количество ударов на 100 км согласно „Руководящих указаний“

$$N = 1,8 h,$$

где h — средняя высота подвеса, равная в среднем 9,5 м.

Пользуясь приведенными данными было подсчитано удельное число отключений при наличии и отсутствии подкосов.

Сводка результатов расчетов приведена в табл. 2.

Таблица 2

Длина разрядного промежутка по дереву от верхушки подкоса до земли, м	7	8	8	9
Разрядное напряжение на землю, кв	2 120	2 320	2 320	2 520
Коэффициент связи	0,3		0,45	
Напряжение провода, необходимое для перекрытия между фазами, кв	2 300		3 000	
Удельное число отключений линий с подкосами	1	0,86	0,66	0,54
Удельное число отключений линий без подкосов		1,65		1,2
Коэффициент эффективности подкосов	1,65	1,92	1,82	2,2

Под коэффициентом эффективности подкосов понимается отношение числа отключений на линиях без подкосов к числу отключений линий с подкосами. Как видно, он в значительной мере зависит от длины разрядного промежутка по дереву. Поскольку точное определение всех необходимых расчетных параметров линий по опытам в лаборатории затруднительно, очень большой интерес представляет определение их на основе опыта эксплуатации, накопленного за последние годы.

На рис. 2 представлено распределение отмеченных в эксплуатации разрядов на опорах с защитными подкосами в процентах, сделанное на основании наблюдавшихся щеплений (волнистые линии) и следов перекрытий изоляторов гирлянд при грозовых поражениях. Данные эти систематизируют случаи перекрытий на 315 опорах. Все они могут быть разделены на следующие основные группы, как указано на рисунке.

a — правильная работа подкосов без обратных перекрытий	35%
$b \div в$ — правильная работа подкосов, сопровождаемая обратными перекрытиями	14,5%
$ж \div м$ — подкосы не работали в силу нарушения координации	26,5%
$м \div о$ — поражения стоек	2,5%
$п \div с$ — поражения среднего провода	11,5%

Не исключается, что часть случаев, отнесенных к нарушениям координации, была вызвана поражениями в стойку опоры или в средний провод, и наоборот. Надо полагать, однако, что при этом происходит некоторая взаимная компенсация и среднее распределение числа перекрытий по отдельным группам примерно отвечает действительному. Полученные данные представляют общий интерес и устанавливают, в частности, факты непосредственных поражений деревянных отор. До сих пор предполагалось, что около проводов разряды в хорошо изолированные предметы практически исключаются. Разряды, развивающиеся по стойкам, обычно не вызывали отключений линий; это лишний раз показывает, что щепления в основном правильно характеризуют путь перекрытия. Удары в средний провод составляют 10% (величина эта хорошо согласуется с лабораторными исследованиями⁴).

Наибольший интерес представляют перекрытия групп a , b и $в$. Большинство их относится к расстояниям по дереву 9 м, меньшая часть — к промежуткам 10 ÷ 11 м. В последнем случае значительно возрастает процент разрядов с нарушениями координации, хотя наблюдаются случаи правильной работы подкосов.

Распределение разрядов по группам a , b и $в$ можно охарактеризовать следующими данными (округленно):

Длина пути перекрытия по дереву, м	Разряд по подкосу, %	Нарушения координации, %
9	75	25
10 ÷ 11	40	60

⁴ См. сноску 2.

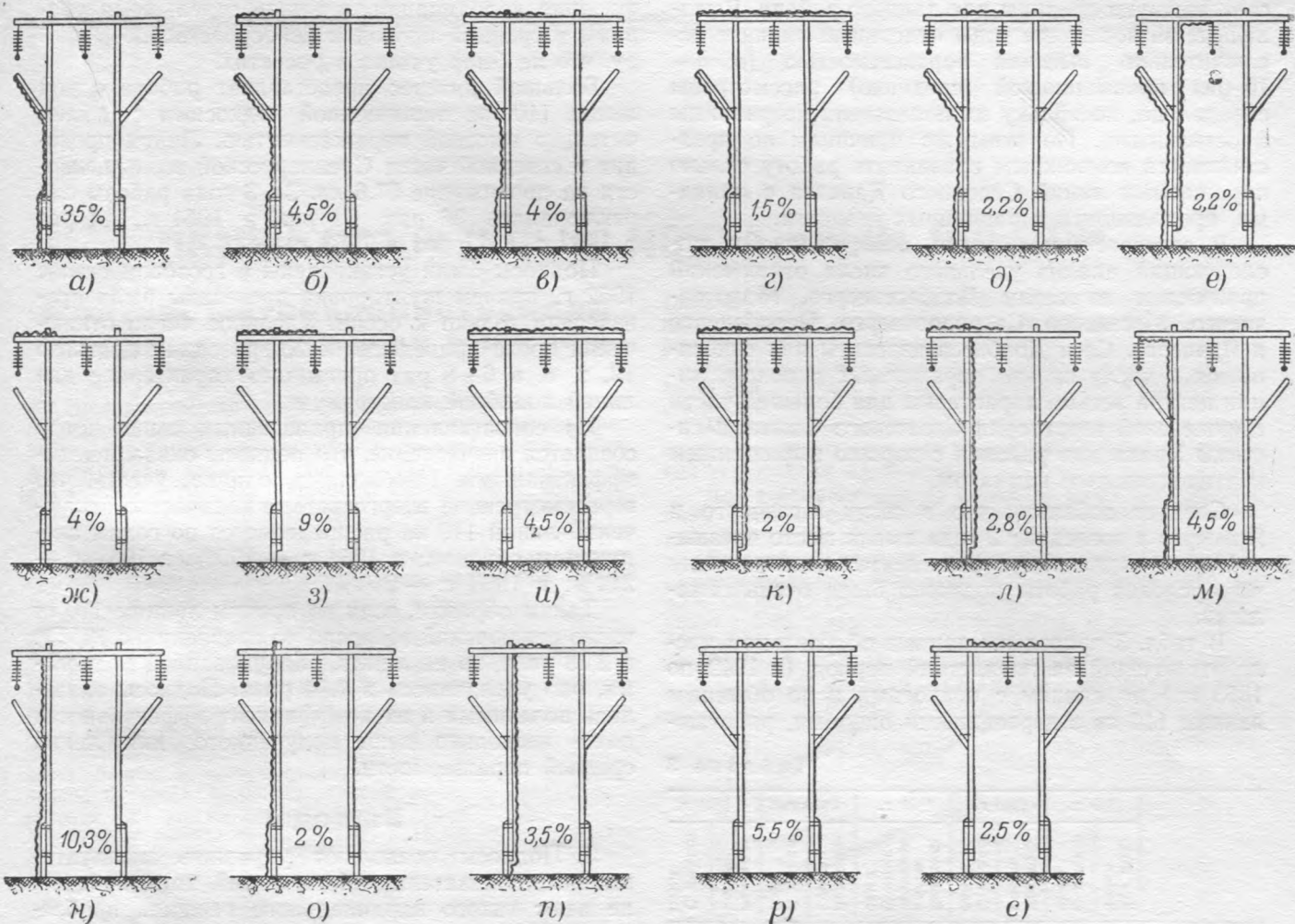


Рис. 2.

обеспеченной в 75% случаев. «Равнопрочность» с точки зрения вероятности разрядов по подкосу между фазами наступает, повидимому, при среднем расстоянии от вершины подкоса по дереву 9,5 м. Это соответствует коэффициенту связи порядка 0,35; таким образом, он оказывается примерно посередине между полученным в исследованиях ЛПИ ($\kappa = 0,42$ при $U = 2600$ кВ) и рекомендуемым «Руководящими указаниями».

При расстоянии по дереву 9 м интервал в минимальных разрядных напряжениях получается порядка 5%, что оказывается недостаточным.

Для обеспечения большей надежности координации следует увеличить интервал до $15 \div 20\%$. С этой целью длина промежутка должна быть снижена до $7,5 \div 8$ м; при этом удельное число отключений будет порядка 0,8.

Большой интерес представляет далее распределение по видам коротких замыканий на линиях с защитными подкосами:

Однофазное	38%
Двухфазное	33%
Двухфазное с землей	13%
Трехфазное	7%
Неясные	9%

Если исключить неясные, то соотношение между однофазными короткими замыканиями и междуфазовыми получается 1:1,4. По расчету это соотношение должно быть порядка 1:1.

Получившиеся расхождения следует объяснить недостаточно полной координацией при имевших

место практически длинах искровых промежутков по стойке и подкосу.

В 98,5% случаев было возможно немедленное включение в работу отключившейся линии.

Причиной серьезных остаточных повреждений явилось очень сильное шепление, при котором траверза раскололась и сорвалась с болта. Разряд был очень большой силы, так как одновременно расщеплено около 10 опор.

Для выяснения степени эффективности защитных подкосов необходимо сопоставить данные о работе линий 110 кВ на деревянных П-образных опорах с защищенными подкосами. При этом пришлось учитывать, что интенсивность грозовой деятельности не остается неизменной, и ее колебания в течение 8—10 лет могут быть очень значительными. Усиление ее началось с 1950 г., а максимальная интенсивность проявилась в грозные сезоны 1952 и 1953 гг., когда среднее число отключений (приведенное к 20 грозным дням на 100 км) в интересующих нас районах оказалось в 2 раза выше, чем тех же линий в период 1946—1949 гг.

В силу этих причин сравнение показателей работы линий возможно произвести только по годам, а простое сопоставление эксплуатационных данных по линиям до и после установки подкосов оказывается невозможным.

При выявлении характерных показателей учитывались линии, условия поражаемости которых

соответствуют средним для данного района. Выявленные за последние годы отдельные линии с исключительно высокой поражаемостью (в 5—10 раз превышающей среднюю) рассмотрены специально, поскольку их показатели несравнимы с остальными. По этим же причинам не представляется возможным сравнивать работу сильно поражаемых линий Северного Кавказа с линиями, проходящими в равнинных условиях.

В соответствии с этими соображениями последующий анализ удельного числа отключений произведен по сетям Донбассэнерго, Молотовэнерго, Мосэнерго, Свердловэнерго, Челябинэнерго и Ярэнерго. Сети Донбасса известны как относящиеся к числу сильно поражаемых в целом, линии центра весьма характерны для большей части Европейской территории Советского Союза, а системы Урала для районов с хорошо выраженным континентальным климатом.

Следует добавить, что в сетях Мосэнерго и Ярэнерго в последние 2 года имела место чрезвычайно интенсивная грозовая деятельность, в силу чего условия работы подкосов были очень тяжелыми.

В табл. 3 приведены данные об удельном числе отключений за пятилетний период (с 1949 по 1953 гг.) по линиям с подкосами и по обычным линиям 110 кв с деревянными опорами, работаю-

Таблица 3

	1949 г.		1950 г.		1951 г.		1952 г.		1953 г.	
	Без подкосов	С подкосами	Без подкосов	С подкосами	Без подкосов	С подкосами	Без подкосов	С подкосами	Без подкосов	С подкосами
Протяженность линий (приведенные к 20 грозодням) км . . .	4 575	170	5 115	465	6 280	820	6 590	1 000	7 000	1 340
Удельное число отключений	1,34	0	2,1	1,07	2,2	1,33	2,86	1,7	3,2	2
Коэффициент эффективности защиты с подкосами			2		1,66		1,7		1,6	

щими в тех же районах. Последние характеризуются средневзвешенным значением, учитывающим удельный вес линий с подкосами в различных энергосистемах.

Коэффициент эффективности подкосов находится в диапазоне 1,6—2 и в среднем он равен 1,75. Это несколько ниже найденной по расчету, что объясняется отмеченными выше случаями на-

рушения координации, а также отдельными ударами в средний провод и непосредственно в опору, что не было учтено в расчетах.

Большой интерес представляет работа одной линии 110 кв, защищенной подкосами с исключительно высокой поражаемостью. Линия проходит в северной части Среднерусской возвышенности на протяжении 67,6 кв. За 3 года работы она отключалась 36 раз: 11 раз в 1951 г., 14 раз в 1952 г. и 11 раз в 1953 г.

Подкосы были установлены в грозовом сезоне 1952 г., причем шунтировка древесины была произведена только к осени. Удельное число отключений после приведения к 20 грозодням достигло 12, т. е. в 6—8 раз превышает характерное для линий подобной конструкции.

Из сопоставления приведенных выше цифр создается впечатление, что подкосы оказались неэффективными. Необходимо, однако, учесть, что в рассмотренной энергосистеме количество отключений линий 110 кв распределяется по годам следующим образом: в 1951 г. — 100%, в 1952 г. — 214%, в 1953 г. — 240%.

Таким образом, если по прочим линиям 110 кв число отключений возросло по сравнению с 1951 г. в 2,28 раза, то на линии, оборудованной подкосами, оно увеличилось в 1,14 раза. Подкосы оказались полезными и их коэффициент эффективности даже несколько выше полученного для линий средней поражаемости.

Выводы

1. Подкосы позволяют улучшить эксплуатационные показатели работы линий, хотя, конечно, не дают такого кардинального решения проблемы грозозащиты, как тросы; они снижают количество отключений примерно в 1,8 раза.

2. Проведенное исследование данных эксплуатации позволяет уточнить расчетные параметры линий с деревянными опорами и определить некоторые необходимые исходные параметры, которые было затруднительно получить в лаборатории.

3. Действительный коэффициент связи для линий 110 кв при ударе в провод может оцениваться величиной 0,35. Поправочный коэффициент на корону оказался около 2.

4. Для создания четкой координации разрядный промежуток по дереву следует выбирать в 7,5—8 м.

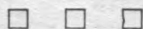
5. Тяжелые повреждения линий с подкосами грозовыми разрядами весьма редки. В 98,5% случаев отключившаяся линия может быть немедленно поставлена под напряжение.

ОТ РЕДАКЦИИ

В помещенном ряде статей на основе местного опыта эксплуатации подвергается сомнению целесообразность оборудования линий электропередачи координирующими подкосами.

Одновременно помещена статья автора этого вида защиты, поясняющая теоретические основы и обобщающая практические результаты применения координирующих подкосов на линиях Советского Союза. Полного ответа на критические замечания работников эксплуатации в этой статье не содержится.

Редакция публикует весь материал, чтобы привлечь внимание эксплуатационного персонала к этому вопросу для его последующего решения на основе продолжения изучения опыта работы линий, защищенных подкосами.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Монтаж металлоконструкций градирни крупными блоками

На строительстве одной тэц был смонтирован крупными блоками металлический каркас вытяжной башни градирни. Эта башня представляет в нижней своей части десятигранную призму со стороной 11,5 м и высотой 8 м, а в верхней — усеченную пирамиду высотой 36 м. Диаметр описанной окружности в нижней части 41 м и в верхней 27 м.

Вместо обычно применяемого способа монтажа башен градирен тремя ярусами с передвижной мачтой был проведен монтаж двумя ярусами — второй и третий ярусы были объединены в один блок. Монтажная мачта устанавливалась в центре градири и при монтаже не передвигалась.

В распоряжении монтажников имелся 15-т гусеничный кран со стрелой 20 м. Этим краном были собраны в блоки и смонтированы десять граней нижнего яруса башни. Для монтажа укрупненных блоков верхней части башни в центре градири на выкладке из шпал была установлена мачта высотой 40 м, грузоподъемностью 10 т. Мачта была выполнена из труб 377×10 мм и усилена четырьмя шпренгелями из круглой стали.

(рис. 2). Один край блока в это время висел на крюке крана, а второй передвигался вместе с козлами, под которые заранее подкладывались швеллеры.

После установки блока на шарниры полиспаст увязывался для подъема, а кран переезжал снова к верхней части блока.

Минимальная высота козел (3 м) определялась условием — исключить опирание верхнего края блока на землю при установке ее на шарниры.

Для избежания прогиба блоков во время подъема они были усилены шпренгелями из прута диаметром 25 мм (рис. 3).

Верхний край блока поднимался краном на 7—8 м, затем натягивался полиспаст. Когда полиспаст брал на себя нагрузку, крюк крана опускался вниз и строп соскакивал с него. Кран отъезжал в сторону, и дальше подъем продолжался полиспастом (рис. 4).

Подъем блока полиспастом до вертикального положения продолжался 18—20 мин. и проходил в общем спокойно; однако иногда при подъеме блок, несмотря на то, что нижняя часть его была закреп-

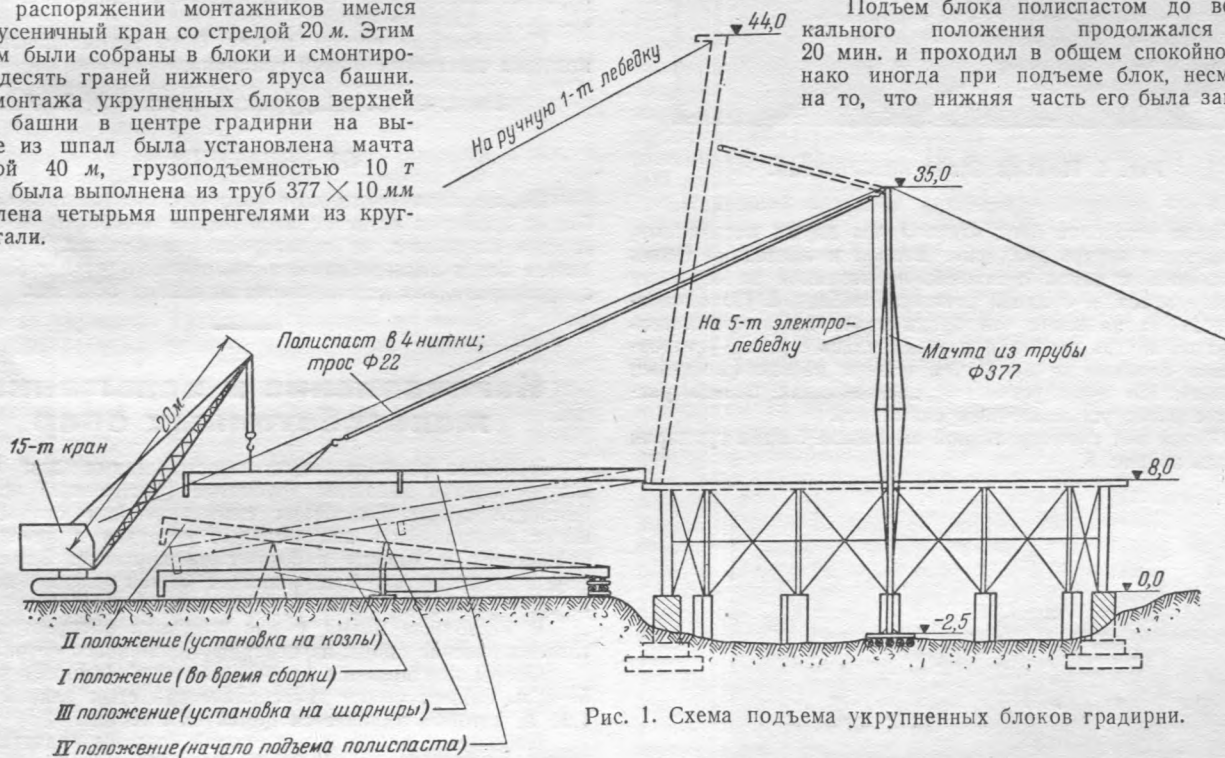


Рис. 1. Схема подъема укрупненных блоков градирни.

Укрупненные блоки шириной 11,5 м, длиной 36 м и весом по 9 т собирались тем же 15-т краном против места установки. Расстояние от оси фундамента до края грани было 1,5—2 м.

При сборке производились сварка и покраска блоков, чтобы избежать производства этих работ на высоте. Одновременно к блоку привертывались косынки для соединения с соседним блоком и привязывались оттяжки. После подливки фундаментов первого яруса на поясе башни, на высоте 8 м, были приварены шарниры.

Монтаж укрупненных блоков происходил следующим образом (рис. 1). Блок строился на расстоянии 4,5 м от верхнего края. Тяговой конец направлялся на 5-т лебедку. Затем верхний край приподнимался краном и устанавливался на козлы высотой 3 м, привязываемые к блоку.

