

ЭЭ ЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

3



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1952

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ 3

МАРТ
1952

Орган Министерства электростанций СССР

23-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — За образцовое проведение капитального ремонта оборудования	3	Я. М. Кононов — Улучшение рычажных пресс-ножниц ПРН-5	51
Л. А. Гудкевич, А. А. Дмитриев, Е. М. Залкинд и Э. М. Лившиц — Опыт конструирования, изготовления и эксплуатации шиповых экранов	6	А. И. Крупников и И. И. Могилевский — Механизация труборезных работ	51
Г. В. Горбунов и Н. Г. Остапенко — Приварка шипов к экранным трубам котлов контактной электросваркой	11	ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ	
Ю. М. Кострикин — О мнимой зависимости качества пара от содержания питательной воды	13	М. А. Безбородов — Хрупкие разрушения в заклепочном шве барабана котла	53
И. В. Кудрявцев и К. М. Казанский — Упрочнение вала ротора турбины и реконструкция концевых уплотнений	15	М. Я. Литинский — Быстродействующий сбросной клапан к подогревателю высокого давления	55
Е. Я. Соколов — Некоторые вопросы эксплуатации городских тепловых сетей	18	Л. И. Ойрех — Зажигательный пояс с гребенками на трубах экранов	56
К. Б. Карташев — Установка для получения молотой негашеной извести	23	А. М. Корниенко — Устранение повышенной вибрации турбины	57
Г. М. Цыганков — Строительство линий электропередачи в условиях промерзшего грунта	25	Н. А. Малишевский — Повторное использование оборотной воды электростанцией металлургического завода	58
Л. В. Красильников — О перенапряжениях при гашении поля генераторов	28	К. И. Коротков — Реконструкция муфты турбогенератора	58
А. В. Островская и И. М. Сирота — Наладка защиты от замыканий на землю с кабельными трансформаторами тока	30	Д. М. Гусев — Неправильная расстановка шпилек в лобовой части обмотки генератора	59
М. П. Розенкноп и А. Б. Чернин — Релейная защита и пофазное АПВ при замыканиях между двумя фазами и фазы на землю	33	Я. М. Гольдштейн — Изменение параметров трансформатора	60
К. Н. Боголюбский — О надежности выключателя ВМ-35	38	Г. М. Морозов — Опыт контрольного прогрева трансформаторов методом потерь в кожухе	60
Ю. М. Элькинд — Автоматическая самосинхронизация гидрогенераторов по сниженной разгонной характеристике	40	П. И. Шульга — Автоматический контроль исправности ламп приемо-передатчиков высокочастотной защиты	61
Я. Л. Быховский — Импульсные измерения линий, находящихся под напряжением	45	ХРОНИКА	
Н. И. Силов — 25-летие Свердловской торфяной электростанции	46	В Техническом управлении Министерства	
ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ		О типовых трансформаторных подстанциях 3—10 кв без масляных выключателей	62
Л. Д. Гинзбург-Шик — Трясун для уплотнения песка в трубах	48	О применении кабелей с винилитовой защитной оболочкой марок ВРГ и КВРГ	62
Н. В. Подъячев — Смена перекрытия действующей тэц	48	О применении одинарных и двояных гирлянд на открытых подстанциях 220 кв	62
А. И. Гринберг — Упрощение конструкции релейных панелей	50	О применении защитной арматуры на линиях электропередачи	62
А. Н. Гончаров — Использование насосов для холодной воды на тепломагистрали	50	О сушке и испытании электрических машин	62
		От секции правил и норм ВНИТОЭ	63
		КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ	
		М. А. Стырикович и А. П. Ковалев — Рецензия на книгу Г. Ф. Кнорре „Топочные процессы“	64



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

Адрес редакции: Москва, Ветошный пер., ГУМ, III корпус, I эт., ном. 164.
Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора К 4-44-10 и номм. К 1-02 80, доб. 2-10

Вологодская областная универсальная научная библиотека
www.booksite.ru

ЗА ОБРАЗЦОВОЕ ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ

Одним из важнейших условий, обеспечивающих безаварийную и экономичную работу электростанций и сетей, является своевременное и высококачественное проведение капитального ремонта основного и вспомогательного оборудования.

В 1951 г. в энергосистемах проведена большая работа по капитальному ремонту оборудования электростанций и сетей. Средняя длительность простоя агрегатов в капитальном ремонте по Министерству электростанций снижена против заданного плана по котлам на 1,8% и по турбинам на 4,2%. Значительно перевыполнены объемы работ по ремонту линий электропередачи и оборудования подстанций.

Эти результаты достигнуты в значительной мере на основе внедрения механизации трудоемких работ и дальнейшего развития скоростного ремонта оборудования. На многих электростанциях на ремонтных работах все большее распространение получают постоянные подъемные и транспортные устройства для перемещения материалов и деталей, приспособления с электрическим и воздушным приводом; широко внедряется наплавка деталей твердыми сплавами, скоростное резание металлов и т. п.

Положительная оценка должна быть дана системе централизованного ремонта энергетического оборудования, выполняемого ремонтными заводами энергосистем и трестом Союзэнергоремонт. В 1951 г. централизованно отремонтировано около 40% котлов и турбин. Более 60% работ по замене пароперегревателей, водяных экономайзеров, воздухоподогревателей, перелопачиванию и правке валов турбин, переизоляции генераторов производилось специализированными ремонтными предприятиями треста Союзэнергоремонт. Кроме того, трестом оказана электростанциям большая техническая помощь.

Ряд электростанций (ГогрЭС, Каширская грЭС, Челябинская грЭС и др.), на основе высококачественного ремонта все шире практикует перевод турбогенераторов и котлов на удлиненный срок работы между капитальными ремонтами.

Наряду с этим при проведении капитальных ремонтов в 1951 г. имели место серьезные недостатки. В ряде энергосистем (Свердловэнерго, Кемеровэнерго, Азэнерго и др.) было допущено невыполнение плана ремонта основных агрегатов.

По Министерству в целом 15,8% котлов и 19,6% турбин было выведено в капитальный ремонт позже установленного срока. С особенно большим опозданием выводились в ремонт агрегаты электростанций Главуралэнерго, Ленэнерго, Саратовэнерго, Карагандаэнерго, Крымэнерго, Арменэнерго.

На некоторых электростанциях из-за плохой подготовки и неудовлетворительной организации ремонтов были сверхплановые простои котлов и турбин в ремонте. Так, например, на Саратовской грЭС из-за неподготовленности к ремонту один котел простоял в ремонте сверх плана 18 дней. На НесветайгрЭС и Каменской грЭС, где ремонт проводил Ростовэнергоремонт, из-за грубых нарушений технологической дисциплины все котлы имели перепростои в ремонте.

Строгое соблюдение утвержденных графиков капитального ремонта агрегатов электростанций и сетей в текущем году должно быть законом для руководителей энергосистем, электростанций и сетевых районов.

Надо решительно отказаться от практики переноса сроков вывода агрегатов в капитальный ремонт на более позднее время, так как это приводит к срыву установленного плана ремонтов и отрицательно сказывается на снабжении электроэнергией потребителей.

В энергосистемах, где имеются наряду с тепловыми электростанциями и гидроэлектростанциями, необходимо в максимальной степени использовать паводковый период для ремонта оборудования тепловых электростанций. Особое внимание этому вопросу должно быть уделено в объединенной энергосистеме Юга.

Вследствие ослабления контроля за качеством ремонта оборудования в прошлом году имели

место случаи выхода из строя котлов и турбин, прошедших капитальный ремонт. Наибольшее число случаев некачественного ремонта допустили Главуралэнерго и трест Союзэнергоремонт.

Руководители электростанций и ремонтных предприятий, начальники цехов и участков должны принять решительные меры по улучшению качества ремонта оборудования, для чего нужно усилить контроль за проведением работ со стороны мастеров и инженеров по ремонту. Начальники цехов, привлекая работников эксплуатации, должны обеспечить тщательную приемку из ремонта отдельных узлов оборудования.

На предприятиях треста Союзэнергоремонт должна быть поднята производственная дисциплина; виновные в нарушении технологии работ должны строго наказываться.

Большое влияние на повышение качества ремонтных работ оказывает повышение квалификации ремонтного персонала и регулярное обучение его передовым методам и приемам работ. Руководителями электростанций и ремонтных организаций этому вопросу должно быть уделено особое внимание.

В прошлом году по ряду агрегатов было допущено невыполнение установленного объема работ. Такие случаи в 1952 г. не должны иметь места. Главэнергозапчасть, руководители энергосистем и ремонтных заводов обязаны своевременно обеспечить изготовление запасных частей и деталей на заводах и в мастерских электростанций.

В период капитального ремонта необходимо обеспечить восстановление мощности турбин, паропроизводительности котельных агрегатов и ликвидацию разрывов между установленной и располагаемой мощностями.

По агрегатам, намеченным к реконструкции в 1952 г., особое внимание должно быть уделено подготовке к проведению работ. Необходимо до вывода агрегатов в реконструкцию, помимо запасных частей и материалов, заранее подготовить техническую документацию и проект организации работ.

Большое значение для надежного энергоснабжения потребителей имеет также выполнение полного объема работ по ремонту сетевого хозяйства. В первую очередь необходимо обеспечить высококачественный ремонт деревянных опор линий электропередачи. До сих пор некоторые руководители сетевых районов при замене деревянных опор и отдельных деталей их все еще применяют непропитанную древесину и не производят работ по местной пропитке ее антисептиками.

Руководители энергосистем обязаны обеспечить применение в 1952 г. на линиях электропе-

редачи только пропитанной антисептиком древесины. Необходимо также в этом году более широко внедрять замену деревянных пасынков опор железобетонными. Особое внимание при ремонте линий электропередачи должно быть обращено на тщательный осмотр состояния соединителей и зажимов. Ненадежные зажимы и соединители должны быть заменены. При ремонте сетевого хозяйства должен найти широкое применение скоростной метод, для чего следует использовать опыт сетевых районов Мосэнерго, Донбассэнерго и других энергосистем.

Для повышения надежности работы оборудования, дальнейшего снижения удельных расходов топлива и расхода электроэнергии на собственные нужды во время капитальных ремонтов должны выполняться основные противаварийные мероприятия, ликвидироваться отступления от «Правил технической эксплуатации» и осуществляться мероприятия по повышению экономичности работы электростанций. В прошлом году выполнение этих мероприятий в ряде энергосистем было неудовлетворительным, что привело к повышению числа аварий и случаев брака в работе оборудования. Главная инспекция МЭС по эксплуатации должна усилить контроль за выполнением этих мероприятий.

Получивший широкое внедрение скоростной метод ремонта оборудования на электростанциях Мосэнерго и Главуралэнерго все еще недостаточно внедряется в отдельных энергосистемах Главюжэнерго и Главвостокэнерго. Значительное количество котлов и турбин, ремонтируемых скоростным методом, имело простои в ремонте сверх утвержденных сроков.

Нередки случаи, когда должная подготовка и организация скоростного ремонта подменяются спешкой, что искажает идею скоростного метода, не дает должного удешевления стоимости его и приводит к снижению качества работ. На отдельных электростанциях еще медленно выполняются мероприятия по механизации ремонтных работ.

В речи на совещании хозяйственников 23 июня 1931 г. товарищ Сталин сказал: «Механизация процессов труда является той **новой** для нас и **решающей** силой, без которой невозможно выдерживать ни наших темпов, ни новых масштабов производства».

Внедрение комплексной механизации трудоемких процессов с применением механизмов, станков и приспособлений с электрическим и пневматическим приводом должно быть постоянной и важнейшей заботой руководителей электростанций, ремонтных предприятий и служб энергосистем.

Широкое внедрение скоростного метода ремонта и комплексной механизации работ должны обеспечить в первую очередь ремонтные предприятия треста Союзэнергоремонт. Однако трест в прошлом году не выполнил заданий по ремонту оборудования скоростным методом. Оснащенность предприятий Союзэнергоремонта механизмами, приспособлениями и инструментом недостаточна. Главэнергозапчасти на своих заводах необходимо организовать для ремонтных предприятий и электростанций массовый выпуск совершенных приспособлений и специальных станков.

В целях ликвидации затруднений с обеспечением ремонтов паро-водяной арматурой на заводах энергосистем и Главэнергозапчасти, а также в механических мастерских электростанций следует организовать централизованный восстановительный ремонт арматуры. Положительный опыт Донбассэнерго по централизованному восстановлению и ремонту паро-водяной арматуры силами ремонтного завода должен быть использован другими энергосистемами.

Одновременно с выполнением капитальных ремонтов котлов и турбин главные инженеры электростанций должны обеспечить выполнение ремонта контрольно-измерительных приборов и аппаратуры тепловой автоматики. Агрегаты из капитального ремонта должны вступать в эксплуатацию с полностью исправными измерительными приборами и аппаратурой тепловой автоматики.

Руководителям электростанций и сетей, ремонтных предприятий и начальникам цехов осо-

бое внимание необходимо обратить на стоимость ремонтных работ. При должном внимании к этому важнейшему вопросу затраты на ремонт безусловно могут быть снижены. Этому должны помочь единые прейскуранты цен, утвержденные Министерством электростанций для обязательного пользования на всех ремонтных предприятиях и электростанциях.

Руководители ремонтных работ, мастера и стахановцы должны возглавить соревнование за экономное расходование материалов и особенно легированных сталей, труб и цветных металлов.

Значительное удешевление работ по ремонту оборудования должны обеспечить руководители предприятий и участков треста Союзэнергоремонт, так как стоимость ремонтов, производимых трестом, остается все еще выше стоимости работ, выполняемых силами ремонтных заводов энергосистем и самими электростанциями.

В течение II и III кварталов наряду с ремонтом основных агрегатов должен быть произведен ремонт механизмов топливных складов, подъездных железнодорожных путей и подвижного состава, а также производственных зданий и бытовых помещений электростанций и подстанций.

На основе дальнейшего развития социалистического соревнования ремонтного персонала и использования опыта передовиков и новаторов энергетики успешно выполняют план капитального ремонта оборудования электростанций и сетей, чем обеспечат надежную и экономичную работу энергосистем и бесперебойное электроснабжение потребителей.



Опыт конструирования, изготовления и эксплуатации шиповых экранов

Инж. Л. А. Гудкевич, инж. А. А. Дмитриев, инж. Е. М. Залкинд
и инж. Э. М. Лившиц

Опыт эксплуатации котельных агрегатов, сжигающих топливо с низкой реакционной способностью, особенно АШ, показывает, что устойчивая и сравнительно экономичная работа возможна при надлежащем утеплении топки в зоне горелок. Для осуществления этого на экранах по высоте 6—8 м устанавливаются зажигательные пояса, выполненные из шамотного кирпича, что позволяет устойчиво работать без подсвечивания мазутом при снижении нагрузки котла до 65%. По мере обгорания и разрушения пояса допустимая по условиям устойчивого топочного процесса нагрузка котла повышается, и растет потеря с механическим недожогом.

Несмотря на то, что зажигательные пояса определяют экономичность и устойчивость работы котлов при сжигании АШ, до настоящего времени нет надежной конструкции, которая позволила бы без смены поясов проработать больше 2—3 мес.

Замена зажигательных поясов связана с длительной остановкой котла, большим объемом трудоемких работ и расходом фасонного кирпича.

В СССР имеется положительный опыт работы котлов с жидким шлакоудалением для топлив с большим выходом летучих без применения специальных утепляющих конструкций в области горелок и пода. Тем не менее, в целях увеличения диапазона устойчивой работы котлов в зависимости от нагрузки и изменения состава топлива желательным является создание надежной конструкции утепления топки.



Рис. 1. Труба шипового экрана.

Шипы, приваренные к трубам, служат для удержания огнеупорной массы и одновременно благодаря хорошему отводу тепла к трубе охлаждают огнеупорную массу, обеспечивая ее долговечность.

Шипы из Ст-2 длиной 25—30 мм, диаметром 10—12 мм привариваются к трубам. Шаги и угол между рядами шипов определяются конструкцией экранной системы.

На зажигательном поясе котла большой мощности (150—200 т/час) необходимо установить 200—300 тыс. шипов.

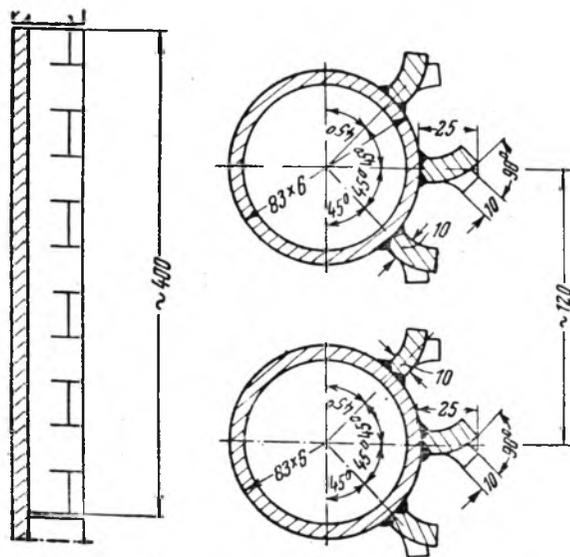


Рис. 2. Труба с приваренными полосами (вместо шипов).

Во избежание прожогов в процессе приварки шипов толщина стенок труб должна быть не меньше 5 мм (до получения опытных данных, подтвержденных длительной работой, по применению ошипованных труб с меньшей толщиной стенок).

Набивная огнеупорная масса наносится на экран сплошной плотной стеной.

Представляет интерес конструкция зажигательного пояса, предложенная в Советском Союзе (рис. 2). К трубам приварены полосы шириной 20—30 мм, которые по длине имеют надрезы через 20—40 мм на глубину, доходящую до сварного шва, которым полоса приваривается к трубе. Надрезанные концы полос разводятся так, что образуется завершенная поверхность, которая может удерживать и охлаждать набивную массу.

Приварка нескольких полос по окружности трубы может заменить необходимость приварки большого количества единичных шипов.

Технология приварки полос не вызывает затруднений, и достижение высокой производительности сварочных работ не требует применения новой сварочной аппаратуры. Приварка таких завершенных полос может быть осуществлена на вертикальных трубах действующих котлов, что весьма важно в связи с тем, что приварка шипов на таких трубах встречает значительные затруднения.

На одной из электростанций в настоящее время накапливается опыт длительной эксплуатационной проверки надежности работы зажигающего пояса с завершенными полосами.

Разрешение всего комплекса вопросов, связанных с освоением производства шиповых экранов, начато было Особым конструкторским бюро МЭС в 1948 г. *

К моменту начала работ по шипованию в отечественной сварочной практике нашли применение автоматические пистолеты разных конструкций, которые использовались для приварки отдельных мелких деталей, например шпилек и т. д. Поэтому в первую очередь были использованы существующие типы сварочных пистолетов и широко применяемый метод сварки под слоем флюса.

Сварочные пистолеты могут работать как на постоянном, так и на переменном токе. Работа на постоянном токе требует наличия мощного сварочного мотор-генератора.

В проведенных опытных и практических работах в качестве источника тока применялись обычные сварочные трансформаторы.

Опыт работы показал, что для наиболее часто применяемых шипов диаметром 10—12 мм сварочный ток должен находиться в пределах 1 200—1 250 а, а время горения дуги—0,25—0,5 сек.

Проверка величины сварочного тока может производиться по амперметру при удлинении времени до 1 сек. и косвенным путем по макрошлифам пробных шипов.

Основными элементами схемы управления (рис. 3) являются: контактор для включения трансформатора, рассчитанный на ток 300—350 а, сварочный трансформатор, могущий давать ток до 1 300—1 400 а при коэффициенте повторного включения 3% (перемотанные с целью повышения механической прочности трансформаторы СТЭ-23 и СТАН-1-III)**, сварочный дроссель с уменьшенной индуктивностью (например, типа РСТЭ-23 с использованием 8 витков из 16) и панель управления. На панели управления монтируются реле времени (ЭВ-201), промежуточные реле (типа ЭП-41/30 и ЭП-41/121), трансформатор для питания обмотки возбуждения пистолета, цепей схемы (220/36, 65, 80 в, 400 вт), выключатель и предохранители.