Кран подъезжал к нижней части блока и приподнимал ее край. Подъемным полиспастом весь блок подтягивался вперед на 1,5–2 м, до места установки на шарнир

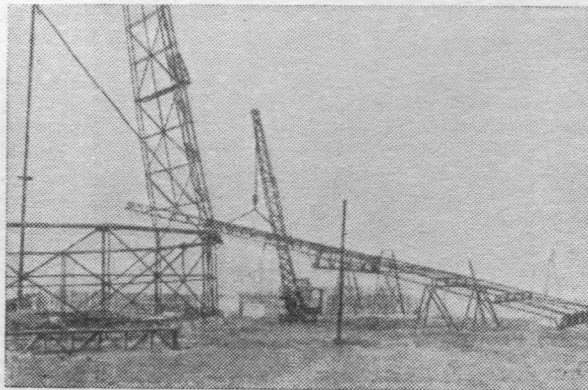


Рис. 2. Установка блока на шарниры.

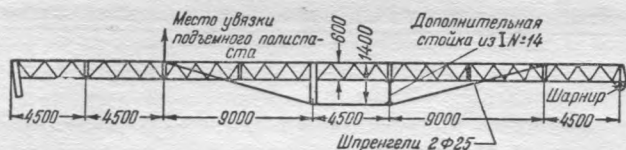


Рис. 3. Схема усиления укрупненного блока гирдин.

лена в шарнирах, сильно «играл»: верхний край раскачивался вокруг продольной оси блока, что заставляло избегать подъемов при сильном ветре.

При достижении вертикального положения блок доводился до места окончательной установки при помощи двух оттяжных ручных лебедок. Оттяжки были закреплены за его верхние углы.

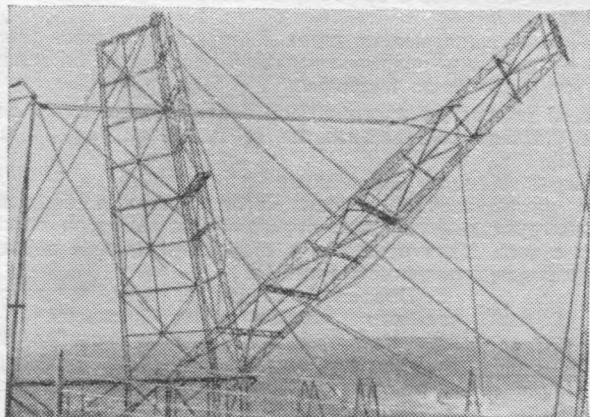


Рис. 4. Подъем блока полиспастом.

После установки блок закреплялся двумя расчалками, протянутыми внутрь гирдин. Второй и последний блоки поднимались с одной оттяжкой, привязанной за середину верхнего пояса, и с одной оттяжной лебедкой. По окончании подъема на место эти блоки сразу же закреплялись расчалкой внутрь гирдин и соединялись с ранее установленными блоками не менее чем в двух местах (жесткими поясами). По мере установки последующих блоков расчалки с ранее установленных снимались.

Общий вид смонтированной вытяжной башни гирдин показан на рис. 5.

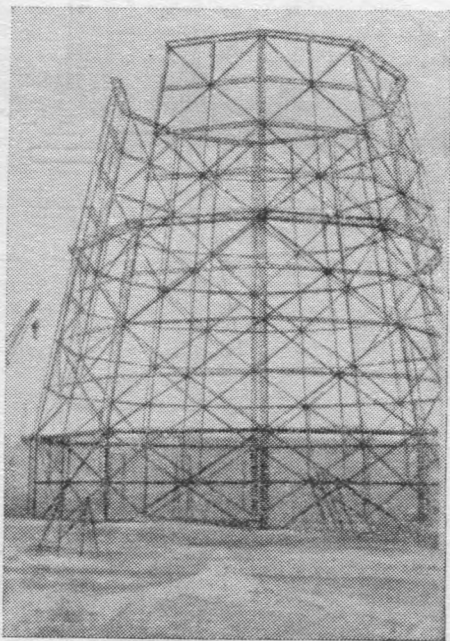


Рис. 5. Общий вид смонтированной башни гирдин.

Описываемый опыт монтажа металлической башни гирдин укрупненными блоками показал простоту и надежность этого метода при значительном сокращении сроков монтажа и удешевлении его по сравнению с наиболее часто применяющимся методом монтажа при помощи передвижной мачты.

При данном методе отпала такая трудоемкая работа, как многократная передвижка мачты; высота мачты была намного уменьшена, сам подъем блока и закрепление его, несмотря на увеличение веса, упростились, а количество подъемов сократилось; кроме того, сократилось количество верхолазных работ и, в частности, сварочных.

Наиболее сложная операция — установка блоков на шарниры и козлы при наличии на площадке 15-т крана — производится легко и просто.

Расход металла для усиления при подъеме весьма невелик (примерно 200 кг на один блок), причем после окончания работ по монтажу гирдин 75% этого металла могут быть использованы для других работ.

Монтаж первого пояса гусеничным краном занял две недели. Сборка и монтаж блоков верхней части башни продолжались 1½ мес. Весь монтаж гирдин производила одна бригада из шести человек, которая также собирала и половину блоков. Вторую половину блоков для ускорения монтажа собирала другая бригада.

Подъем первого блока вместе со всеми вспомогательными операциями занял два дня; в дальнейшем блоки поднимались бригадой из шести человек за один день, в течение которого производились все операции — от увязки полиспаста для подачи блока вперед при установке на шарниры до закрепления блока в поднятом положении, за ранее установленные блоки.

Описываемый способ может быть рекомендован для монтажа вытяжных башен гирдин.

Инж. О. С. Шадурский и инж. Э. В. Якобсон

ОТ РЕДАКЦИИ

Недостатком описанного авторами монтажа вытяжной башни гирдин остается необходимость сборки обшивки ее стен на высоте, на смонтированном каркасе. Представляется более целесообразным монтировать каркас блоками с предварительно навешенными панелями обшивки.

Изготовление и испытание железобетонных опор

Наиболее рациональными конструкциями для линий электропередач являются трубчатые (пустотелые) железобетонные опоры. Благодаря симметричности сторон они могут воспринимать значительные нагрузки в любых направлениях и хорошо работают на кручение. Замкнутая форма и отсутствие выступающих частей (полок) делают их удобными при транспортировании и монтаже.

В настоящее время у нас получили распространение телескопические опоры из центрифугированного бетона¹.

Опоры монтируются из отрезков труб (секций) длиной 5—6 м. Секции имеют телескопический стык длиной 0,5—1,26 м, который заливается цементным тестом.

Небольшая длина и вес секций создают значительные удобства при перевозке по дорогам в горных условиях, а также при отсутствии транспортных средств и кранового оборудования достаточной грузоподъемности.

Опоры устанавливаются через 2—3 суток после их стыкования, которое производится в поле, на месте установки. Однако монтаж таких опор в зимних условиях связан с большими трудностями.

В настоящее время наши строительные организации оснащены транспортными средствами и крановым оборудованием достаточной грузоподъемности. Это позволяет в ряде случаев изготавливать железобетонные опоры без стыков на полную длину, а следовательно, отказаться от «мокрых» процессов по стыкованию опор на месте установки, что ускоряет монтаж и дает возможность вести его в любое время года.

¹ «Эксплуатация воздушных линий электропередачи». Сборник статей под редакцией А. И. Сыромятникова, Госэнергоиздат, 1952; Л. П. Гвелесиани и Е. Э. Михельсон, Сборные опоры линий электропередачи из центрифугированного железобетона, «Электрические станции», 1953, № 10.

Изготовление железобетонных опор большой длины на центробежных станках требует сложного и дорогого оборудования. Применение же вибрации для уплотнения бетона позволяет при простом оборудовании изготавливать пустотелые железобетонные опоры значительной длины.

Ниже описываются проведенные одним строительством опытные работы по изготовлению и испытанию одноствоечных пустотелых опор из вибрированного бетона, имеющих восьмигранное наружное очертание при круглом внутреннем. Такое очертание облегчает изготовления опор и наружной опалубки, а также обеспечивает достаточный защитный слой бетона для рабочей арматуры, которая располагается в углах восьмигранника.

Бетонная смесь подается через верхнюю открытую грань наружной формы. По сравнению с кольцевым сечением здесь получается экономия бетона на 10—12%, считая при этом, что толщина стенки опоры кольцевого сечения назначается такой, чтобы величина защитного слоя бетона для продольной арматуры в обоих типах сечений была одинакова. Опоры имеют коническую форму. Из одноствоечных опор образуются А и П-образные конструкции.

Общая длина каждой опытной опоры 13,5 м; размер сечения в комле 57 см, а в вершине 30 см; толщина стенки на сторонах восьмигранника 4,5 см; объем бетона 0,85 м³; вес опоры 2,1 т. Опора армирована продольной рабочей горячекатаной арматурой периодического профиля, диаметром 14 мм, в количестве восьми стержней и поперечной спиральной арматурой диаметром 4 мм, установленной с шагом 120 мм. Продольная рабочая арматура располагалась в углах восьмигранника. В зависимости от количества стержней рабочей арматуры и их диаметра одноствоечные опоры могут нести нагрузку от 4 до 12 т.

Общее количество продольных стержней в различных опорах разное: 8; 12 и 16. В опорах с количеством стержней более 8 в углах восьмигранника устанавливаются удвоенные стержни.

Спиральная арматура может иметь диаметр 6 мм, и в этом случае она устанавливается с шагом 250 мм. Стыкование продольных стержней производилось контактной сваркой по методу сплавления.

Конусная вершина опоры глухая, она армировалась двумя П-образными хомутами диаметром 4 мм.

Способ заделки опоры в грунт применяется в зависимости от характера грунтовых условий на линии. В грунтах, допускающих забивку свай, опоры имеют свайный фундамент.

Пустотелая железобетонная свая погружается в грунт на глубину 3—4 м; опора соединяется с ней посредством телескопического стыка длиной 1,2—1,5 м; зазор между свай и опорой в 3—5 см заполняется цементным раствором.

Возможен и разъемный стык свайного фундамента с опорой. В этом случае пустотелая железобетонная свая имеет в голове уголки размером 100 × 100 × 10, которые приварены к продольной арматуре. Такие же уголки имеются в нижней части опоры. После забивки свай опора устанавливается на нее и соединяется с ней посредством болтов, которые пропускаются через отверстия в уголках.

В грунтах, не допускающих забивку свай, опоры изготавливаются на полную длину и устанавливаются в заранее пробуренную скважину и засыпаются грунтом с тщательной трамбовкой.

Погружение свайных фундаментов наиболее рационально производить низкочастотным вибропогружателем ВП-2. Как показывают опыты, погружение железобетонной свай весом 0,8 т на глубину 3,5 м в плотные пески продолжается 20 мин. (вибропогружатель ВП-2 весит 2 т, возмущающая сила его 8 т, он имеет электродвигатель мощностью 28 кВт).

Для проверки технологии производства железобетонных опор и их испытания была изготовлена опытная партия на расчетный изгибающий момент 4,5 тм.

Опоры имели продольную горячекатаную арматуру периодического профиля (восемь стержней № 14) и спиральную арматуру диаметром 4 мм, установленную с шагом 100 мм.

В качестве внутренней формы — опалубки — применялся секционный телескопический вкладыш.

Вкладыш (рис. 1) состоит из набора отдельных конических патрубков 1, которые свободно входят друг в друга, соединяясь между собой телескопически. Патрубки изготавливались из листовой стали толщиной 1,5 мм. В каждом

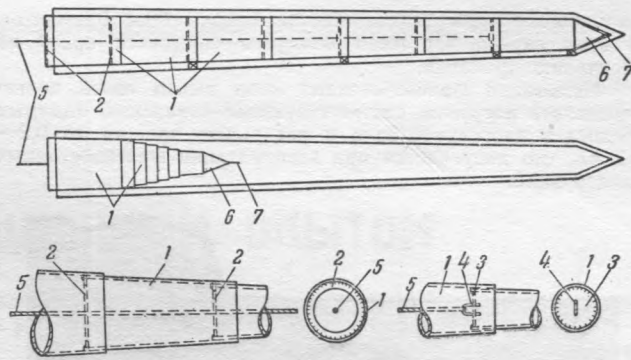


Рис. 1. Вкладыш.

1 — конический патрубок; 2 — металлическое кольцо; 3 — металлический круг; 4 — скоба; 5 — трос; 6 — конус; 7 — стержень.

из них со стороны его большего диаметра имеется металлическое кольцо 2, обеспечивающее жесткость конструкции. Последний (меньший) патрубок имеет металлический круг 3 со скобой 4, к которой присоединяется трос 5 и к вершине конус 6 со стержнем 7.

Внутренняя опалубка — вкладыш — в собранном виде укладывается перед арматурным каркасом, вводится в него с помощью лебедки, трос которой присоединяется к стержню 7. Через 1—1,5 часа после бетонирования вкладыш извлекается из изделия также с помощью лебедки и троса 5. Сначала сдвигается последний (меньший) патрубок, который входит внутрь смежного патрубка и упирается своим концом в его торцевое кольцо, после чего смежный патрубок также сдвигается. Таким образом, патрубки постепенно выдвигаются друг в друга и весь собранный вкладыш извлекается из изделия, промывается водой и подается к следующему арматурному каркасу. Длина вкладыша в растянутом виде равнялась 13 м (в собранном 1,7 м), вес 190 кг.

Наружная опалубка деревянная, обшитая кровельной сталью; она состоит из неподвижной части — днища и двух боковых щитов, каждый на три грани опоры.

Изготовление опор производилось в следующем порядке: заготовка и установка арматурного каркаса; установка внутренней опалубки — вкладыша; установка боковых щитов наружной опалубки; бетонирование; извлечение внутренней опалубки; снятие наружной опалубки.

Продольные стержни арматуры сначала подвязывались к хомутам из проволоки диаметром 6 мм. На смонтированный таким образом каркас надевалась заранее изготовленная на барабане спиральная арматура диаметром 4 мм. Она распределялась по каркасу и подвязывалась к продольной арматуре. Арматурный каркас укладывался на днище наружной опалубки, на бетонные прокладки, чтобы сохранить защитный слой бетона для арматуры. В арматурный каркас вводился внутренний вкладыш.

Для обеспечения проектной толщины стенки между наружной и внутренней опалубками устанавливались бетонные прокладки; они привязывались к поперечной арматуре.

Бетонная смесь имела осадку конуса 5—6 см и максимальную крупность инертных 1,5 см. Она загружалась в опалубку через верхнюю открытую грань. Бетон приготовлялся на портландцементе марки 400. Состав бетона 1 : 1,8 : 2,2 (по весу).

Уплотнение бетонной смеси производилось с помощью двух глубинных вибраторов типа И-21, к концевичнику которых приваривались стержни диаметром 19 мм и длиной 400 мм. Через 1,5 часа после бетонирования вкладыш извлекался из изделия при помощи лебедки мощностью 500 кг и троса.

Как показал опыт, свод свежего бетона при этом не обваливался. Для облегчения извлечения вкладыша поверхность его предварительно смазывалась отработанным маслом, а для предотвращения попадания цементного молока в стыки между патрубками эти стыки промазывались глиной. Максимальное усиление при извлечении вкладыша равнялось 500 кг. Бетон твердел в естественных условиях при температуре более +15°С с поливкой водой в течение 10 дней. Изделия никаких дефектов не имели, поверхность бетона была гладкой (рис. 2). Наружная опалубка снималась через сутки после бетонирования. При наличии пара он пускается в полость изделия. Для умень-

шения же потерь тепла изделие покрывается брезентом. В этом случае наружная опалубка снимается сразу по окончании пропарки.

Испытание железобетонных опор имело своей целью определить нагрузки, соответствующие появлению видимых трещин в растянутой зоне и раскрытию трещин до 0,2—0,3 мм, что допускается при эксплуатации железобетонных конструкций.

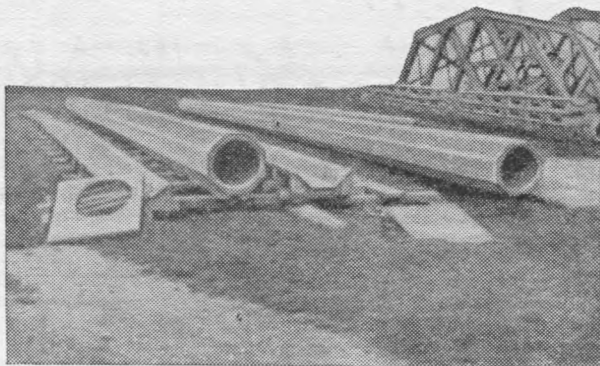


Рис. 2. Готовые опоры.

Опоры испытывались на прочность в горизонтальном положении. Это облегчало наблюдение за ними в процессе испытаний и упрощало конструкцию испытательной установки. Горизонтальное положение опоры не влияет на результаты испытания, так как сечение опоры близко к круглому и краевые напряжения от нагрузок, действующих по взаимно перпендикулярным плоскостям (собственный вес и расчетная нагрузка), не суммируются. Чтобы не препятствовать перемещению вершины опоры при испытании, она укладывалась на две подкладки, одна из которых, неподвижная, находилась на расстоянии 2,5 м от комля, а другая, подвижная (катучая), на расстоянии 3,5 м от вершины.

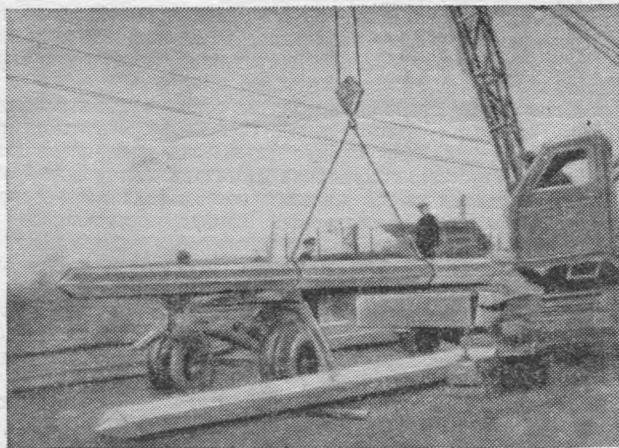


Рис. 3. Погрузка опор.

По условиям работы опоры изгибающий момент в «задке» вдвое больше момента в сечении на 2 м ниже вершины. В соответствие с этим и определились размеры испытательной установки.

Нагрузка прикладывалась ступенями по 100—150 кг талью. Измерение усилий производилось пружинным динамометром с ценой деления 25 кг. Под каждой ступенью нагрузки опора выдерживалась 30 мин., при этом поверхность бетона тщательно осматривалась. Величина раскрытия видимых трещин определялась с помощью лупы с 24-кратным увеличением и с ценой деления 0,1 мм. Прогиб (перемещение точек опоры под каждой ступенью нагрузки) замерялся с точностью до 1 мм; величина его у вершины при расчетной нагрузке составляла 90 мм.

Для определения истинного значения усилий, действующих на опору при испытании, учитывалась сила трения в подвижной подкладке; она составляла 25—30 кг.

Первые видимые трещины величиной 0,08 мм в растянутой зоне бетона появились при изгибающих моментах, равных расчетным. При нагрузках, составляющих 150% от расчетной, максимальное раскрытие трещин не превышало 0,2 мм. Разрушение опор во всех случаях происходило от раздробления сжатой зоны бетона. Действительные коэффициенты запаса (2,15) оказались близкими к расчетным (2,20).

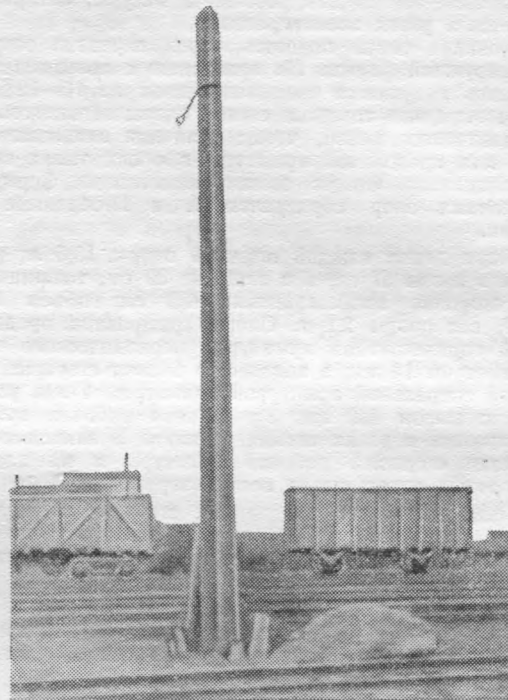


Рис. 4. Установленная опора.

Для проверки транспортабельности опор они перевозились на автомашине с прицепом. Погрузка их производилась автокраном грузоподъемностью 3 т; опоры захватывались двумя тросами: одним на расстоянии 5,5 м от вершины, а другим — на 3,5 м от комля (рис. 3). При перевозке конец опоры свешивался на 4,5 м с прицепа; никаких повреждений при погрузке и перевозке не было.

Для проверки технологии монтажа были установлены (рис. 4) две опытные опоры при помощи крана грузоподъемностью 6 т. При установке они захватывались за один трос у вершины. Несмотря на значительную конусность опоры (2 см на 1 м), никакого смещения троса «удавки» при этом не было.

Предлагаемая конструкция пустотелых железобетонных опор может найти широкое применение при строительстве линий электропередач.

Технология изготовления опор проста, не требует специального сложного оборудования и может быть освоена в короткий срок.

В дальнейшем для ускорения оборота форм и сокращения сроков твердения бетона предусматривается дополнительное уплотнение его прессованием изнутри через резиновый чехол, надеваемый на вкладыш.

Инж. Г. Д. Бодров и инж. А. М. Дежинов

ОТ РЕДАКЦИИ

Внедрение в практику строительства линий электропередач железобетонных опор является очень актуальным.

Хотя авторы освещают опыт применения железобетонных опор для линий связи и линий электропередачи 6—10 кв, тем не менее их сообщение представляет безусловный интерес и для проектировщиков и для строителей линий электропередачи 35—110 кв.



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Переделка опор водяного экономайзера котла высокого давления

Котлы Таганрогского котельного завода ТП-170 производительностью 170 т/час при давлении пара 110 ат и температуре перегрева 500°С оборудованы водяными эконо-

майзерами, состоящими из двух секций и поставленными в расщелку с воздушными подогревателями (рис. 1).

Экономайзер состоит из правого и левого пакетов, изготовленных из труб диаметром 38×4,5 мм. Змеевики расположены горизонтально в шахматном порядке.

Дистанцирование змеевиков осуществлено при помощи трех перегородок, изготовленных из уголков 50×50×6. Полки уголков соединены между собой электросваркой и образуют решетку (рис. 2). Край-

ние перегородки одновременно являются опорами для змеевиков экономайзера. Нижние концы этих перегородок приварены к охлаждаемому балкам (рис. 3), состоящим из двух швеллеров № 20. Верхние концы перегородок приварены к полосе из стали толщиной 10 мм (рис. 4).

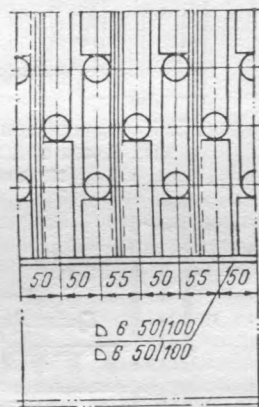
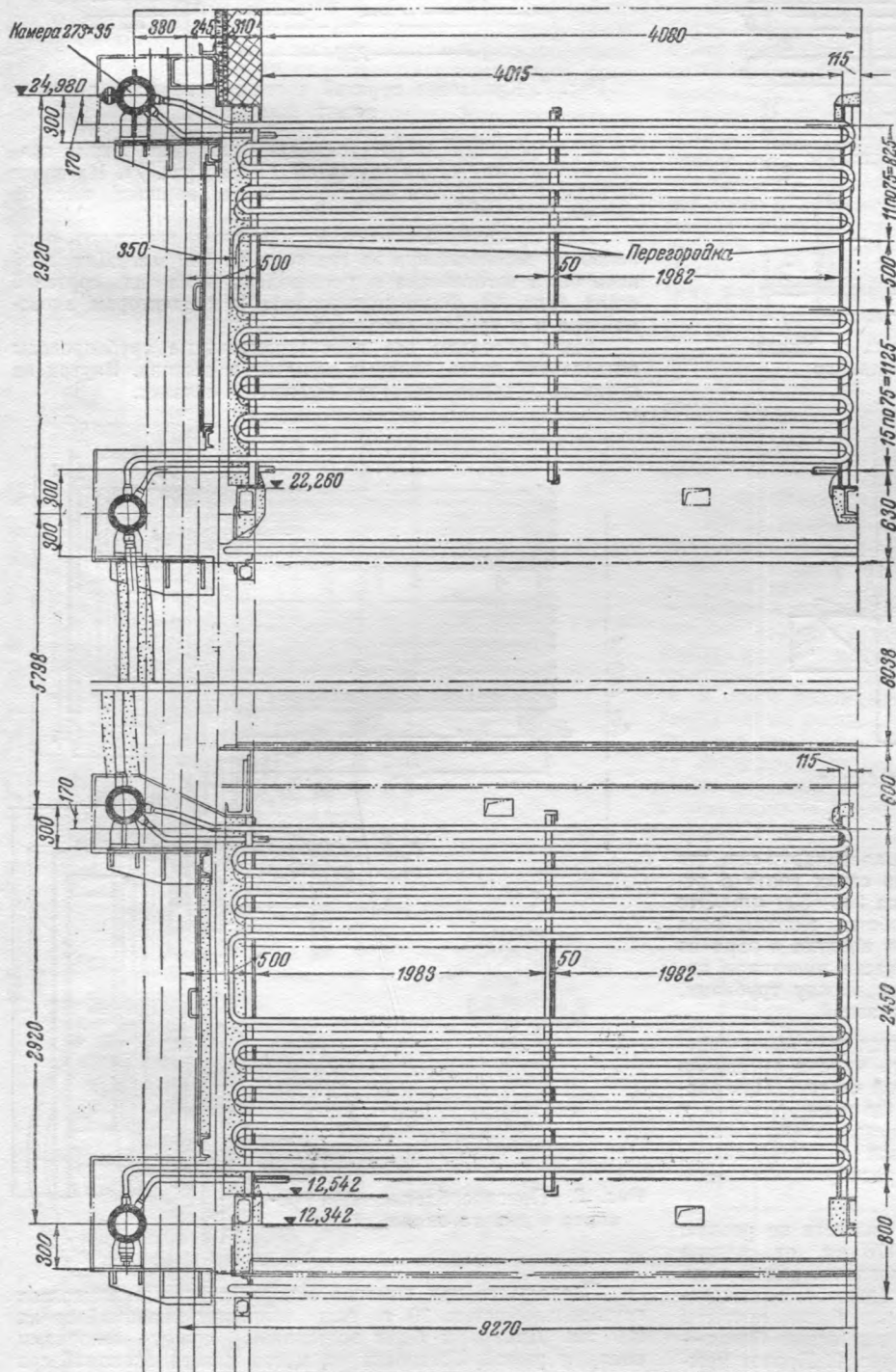


Рис. 2. Перегородка водяного экономайзера.

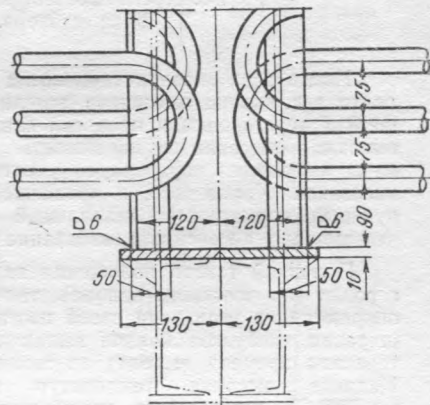


Рис. 3. Опора змеевиков.

Рис. 1. Расположение змеевиков водяного экономайзера котла ТП-170.

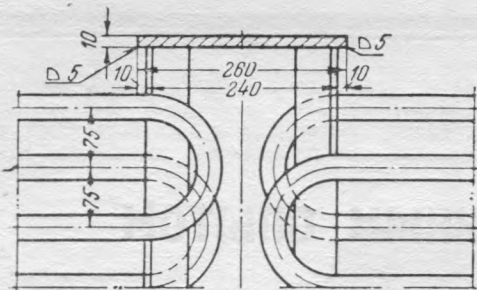


Рис. 4. Верхняя часть опоры змеевиков.

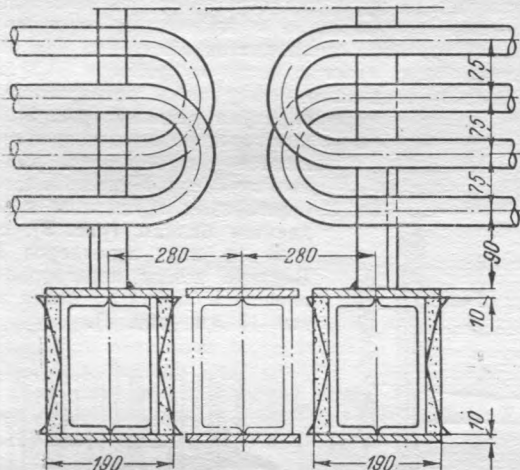


Рис. 5. Установка дополнительных охлаждаемых балок под змеевик водяного экономайзера.

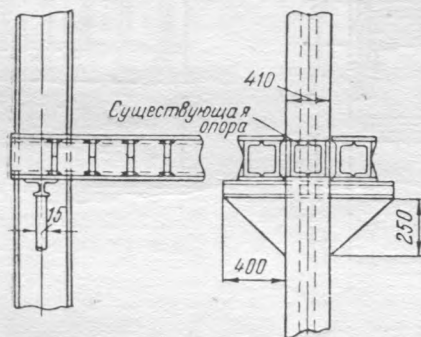


Рис. 6. Крепление опорных балок экономайзера.

После года эксплуатации котла было обнаружено, что почти все калачи змеевиков вышли из своих гнезд в решетках перегородки и провисли вниз на 200—300 мм. Это вызвало опасение за надежность работы экономайзера из-за нарушения нормального удаления воздуха и пара из змеевиков. Кроме того, в провисшей части змеевиков нарушился нормальный шахматный шаг между трубками, что вызвало интенсивное забивание их золой.

Причиной такого положения является установка перегородки (по чертежам завода), так что калачи змеевиков опираются на угольники своей изогнутой частью. При расширении змеевиков калачи выдавливают перегородку и с течением времени выходят из своих гнезд и провисают. Наличие высоких температур газов в экономайзере ($\sim 700^\circ\text{C}$) способствует короблению распертой калачами решетки.

Было решено опоры экономайзера вынести на ровную часть труб змеевиков, на расстояние 170 мм от началагиба калача. Для этой цели были установлены, рядом с существующей балкой, две новые балки (рис. 5), охлаждаемые воздухом. С наружной стороны эти балки покрыты торкретом по арматуре. Расстояние между осями балок — 560 мм. Крепление балок показано на рис. 6. Пролет меж-

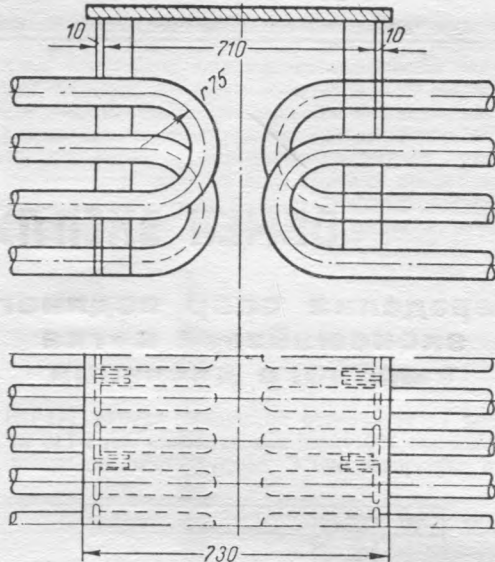


Рис. 7. Крепление верхней части перегородки после переделки.

ду перегородками на расстоянии 710 мм был покрыт полкой из листовой стали толщиной 10 мм (рис. 7). На полке выложена обмуровка из нормального кирпича высотой 500 мм.

Для проведения этих работ пришлось выдвинуть одну половину экономайзера из газохода на 600 мм. Для этой цели была изготовлена и установлена рама из сортовой стали (рис. 8). Рама прикреплена к коллекторам экономайзера и к трубам змеевиков.

Были обрезаны все присоединительные трубопроводы питательной воды, опорные решетки и обшива. Внутри на кубах воздухоподогревателя выложены салазки.

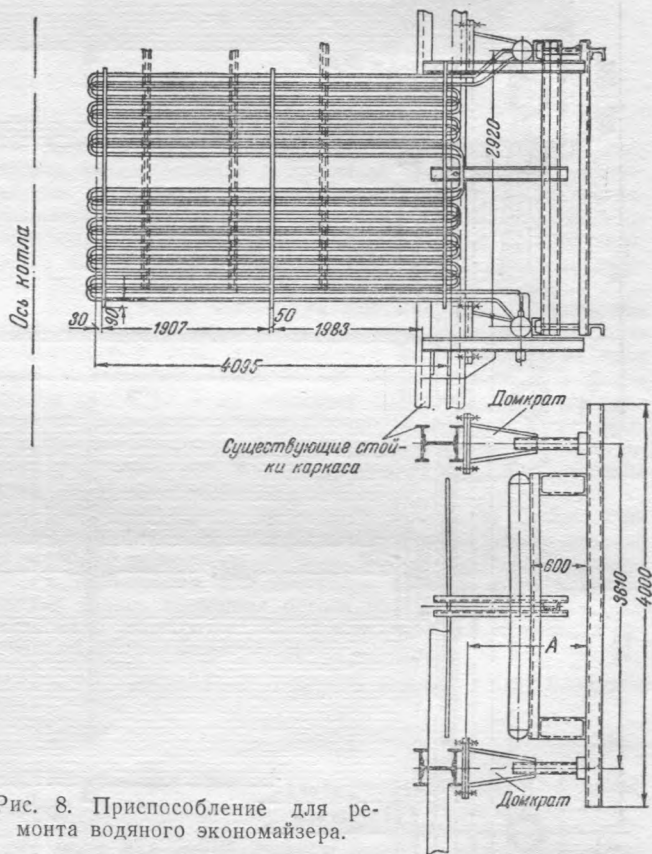


Рис. 8. Приспособление для ремонта водяного экономайзера.

После этого при помощи четырех винтовых домкратов грузоподъемностью 10 т был выдвинут экономайзер на 600 мм. Домкраты были поставлены между колоннами котла и рамой. Установка на место пакета экономайзера

осуществлялась тем же способом четырьмя домкратами. Для установки угольников перегородки на опорную балку внутренние калачи экономайзера поднимались также домкратами.

Всего на работу по реконструкции опор водяного экономайзера одной секции было затрачено 700 чел.-час.

Инж. А. И. Красовицкий

Реле давления для автоматического включения и пуска масляного электронасоса

Для нормальной смазки подшипников турбоагрегатов имеет важное значение своевременное включение вспомогательного масляного электронасоса в случае, если давление масла по какой-либо причине упадет до определенной величины. На ряде турбоагрегатов масляные электронасосы включаются автоматически от контактных манометров, реле поршневого типа или мембранных реле. В связи с тем, что эти устройства имеют ряд недостатков, Конструкторское бюро Центрального производственного ремонтного предприятия Ленэнерго совместно с Лабораторией паровых турбин ВТИ разработало более рациональную конструкцию реле давления для автоматического включения и пуска масляных электронасосов.

На рис. 1 показано реле давления сильфонного типа. Штуцер 1 в нижнем фланце присоединяется к маслопроводу и внутри сильфона 2 устанавливается давление, равное давлению в системе смазки подшипников.

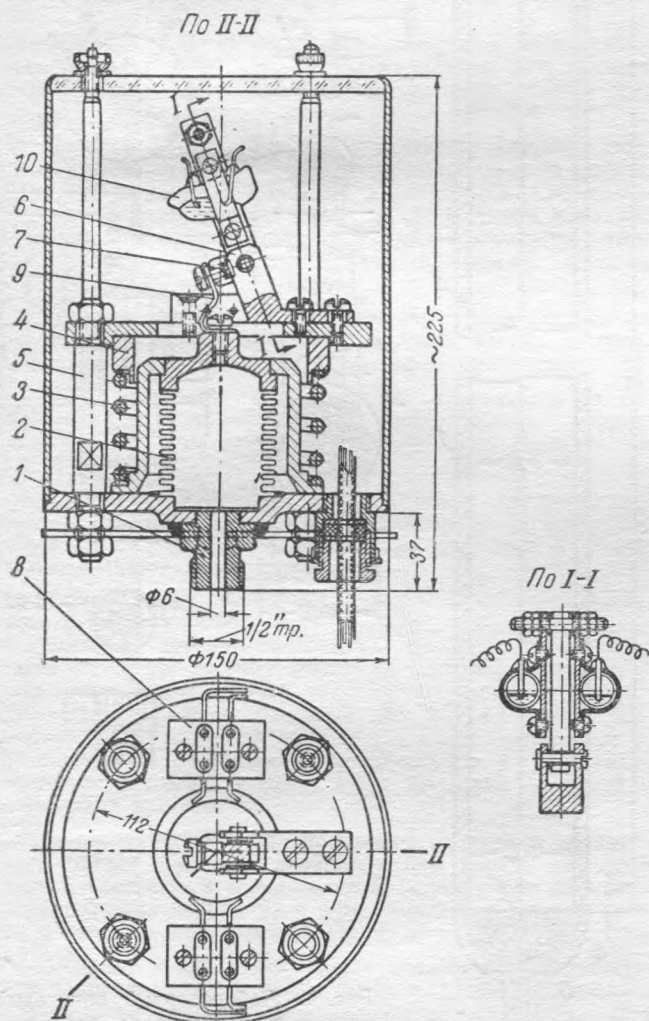


Рис. 1. Реле давления для автоматического пуска электромаслонасоса.

Давление в сильфоне уравнивается наружной цилиндрической пружиной сжатия 3, предварительное натяжение которой осуществляется специальным установочным кольцом 4. Высота этого кольца определяется по номограмме в зависимости от заданных параметров — нормального давления в системе смазки и сниженного давления, при котором должен автоматически включаться масляный электронасос.

На четырех дистанционных колонках 5 расположен верхний фланец с кронштейном 6, в шарнире которого свободно вращается угловой рычаг 7. Два ртутных переключателя закрепляются на угловом рычаге в нужном положении при настройке реле; один из них замыкает электрическую цепь на предварительное срабатывание сигнала (звукового, светового), а второй — на последующее включение электронасоса.

На верхнем фланце также размещены две колодки 8, имеющие по два зажима, от которых гибкие проводники идут к ртутным переключателям. Специальный кабельный ввод в нижнем фланце обеспечивает удобную разделку кабеля и присоединение к зажимам.

Особенностью данной конструкции являются стабильность настройки и высокая чувствительность реле вследствие отсутствия трения в передаче к угловому рычагу 7, которая осуществляется посредством упругой пластины 9. Стабильность настройки достигается заранее выбранным установочным кольцом 4, благодаря которому исключается возможность произвольного изменения в эксплуатации предварительного натяжения пружины.

Сильфон, перемещаясь в соответствии с изменением давления в системе смазки (за поворотом стрелки манометра), через упругую пластинку 9 поворачивает угловой рычаг и закрепленные на нем ртутные переключатели 10. Ртуть переливается, замыкая и размыкая электрическую цепь последовательно на сигнал и на электронасос.

Срабатывание на сигнал обычно назначается при 0,4—0,6 от Δp — допускаемого снижения давления в системе смазки.

Легкий колпак в виде тонкой трубы с доньшком из прозрачного оргстекла быстро и герметично закрывает реле. Положение колпака фиксируется гайкой специальной конструкции и пломбируется после установки и настройки реле; прозрачное доньшко дает возможность наблюдать за поведением реле в эксплуатации.

Когда давление в системе смазки соответствует заданному значению, — электрическая цепь разомкнута. Когда же давление в системе смазки начинает снижаться, — реле включает сигнал (световой, звуковой); при дальнейшем снижении давления и достижении им предельно установленного второй ртутный переключатель реле, замыкая электрическую цепь, автоматически включает масляный электронасос. Давление в системе смазки восстанавливается и новое положение углового рычага с ртутными переключателями размыкает электрическую цепь. Однако электронасос продолжает работать, и его отключение возможно лишь вручную (рис. 2). Сделано это для того, чтобы обеспечить нормальную и непрерывную подачу масла к подшипникам и избежать ненужных повторных периоди-

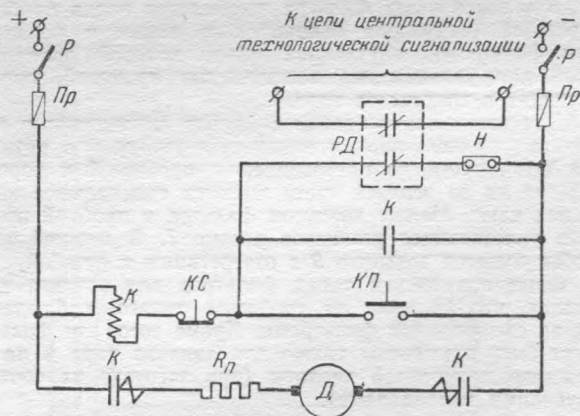


Рис. 2. Принципиальная электрическая схема реле давления.