При замыкании пусковой кнопки промежуточное реле включает контактор, чем замыкает

* В разработке технологического процесса приварки шипов, а также при внедрении этой конструкции принимали активное участие инж. Брайловский, техники Климентов и Никитин, а также работники станций инженеры Хижняк, Чулков, Микульчик, Сизин, Черненко и др.

** См. статью С. И. Хижняка и Е. И. Чулкова, „Электрические станции“, 1951, № 7.

цепь сварочного тока через шип и трубу, и одновременно включает электромагнит пистолета и реле времени. Электромагнит втягивает штангу с шипом на определенное расстояние, чем обеспечивается зажигание дуги. По истечении установленной выдержки времени реле ЭВ-201 отключает промежуточное реле ЭП-41/21, которое, в свою очередь, размыкает цепь катушки

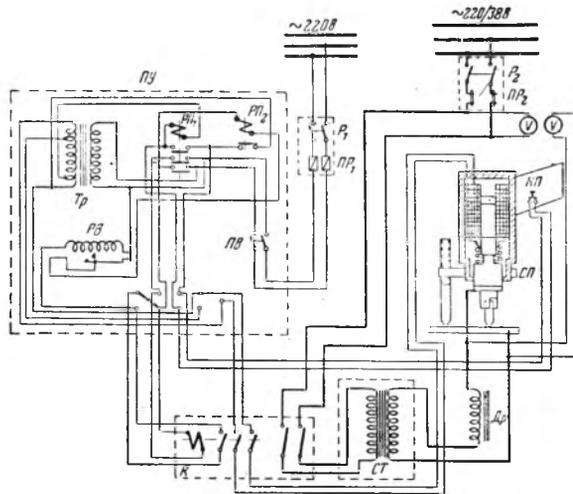


Рис. 3. Электрическая схема пистолета и его управления. ПУ—панель управления; К—контактор; СТ—сварочный трансформатор; Др—дроссель; СП—сварочный пистолет; Р₁ и Р₂—рубильники; ПР₁ и ПР₂—предохранители; Тр—понижающий трансформатор; РВ—реле времени; РП₁ и РП₂—промежуточные реле; КП—кнопка пистолета.

реле ЭП-41/30 и тем самым отключает контактор. При этом отключаются сварочный трансформатор, реле времени и электромагнит пистолета. Штанга с шипом под действием пружины опускается в ванну расплавленного металла, где происходит приварка шипа.

Достоинством этой схемы являются ее простота и наличие напряжения на рабочем инструменте только в момент приварки шипа.

Сварка шипов производится под слоем флюса (марок АН-348, ОСЦ-45а и ОСЦ-45), чем обеспечивается надлежащее качество приварки.

Для ускорения приварки шипов был разработан метод приварки шипов к трубам в стальном жолобе, засыпанном гранулированным флюсом при горизонтальном положении труб¹.

Опыт показывает, что даже в случае приварки шипов к существующим экранам трубам более целесообразным являются вырезка участка трубы и приварка к ней шипов в горизонтальном положении.

Во избежание правки трубы после приварки к ней шипов, что является затруднительным, целесообразнее заранее дать трубе прогиб, который должен быть на 15—20 мм меньше прогиба, получающегося при приварке шипов к прямой трубе (например, для трубы длиной 6 м предварительный прогиб должен составлять 80—90 мм).

Изготовление шипов возможно без обточки, из простой катанки. Шипы режутся из катанки на гильотинных ножницах с допуском ±1 мм, с обоих концов должны быть сняты фаски (рис. 4). Затем производится торцовка их на на-

¹ См. статью С. И. Хижняка и Е. И. Чулкова.

стольном сверлильном станке с помощью двух фрез. Торцовка второй фрезой производится с упором, чем обеспечивается необходимый для бесперебойной работы пистолета допуск $\pm 0,2$ мм.

Наиболее целесообразной является обработка торцов шипов на револьверном станке.

Использование не строго цилиндрических шипов из обычной каташки стало возможным в результате применения специального, разработанного ОКБ пружинного зажима, который, кроме того, сокращает время на укрепление шипа в пистолете.

Для повышения производительности приварки шипов был разработан станок, основной частью которого является каретка, обеспечивающая правильное и устойчивое положение пистолета и дающая возможность правильного дистанционирования шипов по длине трубы без применения специальных приспособлений и без предварительной разметки трубы (рис 5).

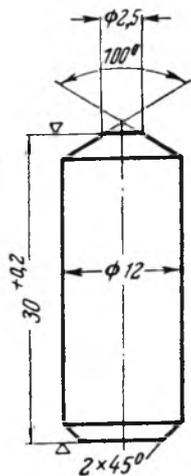


Рис. 4. Рабочая форма шипа для приварки.

Поворотом рычага каретки достигается сначала подъем пистолета, а затем при дальнейшем опускании рычага перемещение его точно на установленный шаг шипов. На конце рычага смонтирована кнопка, включающая схему управления.

На основном рычаге укреплена рукоятка, выводящая из зацепления зубчатую муфту, через которую передается движение к механизму перемещения каретки вдоль трубы. В этом случае каретка путем вращения верхнего маховичка может быть быстро передвинута на любое расстояние вдоль трубы, в обе стороны, например, для начала нового ряда шипов.

Перемещение каретки вдоль трубы осуществляется зацеплением зубчатой звездочки каретки с отверстиями в направляющей трубе станка. Вращением нижнего маховичка каретка может перемещаться перпендикулярно оси трубы, что необходимо для совмещения оси пистолета с образующей трубы, по которой производится приварка ряда шипов.

Проведенные работы по приварке шипов к экранам труб на станке без каретки показали среднюю производительность при работе с пистолетом вручную порядка 100—120 шипов в час. При применении станка с описанной выше кареткой производительность в лабораторных условиях возросла в 4,5 раза, что позволяет рассчитывать на получение производительности в нормальных рабочих условиях 350—450 шипов в час при работе одним пистолетом.

Конструкция станка позволяет работать на нем с двух сторон одновременно двумя пистолетами, а при шиповании длинных труб и одновременно четырьмя пистолетами. Производительность станка при этом соответственно возрастет.

Для покрытия шипов применяются пластичные массы, к которым предъявляются следующие основные требования:

- огнеупорность не ниже 1700°C ;
- хорошая шлакоустойчивость при действии основных и кислых шлаков;
- сопротивление механическому воздействию стекающего шлака по поверхности массы;
- теплопроводность, обеспечивающая отвод тепла к шипам по толщине массы;
- хорошая термостойкость.

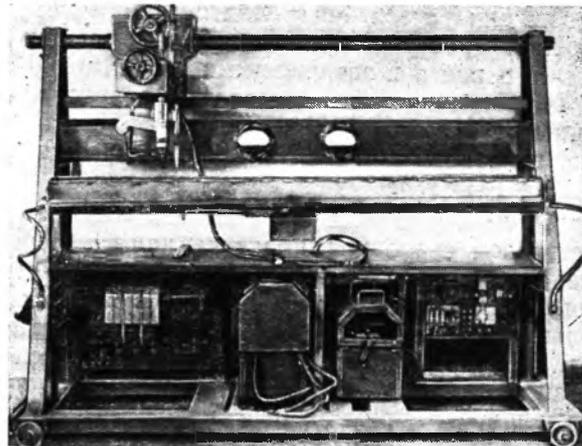


Рис. 5. Станок для приварки шипов к экранам труб.

Этим требованиям лучше всего удовлетворяют пластичные хромитовые массы, хорошо зарекомендовавшие себя при применении на ряде котлов с зажигательными поясами и жидким шлакоудалением, установленных на наших электростанциях.

Помимо приведенных требований пластичные хромитовые массы обладают дополнительными ценными свойствами: объемный вес их составляет $3,1\text{--}3,2$ г/см³, который превышает вес жидкого шлака ($2,6\text{--}2,8$ г/см³). Благодаря этому хромитовая масса не всплывает в расплавленном шлаке и не размывается им.

При $800\text{--}1000^\circ\text{C}$ масса обладает некоторой пластичностью и не трескается при деформации труб, происходящей при работе котла.

Теплопроводность хромитовой массы почти в 2 раза выше шамотной, что обеспечивает лучшее охлаждение ее шипами и меньшее выгорание слоя по сравнению с шамотными массами.

Для приготовления пластичных хромитовых масс исходным сырьем являются хромитовая руда, пластичная огнеупорная глина и растворимое стекло².

В качестве хромитовой руды рекомендуется руда с содержанием окиси хрома (Cr_2O_3) не менее 35%; в качестве огнеупорной глины — часовьярская или нижеуельская с содержанием не менее 35% Al_2O_3 , не более 1,5% Fe_2O_3 и огнеупорностью не менее 1700°C ; растворимое стекло — удельного веса $1,4\text{--}1,6$ г/см³ с модулем $2\text{--}3$ (модуль — отношение чисел грамм-молекул $\frac{\text{SiO}_2}{\text{Na}_2\text{O}}$).

Рецептура пластичных хромитовых масс разработана Всесоюзным научно-техническим инсти-

² См. также Ф. З. Долкарт и Л. А. Цейтлин, „Электрические станции“, 1951, № 12.

тугом огнеупоров, которым предложены две марки массы: ПХМ-6—для набивки шиповых экранов и ПХМ-1—для набивки пода топок с жидким шлакоудалением. По применению этих масс и набивке разработаны специальные инструкции. Весовой состав компонентов следующий:

	ПХМ-1	ПХМ-6
Хромитовая руда	100%	97%
Огнеупорная глина	—	3%
Растворимое стекло, сверх 100%	3%	3%

Зерновой состав масс соответствует примерно следующим данным (указанный зерновой состав был применен на одной из установок):

7÷3 мм	~ 8%
3÷2	~ 38%
2÷0,5	~ 10%
0,5÷0,08	~ 26%
<0,08	~ 18%

Химический состав хромитовой руды колеблется в следующих пределах (приняты согласно анализам хромитовой руды, применявшейся на нескольких установках):

SiO ₂	6÷3%
Al ₂ O ₃ +TiO ₂	10,8÷18,4%
Fe ₂ O ₃	18,9÷20,9%
Cr ₂ O ₃	35 ÷33%
CaO	1,8÷2,4%
MgO	14,6÷17,4%

Содержание глины в массе обеспечивает ее большую пластичность и плотность при набивке на шипы. Масса без глины имеет меньшую усадку и более высокие показатели по огнеупорности и температуре деформации под нагрузкой, вследствие чего эта масса применяется для набивки подов.