Р — двухполюсный рубильник; Пр — предохранитель; РД — реле давления (при отсутствии давления ртутные контакты замкнуты); Н — накладка для переключателя блокировки; К — контактор постоянного тока; КП — кнопка „пуск“; КС — кнопка „стоп“; R_n — пусковое сопротивление; Д — электродвигатель постоянного тока.

ческих включений и отключений электромаслонасоса при замыкании и размыкании электрической цепи.

Конструкция реле гидроупорна и пыленепроницаема; вес нетто 5,2 кг. Оно серийно выпускается заводами на давление в системе смазки в пределах от 0,1 до 1,25 ат с сифоном наружного диаметра 51 мм и до 1,8 ат с сифоном № 14 такого же диаметра по нормали МЮ-51.

В каждом отдельном случае по заполненному заказчиком опросному листу завод-изготовитель подбирает наилучшую для данных параметров пружину с установочным кольцом, которая, однако, допускает перенастройку в ограниченных пределах.

К каждому реле прилагается подробная инструкция по установке и настройке, схемы и номограммы.

Инж. М. Я. Митник

Новые лабораторные ионитовые фильтры и посуда

Для анализа конденсата пара и для других целей в лабораториях тепловых электростанций и районных химических служб широко применяются ионитовые фильтры, изготавливаемые из стеклянных трубок, заполняемых ионитовыми материалами.

Такие фильтры неудобны в работе, часто трескаются, нередко случаи выскакивания пробок и т. п. Так же несовершенна конструкция той части, которая является механическим фильтром, наполненным ватой для улавливания грубых механических примесей (частиц окислов металла и шлама). Изготовление фильтров довольно сложно, так как не везде имеются необходимые стеклянные трубки и стеклoduвные мастерские.

В настоящее время предложена более совершенная конструкция ионитовых фильтров¹ из прозрачного органического стекла, которые могут быть изготовлены любой мастерской, имеющей токарный станок (рис. 1).

Для этой цели из листа прозрачного органического стекла толщиной 35 мм вырезают квадратный кусок и на токарном станке придают ему цилиндрическую форму. Затем вытачивают внутреннюю часть до нужного диаметра и получают корпус фильтра. Можно также корпус склеить дихлорэтаном из двух кусков длиной по 250 мм каждый (в месте а).

Обычно после обработки на станке стекло становится матовым, и чтобы сделать его прозрачным, обрабатывают поверхность вначале наждачной бумагой (мелкого зернения), а затем куском сукна до полной прозрачности.

В нижней части фильтра имеется специальное устройство для поддержания ионитового материала. Оно состоит из доньшка 2 и двух пластинок 3 и 4 с отверстиями. Пространство между пластинками заполняется плотно стружкой 5 из того же органического стекла. Пластины 3 и 4 приклеиваются к доньшку 2 дихлорэтаном, а затем само доньшко (тем же дихлорэтаном) приклеивается к корпусу фильтра 1.

В верхней части фильтра помещается полая пробка 8 с резьбой (служащая одновременно также и механическим фильтром), внутренний объем которой заполняют ватой для улавливания механических примесей, присутствующих в конденсате пара.

Для ввинчивания пробки в фильтр вытачивают и приклеивают дихлорэтаном специальную втулку 6 с резьбой. Для более плотного присоединения пробки 8 к корпусу фильтра на ее верхней части имеются специальные вырезы под ключ. Между корпусом фильтра и пробкой проложено уплотняющее резиновое кольцо 7. В нижней части пробки имеется доньшко 9 с отверстиями и резьбой.

Опыт применения таких фильтров для анализа пара показал, что за ними не требуется такого наблюдения, как за стеклянными фильтрами. Кроме того, эти фильтры могут быть применены также для анализа пара и на содержание кремниевой кислоты (при загрузке их соответствующими материалами).

Следует только иметь в виду, что температура конденсата, поступающего в фильтры, не должна быть выше 30—35°С, так как при более высокой температуре произойдет коробление фильтров.

Для анализа коллоидной (полимеризованной) кремниевой кислоты разработана методика обработки пробы воды раствором фтористоводородной кислоты, получаемой Н-катионированием фтористого аммония с последующим фотоколориметрированием образующегося в пробе синего кремнемолибденового комплекса. Применение для такого анализа обычной стеклянной посуды исключается, так как это приведет к обогащению пробы кремнекислотой за счет действия фтористоводородной кислоты на стекло.

Для этой цели можно изготовить на токарном станке из прозрачного органического стекла специальные колбочки емкостью 50 мл (рис. 2). Для устойчивости к колбочке приклеивается дихлорэтаном круглое доньшко. На узкой части колбочки (горловине) наносится калибровочная черта (риска), до которой наливается ровно 50 мл жидкости. Колбочка при перемешивании жидкости закрывается резиновой пробкой.

Для дозирования необходимого количества раствора фтористо-водородной кислоты из того же прозрачного орга-

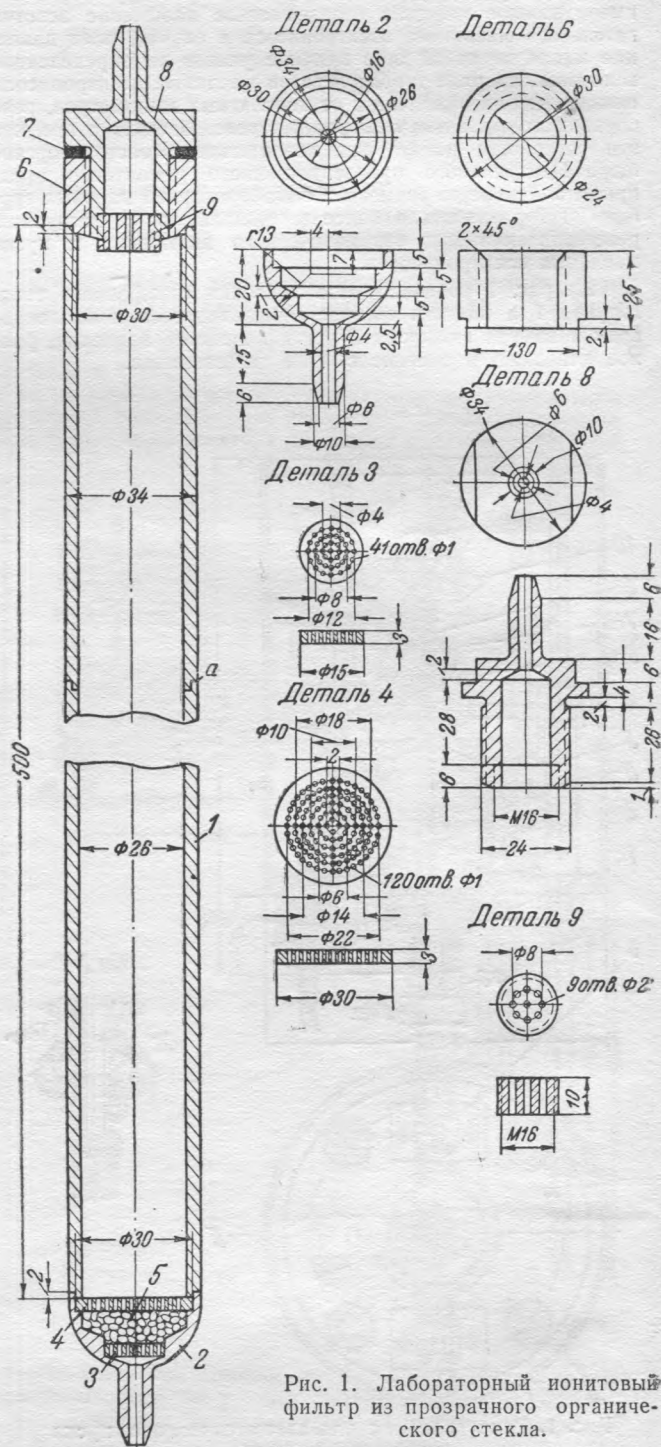


Рис. 1. Лабораторный ионитовый фильтр из прозрачного органического стекла.

¹ Разработано Водным отделением Всесоюзного теплотехнического института.

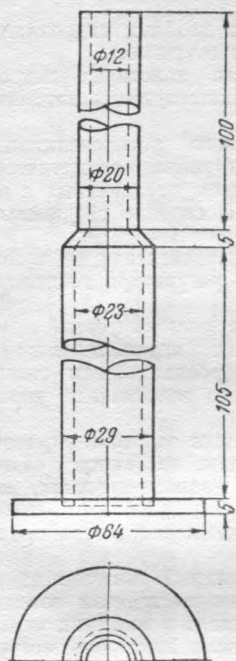


Рис. 2. Колбочка из прозрачного органического стекла емкостью 50 мл.

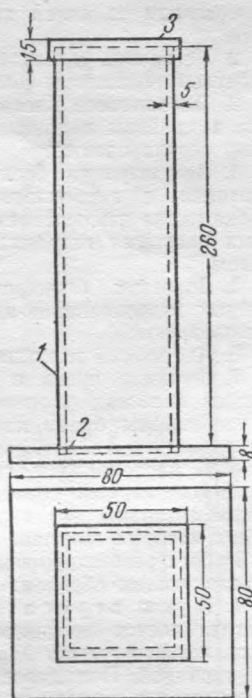


Рис. 3. Цилиндр из прозрачного органического стекла.

нического стекла изготавливается пипетка в виде трубки диаметром 8×2 мм, длиной 250 мм. Объем этой пипетки с нанесением соответствующих рисок определяется при помощи микропипетки.

На рис. 3 показан сосуд квадратного сечения, изготовленный из листового прозрачного органического стекла. Корпус 1 и дношко 2 склеены дихлорэтаном. Сверху сосуд закрывается съемной крышкой 3. В таком цилиндре целесообразно хранить раствор молибденовокислого аммония, предназначенного для анализа кремниевой кислоты в конденсате пара.

Следует отметить, что 10-н раствор серной кислоты на органическое стекло не действует. Мыть посуду из органического стекла хромовой смесью не рекомендуется.

Для получения бидистиллата, практически не содержащего кремниевой кислоты, целесообразно усовершенствовать существующий аппарат, как показано на рис. 4.

Сущность работы такого аппарата производительностью 400—500 мл/час, изготовляемого из нержавеющей стали, латуни или из красной меди, заключается в следующем.

В него через резиновую трубку 1 с винтовым зажимом 2 наливают конденсат в таком количестве, чтобы в стеклянной трубке 3 был виден уровень примерно на трети ее. Затем аппарат ставят на электрическую плитку мощностью около 0,6—0,8 квт. Образующийся пар проходит через потолочный дырчатый лист 4 и по трубке (воздушный холодильник) 5 поступает в сосуд (сепаратор) 6. В воздушном змеевиковом холодильнике 5 происходит частичное увлажнение пара и его промывка от солей и кремниевой кислоты.

В сепараторе 6 влага отделяется от пара и по трубке 7 стекает обратно в аппарат, а пар, пройдя дырчатый лист 8, поступает в холодильник 9 (конструкция холодильника показана на рис. 5) и затем конденсат его собирает в сосуд из нержавеющей стали.

Сборный сосуд бидистиллата должен быть присоединен к холодильнику 9 таким образом, чтобы исключалась возможность засорения бидистиллата пылью воздуха. Для этой цели может быть использован сосуд из нержавеющей стали, показанный на рис. 6 и служащий для отбора проб конденсата пара.

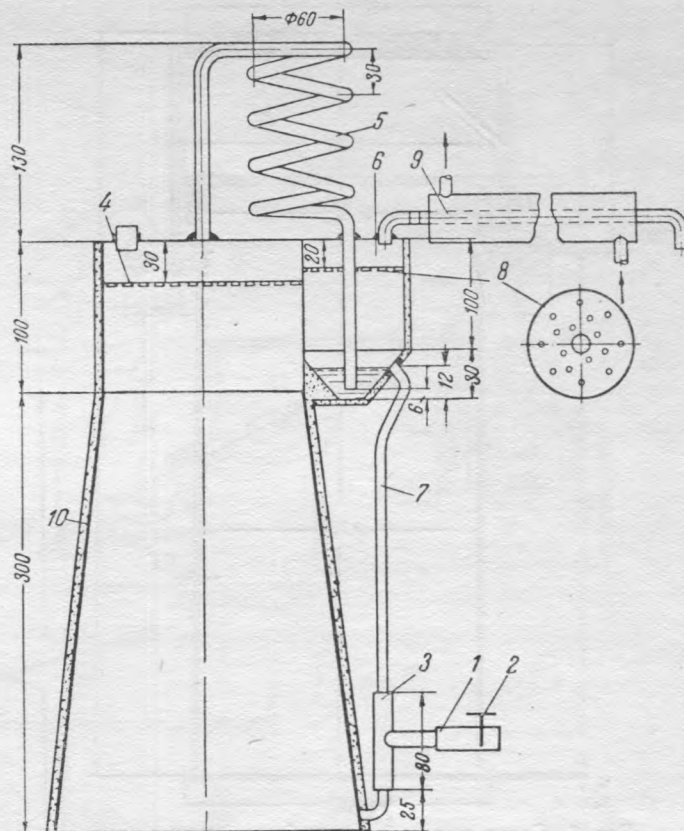
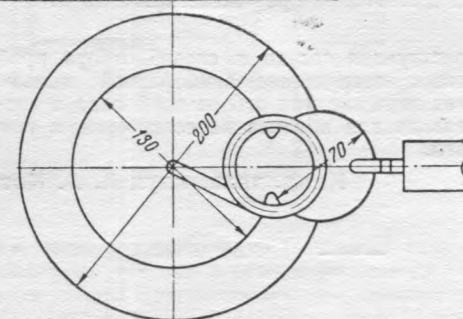


Рис. 4. Аппарат для получения обескремненной и обессоленной воды.



Выливание остатка воды из аппарата производится через стеклянную трубку-тройник 3 и резиновую трубку 1 и зажимом 2.

Аппарат с наружной стороны имеет изоляцию 10 из асбестовой массы или шнура.

Сосуд для отбора проб конденсата пара (рис. 6) при помощи штуцера 1 присоединяется резиновой трубкой к змеевику холодильника и наполняется до тех пор, пока вода не начнет вытекать через противоположный штуцер. Крышка 2 сосуда при отборе и хранении проб не сни-

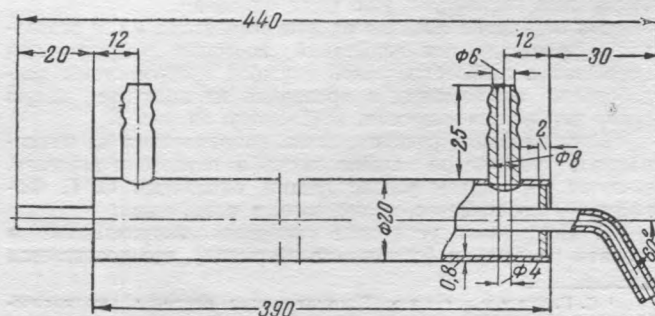


Рис. 5. Холодильник для конденсата пара.

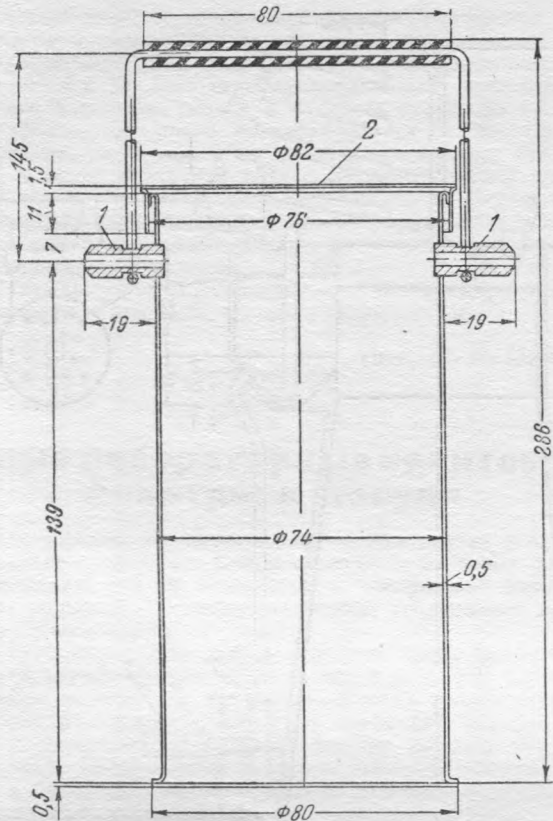


Рис. 6. Сосуд для отбора проб конденсата пара.

мается. Такая конструкция сосуда и способ отбора проб полностью исключают загрязнение атмосферной пылью. Особенно это имеет значение при отборе проб пара в котлах высокого давления для анализа на содержание в нем кремниевой кислоты.

Канд. техн. наук А. А. Кот

Реконструкция регулятора скорости типа УК гидротурбин средней мощности

Гидростанция, на которой произведена реконструкция регулятора скорости гидротурбин, полностью автоматизирована и переведена на телеуправление. Число пусков каждого агрегата доходит до 6—7 в сутки.

В связи с тем, что гидростанция оборудована радиально-осевыми турбинами, комбинаторная связь здесь не рассматривается. Регулятор скорости типа УК включает в себя ряд блокировок и вспомогательных элементов, усложняющих его схему, затрудняющих эксплуатацию, уменьшающих надежность работы и увеличивающих протечки масла в системе регулирования.

Реконструкция регуляторов скорости УК, давшая положительные результаты, уже была описана¹.

На основании анализа работы регулятора УК и результатов произведенных испытаний персонал гидростанции совместно с гидротехнической службой энергосистемы разработали, осуществили и проверили на практике новую схему регулятора скорости, показанную на рис. 1.

Произведенная реконструкция, направленная на максимальное упрощение схемы пуска и остановки агрегата, включая весь объем реконструкции, описанный С. Г. Фатюшенко, заключается, кроме того, в следующем:

1. Постоянная установка напорного гидроклапана в верхнем положении (положение открытия), что достигается

непрерывным наличием давления масла в его рабочей полости.

2. Установка и заклинивание двойных гидроклапанов в верхнем положении (положение открытия).

3. Закрепление блокировочного золотника гидроклапана в крайнем положении, соответствующем автоматическому регулированию.

4. Все штуцеры блока главного распределительного золотника и гидроклапанов заглушены герметическими пробками, за исключением штуцеров, соединенных с полостями закрытия гидроклапанов. Последние соединены со сливом.

5. Золотник блокировки серводвигателя и золотник двойных гидроклапанов из схемы регулятора исключаются (демонтируются).

6. Аварийный золотник также демонтируется.

7. Функции пуска и остановки агрегата выполняет бывший золотник управления гидроклапаном и стопором (в дальнейшем будем называть его золотником управления).

8. В маслопроводы, соединяющие золотник управления с вспомогательным серводвигателем, врезаются разработанные авторами два обратных клапана-дросселя, конструкция которых показана на рис. 2.

Работа реконструированной схемы регулятора происходит следующим образом:

1. Пуск агрегата. Начальный импульс на пуск агрегата дается дистанционно электромагнитом золотника пуска, который подает давление масла в золотник управления турбиной. Под давлением масла этот золотник устанавливается в нижнем положении и фиксируется защелкой рукоятки управления турбиной.

Аналогичная операция может быть произведена вручную — перестановкой рукоятки, связанной жесткой тягой с золотником управления. Последний, став в нижнее положение, соединяет верхнюю полость вспомогательного серводвигателя со сливом, а в рабочую полость подает давление.

Игла, поршень и главный распределительный золотник вспомогательного серводвигателя поднимаются вверх и агрегат набирает скорость до холостого хода. Ограничитель открытия стоит в положении пускового открытия; агрегат включается в сеть. Набор нагрузки производится дистанционно или вручную отведением ограничителя открытия, а игла вспомогательного серводвигателя все время следует за ограничителем открытия.

2. Остановка агрегата. Начальный импульс на остановку агрегата дается дистанционно электромагнитом золотника остановки после предварительной разгрузки агрегата до холостого хода, осуществленной ограничителем открытия, который останавливается в положении пускового открытия, фиксируемого концевыми выключателями его электродвигателя. Золотник остановки перепускает масло и отжимает защелку рукоятки управления, в результате чего золотник управления поднимается в верхнее положение.

В верхнюю (аварийную) полость вспомогательного серводвигателя через клапан-дроссель и золотник управления подается давление, а нижняя (рабочая) полость вспомогательного серводвигателя через второй клапан-дроссель и нижнюю полость золотника управления соединяется со сливом.

Использование в схеме регулятора скорости обратных клапанов-дросселей значительно улучшило условия эксплуатации турбины, так как обеспечило плавное закрытие направляющего аппарата. Проведенными испытаниями установлено, что главный распределительный золотник под действием собственного веса достаточно быстро опускается вниз, перепуская масло в полость закрытия серводвигателя.

Для замедления движения главного золотника вниз авторами предложена установка обратного клапана-дросселя, который препятствует свободному выходу масла из рабочей полости вспомогательного серводвигателя. Масло, поступающее в аварийную полость вспомогательного серводвигателя, также проходит через клапан-дроссель, что обеспечивает плавный подъем давления в этой полости. При непосредственном соединении золотника управления со вспомогательным серводвигателем главный распределительный золотник очень быстро устанавливается в нижнее положение, в результате чего происходит удар поршня серводвигателя в его переднюю крышку. Считаю, что этого допускать нельзя. Следует отметить, что отсутствие клапанов-дросселей в схеме С. Г. Фатюшенко является одним из ее недостатков.

¹ С. Г. Фатюшенко, Реконструкция системы автоматического управления гидротурбин радиально-осевого типа с регулятором скорости УК, «Электрические станции», 1954, № 5.

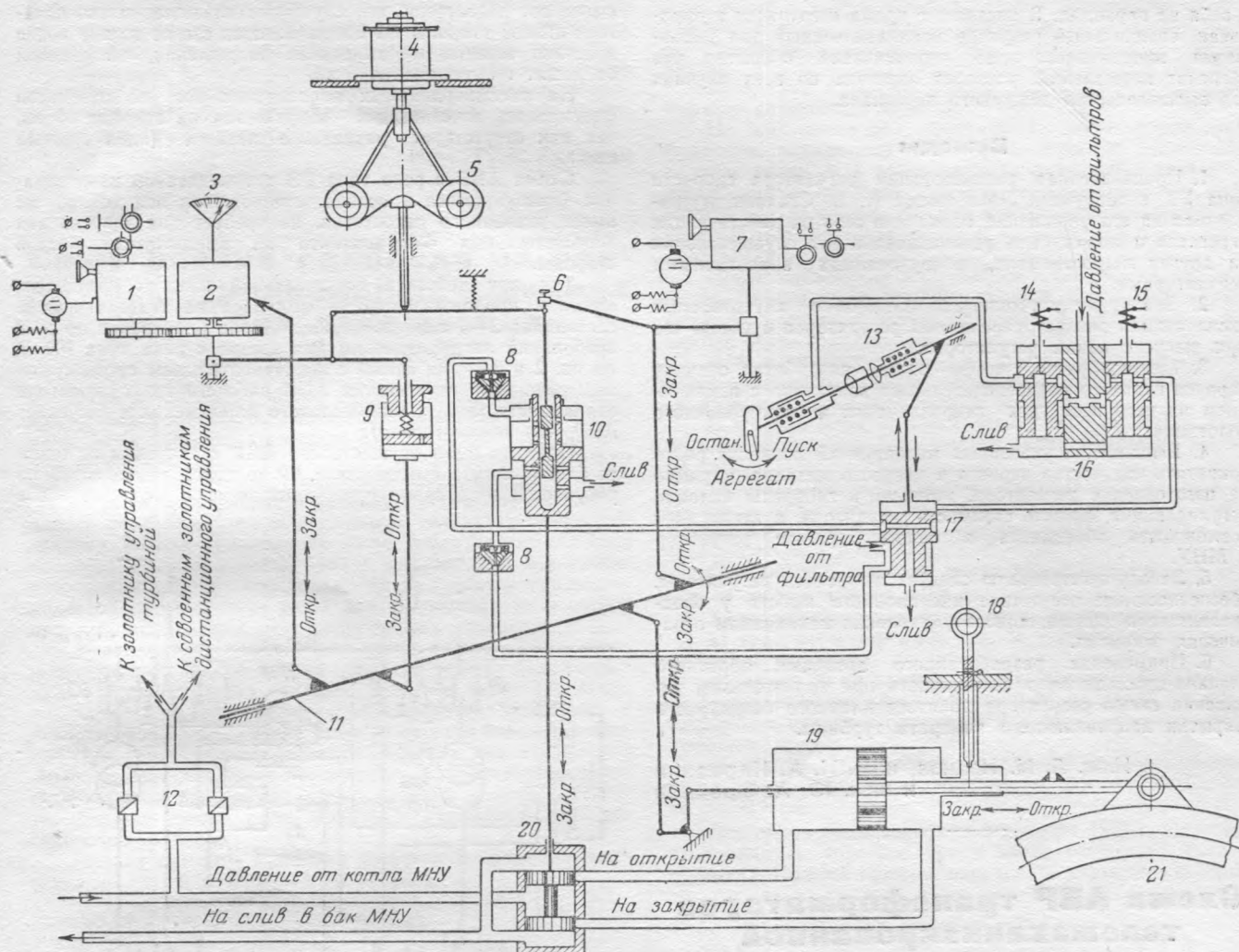


Рис. 1. Принципиальная схема регулятора скорости типа УК после реконструкции (напорный гидроклапан, двойные гидроклапаны и блокировочный золотник на схеме не показаны, так как в работе регулятора не участвуют).

1 — механизм изменения скорости вращения; 2 — механизм остающейся степени неравномерности; 3 — указатель открытия турбины; 4 — двигатель маятника регулятора; 5 — маятник регулятора; 6 — ограничитель открытия турбины; 7 — механизм ограничителя открытия; 8 — клапан-дроссель; 9 — катаракт; 10 — вспомогательный серводвигатель; 11 — вал выключателя; 12 — фильтр колонки управления; 13 — механизм управления турбиной; 14 — электромагнит остановки агрегата; 15 — электромагнит пуска агрегата; 16 — двойной золотник дистанционного управления; 17 — золотник управления турбиной; 18 — стопор; 19 — серводвигатель направляющего аппарата; 20 — главный распределительный золотник; 21 — регулировочное кольцо направляющего аппарата.

Наличие клапанов-дросселей позволяет регулировать в широких пределах время закрытия направляющего аппарата турбины путем подбора диаметра дросселирующего отверстия в теле клапана. При движении масла на слив через клапаны-дроссели они не препятствуют проходу масла.

3. Процесс регулирования скорости вращения агрегата до и после реконструкции остается без изменений.

После демонтажа механизма ручного регулирования оказалось невозможным производить разгон агрегата для настройки и испытания центробежного выключателя, так как маятник регулятора не давал возможности повысить скорость вращения агрегата до необходимой величины (140—150% от номинальной). В связи с этим было изго-

товлено специальное приспособление в виде хомута со шпильками диаметром 8 мм, которое стягивало пружины грузов маятника, чем исключало действие последнего на период настройки центробежного выключателя. Разгон агрегата осуществляется вручную — отводом ограничителя открытия. Это приспособление при наладке центробежного выключателя вполне себя оправдало.

Испытания реконструированного регулятора при различных режимах работы агрегата (холостой ход, сброс полной нагрузки, работа с отведенным ограничителем и т. п.) показали надежность работы новой схемы. До реконструкции регулятора отношение времени работы насосов МНУ к времени их нерабочего состояния было 1:5, а после реконструкции это отношение стало равным 1:60, что указывает на значительное уменьшение протечек масла в системе регулирования.

Время пуска агрегата сократилось на 33%, что улучшило условия использования гидростанции в качестве резерва мощности в энергосистеме.

В процессе эксплуатации неоднократно имели место случаи отказа в развороте агрегата до номинальной скорости вращения.

Такое положение вызывалось тем, что при предшествующей остановке агрегата электродвигатель ограничителя открытия из-за инерционного выбега останавливался несколько позднее размыкания электрической цепи и устанавливал ограничитель ниже пускового открытия.

Установленный электромагнитный тормоз вызывал подгорание контактов в цепях автоматики и телемеханики

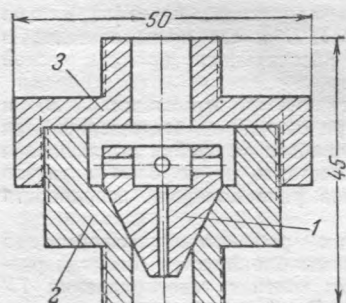


Рис. 2. Обратный клапан-дроссель.

1 — тело клапана; 2 — нижняя крышка; 3 — верхняя крышка.

и себя не оправдал. В настоящее время изготовлен и опробован специальный редуктор предназначенный для уменьшения инерционного хода ограничителя открытия, что обеспечит нормальный разворот агрегата во всех случаях без вмешательства дежурного персонала.

Выводы

1. Произведенная реконструкция регулятора скорости типа УК конструкции ЛМЗ имени И. В. Сталина, направленная на его упрощение, оправдала себя на действующих агрегатах и может быть рекомендована для осуществления на других гидростанциях, оборудованных аналогичными регуляторами.

2. Заводу-изготовителю целесообразно изучить опыт эксплуатации реконструированных регуляторов и учесть его при выпуске новых регуляторов.

3. Целесообразно, чтобы завод разработал отливку корпуса главного распределительного золотника с исключением из него всех трех гидроклапанов и блокировочного золотника.

4. Выполнение указанных мероприятий позволит резко сократить количество черного и цветного металла, идущего на изготовление регулятора, уменьшить габариты колонки регулирования, снизить стоимость регулятора, а также даст возможность объединить в одном агрегате регулятор и МНУ.

5. Заводу-изготовителю следует выпускать регуляторы, обеспечивающие отсутствие инерционного выбега у электродвигателя дистанционного управления механизмом ограничения открытия.

6. Применение разработанного авторами обратного клапана-дросселя дало возможность при значительном упрощении схемы регулятора добиться плавного безударного закрытия направляющего аппарата турбины.

Инж. Л. М. Иванов, инж. И. А. Кармазин
и инж. Ю. А. Фрейман

Схема АВР трансформаторов телемеханизированной подстанции

В высоковольтной сети одной энергосистемы в связи с проведением работ по телемеханизации пониженных подстанций и выполнением на них автоматического включения резервного силового трансформатора (АВР) были выявлены некоторые возможности усовершенствования существующих схем АВР применительно к условиям работы телемеханизированной подстанции.

На каждой из указанных подстанций установлено по два силовых трансформатора одинаковой мощности (1000 и 3200 кВА), напряжением 35/6 кВ, с выключателями, оборудованными приводами типа ПС-10 и ПС-30 на 110 в оперативного постоянного тока. Подстанции имеют на стороне 35 кВ одинарную систему шин и работают в кольце 35 кВ; на стороне 6 кВ имеется секционированная система шин с нормально замкнутым секционным разъединителем. По режиму работы могут быть включены либо оба трансформатора, либо один, — второй при этом находится в резерве.

При разработке схемы АВР в основу были положены следующие требования:

1. Действие АВР при отключении рабочего трансформатора от основных защит (за исключением максимальной) и при случайном отключении выключателя.

2. Блокировка действия АВР при срабатывании АПВ выключателей трансформаторов со стороны 6 кВ, так как на выключателях 6 кВ установлено АПВ шин, которое пускается от максимальной защиты трансформаторов.

3. Блокировка действия АВР при телеотключении рабочего трансформатора диспетчером с районного диспетчерского пункта (РДП).

Известные схемы АВР для такого использования имеют некоторые недостатки. В частности, измененная по предложениям И. И. Соловьева и В. Е. Казанского схема АВР*

* И. И. Соловьев и В. Е. Казанский, Изменение схемы автоматического включения резервного трансформатора с серийным промежуточным реле, «Электрические станции», 1949, № 10.

имеет тот недостаток, что случайное отключение выключателя низкой стороны В2 вызывает пуск схемы только после действия защиты минимального напряжения, отстроенной от защит присоединений 6 кВ.

На рассматриваемых подстанциях нет необходимости фиксировать исчезновение напряжения на стороне 35 кВ, так как отсутствует раздельное питание (одна система шин).

Схема АВР с реле типа РЭ с замедлением на отпадение (находящегося в исходном положении под током) не имеет указанного недостатка, но требует для запуска два дополнительных блок-контакта на выключателе низкой стороны.

Так как действие максимальной защиты кратковременно и продолжительность импульса на телеотключение составляет 2—3 сек., то осуществление блокировки по п. 2 требований затруднительно для схемы с реле типа РЭ, а по пп. 2 и 3 — для схемы с последовательным промежуточным реле (при неуспешном АПВ рабочего трансформатора срабатывает защита минимального напряжения и запускает АВР, что нежелательно).

Поэтому было осуществлено АВР с запуском от одного блок-контакта выключателя В2 по схеме, приведенной на рисунке. В этой схеме применены кодовое двухобмоточное

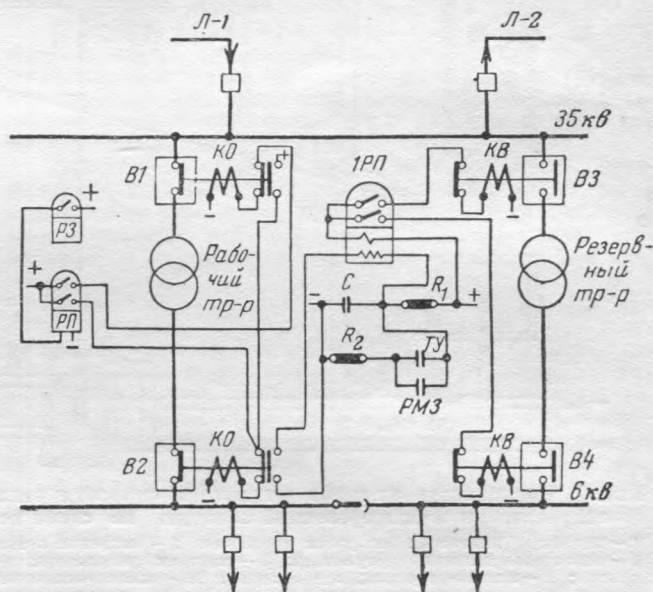


Схема АВР трансформатора.

1РП — двухобмоточное кодовое промежуточное реле; С — конденсатор; R_1 и R_2 — соответственно зарядное и разрядное сопротивления; ТУ — контакт телеотключения, РМЗ — контакт максимальной защиты; РЗ и РП — защита от внутренних повреждений трансформатора; КО — катушка отключения; КВ — катушка реле включения; В1, В2, В3 и В4 — выключатели.

реле 1РП, конденсатор С, зарядное сопротивление R_1 и разрядное сопротивление R_2 с параметрами, подобранными соответственно данным по заводскому комплекту АПВ-1.

Указанная аппаратура смонтирована в кожухе реле времени типа ЭВ-180 и установлена на соответствующих панелях автоматики.

Однократность действия АВР обеспечивается за счет кратковременного разряда конденсатора С через нормально замкнутый блок-контакт выключателя на параллельную обмотку реле 1РП. Включение выключателей В3 и В4 резервного трансформатора происходит через нормально разомкнутые контакты реле 1РП и его последовательную (удерживающую) обмотку, рассчитанную по термической устойчивости.

Схема действует при отключении выключателей В1 и В2 как от защиты, так и при случайном отключении. При отсутствии резервных жил в кабеле до ячейки выключателя запуск АВР можно осуществить не от блок-контактов выключателя, а от контактов реле контроля исправности цепи включения.

В случае телеотключения рабочего трансформатора диспетчером с РДП пуск схемы блокируется быстрым разрядом конденсатора С через контакт телеуправления ТУ на разрядное сопротивление R_2 . Аналогично производится

блокировка АВР при помощи контактов промежуточного реле максимальной защиты РМЗ, которая действует на запуск АПВ (на рисунке схема АПВ не показана).

Принятый принцип блокировки АВР может быть также применен на выключателях линий электропередачи, оборудованных АВР и телеуправлением, если в такой блокировке есть необходимость.

Инж. Г. А. Гудович

Опыт плавки гололеда на оди- ночных радиальных линиях 35 кВ без отключения потребителей

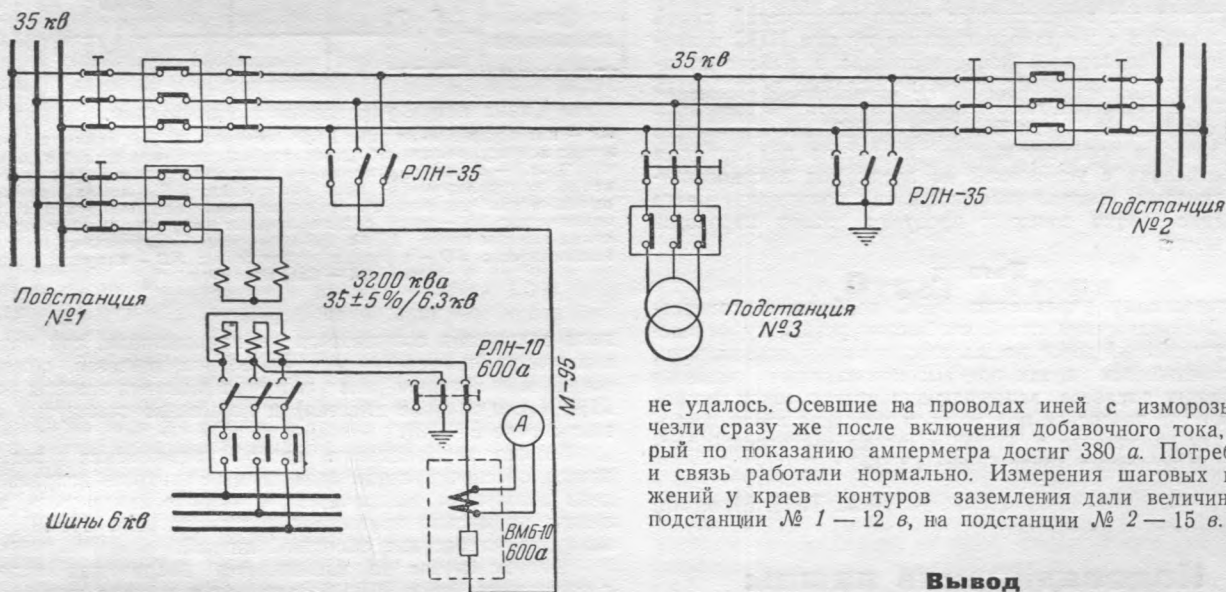
Один из сетевых районов Министерства нефтяной промышленности в 1950 г. подвергся значительным разрушениям из-за сильного гололеда. За несколько часов основная питающая линия 35 кВ была повреждена настолько сильно, что для ее восстановления потребовалось 5 дней.

В указанном районе в течение многих лет не наблюдалось сколько-нибудь значительных гололедообразований, поэтому плавка гололеда не была подготовлена. Однако катастрофический гололед 1950 г. показал, что и в слабо-гололедных районах необходимо иметь средства противогололедной профилактики сетей для сохранения их в работе при неблагоприятных метеорологических условиях.

Для основной линии 35 кВ этого района был выбран и осуществлен способ плавки гололеда токами наложения¹ и для данного случая оказался наиболее целесообразным, поскольку рассматриваемая линия является тупиковой и единственной, снабжающей электроэнергией большой район.

При таких условиях плавка гололеда без отключения линии решает проблему своевременной противогололедной профилактики без нарушения нормальной работы потребителей и тем самым резко повышает надежность электро-снабжения района.

Плавка гололеда способом наложения токов осуществлена по схеме, показанной на рисунке.



Источником добавочного тока служит трансформатор 3200 кВА подстанции №1. Один из выводов обмотки 6 кВ через трехполюсный разьединитель РЛН-10, 600 А соединяется с заземляющим контуром подстанции, другой вывод той же обмотки 6 кВ через другой полюс разьединителя РЛН-10, выключатель ВМБ-10, 600 А и однополюсный разьединитель РЛН-35 подключается к одному из проводов обогреваемой линии.

На подстанции №2, у линейного разьединителя линии, устанавливаются три однополюсных разьединителя, присоединенных с одной стороны к соответствующему проводу, а с другой — общей перемычкой к контуру заземления

подстанции. Однополюсные разьединители можно не устанавливать в тех случаях, когда имеется возможность использовать для заземления линии междушинный выключатель.

Включение линии на плавку гололеда производится поапно следующим образом.

На подстанции №1 отключается с обеих сторон трансформатор, выделенный для плавки гололеда. После этого на подстанции №2 заземляется однополюсным разьединителем один из проводов линии, а на подстанции №1 включаются разьединитель РЛН-10 и однополюсный разьединитель РЛН-35, присоединенный к проводу, заземленному на подстанции №2.