Растворимое стекло, являясь электролитом, вначале повышает пластичность (текучесть) растворенной массы, затем обуславливает ее схватывание и твердение на воздухе, с сохранением прочности при нагревании.

Институтом огнеупоров установлено, что чем больше содержание в хромитовой руде Cr₂O₃, тем выше огнеупорность и стойкость пластичной хромитовой массы.

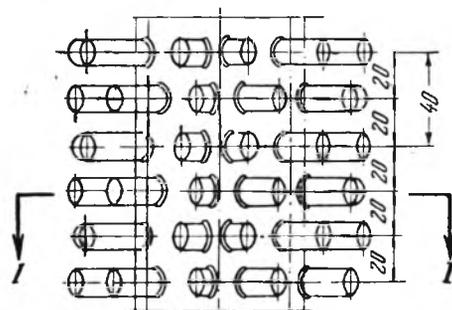
В настоящее время на Красногорском заводе огнеупоров налаживается выпуск в достаточном количестве готовой сухой пластической хромитовой массы на базе хромитовой руды, отличающейся по данным Всесоюзного научно-исследовательского института огнеупоров (ВНИИО) высоким качеством.

В последнее время имелись попытки замены пластичной хромитовой массы огнеупорным торкретом (шамота молотого 70%; огнеупорной глины 25% и растворимого стекла 5% по данным Орггрэс). Однако опыт такой замены показал, что шамотный торкрет срабатывается значительно быстрее хромитовой массы, поэтому подобную замену нельзя рекомендовать.

Необходимая толщина слоя массы и длина шипов, приваренных к трубам, зависят от многих факторов, связанных с режимом топочного процесса, температурой факела, шагом и диаметром труб. Для каждой топочной камеры и конструкции шипового экрана толщина слоя массы практически самоустанавливается в процессе работы за счет оплавления излишков и обгорания шипов.

Основным фактором, влияющим на долговечность слоя массы, является интенсивное охлаждение массы шипами. При этом чем гуще приварены шипы и чем больше их диаметр, тем интенсивнее охлаждение массы.

На основании опыта длительной эксплуатации шиповых экранов на ряде установок ОКБ применяет в своих проектах шипы диаметром 10—12 мм и длиной от 25 до 30 мм. На некоторых местных участках по условиям размещения и разводки труб применяются шипы, укороченные до 20 мм или удлиненные до 40 мм. Удлиненные шипы привариваются к трубам не на лобовой стороне, а только в плоскости экрана, по линии шага между трубами. Для более интенсивного охлаждения массы предпочтительна приварка шипов диаметром 12 мм. Толщина слоя массы,



Разрез по I-I

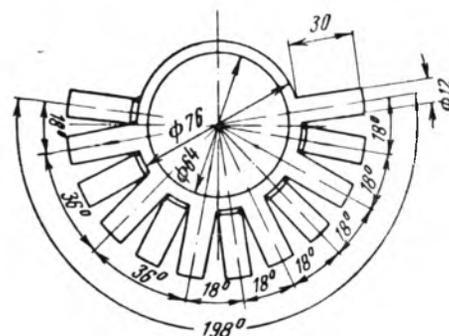


Рис. 6. Расположение шипов на экранной трубе.

наносимой на трубы, обычно на 5 мм больше длины шипа.

Расположение шипов производится в шахматном порядке (рис. 6) с шагом по вертикали в 20 мм между кольцевыми рядами. Угол между шипами в кольцевом ряду 36°, угол смещения между кольцевыми рядами 18°.

Углы и шаг между шипами приняты из условий удобства сварки шипов имеющейся в настоящее время сварочной аппаратурой. Дальнейшее уменьшение шага и угла между шипами затрудняет приварку.

Нанесение массы на шипы может производиться как индивидуально на каждую трубу, так и в виде сплошной стенки по плоскости всего экрана.

Нанесение массы на каждую трубу индивидуально применяется в случаях, когда шаг между трубами настолько велик, что расстояние между концами шипов двух соседних труб в пло-

скости экрана превышает 10 мм при длине шипов 30—35 мм (рис. 7). Угол охвата трубы шипами должен составлять при этом не менее 198°.

При малом шаге экранных труб возможна приварка шипов по рис. 7.б. В этом случае приварка шипов производится с углом охвата более полукружности через одну трубу; промежуточные трубы имеют меньший угол охвата шипами.

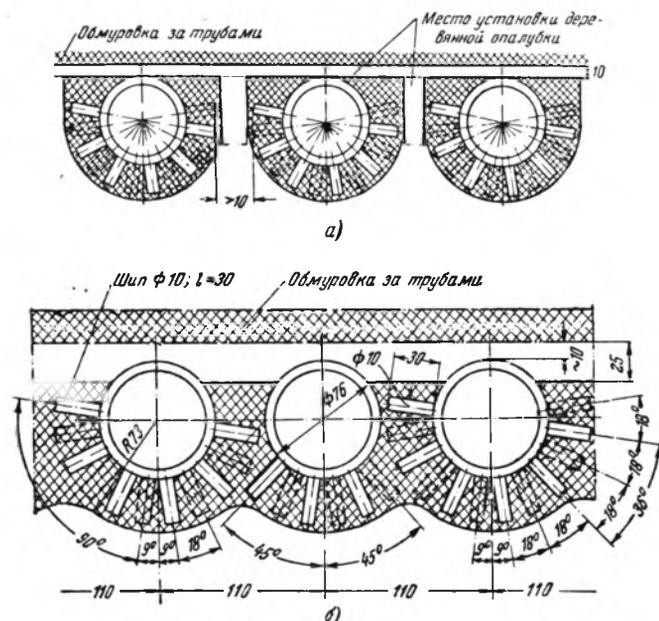


Рис. 7. Шиповые экраны с хромитовой массой.
а—при большом шаге труб ($a > 10$ мм); б—при малом шаге труб.

Размещение шипов на трубах во всех случаях необходимо производить с таким расчетом, чтобы шипы двух соседних труб не заходили друг за друга и не мешали установке каждой трубы на ее место при монтаже экрана.

Зазор между двумя противоположно стоящими шипами двух соседних труб должен составлять 3—5 мм.

Нанесение массы в виде сплошной стенки по плоскости экрана предпочтительно, так как в этом случае, как показывает практика, покрытие экрана служит дольше, меньше оплавляется масса и меньше обгорают шипы.

Наблюдение, показало, что, несмотря на большой шаг между экранными трубами, малый диаметр шипов и неблагоприятное их расположение, экран со сплошным слоем огнеупорной массы проработал около 6 500 час. и при осмотре оказался в удовлетворительном состоянии, позволяющем продолжить эксплуатацию котла.

Выводы

1. Опыт по конструированию и изготовлению шиповых экранов, проверенных в течение длительного времени в действующих котлах, позволяет рекомендовать широкое внедрение данной конструкции как на вновь сооружаемых, так и на действующих котлоагрегатах³.

2. Путем простых приспособлений (каретка, пружинный зажим и др.) удается достигнуть производительности одного пистолета 350—450 шипов в час, что приближается к требованиям массового изготовления. Механизация процесса подачи шипов к пистолету и закрепления их позволит значительно повысить производительность установки. Наряду с этим целесообразно разработать высокопроизводительный сварочный агрегат для контактной приварки шипов, так как в этом случае представляется возможным значительно уменьшить зону влияния сварочного шва (по сравнению с дуговой сваркой) и увеличить диаметр шипа, что является весьма желательным с точки зрения лучшего охлаждения набивной массы.

3. Набивная хромитовая масса ПХМ-6 оправдала себя в работе на ряде установок, но для повышения срока службы массы должны быть проведены дополнительные работы по подбору дешевой набивной массы, могущей быть широко использованной для покрытия шиповых экранов, что не только увеличит срок службы набивной массы, но и предохранит шипы от обгорания.

4. Осуществление высокопроизводительного процесса приварки шипов к вертикальным трубам непосредственно в толке было бы весьма ценным для действующих котлов, так как в этом случае существующие трубы не потребуют замены.

³ Внедрение шиповых экранов на действующих электростанциях поручено тресту „Союзэнергоремонт“.



Приварка шипов к экранным трубам котлов контактной электросваркой

Инж. Г. В. Горбунов и канд. техн. наук Н. Г. Остапенко

В настоящее время приварка стальных шипов к экранным трубам котлов для укрепления огнеупорной массы зажигательных поясов производится с помощью сварочных пистолетов методом дуговой сварки под флюсом. Эти пистолеты предназначались главным образом для приварки в различных положениях нарезанных шпилек к металлическим деталям и конструкциям взамен

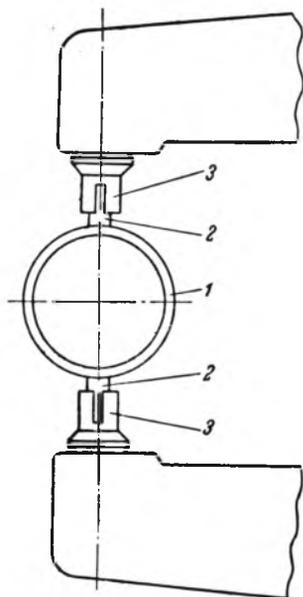


Рис. 1. Схема точечной машины, примененной при опытных сварках.
1—труба; 2—шпы; 3—контактные зажимы.

топок (около 200 тыс. шипов на один котел), указывают на то, что в данном случае применение дугового способа приварки шипов нерационально.

Контактный способ сварки в значительной мере свободен от перечисленных выше недостатков. Опыты, проведенные в Институте электросварки, показали, что вполне качественное для данного случая сварное соединение может быть получено путем приварки шипов к экранным трубам и на контактных машинах методом сварки сопротивлением.

Для опытов была использована контактная точечная машина мощностью 80/160 кВа (рис. 1). Электроды точечной машины были заменены специальными зажимами 3, в которых закреплялись шпы 2. С целью повышения производительности одновременно приваривались два шпы.

Образцы для сварки. Шпы диаметром 10 мм и длиной $35 \pm 0,25$ мм приваривались к трубам диаметром 76 мм с толщиной стенки 3,5 мм. Шпы изготавливались из прутковой малоуглеродистой стали марки от Ст-3 до Ст-6 включительно. Материал трубы соответствовал стали марки Ст-2.

Наружная поверхность шипов и трубки зачищалась до металлического блеска. Были опробованы различные способы подготовки торцов шипов к сварке — заточка на конус, по сфере и плоский торец. Так как при этом существенной разницы в качестве сварного соединения не было замечено, то все дальнейшие опыты проводились с шпыми, имевшими плоский торец.

Режим сварки. Опытные сварки проводились на различных режимах. Как и следовало ожидать, для такого вида соединения «мягкие» режимы оказались непригодными, очень «жесткие» режимы ($t_{св} \approx 0,05$ сек., $I_{св} \approx 25\,000$ а) также давали неустойчивое качество сварки из-за больших выплесков, а иногда и подрезов шипов у места приварки. В качестве оптимального был выбран следующий режим: сварочный ток $I_{св} = 14\,000$ а, время сварки $t_{св} = 0,25$ сек., давление на зажимах $p = 350$ кг, «вылет» шпы из контактных зажимов $l = 5$ мм. На рис. 2 приведена труба с приваренными при этом режиме шпыми.

Как указывалось выше, опыты проводились на точечной машине обычной конструкции, имевшей

сверления и нарезки в них отверстий под болты. Производительность пистолетов, разработанных Институтом электросварки и другими организациями, не превышает 100—120 сварок в час и не может быть существенно увеличена без коренного изменения существующей конструкции пистолетов¹.

Относительно низкая производительность и неудобства, связанные с применением флюса в сочетании с весьма большим объемом сварочных работ при изготовлении ошипованных экранов

¹ Соленоидные пистолеты при сварке на станке конструкции ОКБ МЭС дают производительность 300—350 сварок в час. Ред.

сравнительно большой вылет. Кроме того, шипы приваривались в диаметрально противоположных точках поперечного сечения трубы. Так как при ошпоровке реальных экранных труб шипы должны привариваться только на часть поверхности трубы, обращенную в сторону топки, на расстоянии 40 мм друг от друга, то мощность, потребляемая из сети, при описываемых опытах, значительно выше той, которая потребуется для приварки шипов на специализированной контактной машине для ошпоровки труб, в результате меньших потерь в более коротком вторичном контуре и меньших потерь в трубе (короче путь сварочного тока).

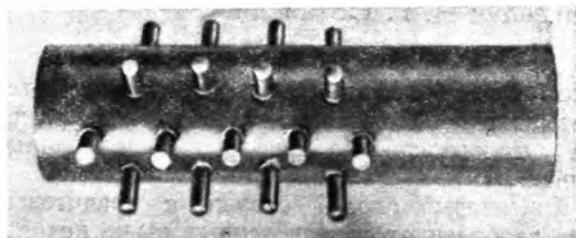


Рис. 2. Труба диаметром 76 × 3,5 мм с шипами диаметром 10 мм, приваренными контактной сваркой.

При опытных сварках фиксировались (с помощью осциллографа) ток, потребляемый из сети, и напряжение на зажимах шипов.

Мощность, необходимая для собственно сварки, составляет при указанном выше режиме примерно 46 кВт. Сюда входят: потери в контактах между зажимом и шипом, потери от прохождения тока по телу трубы; нагрев вылетов шипов и мощность, выделяемая в зоне сварки. Считая, что потери в сварочном трансформаторе и токопроводах составят не более 25% мощности, расходуемой на собственно сварку, мощность, потребляемая из сети специализированной машиной для контактной приварки шипов, составит ~ 60 кВт. Принимая коэффициент мощности такой машины $\cos \varphi = 0,8$, мощность трансформатора составит ~ 75 кВА (без учета прерывисто-кратковременного режима работы).

Энергия, расходуемая на одновременную приварку двух шипов, составит всего ~ 15 кВт/сек.

Качество сварки. Основным требованием к качеству приварки шипов является достаточный тепловой контакт, который вполне обеспечивается приваркой 70 — 80% сечения шипа к трубе. Кроме того, не должно быть подрезов в теле трубы. Этим требованиям полностью удовлетворяет сварка на указанном выше режиме. Никаких требований к механической прочности сварного соединения не предъявляется, так как шипы не несут никакой нагрузки.

На рис. 3 приведены макрошлифы двух шипов, из которых видно, что оба шипа полностью сварены с трубой. Шипы были приварены одновременно. Всего было приварено несколько сотен шипов, причем ни в одном случае не было подрезов тела трубы. В редких случаях имели место небольшие односторонние подрезы шипа вблизи места сварки.

На рис. 4 приведена микроструктура сварного соединения шип — стенка трубы при увеличении в 130 раз. По обе стороны от линии сплавления наблюдается укрупненное зерно. В шве дефектов нет.

Было произведено большое число разрушений сварного соединения с помощью ударов молотка, которые наносились в разных направлениях по свободному концу приваренного шипа. В большинстве случаев вместе с шипом вырывался

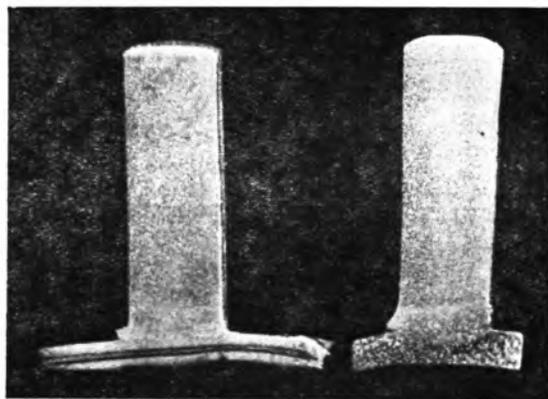


Рис. 3. Макрошлифы двух шипов, приваренных одновременно.

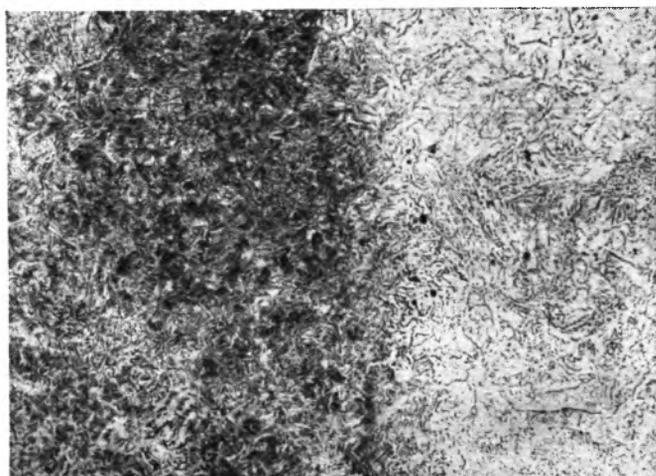


Рис. 4. Микроструктура сварного соединения шип — труба, выполненного методом контактной сварки сопротивлением.

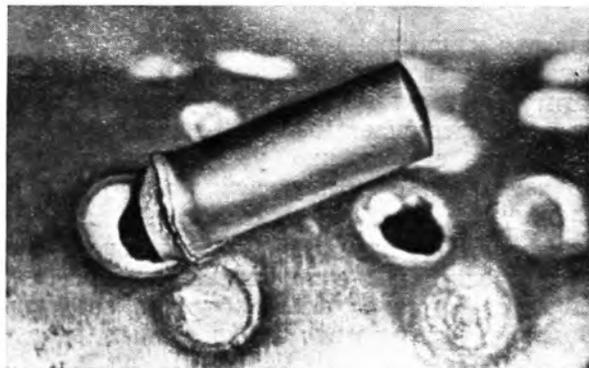


Рис. 5. Характерный вид разрушения сварного соединения шип — труба.

больший или меньший участок трубы, иногда разрушение происходило по телу шипа вблизи места сварки и очень редко по шву. В последнем случае площадь, по которой произошла сварка, не бывала меньше 70% сечения шипа. На рис. 5 приведен характерный вид разрушения при таком испытании.

Испытание ударами молотка вполне может служить технологической пробой качества сварки при массовом применении контактного способа приварки шипов.

Перспективы внедрения. Контактный способ одновременной приварки двух шипов к экранным трубам обладает рядом преимуществ перед дуговым способом. К ним прежде всего необходимо отнести:

1) возможность создания более простой и высокопроизводительной установки для приварки шипов, так как не требуются дозатор флюса, флюсоотсос, устройство для возбуждения дуги и др.

2) меньшая по сравнению с дуговой стоимостью сварки, так как при контактном способе не требуются вспомогательные материалы.

Высокая производительность контактного способа приварки шипов может быть достигнута на специализированной машине. Такая машина должна работать по автоматическому циклу и выполнять следующие операции: подачу заготовок шипов в контактные зажимы; прижим шипов к трубе; собственно приварку шипов; разжатие зажимов и передвижение трубы на расстояние, равное заданному шагу приварки.

Подготовка шипов и труб под контактную сварку должна быть следующей. Длина шипов выдерживается с допуском $\pm 0,25$ мм, что трудно достичь при отрезке их на автомате. Наружная поверхность шипов очищается во вращающемся барабане, а наружная поверхность трубы очищается с помощью пескоструйного аппарата.



О мнимой зависимости качества пара от содержания питательной воды

Канд. техн. наук Ю. М. Кострикин

Качество насыщенного пара котла определяется рядом факторов, в том числе и составом котловой воды. Если не менять условий эксплуатации агрегата и поддерживать постоянным состав котловой воды, то качество пара не должно претерпевать изменений. Поскольку содержание насыщенного пара определяется концентрацией котловой, а не питательной воды, то изменения состава этой последней, казалось бы, не должны отражаться на качестве пара, если концентрация котловой воды при этом не изменилась.

Однако на многих электростанциях отмечается изменение качества пара, оцениваемого по щелочности и по показаниям солемера, в зависимости от состава питательной воды, несмотря на поддержание постоянными не только условий эксплуатации котла, но и концентрации котловой воды.

У персонала этих электростанций создается представление, что содержание пара каким-то образом определяется и составом питательной воды, т. е. составом добавки. На этом основании выдвигаются соображения о необходимости ограничения добавки умягченной воды, хотя это ограничение вовсе не вызывается установленными для котловой воды нормами содержания.