После выполнения этих операций включается на шины 35 кВ «гололедный» трансформатор и затем выключатель ВМБ-10. Создается контур (обмотка 6 кВ — линия), замкнутый через землю.

Для выведения провода из плавки операции производятся в обратном порядке, после чего включается на плавку второй и после него третий провод.

В течение всего процесса плавки рабочий режим линии не нарушается; релейная защита линии изменения уставок не требует.

Суммарный ток в проводе складывается из тока нагрузки и добавочного тока цепи: обмотка 6 кВ трансформатора 3200 кВА — провод линии — земля — обмотка 6 кВ трансформатора 3200 кВА.

Средний ток нагрузки линии составляет 100 А с отсосом на подстанции №3 70 А.

Характеристика элементов цепи добавочного тока:

а) трансформатор 3200 кВА, $35 \pm 5\% / 6,3 \text{ кВ}$, $U_k = 7\%$, наружной установки;

б) линия 35 кВ длиной 23,8 км; провода: М-70 на длине 14 км, М-50 на длине 1,2 км, А-70 на длине 8,6 км, на смешанных опорах с треугольным и горизонтальным расположением проводов;

в) контуры заземления подстанций с сопротивлением растеканию: на подстанции №1 — 0,5 Ом, подстанции №2 — 0,7 Ом.

Вся схема была испытана в декабре 1953 г. Испытание продолжалось короткое время ввиду отсутствия льда на проводах. По этой причине определить длительность плавки

не удалось. Осевшие на проводах иней с изморозью исчезли сразу же после включения добавочного тока, который по показанию амперметра достиг 380 А. Потребители и связь работали нормально. Измерения шаговых напряжений у краев контуров заземления дали величины: на подстанции №1 — 12 В, на подстанции №2 — 15 В.

Вывод

Плавка гололеда способом наложения токов без отключения линий электропередачи является вполне радикальным средством противогололедной профилактики, повышающим надежность сетей в зимнее время. Этот способ плавки гололеда имеет исключительное значение для одинокорей радиальных линий как единственный способ защиты их от разрушения гололедом без нарушения нормальной работы потребителей.

Инж. Б. Д. Горбов и инж. И. А. Казак

¹ В. М. Диаканенко, «Электрические станции», 1941, №4.

ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

На статью инж. М. Д. Глейзера «Грозы в средней Азии»

При составлении грозовых характеристик стран и районов выработался уже определенный ряд вопросов, предъявляемых требованиями грозозащиты энергосистем. Кроме грозовых карт с линиями равного числа грозовых дней, составляются грозовые карты по числу гроз, близких и далеких, таблицы продолжительности грозового сезона, продолжительности грозы в данной точке наблюдений, графики сезонного и суточного хода грозоносности. Путем специально поставленных инструментальных наблюдений, достаточно продолжительных, определяются такие важные показатели грозы, как полярность, амплитуда и крутизна токов молнии и грозопоражаемость, т. е. число разрядов на единицу площади за один грозовой день. Некоторое представление о грозопоражаемости района дает также визуальное наблюдение за характером грозовых разрядов на землю и между облаками.

Первым этапом изучения грозовой деятельности является обработка данных Управления гидрометслужбы СССР и аварийной статистики энергоуправлений.

Проделанная инж. М. Д. Глейзером подобная работа по Средней Азии («Электрические станции», 1953, № 5) еще не соответствует тому уровню, на котором в настоящее время должно проводиться изучение грозовой деятельности и на котором уже находятся грозовые карты Европейской части СССР и Кавказа.

Обработка данных Управлений гидрометслужбы при составлении грозовых карт не есть простая арифметическая работа. На развитие грозовой деятельности большое влияние оказывают особенности атмосферной циркуляции, орографические и местные условия. Известно, что в горах наблюдается значительно большее, чем в равнинных местностях, число гроз, но менее мощных. Попытки связать повторяемость горных гроз с высотой над уровнем моря до сих пор не дали положительных результатов, так как помимо высотности в горах действуют еще факторы, заставляющие по-иному влияющие на процесс формирования гроз.

Кривые числа грозовых дней и числа грозо-часов в зависимости от высоты местности составлены автором несколько смело. Наличие двух точек в области 1000 м и одной — 2000 м над уровнем моря не дает еще права проводить между ними прямую линию для числа грозовых дней и экстраполировать почти параллельно ей линию для числа грозо-часов. Кстати, число в 25 грозовых дней на высоте 2000 м вовсе не так велико по сравнению с наблюдаемыми на этой же высоте в других горных районах. Сам автор делает оговорку о наличии слабой грозовой деятельности на Памире, что уже противоречит закономерности предлагаемой им кривой.

Отмечая степень влажности в отдельных районах Средней Азии, автор совершенно не касается путей вторжения фронтальных гроз. Между тем нужно было подвергнуть внимательному анализу возможные пути вторжения влажных, сухих, холодных и теплых масс воздуха на территорию Средней Азии, сопоставить их с орографией, местными очагами формирования гроз.

Автор указывает, что в районе одной предполагаемой линии электропередачи в Туркмении следует считать с повышением грозовой деятельности, хотя среднее число грозовых дней не превосходит 7, а отдельный максимум — 15. На чем основано такое утверждение, остается неизвестным из статьи и выглядит просто перестраховкой.

Вопроса избирательности грозопоражаемости в отдельных местах Средней Азии автор не касается совсем.

Давая характеристику продолжительности грозового сезона, автор пишет, что «в Туркмении грозы наблюдаются в феврале и ноябре, а в южной части — даже в январе и декабре». Зимние грозы бывают и в таких южных райо-

нах СССР, как Закавказье, но это еще не основание отодвигать на январь — февраль начало грозового сезона. Нужно было на графике сезонного хода грозоносности показать, насколько закономерны зимние грозы в той или иной области Средней Азии.

Автор привел сводную таблицу данных по грозовым отключениям и повреждениям линий электропередачи. Обычно сравнение числа повреждений и отключений на 100 км линии делают после приведения их к равному числу грозовых дней и за 1 год. Сделал ли это автор, остается неизвестным, так как в таблице упомянуто только, что удельное число отнесено к 100 км линий. Из текста же можно понять, что аварийная статистика охватила шестилетний период, а по линиям 110 кв — трехлетний. Число грозовых дней на равнинах и в горах и предгорьях также различно.

Трехлетний срок слишком мал для суждения о поражаемости линий 110 кв. Если же число отключений линий 35 кв пересчитать на 1 год и общий уровень грозоносности, то окажется, что равнинные линии чаще отключаются при грозе, чем горные и предгорные.

Интересно выяснить, каковы геологические условия в районах прохождения горных и предгорных линий 35 кв, если отключения сопровождаются такими серьезными повреждениями, как расщепление и возгорание траверз и стоек.

«Пестрая картина» распределения грозовой деятельности в Средней Азии, несомненно, подчинена определенным законам, кроме высотности. Эти законы должны быть по возможности изучены, иначе проектирование и эксплуатация высоковольтных линий передачи в Средней Азии не будут обеспечены объективными и твердыми данными.

В том виде, как подано М. Д. Глейзером описание грозовой деятельности в Средней Азии, оно представляет шаг назад по сравнению с тем научным уровнем, на котором находится в настоящее время изучение этого вопроса в работах наших советских исследователей.

Канд. техн. наук Л. М. Вильчур

Ответ автора

Опубликованная в журнале статья представляет собой сжатое изложение конечных результатов по рассматриваемой работе.

Учитывая электротехнический характер журнала, в статье изложены только факты и практические выводы, вытекающие из анализа этих фактов. Поэтому вполне естественно, что у лиц, интересующихся не только практической стороной вопроса, но и исследованием причин возникновения регистрируемых фактов, могли появиться вопросы и замечания в этой части. Ниже постараюсь ответить на вопросы, поставленные т. Вильчур.

О зависимости степени грозовости от высоты местности

Распределение по повторяемости произведено на основании данных, полученных из достаточно длительных (на данном этапе — не менее 8 лет) рядов наблюдений. Этими данными и определена пестрая картина распределения грозовости по критерию времени с грозой. Ими же был безусловно установлен факт относительного повышения грозовой активности с увеличением высоты местности (по крайней мере для отметок до 2000 м) в данном районе, как и сказано в статье (стр. 43, левая колонка).

Заключение Л. М. Вильчур о том, будто бы я связываю абсолютное число грозовых дней с высотой местности без учета других факторов, основано на недоразумении.

В статье графики на рисунке приведены как примеры, иллюстрирующие положение в одном территориально ограниченном и наиболее интересующем нас районе. Такая же зависимость имеет место и в других отдельных районах, но с другими абсолютными значениями числа грозовых дней. Для отдельного района имеющегося на рисунке число точек достаточно, чтобы построить по ним кривые примерно так, как они там изображены.

Имеющееся в статье указание об участках повышенной грозовой в Туркмении имеет в виду участки будущей высоковольтной сети в районе предгорий. Так, например, в Ашхабаде среднегодовое число грозовых дней по многолетним данным составляет 21,1 дня.

О воздушных течениях и влажности воздуха

В отношении климатологии территория Средней Азии делится на две сильно отличающиеся друг от друга части:

1. Западную, представляющую собой открытую с севера и запада пустынную низменную область. Относительная влажность воздуха днем в летнее время порядка 15—18%. Каспийское море оказывает влияние только в прибрежной полосе.

2. Восточную горную область с тремя котловинами: Ферганской, Нарынской и Иссык-Кульской.

Центральная часть территории между Туркменской низменностью и горной областью отличается спокойным профилем равнинной местности.

С юга вся территория закрыта высокими горами, откуда дуют теплые сухие ветры; например, сухой «афганец» на юге УзССР. Зимой в Туркмении наблюдаются вторжения воздушных масс юго-восточных или юго-западных направлений. Иногда они действуют одновременно: в одной части Туркмении юго-восточные, в другой юго-западные и тогда в местах сходимости этих течений (на севере) иногда отмечают слабые грозы. Весной в западной части Туркмении наблюдаются вторжения западного влажного воздуха, вытесняющего вверх местный тропический воздух. На остальной части Туркмении (а летом по всей ее территории), также весной и летом по центральной равнинной части и в предгорьях, открытых с севера, имеют место наступления воздушных масс в виде почти только холодных фронтов северных направлений.

В этих областях Средней Азии грозы бывают как местные, так и фронтальные; последние — преимущественно в виде гроз холодного фронта. В горной части и в предгорьях подавляющее число гроз местного характера. Возникают они, как правило, в послеполюденное время. Здесь гроза в первой половине дня — редкое явление, то же — гроза с сильным ветром.

Для указанных двух типов (по причинам своего происхождения) гроз решающим, очевидно, является степень влажности поднимающегося вверх теплого местного воздуха. Известно, что как бы ни была неустойчива стратификация атмосферы грозы может не быть или она будет весьма слабая, если в воздухе содержится мало водяных паров. В начале лета в Ташкенте можно наблюдать слабые грозы без всякого выделения влаги.

Сопоставление данных повторяемости гроз и относительной влажности воздуха в 13 час. дня (показательны для образования местных гроз) для большого числа метеопунктов в горной части территории показало, что между этими данными существует почти прямая пропорциональная зависимость.

Можно сказать, что нигде в СССР так не проявлена роль влажности воздуха в образовании грозовых процессов и их интенсивности, как в Средней Азии.

О начале грозового сезона

Л. М. Вильчур безусловно права, утверждая, что начало грозового сезона определяется с учетом повторяемости гроз в данном месяце. Упоминание в статье о том, что в Туркмении грозы наблюдаются в январе и феврале, не дает основания к тому, чтобы считать эти месяцы началом грозового сезона.

За начало грозового сезона, по нашему мнению, следует принимать месяц со среднемесячным из многолетних наблюдений числом гроз-дней, большим 0,1. Такое определение начала сезона мы нашли необходимым, учитывая имевшие место ранней весной грозовые отключения и повреждения при выведенной из работы на зимний период грозозащиты подстанций и подходов линий (трубчатые и вентильные разрядники).

О грозовых отключениях и повреждениях линий

Удельные числа в сводной таблице даны на 100 км линий в 1 год, но не приведены к равному числу гроз-дней. Последнее делается тогда, когда желают определить средний уровень грозоупорности данной конструкции линий, которые могут быть расположены в разных грозовых районах. Здесь же стояла задача показать поведение линий в зависимости от места их прохождения — в равнинной местности или в горах, а это в свою очередь зависит одновременно и от повторяемости и от мощности гроз.

Аварийная статистика по линиям 110 кв на металлических опорах действительно охватила только трехлетний период (с момента ввода их в эксплуатацию). Однако показательным является не столько число лет, сколько число километров-лет эксплуатации. Здесь повторена сводная таблица из статьи с добавлением данных из опыта эксплуатации за 1952 и 1953 гг., в течение которых были следующие отключения.

Все отключения (4 случая) линий 110 кв на металлических опорах сопровождались удачным АПВ, за исключением одного случая из-за неисправности привода; повреждения — ожоги на изоляторах одной фазы на одной опоре, а в одном случае — на двух опорах.

Одно отключение на линии 110 кв с деревянными опорами с сильным расщеплением разных элементов на шести опорах и падением провода на землю.

Два отключения на линии 35 кв с деревянными П-образными опорами горного и предгорного типа с удачным АПВ. В одном из этих случаев на типично горной линии обнаружены щепления древесины на шести опорах.

На линиях 35 кв равнинного типа как на деревянных, так и на металлических опорах аварий от гроз не было.

Грунты на линиях 110 кв преимущественно следующей структуры: верхний слой из суглинка или супеси, далее следует супесь с галечником. В горах грунты состоят из верхнего (до 1 м) слоя суглинка, далее — галечник или гравий, а на особо высоких отметках — из порфиринов.

Тов. Вильчур не первая, которую смутил вытекающий из опыта эксплуатации и визуальных наблюдений факт большей интенсивности гроз в горах и предгорьях, чем в прилегающих к ним равнинных местностях. В своей статье я писал, что это положение требует подтверждения опытом дальнейшей эксплуатации и измерениями токов молний.

Сводная таблица данных по грозовым отключениям и повреждениям 1946—1953 г.

Показатель	Линии 110 кв			Линии 35 кв			
	На металлических опорах		На деревянных опорах без тросов (предгорные)	На деревянных П-образных опорах без тросов			На металлических опорах или со слабой междуфазовой изоляцией
	с тросами	без тросов (равнинные)		горные и предгорные	равнинного типа	для всех линий	
Число километров-лет эксплуатации	101,6	2253,2	578	1 324	909,6	2233,6	1 155,7
Удельное число отключений	0	0,53	0,87	0,6	0,55	0,58	0,17
Число отключений, допускавших по состоянию линии немедленное повторное включение, %	0	91	40	88	100	93	100

1 1949—1953 гг.

Инж. М. Д. Глейзер

ОТ РЕДАКЦИИ

Ценность работы М. Л. Глейзера состоит в том, что она положила начало описанию грозовой деятельности в Средней Азии, данных о которой не было опубликовано.

В дальнейшем эту работу следует продолжить, обратив особое внимание на сопоставление работы линий и развития грозовой деятельности в горной и равнинной частях.

На статью В. В. Бургсдорфа и Я. Л. Быховского „Дистанционный контроль гололедных нагрузок на линиях электропередачи“

В своей статье¹ авторы правильно и вполне своевременно ставят вопрос о дистанционном контроле за гололедом, представляющим большую опасность для линий электропередачи всех напряжений.

Однако ограничиться и тем более целиком положиться на такой контроль было бы преждевременно и очень рискованно. Предлагаемый дистанционный контроль за обледенением проводов недостаточен и не охватывает всего комплекса условий борьбы с гололедом на линиях электропередачи.

Авторы, предлагая осуществить дистанционный контроль для регистрации нагрузки проводов от гололеда при помощи гололедографа с использованием в качестве канала грозозащитный трос, обходят вопрос о том, что тросы, так же как и провода, обледеневают.

Трос покрывается гололедом одновременно с проводами линии электропередачи. Однако в практике часто бывает так, что трос покрыт гололедом, а провода не покрыты. Это происходит в результате обогрева проводов током нагрузки, при известных плотностях которого гололедообразование на проводах отсутствует. В этих случаях борьба с обледенением тросов не менее актуальна, чем с обледенением проводов.

Для примера можно привести один из многих подобных случаев.

В декабре 1953 г. на проводах магистральных линий 110 кВ (нагруженных) одного сетевого района Донбасс-энерго гололеда не наблюдалось, а тросовые подходы этих линий к одной из подстанций 110 кВ были покрыты изморозью диаметром 100 мм (слабый ветер, температура воздуха —10°С). Изморозь с тросов была удалена плавкой — подачей напряжения 6 кВ шин подстанции².

Таким образом, при осуществлении дистанционного контроля за обледенением проводов с использованием грозозащитного троса все равно приходится вести осмотры линий электропередачи для наблюдения за обледенением тросов.

Следует отметить, что в существующем выполнении гололедограф не чувствителен и не имеет поправки на влияние ветра, что видно из следующего примера.

В указанном районе на одной из линий 35 кВ был установлен гололедограф конструкции ЦНИЭЛ. За зимний период 1950—1951 гг. на ленте самописца не оказалось каких-либо записей, по которым можно было бы судить о величине гололеда на проводах линии при фактической гололедной муфте диаметром 50—60 мм.

Несколько лучшие результаты для дистанционного контроля дает гололедомер Гущаева, регистрирующий пики нагрузки от гололеда. Установленный в районе на одной из линий 110 кВ в 1951—1952 гг. такой гололедомер в отдельных случаях давал отметки о наличии гололеда. Прибор в обслуживании прост и удобен. Однако гололедомер, как и гололедограф, недостаточно чувствителен и поэтому оба прибора мало эффективны.

Опытом установлено, что при гололедной муфте диаметром 50—60 мм или при плотной изморози 60—70 мм во избежание аварий на линии необходимо принимать меры к удалению гололеда путем плавки или оббивки. Указанные выше приборы на такие величины гололеда не реагируют.

Выводы

1. Предлагаемый дистанционный контроль может быть рекомендован только как дополнительное средство к осмотру линии электропередачи для определения величин гололеда.

¹ „Электрические станции“, 1953, № 11.

² Схему плавки см. в статье П. И. Гедима и Ю. В. Шиманского, „Электрические станции“, 1952, № 10.

Следует рекомендовать установку приборов для дистанционного контроля как на проводах, так и на тросах, что позволило бы более полно судить об опасностях гололеда для данной линии электропередачи.

2. При использовании грозозащитного троса в качестве канала схемы контроля необходимо учесть возможность плавки гололеда на тросах с подачей на них высокого напряжения.

3. В качестве приборов контроля за гололедом более целесообразно применять гололедомер, регистрирующий пики нагрузки.

4. Приборы для регистрации гололеда должны быть усовершенствованы в отношении повышения чувствительности и возможности учета поправки на величину ветра.

Инж. Ю. В. Шиманский

Ответ авторов

В нашей статье был поставлен вопрос об организации дистанционного контроля за ростом гололедных нагрузок на линиях электропередачи и предложен ряд конкретных схем для возможности его осуществления.

Ю. В. Шиманский, соглашаясь с правильностью и своевременностью постановки такой задачи, разбирает некоторые частные случаи, могущие встретиться в эксплуатации.

Нам представлялось наиболее целесообразным регистрировать нагрузку на проводах, поскольку их механическая прочность ниже, чем стальных тросов, и решать вопрос о целесообразности проведения плавки обычно приходится по степени обледенения проводов.

Разумеется, если рабочие токи линий препятствуют обледенению проводов и задача борьбы с гололедом ставится применительно к тросам, то и датчики, регистрирующие гололедные нагрузки, должны быть установлены на тросах.

Такая установка на тросовых траверзах не представит затруднений для рекомендуемых в статье пружинных динамометров. Отметим, что использование тросов для передачи сигналов не будет препятствовать применению на них плавки гололеда. Использование каких-либо иных приемников для регистрации нагрузок (типа гололедомеров) также возможно, но требует определения коэффициента пересчета для оценки фактических нагрузок на линии по данным гололедомеров.

Что касается нужной настройки датчика и обеспечения его исправной работы, то ввиду его простоты — обычный динамометр с цилиндрической пружиной — требуется лишь правильный выбор самой пружины и удовлетворительный монтаж. Все устройство после монтажа должно быть испытано в собранном виде путем приложения соответствующей нагрузки в месте установки датчика. Последнее можно осуществить при помощи лебедки или тали.