Можно показать, что ухудшение качества пара при возрастании добавки умягченной воды является мнимым; оно определяется содержанием в последней аммиака и его соединений, и,

следовательно, на самом деле качество пара, оцениваемое содержанием в нем твердых веществ, способных отлагаться в пароперегревателях или на лопатках турбин, вовсе при этом не претерпевает ухудшения.

Для того чтобы убедиться в этом, следует рассмотреть балансовые уравнения для солей и аммиака.

Составим их в предположении, что солеотложения в пароперегревателе и на лопаточном аппарате турбин не образуются. Пусть паровой котел вырабатывает Q т/час пара, который используется на турбине с отбором; потери и безвозвратный отбор составляют q т/час; продувка котла p т/час; добавок с водоочистки $(p+q)$ т/час.

Если концентрацию солей в котловой воде обозначить через C_k , в умягченной — через $C_{x.o}$, а в паре — через C_n ; содержание аммиака и его соединений в паре — через N_n , а в умягченной воде — через $N_{x.o}$, то при установившемся равновесии можно составить балансы этих веществ, т. е. солей и аммиака.

Для солей

$$(p+q)C_{x.o} = p \cdot C_k + qC_n.$$

Для аммиака

$$(p+q)N_{x.o} = q \cdot N_n.$$

Щелочность пара, находящаяся аналитически, и его соледержание, указываемое солемером, при нормальной работе котла определяются именно аммиаком, т. е. величиной N_n ,

$$N_n = N_{x.o} \left(1 + \frac{p}{q} \right)$$

Таким образом, концентрация аммиака в паре всегда выше, чем в умягченной воде; только при $p=0$, т. е. при работе котла без продувки, эти величины становятся равными. Далее, концентрация аммиака в паре повышается при возрастании отношения $p : q$.

Если, например, вследствие повышения солевого состава умягченной воды размер продувки приходится увеличить, то это отразится и на концентрации аммиака в паре; щелочность его возрастет, повысится и показания солемера. Однако это не следует рассматривать, как ухудшение качества пара, так как содержание твердых веществ в нем осталось прежним, поскольку качество котловой воды не изменилось.

Из уравнения солевого баланса можно вывести соотношение

$$\frac{p}{q} = \frac{C_{x.o} - C_n}{C_k - C_{x.o}}$$

Подставляя эту величину в формулу для N_n , можно получить зависимость содержания аммиака в паре от химических характеристик котловой и умягченной воды

$$N_n = N_{x.o} \frac{C_k - C_n}{C_k - C_{x.o}}$$

Пренебрегая C_n , как величиной, ничтожно малой в сравнении с C_k , получаем:

$$N_n = N_{x.o} \frac{C_k}{C_k - C_{x.o}}$$

При соблюдении нормы котловой воды, т. е. величины C_k , неизменной, зависимость N_n от $C_{x.o}$ графически изображается гиперболой.

С ухудшением качества добавляемой воды концентрация аммиака в паре возрастает, так как увеличиваются продувка, а следовательно, и количество подаваемой в котел добавочной воды.

Очевидно, что увеличение добавки по причине возрастания безвозвратной отдачи пара не будет сопровождаться кажущимся ухудшением качества пара. При этом концентрация аммиака в паре не изменится, так как в той же степени, что и q , возрастет величина продувки, т. е. p .

Последнее справедливо, если составы котловой и умягченной воды не подвергались изменениям.

Итак, ухудшение качества пара, наблюдаемое на многих электростанциях как следствие ухудшения качества умягченной воды, является мнимым; при этом возрастает лишь содержание аммиака в паре, что и отражается на щелочности и показаниях солемера.

Такая зависимость с несомненностью указывает на присутствие аммиака в умягченной, а следовательно, и питательной воде электростанции.

Аналогично аммиаку, хотя и в меньшей степени, должна влиять и уголекислота, появляющаяся в паре вследствие распада бикарбоната натрия и соды в котловой воде. Несколько меньшая степень влияния уголекислоты на показания солемера обуславливается менее значительной, по сравнению с NH_4OH , диссоциацией H_2CO_3 (для NH_4OH $\kappa=1,79 \cdot 10^{-5}$, а для H_2CO_3 $\kappa_1=4,31 \cdot 10^{-7}$). Таким образом, одинаковое действие в отношении электропроводности будут оказывать различные концентрации аммиака и угольной кислоты; последней должно быть приблизительно в 40 раз больше. Тем не менее, влияние уголекислоты нельзя не принимать во внимание, так как ее концентрация в паре обычно во много раз превышает концентрацию аммиака. Так, в речных водах, не загрязненных стоками, содержание аммиака обычно составляет не более 0,2—0,3 мг/л, содержание же веществ, способных в котловой воде освобождать CO_2 , т. е. карбонатов и бикарбонатов, даже при самом благоприятном способе обработки этой воды, не снизится менее 1,5—2,0° Н. Это соответствует возможности выделения 10—15 мг/л CO_2 , т. е. ее влияние на электропроводность конденсата пара будет соизмеримо влиянию аммиака.

Изложенное показывает, с какой осторожностью надлежит эксплуатационному персоналу относиться к показаниям солемеров (в особенности солемеров без дегазации), а также к данным по щелочности конденсата пара.

□ □ □

Упрочнение вала ротора турбины и реконструкция концевых уплотнений

Проф. И. В. Кудрявцев и инж. К. М. Казанский

При ремонте двухцилиндровой турбины АЕГ встретилась необходимость в реконструкции концевых лабиринтовых уплотнений на цельнокованном роторе. Уплотнения были запроектированы в виде U-образных усиков, устанавливаемых на валу¹.

Для установки усиков потребовалась проточка на валу (диаметром 220 мм) кольцевых канавок (общим количеством 94) глубиной 3 мм и шириной 1,5 мм при закруглении дна канавок по радиусу в 0,75 мм. Это привело к некоторому понижению прочности вала.

Для указанных размеров вала и канавок теоретический коэффициент концентрации напряжений может быть определен значительной цифрой (около 3,2)*. Эффективный коэффициент концентрации напряжений при изгибе у дна канавок может быть принят минимально в 2,65. Указанные коэффициенты заставляют считаться со снижением прочности вала и появлением опасности усталостных разрушений при его эксплуатации.

Из практики известны случаи появления усталостных трещинок на валу турбин в зоне лабиринтовых уплотнений. Помимо концентрации напряжений следует считать и с коррозионным воздействием на вал как с фактором, значительно снижающим усталостную прочность.

Второе затруднение при установке уплотнительных усиков заключалось в выборе надлежащей технологии их установки.

В проточенную на валу кольцевую канавку вставляется профильная (U-образная) лента из нержавеющей стали. Между выступающими из канавки усиками этой ленты вставляется сплюснутая (прокаткой) проволока, которая и зачеканивается по всей длине канавки.

Указанные операции обычно в ремонтной практике производятся вручную, и качество крепления уплотнений в значительной степени зависит от опыта и навыка исполнителей.

В соответствии с изложенным в задачу работы входило упрочнить вал в зоне кольцевых канавок уплотнения и усовершенствовать технологию крепления уплотнительных усиков.

¹ Работа производилась под руководством авторов, при участии старшего мастера ЦНИИТМАШ В. П. Старостина, сотрудников станции А. Д. Саломатина и В. Д. Белова и нач. цеха Мосэнергомонтажа инж. Т. С. Иткиной.

* Концентрация напряжений в деталях машин (применительно к расчету на выносливость), „Листки для конструктора“, „Вестник машиностроения“, 1949, № 11.

Упрочнение вала в зоне кольцевых канавок

Одним из весьма действенных приемов повышения усталостной прочности стальных изделий является поверхностное наклепывание их обработкой дробью или обкаткой роликами². Особенно эффективно применение поверхностного наклепа для деталей с более или менее значительными концентрациями напряжений. Возникающие в результате поверхностного наклепа благоприятные остаточные сжимающие напряжения способны во многих случаях резко снизить чувствительность изделия к концентрациям на-

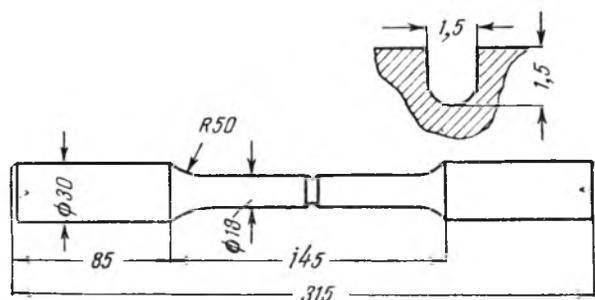


Рис. 1. Образец с кольцевыми канавками для испытаний на усталость.

пряжений. Повышение усталостной прочности в результате поверхностного наклепа стальных изделий с кольцевыми канавками достигает 200%.

В связи с этим было принято решение упрочнить вал обкаткой роликами по дну кольцевых канавок. Для подтверждения эффективности этого метода упрочнения были произведены следующие опыты.

Были изготовлены из нормализованной прутковой стали марки «45» цилиндрические образцы с кольцевыми канавками (рис. 1). Испытание этих образцов на усталость (переменный изгиб по симметричному циклу) производилось как до их упрочнения обкаткой роликами, так и после упрочнения двумя методами: а) обкатка роликом только дна канавки и б) обкатка роликами прилегающих к канавке буртов.

Несложное приспособление к токарному станку для осуществления указанных обкаток (рис. 2)

² И. В. Кудрявцев, Внутренние напряжения как резерв прочности в машиностроении, Машгиз, 1951.