Опыт использования регистрирующих приборов описан Л. А. Галустовой¹. Влияние ветра обычно учитывать не требуется, так как, складываясь в квадратуре, он мало влияет на результирующую нагрузку провода. Впрочем, при желании, датчик может быть установлен на анкерной опоре для непосредственной регистрации результирующего тяжения провода.

В заключение укажем, что дистанционный контроль не следует противопоставлять нормальным обходам линий и он должен рассматриваться как дополнительное мероприятие для повышения надежности эксплуатации электрических сетей в сильногололедных районах.

Доктор техн. наук В. В. Бургсдорф
и канд. техн. наук Я. Л. Быховский

¹ „Электрические станции“, 1952, № 9.



ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

О пожаротушении синхронных компенсаторов

За последнее время имели место случаи повреждения синхронных компенсаторов вследствие возникающих в них при коротких замыканиях пожаров. Размеры повреждений могли быть значительно уменьшены, если бы тушение пожара было организовано быстро и правильно. В некоторых случаях к компенсаторам не была подведена вода, отсутствовали люки в торцевых щитах и т. п.

На ряде подстанций при тушении пожара в синхронных компенсаторах применялась углекислота, выпускаемая в машину через смотровые люки, хотя известно, что при имеющихся всегда неплотностях в камере и обшивке, а также вследствие повреждений последних, возникающих обычно при междупазовых коротких замыканиях, применение углекислоты не дает положительных результатов, что указывалось еще в 1950 г. в эксплуатационном циркуляре № 1 (Госэнергоиздат, 1950 г.). Так, например, при аварии синхронного компенсатора на одной подстанции Мосэнерго применение углекислоты не дало должного эффекта и привело лишь к удлинению времени горения обмотки статора на несколько минут. Вода для тушения пожара была подана только после того, как персонал подстанции убедился, что при помощи углекислоты пожар не может быть ликвидирован.

Для обеспечения быстрой ликвидации пожаров, возможных при внутренних повреждениях синхронных компенсаторов, Техническое управление считает необходимым (эксплуатационный циркуляр № Э—20/54) устройство вблизи синхронного компенсатора пожарного гидранта с постоянным напором воды от противопожарной сети подстанции. У гидрантов следует предусмотреть пожарный рукав достаточной длины для подачи при необходимости воды внутрь компенсатора, а в торцевых щитах последнего — легко открывающиеся от руки лючки.

Новые технические условия на трубы для котлов и трубопроводов высокого давления

С июля 1954 г. введены новые технические условия на: а) трубы для котлов и пароперегревателей (ЧМТУ 2579-54), предназначенные для поверхностей нагрева котлов высокого давления и для перегревателей среднего давления с температурой пара 450° С и выше — взамен аналогичных МПТУ 2579-50; б) трубы для трубопроводов и коллекторов (ЧМТУ 2580-54), применяемые для трубопроводов и коллекторов установок высокого давления и для трубопроводов среднего давления с температурой металла труб 450° С и выше — взамен аналогичных МПТУ-2580-50.

Новые технические условия разработаны с учетом требований котлостроительных заводов к сортаменту и качеству труб, выявленных в процессе четырехлетнего применения старых МПТУ, потребностей электростанций в трубах разных толщин стенок для поверхностей нагрева котлов и принятого сортамента труб для трубопроводов, а также опыта изготовления заготовок для труб, проверки и испытания их и готовых труб на заводах Главтурбостали.

Сортамент труб для котлов и перегревателей по ЧМТУ 2579-54 включает, как и раньше, 28 размеров по наруж-

ному диаметру труб, начиная с 10 и до 108 мм. Толщины стенок труб значительно расширились: вместо шестнадцати возможных толщин стенок принято 26 с максимальной толщиной стенки до 12 мм. Кроме того, трубы диаметром 102 мм имеют толщину стенки 18,5 мм.

Наиболее ходовые диаметры труб с толщиной стенок от 3 до 6,5 мм приняты с интервалами 0,25 мм вместо 0,5 мм в старых МПТУ.

В сортаменте труб для трубопроводов и коллекторов по ЧМТУ 2580-54 сохранены все наружные диаметры труб. Уточнены минимальные толщины стенок для труб разных диаметров при изготовлении их из катаной, ковальной, ободраной и сверленной заготовок.

Допуски на все трубы сохранены старые, как и в МПТУ. Для изготовления труб приняты, как и в предыдущих технических условиях, углеродистая и легированная стали марок 20, 12МХ и 15ХМ. Химический состав этих сталей в основном сохранился, но уточнены пределы содержания углерода, которые приняты для стали марки 20, в пределах 0,17—0,25% и для марок 12МХ и 15ХМ в пределах 0,09—0,16%.

Марки молибденовой стали 15М и 20М заменены новой маркой 16М, которая отличается от них содержанием углерода.

Химический состав стали новой марки 16М следующий: углерод 0,12—0,20%, марганец 0,4—0,7%, кремний 0,17—0,37%, молибден 0,4—0,6%, хром не более 0,3%, сера и фосфор не более 0,040% каждый.

Из условий выплавки стали увеличен расход алюминия для раскисления: для молибденовой стали не более 0,5 кг/т и для хромомолибденовых — не более 0,7 кг/т.

Трубные заготовки подлежат плавочному контролю на величину аустенитного зерна по ГОСТ 5639-51.

К техническим условиям приложены специально разработанные шкалы с оценкой по балльности для макроструктуры стали и по загрязненности металла труб неметаллическими включениями.

Строчечность в отличие от старых МПТУ определяется по специальной шкале эталонов и не должна превышать 3 балла.

Для стали всех марок установлены нормы загрязненности металла труб неметаллическими включениями, которые проверяются по специальной шкале на продольных образцах.

Оценка загрязненности металла производится при увеличении 90÷105, по среднему арифметическому значению шести образцов из максимального балла в каждом шлифе.

В таблице механических свойств металла труб в состоянии поставки установлены верхние пределы прочности для хромомолибденовых сталей, повышен предел прочности для стали 20. Предел текучести в отличие от старых МПТУ принят для сталей всех марок не менее 50% фактического предела прочности.

Для стали новой марки 16М установлены следующие нормы механических свойств:

Предел прочности	40—55 кг/мм ²
Относительное удлинение на пятикратном образце	не менее 21%
Поперечное сжатие	не менее 45%
Ударная вязкость	не менее 7 кг м/см ²

Для сталей всех марок при изготовлении труб для трубопроводов и коллекторов по ЧМТУ 2580-54 установлены нормы механических свойств металла, отдельно для поперечных и продольных образцов. К техническим условиям приложены протоколы с временными изменениями их, учитывающие местные условия некоторых заводов-поставщиков заготовок труб, а также использование имеющихся заготовок труб с загрязнениями металла, превышающие нормы в ЧМТУ.

Д. В.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Транспорт, подготовка и сжигание отходов углеобогащения на мощной электростанции

ОТ РЕДАКЦИИ

Вопросы транспорта отходов обогащения углей, особенно шлама углемока, с шахтных установок на электростанции, а также рационального использования шлама углемока, обладающего повышенной зольностью и влажностью, представляют большой интерес, так как в ряде случаев мощные электростанции, расположенные в районах угледобычи, получают эти отходы в большом количестве, и перевозка их на небольшие расстояния по железной дороге не всегда может быть признана правильным решением. Сжигание влажных многозольных продуктов с применением обычных схем топливоприготовления и золоудаления также наталкивается на значительные трудности.

Новые схемы и методы, примененные на французской электростанции «Эмиль Гюше» (Карлинг, Лотарингия), не могут во всех элементах считаться достаточно обоснованными технически и экономически, но представляют интерес для советских энергетиков.

Топливо и его транспорт

Электростанция «Эмиль Гюше» сооружена в центре угольного района в Лотарингии и оборудована четырьмя турбоагрегатами по 110 тыс. квт, из которых два пущены в работу. Эта электростанция, как и другая, расположенная в том же бассейне (Гроссблдерстроф) мощностью 200 тыс. квт, питаются в основном отходами углеобогащения, составляющими от 10 до 15% всей выработки угольного бассейна. Шлам углемока имеет влажность после обезвоживания около 30% при зольности 28% и содержании летучих 25,5%. Температура размягчения шлама составляет 980—1030°С, но температура жидкоплавленного состояния лежит значительно выше. Размер частиц не превышает 2,5 мм при большом содержании частиц размером ниже 0,5 мм*.

Часть шлама подвергается обезвоживанию на месте и доставляется на электростанцию по железной дороге. Для приема этого шлама на электростанции сооружена яма длиной 120 м и глубиной 9 м с большим уклоном стенки. С горизонтального уступа топливо подается скреперами на транспортеры, проложенные в щели на дне ямы. Скреперы оборудованы кабельными барабанами, так как троллейные провода в условиях большой влажности и загрязненности оказались неприемлемыми. Управление скреперами производится из кабины водителя, осуществляющего продольное перемещение, остановку и пуск сбрасывающего полотно, подающего топливо на транспортер, и поворот полотна.

Другая часть шлама подается непосредственно из углеобогатительной фабрики по трубе диаметром 375 мм на расстояние 9 км при содержании 180—250 кг сухого вещества на 1 м³ воды (используются шахтные воды). Перед подачей в трубопровод шлам дополнительно разбавляют водой. Для перекачки установлено пять насосов (один из них резервный), одноступенчатого типа с двойным всасыванием, что облегчает уравнивание ротора при значительной эрозии. Уплотнения работают на чистой воде. Один насос снабжен двумя электродвигателями 400 и 135 л. с. на 1450 и 965 об/мин, остальные — двигателями по 400 л. с. при 1450 об/мин. Нормально работают три

быстроходных насоса параллельно, что соответствует подаче 0,4 м³/сек с содержанием 250 кг/м³ сухого вещества. Часовая производительность установки в настоящее время равна 250 т сухой массы, в дальнейшем предполагается довести ее до 360 т/час**. Абсолютное содержание угля в гидросмеси может быть определено только отбором проб. Для текущего контроля применены два параллельных участка трубопровода, из которых по одному идет гидросмесь, а по другому — чистая вода. В обоих трубах имеются источники радиоактивного излучения; счетчики Гейгера определяют концентрацию шлама путем сравнения показаний.

Трубопровод выполнен сварным из обычных стальных труб, причем опыт работы показал, что износ труб незначителен, если можно устранить турбулентность потока и поддерживать ламинарное течение в трубе. Наиболее уязвимыми местами являются секционирующие затворы, предназначенные для разделения трубопровода на восемь участков с целью облегчения его опорожнения. Из-за непригодности обычных запорных органов, сильно изнашиваемых и вызывающих выделение твердых частиц из гидромассы, применены секторные затворы, не уменьшающие свободного сечения трубы. Самые секторы выполнены из хромоникелевой стали, а уплотняющие поверхности покрыты карбидом вольфрама. Затворы снабжены электроприводами, причем первый от насосной затвор закрывается автоматически при разрыве трубы. Специальные меры против гидравлического удара в трубопроводе не предусмотрены, так как расчет показал, что даже мгновенное закрытие затворов не опасно.

Топливоприготовительная установка на электростанции

Поступающая по трубопроводу гидромасса направляется на обычные вибрационные грохоты, распределяющие продукт на два потока с размером частиц выше и ниже 0,6 мм. Каждый из трех грохотов имеет производительность 40 т/час. Для улучшения сепарации частиц производится подача на грохоты воды под давлением в количестве 1 м³/мин. Между трубопроводами и грохотами включен отстойный бассейн, подача на грохоты осуществляется насосами. Более крупные частицы при помощи центрифуг подсушиваются до 10—15%, мелкие поступают в отстойники, где обезвоживаются до 25%.

Центрифуги представляют два коаксиальных конических барабана, во внешнем из которых просверлены отверстия.

Отстойники имеют диаметр 30 м и выдают продукт на четыре вакуумфильтра. Выдача с фильтров осуществляется путем нарушения вакуума и подводом давления с очисткой поверхности фильтра ножами, служащими также для направления отделенной сухой массы. Некоторое количество мелочи, не задержанное фильтрами, поступает обратно в отстойники. Подсушенный продукт из центрифуг и фильтров при помощи транспортеров направляется в сушильные установки.

Дальнейшая сушка осуществляется в двух вертикальных газовых сушилках с горизонтальными шнековыми питателями и проходом обогревающих газов снизу вверх, и в двух тарельчатых газовых сушилках с турбинными вентиляторами.

Восьмьюрусные вертикальные сушилки работают на газах температурой 400°С, получаемых от сжигания пыли в отдельных топках и разбавляемых воздухом. Температура уходящих из сушилки газов равна 60°С, уходящего продукта — 130°С. Турбинные сушилки имеют температуру уходящих газов 130°С и снабжены четырьмя ярусами с тарельчатыми пластинами и вентиляторами, расположенными по оси пластин. Сушилки регулируются на получение

* В реферируемой статье нет данных о теплотворной способности топлива. По указанному выше составу можно оценить низшую теплотворную способность в 3200—3400 ккал/кг.

** Потребление топлива первой очередью электростанции (200 тыс. квт) предположительно можно оценить в 100 т/час при теплотворной способности его 3400 ккал/кг.

конечной влажности продукта порядка 8%. Пыль, уносимая газами из сушилок, отделяется в циклонах, снабженных смачивающими шнеками и подающими пыль в топку, служащие источником тепла для сушилок. Выходящие из циклонов газы промываются водой, которая уносит остаток пыли в систему транспорта шлама.

Сжигание отходов и золоудаление

Первая очередь электростанции выполнена в виде двух секций по четыре котла паропроизводительностью по 125/150 т/час при 110 атм, 532°С, причем три котла каждой секции обслуживают турбоагрегат 110 тыс. кВт, а четвертый котел является резервным. Во вторую очередь предполагается установить по одному котлу производительностью 450 т/час на турбину 110 тыс. кВт.

Котельные агрегаты выполнены с топочными камерами с сухим шлакоудалением в связи с большим диапазоном температур размягчения и жидкоплавкого состояния шлака. Они оборудованы угловыми горелками с регулированием угла наклона в пределах $\pm 30^\circ$. В целях экономии пара обдувка осуществляется сжатым воздухом, для чего на каждую секцию установлено по компрессору с двигателем 660 кВт. Розжиг котлов производится коксовым газом от соседнего завода, причем вспомогательные газовые горелки не отключаются для предотвращения обрыва факела.

Удаление шлаков из-под топочной камеры осуществлено ленточным транспортером, движущимся в корыте с водой. Основная масса золы выпадает в скрубберном золоуловителе, размещенном на большой высоте над котлами. Такое размещение имеет целью избежать применения багерных насосов при перекачке гидрозоловой массы на расстояние 2 км. В данном случае подача на отвалы осуществляется самотеком. В этот же самотечный золопровод подается и небольшое количество золы из-под хвостовых поверхностей котельного агрегата. Для этой цели установлен небольшой багерный насос. Опорожнение золовых бункеров под скрубберами производится через поворотные затворы, приводимые небольшими водяными турбинами, получающими воду от насосов гидрозолоудаления и сбрасывающими ее в самотечный золопровод. Перед самотечным трубопроводом золотая масса собирается в уравнильный бак, общий для всех котлов секции электростанции. Золотые отвалы рассчитаны на 20-летний период работы станции, для чего сооружена земляная дамба высотой 24 м, служащая для фильтрации воды из отвалов и направления ее в реку.

Самотечный золопровод уложен с постоянным уклоном вдоль полотна железной дороги, однако необходимость подземной его прокладки сделала невозможным периодический поворот чугунных труб и привела к быстрому их износу. В настоящее время предполагается применить трубы с базальтовой или стеклянной облицовкой.

В скрубберном золоуловителе хорошо улавливаются мелкие частицы, частицы же, уносимые с дымовыми газами, не распространяются на большую территорию из-за низкой их температуры и быстрой конденсации водяных паров.

Опыт эксплуатации системы гидротранспорта шлама до сего времени дал положительные результаты. По капитальным затратам эта система транспорта требует примерно в 3 раза меньших затрат, чем железнодорожные перевозки. В холодные дни система работала безотказно, между тем как транспортеры в углеприемном устройстве вызвали ряд затруднений. Предполагается соорудить еще несколько трубопроводов для гидротранспорта шлама с других шахт района (Proceedings of the Institute of Electrical Engineers, 1954, VIII, ч. II, т. 101, № 82, стр. 395—408).

Обраб. канд. техн. наук В. Б. Пакшвер

Гидроэлектростанция Кемано

В Западной Канаде у тихоокеанского побережья закончено сооружение первой очереди высоконапорной подземной гидроэлектростанции Кемано. При полном развитии мощность ее достигнет 1360 тыс. кВт. Гидростанция будет питаться водами реки Нечако, перебрасываемыми по двум напорным туннелям с пологого восточного склона прибрежной горной цепи на крутой западный склон. В верховьях реки создается водохранилище объемом 25 км³. Водозабор расположен у западной оконечности водохранилища, на расстоянии 235 км от плотины. Машинный зал

гидростанции с целью защиты от лавин и оползней высечен в склоне горы; размеры скальной выемки 346 × 25 × 41 м. Подземное расположение машинного зала позволило заменить дорогостоящие стальные трубопроводы на 750 м напора штольнями, высеченными в скале.

При полном развитии на гидростанции будет установлено 16 вертикальных четырехсопельных ковшевых турбин 327 об/мин с генераторами 13,8 кв, 106 тыс. кв; в первую очередь устанавливаются три агрегата. Зимой генераторы допускают нагрузку до 122 тыс. кв за счет увеличения перегрева с 60 до 80°С. Продольная переходная реактивность равна 25÷30%, сверхпереходная — 18÷21%. Обмотка статора состоит из двух параллельных ветвей, каждая из которых имеет свой пневматический выключатель. Выключатели обеих ветвей заблокированы электрически и пневматически и действуют как один шестиполюсный комплект. Это позволило применить стандартные выключатели 4000 а, 1500 тыс. кв.

Генераторы оборудуются продольной и поперечной дифференциальными защитами, максимальной токовой защитой с вольтметровой блокировкой, защитой от замыканий на землю, защитой от разгона, от перегрева подшипников и от потери давления в регуляторе скорости.

Поперечная дифференциальная защита с чувствительностью 1% питается от трансформатора тока с расщепленной первичной обмоткой, установленного за генераторными выключателями, и действует через два взаимно резервирующихся выходных реле на отключение генератора, гашение поля, останова турбины и автоматическое торможение.

При снижении тока возбуждения ниже 85% от тока холостого хода срабатывает «реле потери возбуждения», отключающее генератор. Защита от повышения напряжения действует не на отключение, а на ослабление поля.

При полном развитии каждые два генератора будут соединены шинными мостами в блок с группой трансформаторов 3 × 71 тыс. кв, 13,8/13,8/301 кв, имеющих расщепленные первичные обмотки. Реактивность трансформаторов — 10,5÷10,7%, к. п. д. — до 99,47% при 50-процентной нагрузке. Трансформаторы имеют водяное охлаждение; они могут нести 100-процентную нагрузку при работе одного и до 130% — при работе обоих охладителей. Импульсный уровень изоляции вторичной обмотки 1050 кв; со стороны глухозаземленной нейтрали он снижается до 15 кв.

Трансформаторы установлены в нишах вдоль стены машинного зала и соединены с надземной открытой подстанцией 300 кв кабелями под давлением масла, с алюминиевой оболочкой. Оболочка изготовлялась на прессе 8000 т в виде цельнотянутых труб длиной 120 м.

Распределительное устройство 300 кв имеет двойную систему шин, с «европейской» схемой электрических соединений. Несущие конструкции с целью уменьшения транспортных расходов выполнены из алюминия. Подстанция оснащена воздушными выключателями 300 кв, 6 млн. кв. На первом этапе выключатели устанавливаются только в цепях трансформаторов. Линии присоединяются к шинам через развилку из разъединителей с дополнительными дугогасящими контактами, способных рвать зарядный ток до 90 а или же отключать одну из двух параллельно работающих цепей при токе до 800 а. Если результаты эксплуатации линий, включенных по этой схеме, будут благоприятными, предполагается окончательно отказаться от установок выключателей в цепях линий. Вместо обычных трансформаторов напряжения на подстанции установлены емкостные делители.

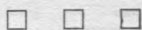
Вся энергия гидростанции будет передаваться на алюминиевый завод Китимат (сооруженный на побережье) по линии 300 кв протяженностью 80 км. Выбор напряжения обусловлен стесненностью трассы, ограничивающей число цепей.

В первую очередь сооружаются две цепи 300 кв с несращепленными сталеалюминиевыми проводами 805 мм² на двухцепных опорах.