Результаты испытаний обкатанных образцов из стали марки „45“

Состав и механические свойства стали после нормализации	Серия образцов	Предел выносливости при изгибе	
		кг/мм ²	%
Углерод 0,49% Кремний 0,38% Марганец 0,64% Сера 0,027% Фосфор 0,025% $\sigma_b = 74,8 \text{ кг/мм}^2$ $\sigma_s = 39,4 \text{ кг/мм}^2$ $\delta_5 = 20,3\%$ $\psi = 43\%$, $H_B = 207$ $a_k = 5 \text{ кгм/см}^2$	1. С канавками без упрочнений	13,7	100
	2. С канавками, обкатанными по дну	26,2	191
	3. С канавками, обкатанными поверху	16,7	122

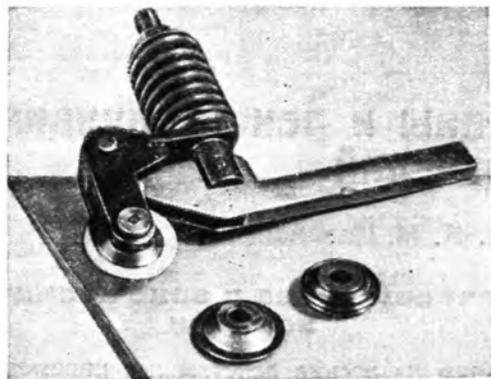


Рис. 2. Приспособление для производства обкатки канавок усталостных образцов и вала ротора турбины.

суппорта, и сила нажатия контролируется гарированной пружиной. Давление на ролик при обкатке указанных образцов было установлено в 100 кг (для первого и второго случаев). Обкатка дна канавок производилась дисковым роликом толщиной 1,45 мм, диаметром 55 мм и

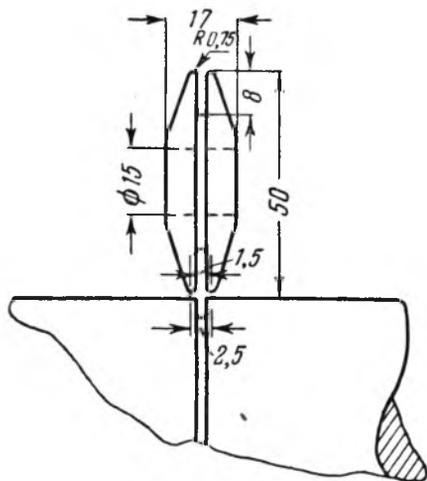


Рис. 3. Схема обкатки двойным роликом поверху.

профильным радиусом 0,75 мм. Размеры двойного ролика и схема обкатки им приведены на рис. 3. Результаты испытаний на усталость (табл. 1 и рис. 4) показывают значительное влияние обкатки на повышение предела выносливости образцов с канавками. Обкатка дна канавки повысила предел выносливости образцов почти в 2 раза (с 13,7 до 26,2 кг/мм²).

Помимо этого были проведены предварительные опытные обкатки кольцевых канавок на валу (из стали «50») того же диаметра, что и вал турбины (220 мм).

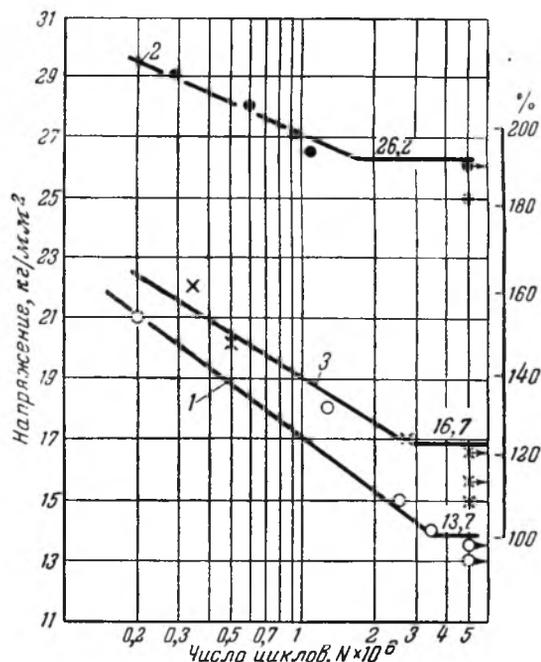


Рис. 4. Результаты испытаний на усталость образцов стали „45“ с кольцевыми канавками. 1—без обкатки; 2—с обкаткой по дну; 3—с обкаткой поверху.

Исследование распределения твердости металла в зоне канавок опытного вала после обкатки их роликами показало значительное повышение твердости у обкатанного дна канавки. Это является гарантией того, что в зоне канавок действительно имел место наклеп металла.

Обкатка канавок вала ротора турбины была произведена по дну при давлении на ролик в 150 кг. Размеры роликов те же, что и в предыдущем случае.

Закатка уплотнительных усиков

Отработка технологии закатки уплотнительных усиков производилась в ЦНИИТМАШ на опытном валу (из стали «50») диаметром 220 мм. Разработанная технология сводится к следующему:

1) проточка кольцевых канавок специальным профильным резцом;

2) обкатка дна канавок роликом (диаметр 55 мм, толщина 1,45 мм, профильный радиус 0,75 мм, давление на ролик 150 кг);

3) закатка U-образной профильной ленты в канавки при помощи ролика при незначительном давлении (размеры ролика: диаметр 50 мм, толщина 0,9 мм);

4) закатка роликом сплюсненной до 0,9 мм проволоки диаметром 1,5 мм (давление на ролик 15—20 кг, размеры ролика те же, что и в предыдущей операции);

5) обкатка двойным роликом поверху (рис. 3);

6) подрезка усиков по размеру резцом.

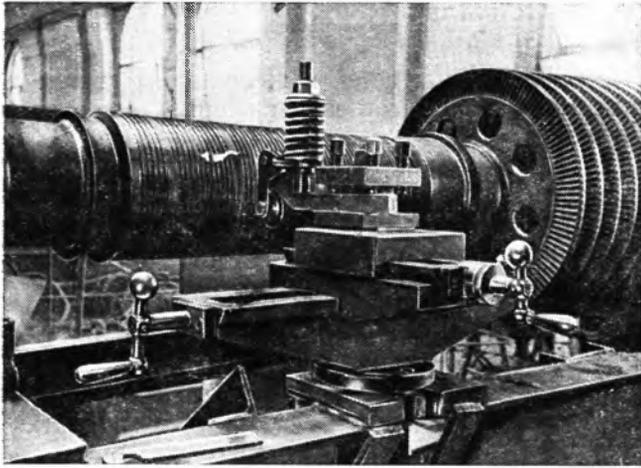


Рис. 5. Общий вид вала турбины с приспособлением для обкатки канавок.

Эта технология была применена на валу турбины, изготовленном из стали с содержанием состава: углерода 0,21%, кремния 0,93%, марганца 0,42%, серы 0,017%, фосфора 0,01%, хрома 1,13%, ванадия 0,10% и молибдена 0,86%. Общий вид вала турбины во время обкатки канавок показан на рис. 5.

В связи с тем, что рабочая температура турбины в зоне уплотнений достигает $\sim 420^\circ$, может возникнуть вопрос о сохранении эффекта наклепа канавок при этой температуре.

Ответ на этот вопрос дают следующие экспериментальные данные, полученные в ЦНИИТМАШ ранее³. Были проведены испытания на усталость при различных высоких температурах образцов хромомолибденовой стали 30ХМ, близкой по составу к стали вала турбины (табл. 2). При этом сравнивались между собой пределы выносливости (при изгибе) обкатанных и необкатанных образцов с кольцевыми надрезами (диаметр образца 10 мм, кольцевой надрез глубиной 0,4 мм с радиусом закругления 0,2 мм).

Таблица 2

Результаты испытаний на усталость образцов стали 30ХМ

Температура испытания, °С	Предел выносливости надрезанных образцов, кг/мм ²		Повышение предела выносливости в результате обкатки, %
	без обкатки	с обкаткой	
20	25,5	39,2	53,7
300	18,5	31,5	70,2
400	18,7	31,7	69,5
500	14,5	27,2	87,5
600	11,5	16,5	43,4

Как видно из таблицы, повышение предела выносливости в результате обкатки выражается весьма высокими цифрами и сохраняется для интервала температур от 20 до 500°С. Только при температуре 600°С эффективность обкатки становится несколько меньшей.

Таким образом, экспериментальные исследования показали, что эффективность обкатки канавок вала должна сохраниться и при высоких эксплуатационных температурах.

Разработанный способ упрочнения вала турбины и технология закатки уплотнительных усиков могут найти успешное применение и на других электростанциях при производстве аналогичных работ.

³ И. В. Кудрявцев и Л. И. Савко, Исследование усталостной прочности специальных сталей при высоких температурах, Сборник „Усталостная прочность стали“, ЦНИИТМАШ, книга 43, Машгиз, 1951.

□ □ □

Некоторые вопросы эксплуатации городских тепловых сетей¹

Доктор техн. наук Е. Я. Соколов

За 20 лет, прошедших после исторического постановления Июньского пленума ЦК ВКП(б) (1931 г.) о развитии теплофикации, в СССР построено большое количество районных и промышленных теплоэлектроцентралей. По размерам комбинированной выработки электроэнергии на базе теплового потребления и протяженности тепловых сетей СССР превосходит все страны Западной Европы вместе взятые.

Непрерывно совершенствуются и развиваются мощные теплофикационные системы в Москве, Ленинграде, Киеве, Харькове, Ярославле, Новосибирске и других городах. Во многих городах осуществляется в последние годы сплошная теплофикация. К тепловым сетям присоединяются как крупные здания, имеющие центральное отопление, так и малые здания, в которых существующее печное отопление переоборудуется на центральное.

Протяженность тепловых сетей многих наших городов исчисляется десятками, а иногда и сотнями километров. В Москве в настоящее время находится в эксплуатации тепловая сеть протяженностью по трассе около 200 км.

Радиус действия тепловых сетей многих теплоэлектроцентралей достигает 10 и более километров. Радиус действия ряда московских тэц превышает 6 км. Радиус действия харьковской теплоэлектроцентрали достигает 12 км.

Тепловые сети работают, как правило, безаварийно и обеспечивают бесперебойное теплоснабжение абонентов.

В крупных городах (Москва, Ленинград и др.), снабжаемых теплом от нескольких теплоэлектроцентралей, возникла уже реальная необходимость блокировки тепловых сетей и организации параллельной работы тепловых сетей нескольких тэц на общее кольцо, т. е. в объединении тепловых сетей отдельных теплоэлектроцентралей в теплофикационную систему.

Долговечность системы теплоснабжения

В СССР решена задача предупреждения внутренней коррозии в закрытых водяных системах теплоснабжения, приводившей в первые годы развития теплофикации к быстрому выходу

¹ На основе доклада на Совещании по эксплуатации тепловых сетей (Москва, 1951 г.).