Исключение составляет труднодоступный средний участок линии длиной 17 км, проходящий через высокогорное ущелье Кильдала высотой 1600 м. На этом участке расчетная гололедная нагрузка достигает 59,6 кг/м при температуре —17,8°С. Здесь применены одиночные опоры, с проводами 1704 мм² диаметром 58,3 мм. Провод подвешен к промежуточным опорам на трех-четыре гириляндах, к анкерным опорам — на шести гириляндах — из 18—21 изоляторов. Первая цепь подвешена на стальных решетчатых

опорах весом по 35 т. Для второй цепи используются опоры из алюминиевого сплава, сваренные из пяти тонкостенных труб диаметром 965 мм. Вес такой опоры — 12 т. Применение алюминиевых опор сокращает монтажные и транспортные расходы. При сооружении линии через ущелье Кыдыла для доставки материалов использовались вертолеты.

При полном развитии линии число цепей на большей части трассы будет увеличено до четырех. На среднем участке, где сооружение дополнительных цепей неосуществимо, будут сохранены две цепи. Между четырех- и двухцепными участками будут сооружены переключательные посты без силовых выключателей с дистанционно управляемыми разъединителями.



КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Г. И. Атабеков, Дистанционный принцип защиты дальних электропередач, издание Академии наук Армянской ССР, 1953 г., 214 стр.

В связи с проектированием, сооружением и эксплуатацией сильно нагруженных высоковольтных линий электропередачи большой протяженности их релейная защита в сочетании с автоматикой приобрела весьма важное значение.

Назрела необходимость в научно-технической литературе, посвященной всестороннему рассмотрению современных вопросов релейной защиты и системной автоматики протяженных и нагруженных линий электропередачи.

Рецензируемый труд проф. Г. И. Атабекова является первой книгой, в которой подробно рассмотрены вопросы теории релейной защиты, основанной на дистанционном принципе, для дальних линий электропередачи. Следует подчеркнуть, что теоретические положения и методы расчета, излагаемые автором применительно к дальним электропередачам, могут быть в равной мере распространены и на сильно нагруженные линии электропередачи средней протяженности. Поэтому данная книга представляет практический и научный интерес с точки зрения релейной защиты линий электропередачи достаточно широкого диапазона напряжений — от 110 и до 400 кВ.

Книга рассчитана на читателей, уже знакомых с техникой релейной защиты. Она преследует цель, во-первых, углубить знания читателей в области теории дистанционных реле и, во-вторых, теоретически развить и уточнить основные, принципиальные положения, связанные с применением дистанционного принципа в устройствах защиты и системной автоматики дальних электропередач.

Большой опыт, накопленный автором в процессе многолетней разработки им вопросов теории и схем дистанционных защит, позволил удачно разрешить целый ряд новых задач применительно к линиям большой протяженности и сильно нагруженным линиям электропередачи. При этом дистанционный принцип не противопоставляется основному высокочастотному принципу, а рассматривается в виде органического дополнения к нему.

Как известно, дистанционные реле находят практическое применение в качестве пусковых органов высокочастотных защит, резервных защит линий и шин, а также в качестве избирательных органов устройств однофазного отключения и автоматического повторного включения. Поэтому рассмотрение дистанционного принципа в общей связи с высокочастотным является принципиально правильным.

Однако наряду с вопросами, которые для обоих принципов являются общими, существует значительный круг специальных вопросов из области высокочастотной техники, которые требуют самостоятельного рассмотрения. Сюда относятся генерирование токов высокой частоты, передача их по высокочастотному каналу связи и прием. Специфика этих вопросов требует их выделения в отдельную монографию.

Книга Г. И. Атабекова состоит из введения, пяти глав и двух приложений.

Во введении приводится общая характеристика ведущихся в нашей стране работ по сооружению дальних электропередач и дан краткий исторический обзор истории развития дистанционного принципа.

Глава первая, рассматривая характеристики и принципы конструктивного выполнения дистанционных реле,

По условиям устойчивости допускаемая предельная передаваемая мощность составит при полном развитии 1 600 тыс. кВт после отключения любой секции.

Литература

1. Transactions AIEE, 1953, ч. III, стр. 1019—1031.
2. Revue de l'Aluminium, 1954, № 208, стр. 103—113.
3. El. Times, 12, VIII, 1954, стр. 220—222.
4. Proceedings IEE, 1954, ч. I, № 131, стр. 255—274.

Инж. Я. М. Червоненкис

имеет целью, с одной стороны, дать читателю, знакомому только с общими принципами релейной защиты, ясное и подробное представление о дистанционных реле и схемах дистанционной защиты, а с другой, — она является обобщением материала, уже известного по журнальным статьям, в основном написанных проф. Г. И. Атабековым.

Автор делит дистанционные реле на две группы. К первой группе отнесены реле, имеющие характеристики срабатывания, изображаемые в комплексной плоскости и не зависящие от режима работы электрической системы. Это прежде всего все типы дистанционных реле, в уравнения равновесия которых входят две переменные величины (напряжение и ток), а именно: дистанционное реле с центром круговой характеристики в начале координат или с круговой характеристикой, смещенной относительно начала координат, реле реактивного сопротивления, дистанционные реле с эллиптическими и овальными характеристиками, различные типы блокирующих реле («шоры») с прямолинейными и гиперболическими характеристиками (последний тип предложен автором).

Ко второй группе отнесены реле, не имеющие неизменных характеристик срабатывания — дистанционные реле с числом переменных (токов и напряжений) большим двух; а именно: односистемное реле для защиты от двухфазных коротких замыканий (реле Бреслера ИСБ-182), односистемное реле для защиты от замыканий на землю, предложенное автором (фиг. 1, 28), реле типа L-3 и др.

В главе второй, содержащей принципиальные схемы включения цепей напряжения и тока дистанционных реле дальних электропередач, параллельно рассмотрены параметры дальних линий электропередачи при различных видах коротких замыканий и величины токов и напряжений, подаваемых в этих случаях на зажимы дистанционных реле.

Исследования работы дистанционных реле проведены автором на основе комплексных схем замещения (фиг. 2, 3 и др.), в которых схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей ради общности рассмотрения задачи приводятся в виде четырехполюсников, с параметрами A_{11} , A_{12} , A_{21} , A_{22} . Тем самым представляется возможность учесть влияние продольной компенсации, наличие реакторов поперечной компенсации, емкости линии и т. д. Предлагаемая методика исследования дистанционных реле допускает также учет влияния сопротивлений в месте повреждения.

Приведенные в табл. 2,1 (стр. 63) параметры Г-образной схемы, к сожалению, даны только для случая, когда последовательное и параллельное сопротивления одинаковы. Следовало бы дать в этой таблице параметры Г-образной схемы для общего случая (с неравными сопротивлениями).

В главах третьей и четвертой исследуется поведение дистанционных реле при полнофазных и неполнофазных режимах. Анализ работы реле первой группы, т. е. имеющих характеристики в комплексной плоскости, проводится автором в основном графоаналитическим методом.

Суть этого метода заключается в том, что находятся точки пересечения характеристик срабатывания дистанционных реле, вычерчиваемых на комплексной плоскости проводимостей с кривыми проводимостей, измеряемыми на зажимах реле. Удобство этого метода состоит в том, что зависимость проводимостей на зажимах реле от угла сдви-

та э. д. с. по концам электропередачи (при различных соотношениях абсолютных величин э. д. с.) представляют семейство концентрических окружностей, а зависимости проводимостей на зажимах реле от отношения абсолютных величин э. д. с. (при определенных значениях угла сдвига) изображаются в виде радиальных лучей, построение которых весьма несложно. Такой метод проверки работы дистанционных реле при различных режимах электропередачи дает возможность получить требуемый результат при минимальной затрате времени и труда как при исследовании полнофазных режимов (качания, двухфазные короткие замыкания и т. д.), так и при анализе неполнофазных режимов работы электропередачи (отключение одной или двух фаз).

Реле второй группы, т. е. не имеющие характеристик, изображаемых на комплексной плоскости, исследуются автором аналитически, путем решения уравнений, характеризующих условия их срабатывания. Таким образом, в частности, проанализирована в § 3, 2 работа односистемных реле Бреслера типа ИСБ-182 при двухфазных коротких замыканиях с учетом расхождения э. д. с. по концам электропередачи. Выведены расчетные выражения для случаев, когда мощность короткого замыкания направлена от шин в сторону линии выражения $[(3,42) - (3,47)]$, а также для случаев, когда мощность короткого замыкания направлена к шинам [выражения $(3,49) - (3,50)$]. Здесь следует отметить, что в выражение $(3,44)$ на стр. 120 вкралась опечатка, а именно, скобка, стоящая за слагаемым $V_2(E_I - E_{II})$, должна быть переставлена вправо — за слагаемое $V_2(E_{II} - 0)$.

В главе пятой рассмотрены принципы включения защиты дальних электропередач. Данная глава содержит ценный материал, однако изложена она слишком обще и конспективно.

В приложении рассмотрены комплексные схемы замещения для случаев пофазного шунтирования конденсаторов продольной компенсации при коротком замыкании и дана методика выбора зон действия дистанционных реле продольно компенсированных линий.

Переходя к общей оценке книги, необходимо прежде всего указать, что в течение последних лет в отечественной периодической литературе (в журналах «Электричество», «Автоматика и телемеханика» и др.) опубликована серия статей проф. Г. И. Атабекова, посвященная методам анализа работы дистанционных реле в различных условиях с учетом емкости проводимости линий, компенсирующих устройств и т. п. Материалы этих статей использованы автором в качестве исходных при написании рецензируемой книги. Такое обобщение и систематизацию ранее выполненных автором работ следует считать правильным, так как появляющаяся при этом книга базируется на уже апробированном материале.

Кроме указанного, можно сделать еще следующие замечания.

Работа дистанционных реле рассмотрена без учета влияния аperiodических составляющих и гармонических,

отличных от основной. Здесь уместно отметить, что за последние годы (1952—1953) ЦНИЭЛ и Теплоэлектропроектом совместно с Московским энергетическим институтом имени Молотова и Ленинградским филиалом Института автоматики и телемеханики АН СССР проделана большая теоретическая и экспериментальная работа по исследованию различного типа защит при неустановившихся процессах, ожидаемых на линиях электропередачи 400 кв. Имеется много интересных практических предложений по дистанционным защитам, могущих обеспечить необходимую избирательность и быстродействие в условиях дальних электропередач. При переиздании книги необходимо уточнить и углубить ряд вопросов, связанных с применением дистанционного принципа в защите дальних электропередач.

Хотя вопрос защиты конденсаторов продольной компенсации от перенапряжений и от внутренних коротких замыканий представляет самостоятельную тему, все же он имеет непосредственное отношение к рецензируемой книге. Между тем этому вопросу в ней уделено недостаточно внимания.

Желательно также наряду с рассмотрением принципиальных схем цепей переменного напряжения и переменного тока дистанционных реле разобрать и принципиальные схемы постоянного тока.

Следует пожалеть, что автор не привел в книге сводной таблицы, характеризующей применимость отдельных типов релейной защиты для различных вариантов размещения конденсаторных батарей продольной емкостной компенсации подобно тому, как это было опубликовано им в журнале «Электричество», № 8, за 1953 г. В результате, влияние продольной емкостной компенсации на работу защиты освещено недостаточно полно.

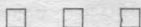
Книга снабжена подробным указателем литературы и алфавитным указателем.

Методы расчетов, предложенные автором, пояснены рядом примеров. Текст иллюстрирован хорошо выполненными рисунками. Общее оформление книги оставляет благоприятное впечатление.

Книга проф. Г. И. Атабекова «Дистанционный принцип защиты дальних электропередач» является полезным пособием для инженеров проектных, исследовательских и эксплуатационных организаций, занимающихся релейной защитой высоковольтных систем. Она является также хорошим учебным пособием для студентов электроэнергетических факультетов, дипломантов и аспирантов, специализирующихся в области техники релейной защиты.

В обсуждении рецензируемой книги и самой рецензии участвовали сотрудники Кафедры электрических станций Белорусского политехнического института имени И. В. Сталина канд. техн. наук Я. Ю. Слепян, канд. техн. наук Н. А. Тиных, канд. техн. наук В. П. Красин.

Канд. техн. наук В. В. Мотовилов
и канд. техн. наук А. И. Руцкий



ПОПРАВКИ

В № 1 «Электрические станции» за 1955 г. в передовой статье (стр. 1, правая колонка, 2-й абзац сверху) указано, что план ввода мощностей в целом по Министерству невыполнен. Фактически Министерством электростанций выполнен установленный план ввода в действие электрических станций.

В том же номере журнала в заметке Л. А. Черновой и Г. К. Шурышкиной «Химический контроль качества пара» на стр. 53, левая колонка, 24 строку сверху следует читать: «...сернистым остатком от 0,02 до 0,09 мг/кг по содержанию...».

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Н. М. Бондарев, П. Н. Владимиров, П. Г. Грудинский, К. Д. Лаврененко, С. И. Молоканов,
С. Г. Мхитарян, А. М. Некрасов, Б. М. Соколов, И. А. Сыромятников, С. Ц. Фаерман.

Главный редактор А. М. Некрасов

НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ФОРМОЙ ВОЛН



Оборудование завода КРОМПТОН ПАРКИНСОН, изготовляющего трансформаторы, включает новейшую аппаратуру для импульсных испытаний. Установка эта генерирует 2 100 000 вольт с предусмотренной возможностью увеличения напряжения до 3 200 000 вольт.

Проектанты К. П. симулируют наиболее тяжелые рабочие условия напряжения, вызываемые волнами перенапряжений во всех частях обмотки и в приспособлениях для переключения ответвлений, и, принимая в расчет щедрые допуски запаса, вырабатывают соответствующую конструкцию.

Осциллографы высокой скорости регистрируют амплитуду и форму волны перенапряжений, а также и сложную волновую кривую пульсации тока обмотки, и только результаты чрезвычайно тщательного сравнения последней до и после испытания могут убедить инженеров К. П., что трансформатор выдержал испытание удовлетворительно.

Это одна из причин, почему трансформаторы К. П. завоевали мировую репутацию своей эффективностью и надёжностью.

Когда Вам потребуется ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ . . .

самое лучшее обратитесь к фирме

Crompton Parkinson
LIMITED



ELECTRICAL EQUIPMENT

КОТОРАЯ ИЗГОТОВЛЯЕТ — ЭЛЕКТРО-МОТОРЫ ВСЕХ ТИПОВ. АЛЬТЕРНАТОРЫ. ГЕНЕРАТОРЫ. АППАРАТУРУ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА. ТРАНСФОРМАТОРЫ. КАБЕЛИ. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ. ЛАМПЫ. ОСВЕТИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. АККУМУЛЯТОРЫ. ТЯГОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

CROMPTON PARKINSON LTD. • CROMPTON HOUSE • ALDWYCH • LONDON, W.C.2 • АНГЛИЯ
ТЕЛЕГРАФНЫЙ АДРЕС: CROMPARK LONDON

ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

АГРОСКИН И. И., ДМИТРИЕВ Г. Т. и ПИКАЛОВ Ф. И., Гидравлика, изд. 3-е, соверш. перераб. Допущ. Министерством высшего образования СССР в качестве учебника для гидромелиоративных институтов и факультетов и в качестве учебного пособия для гидротехнических факультетов строительных институтов. 1954, 484 стр., тир. 10 000, ц. 20 р. 95 к.

БЕРКОВИЧ М. А. и СЕМЕНОВ В. А., Основы техники и эксплуатации релейной защиты. Допущ. УУЗ МЭС в качестве учебного пособия для курсов по подготовке рабочих кадров и мастеров. 1954, 240 стр., тир. 15 000, ц. 5 р. 75 к.

ВАСИЛЬЕВ С. В. и РОЗЕНБЕРГ Б. И., Электрификация торфопредприятий. Допущ. УУЗ МЭС в качестве учебника для торфяных техникумов. 1954, 360 стр., тир. 5 000, ц. 8 р. 40 к.

ГАТЕЕВ С. Б., Теплотехнические испытания котельных установок (фабрично-заводского типа). 1954, 328 стр., тир. 4 000, ц. 12 р. 35 к.

ДОЛГОВСКИЙ Н. М., Тепловые электрические станции. 1954, 240 стр., тир. 10 000, ц. 13 р. 25 к.

ДУБ Б. И., Арматура высокого давления для трубопроводов. 1954, 183 стр., тир. 5 000, ц. 6 р. 40 к.

ЕЛЪЯШКЕВИЧ С. А., Устранение неисправностей в телевизоре (Массовая радиобиблиотека, вып. 211). 1954, 152 стр. + 2 вкл., тир. 25 000, ц. 4 р. 20 к.

ЗИМИН В. И., КАПЛАН М. Я., ПАЛЕЙ А. М. и др., Обмотки электрических машин, изд. 4-е, перераб. 1954, 576 стр., тир. 20 000, ц. 18 р. 80 к.

ИЗЮМОВ Н. М., Радиорелейная связь (Массовая радиобиблиотека, вып. 210). 1954, стр. 104, тир. 15 000, ц. 2 р. 50 к.

ИОСИФЬЯН Г. И. и КАГАН Б. М., Основы следящего привода. 1954, 596 стр., тир. 5 000, ц. 19 р. 50 к.

КОЛЛЕКТИВ АВТОРОВ. Пятая пятилетка в действии. Опыт работы Московского завода «Динамо» им. С. М. Кирова. 1954, 103 стр., тир. 3 300, ц. 2 р. 20 к.

КОЛЛЕКТИВ АВТОРОВ. Экономия материалов и электроэнергии на заводе «Москабель». 1954, 86 стр., тир. 2 500, ц. 1 р. 75 к.

КОНДАХЧАН В. С., Руководство для дежурного электромонтера собственных нужд электростанции. изд. 3-е, дополн. 1954, 199 стр., тир. 10 000, ц. 5 р. 05 к.

ЛИТВИН А. М., Основы теплотехники, изд. 5-е, перераб. и дополн. Рекоменд. УУЗ МЭС в качестве учебного пособия для курсов технического обучения рабочих кадров и мастеров. 1954, 344 стр., тир. 15 000, ц. 8 руб.

МАРТЫНОВ В. П., Повышение энергетической эффективности ГЭС, работающих в энергосистеме. 1954, 120 стр., тир. 4 000, ц. 3 р. 15 к.

МОЖЕВИТИНОВ А. Л., Водосбросы и водоспуски гидроэлектростанций. «В помощь гидроэнергетическим стройкам». 1954, 72 стр., тир. 4 800, ц. 1 р. 40 к.

НЕПОРОЖНИЙ П. С., Из опыта строительства приплотинной гидроэлектростанции. Бетонные работы. 1954, 96 стр., тир. 3 000, ц. 2 р. 80 к.

РУНОВ Б. Т., Вибрационные испытания лопаточного аппарата паровых турбин на электростанциях. 1954, 200 стр., тир. 4 000, ц. 7 р. 65 к.

СААКОВ А. С., Теория и расчет избирательных RC-систем. 1954, 237 стр., тир. 5 000, ц. 7 р. 75 к.

СПРАВОЧНИК строительного оборудования для гидроэнергетического строительства, под ред. И. И. Кандалова. 1954, 287 стр., тир. 6 000, ц. 24 руб.

СТЫРИКОВИЧ М. А., Внутрикотловые процессы. Допущ. Главным управлением политехнических и машиностроительных вузов Министерства высшего образования в качестве учебного пособия для студентов теплотехнических специальностей вузов. 1954, 339 стр., тир. 5 000, ц. 9 р. 65 к.

ТРОИЦКИЙ Л. В., Сборник ответов на вопросы радиолюбителей (Массовая радиобиблиотека, вып. 214). 1954, 112 стр., тир. 50 000, ц. 3 р. 80 к.

ФАТЕЕВ А. В., Основы линейной теории автоматического регулирования. Допущ. Главным управлением политехнических и машиностроительных вузов Министерства высшего образования в качестве учебного пособия для энергетических и электротехнических вузов и факультетов. 1954, 295 стр., тир. 10 000, ц. 7 р. 45 к.

ХАРИТОНОВ А. М., Многоскоростные электродвигатели. 1954, 224 стр., тир. 10 000, ц. 8 р. 65 к.

ШАМШУР В. И., Первые шаги советской радиотехники и радиолюбительства (Массовая радиобиблиотека, вып. 213). 1954, 246 стр., тир. 20 000, ц. 6 р. 70 к.

Продажа в книжных магазинах и киосках книготоргов.
Издательство никаких заказов не выполняет.