из строя тепловых сетей и абонентских систем в ряде городов и к серьезным неполадкам в эксплуатации.

Эта задача решена путем поддержания постоянного избыточного давления во всех точках системы теплоснабжения и подпитки сети (восполнения утечек) химически очищенной, деаэрированной водой или водой со стабилизированной жесткостью.

Однако водному режиму тепловых сетей и в настоящее время не везде уделяется то внимание, которого он заслуживает. Некоторые системы теплоснабжения применяют для подпитки недостаточно умягченную воду. В отдельных системах допускается одновременный ввод в сеть сырой воды и воды из непрерывной продувки без соответствующей фильтрации. Иногда применяется для подпитки недеаэрированная вода с высоким содержанием кислорода, значительно превосходящая 0,1 мг/л, предусмотренных «Правилами технической эксплуатации».

Все эти обстоятельства способствуют внутренней коррозии системы, зарастанию сети накипью и шламом, что, в свою очередь, вызывает резкое повышение гидравлического сопротивления системы.

В таблице дана сводка анализов сетевой и подпиточной воды в тепловых сетях Москвы за январь 1950 г. при числе анализов по каждому району 12—13 за месяц.

Район	Сетевая вода		Подпиточная вода	
	Средняя жесткость, оН	Содержание O ₂ , мг/л	Средняя жесткость, оН	Содержание O ₂ , мг/л
1	0,42	0	0,32	0,3
2	1,0	0	0,1	2,1
3	0,75	0	0,07	0,07
4	0,17	0,02	0,09	0,02
5	0,14	0	0,08	2,08
6	9,45	0,04	9,5	1,26
7	0,65	0,02	0,08	2,46

Из этой таблицы видно, что в ряде районов, как, например, в районах 2, 5 и 7, для подпитки применяется вода, содержащая свыше 2 мг/л растворенного кислорода.

В циркуляционной воде этих районов обнаруживаются только следы кислорода. Это указывает на интенсивное поглощение кислорода ме-

таллом трубопроводов и связанную с этим внутреннюю коррозию.

Вскрытие магистральных тепловых сетей 4-го района Теплосети Мосэнерго в 1950 г. показало наличие в трубопроводах отложений накипи и продуктов коррозии толщиной в отдельных местах до 3—4 мм. Об этом же свидетельствуют гидравлические испытания тепловых сетей 4-го района Теплосети Мосэнерго, проведенные Производственной лабораторией теплосети. Действительные гидравлические сопротивления отдельных участков тепловых сетей, проработавших 10—12 лет, превышают расчетные гидравлические потери в 1,5—2 раза. Эти же испытания показывают, что в трубопроводах, проработанных недавно и не бывших в работе, гидравлические сопротивления примерно в 1,5 раза меньше расчетных.

Гидравлические испытания тепловых сетей 5-го района Теплосети Мосэнерго, проведенные Кафедрой промышленной теплоэнергетики МЭИ в 1950 г., также показывают значительные возрастания гидравлических сопротивлений по сравнению с расчетными.

Такое неблагоприятное положение имеет место не только в тепловых сетях Москвы, но и во многих других городах.

Так, например, в Лосевском районе Харькова тепловые сети подпитываются сырой необработанной водой, что неизбежно должно привести к зашламлению и внутренней коррозии этих сетей.

Особенно недопустимо низкое качество подпиточной воды в открытых системах при наличии непосредственного водоразбора.

В системах с непосредственным водоразбором необходимо обеспечить не только деаэрацию и смягчение подпиточной воды или стабилизацию ее жесткости, но и ее осветление.

Эти обязательные условия часто не соблюдаются на практике. В качестве примера можно привести тепловые сети г. Ярославля, которые при наличии непосредственного водоразбора подпитывались в течение ряда лет недостаточно смягченной водой. В результате гидравлическое сопротивление этих сетей возросло по сравнению с расчетным в 2—2,5 раза.

В условиях широкого развития городской теплофикации паровые системы теплоснабжения имеют в настоящее время вспомогательное значение. Эти системы применяются главным образом в промышленных районах, где требуется значительное количество тепла среднего потенциала для технологических целей.

Одной из очередных задач в области промышленного теплоснабжения является снижение тепловых потерь в паровых системах и защита конденсаторов от коррозии. Основное решение задачи заключается в ликвидации мест подсоса воздуха в конденсаторную систему и в переходе на закрытые системы сбора и возврата конденсата, т. е. системы, все точки которых находятся под избыточным давлением. Пролетный пар и пар вторичного вскипания, отводимый из конденсаторных систем, должны подаваться непосредственно или с помощью пароструйных

компрессоров в приборы местной системы для использования.

При невозможности осуществления закрытых схем сбора и возврата конденсата следует защищать поверхность конденсата в открытых сборных баках сталестружечными фильтрами от аэрации или же производить обескислороживание конденсата у абонентов с помощью сталестружечных фильтров, устанавливаемых на конденсаторпроводах, после сборных баков.

Работы, проведенные научно-исследовательскими и проектными организациями (ВТИ, МЭИ, ТЭП) дают основные, принципиальные решения в области рациональных схем сбора и возврата конденсата.

Наружная коррозия трубопроводов подземных тепловых сетей является бичом теплофикации. Ежегодно из-за наружной коррозии выходят из строя участки трубопроводов значительной длины. Подземные теплопроводы подвергаются как почвенной коррозии, так и коррозии от блуждающих токов.

Опыт эксплуатации показывает, что в большинстве случаев наружная коррозия бесканальных теплопроводов идет более интенсивно, чем в каналах, что объясняется усиленным увлажнением изоляции бесканальных прокладок из-за непосредственного контакта теплоизоляционной конструкции и окружающего грунта.

Покрытие трубопроводов при монтаже кузбасским лаком оказалось неэффективным. При температуре около 100°С бензол из кузбасского лака отгоняется, остается одна угольная пыль, которая не защищает трубопровода от наружной коррозии.

Недостаточно удовлетворительными оказались также покрытия трубопроводов битумными обмазками в первую очередь из-за легкоплавкости этих обмазок. Во многих случаях это, очевидно, объясняется недостаточно удачным подбором марки битума и наполнителей.

Весьма важной задачей является изучение качества битумных покрытий и разработка методов подбора материала покрытий и технологии их нанесения на трубопроводы. Чрезвычайно желательным является организация нанесения защитных покрытий на заводе.

Наиболее радикальный путь защиты подземных трубопроводов от почвенной коррозии заключается в выполнении теплоизоляционной конструкции теплопроводов из гидрофобных материалов. Одним из таких материалов, освоенных советской промышленностью, является пеностекло с замкнутыми порами. Гидрофобная изоляция защитит в значительной мере трубопроводы также от блуждающих токов вследствие более низкой электропроводности такой изоляции.

Одним из основных путей борьбы с блуждающими токами является возможное ослабление этих токов путем улучшения качества между-рельсовых соединений и повышения электрического сопротивления трубопроводов при помощи различного рода электроизолирующих прокладок во фланцевых соединениях, а также повышения электрического сопротивления между теплопроводом и грунтом при помощи различных поверхностных покрытий.

При проектировании новых тепловых сетей необходимо проводить тщательное обследование намечаемой трассы теплопроводов с точки зрения коррозионных свойств грунтов и наличия блуждающих токов и предусматривать защиту трубопроводов от наружной коррозии.

Плотность системы теплоснабжения

Исключительно важное значение имеет плотность теплофикационной системы.

Многие теплофикационные системы добились высокой плотности. В качестве примера можно привести тепловую сеть Москвы, где величина утечки за последние 5 лет (с 1945 по 1950 г.) снизилась на 20% — с 2,9 до 2,4 л/час на 1 м³ емкости.

В летнее время утечка в Московской тепло-сети достигает примерно 1,5 л/м³ час.

Однако даже в московской системе, имеющей высокую плотность, каждые 16—18 суток происходит полный обмен воды, т. е. вода обменивается примерно 12 раз за отопительный сезон.

Значительно больше утечка в других теплофикационных системах.

Повышенной плотности системы московские теплофикаторы добились путем проведения ряда мероприятий, которые могут быть рекомендованы для использования и в других системах.

В Москве проводится ежегодная гидравлическая опрессовка всех тепловых сетей, при которой удается своевременно обнаружить корродированные участки.

Налажен постоянный эксплуатационный контроль за плотностью местных систем. Каждая местная система 1—2 раза в месяц проверяется на плотность путем отключения системы от подающей линии и измерения в этот момент величины утечки при помощи шунтирующих водометров, включенных на обратной линии ввода.

В ряде случаев плотность местных систем проверяется по темпам падения давления в отключенных от сети местных системах. Значительный интерес представляет разработанный для этой цели Производственной лабораторией Теплосети метод оценки степени плотности системы помощью тарированных утечек.

Для борьбы с самовольными отключениями и спусками воды из местных систем в Москве применяется установка на абонентских вводах запломбированных манометров с контрольной стрелкой. С этой же целью пломбируются задвижки на обратных и дренажных линиях.

Тепловой режим сети

В ряде случаев неудовлетворительно выполняется тепловой режим тепловых сетей. Температурный график в тепловых сетях часто не выдерживается из-за недостаточной мощности котельной теплоэлектроцентрали или недостаточной поверхности нагрева станционных подогревателей.

В результате невыполнения температурного графика нарушается нормальный температурный режим местных абонентских систем и снижается

температура воздуха в отапливаемых помещениях.

Наружные температуры, указываемые ГОСТ в качестве расчетных для отопления, определяют отопительную нагрузку с известным запасом. Имеется возможность некоторого повышения расчетной наружной температуры для ряда районов и соответствующей корректировки температурного режима тепловой сети.

Однако нельзя произвольно снижать температуру воды в сети, что часто наблюдается на практике. Например, при максимальной температуре воды в сети по расчетному графику, равной 130°С, фактическая температура воды при расчетной наружной температуре не превышает в Иванове 93°С, в Харькове 105°С.

В результате нарушения температурного графика ухудшаются температурные условия в абонентских системах.

Часто наблюдаются значительные нарушения температурного режима даже в период сравнительно высоких наружных температур.

Как правило, отопительный режим ведут, ориентируясь на отстающие помещения, с тем, чтобы в них приблизить внутреннюю температуру к нормальной, а это неизбежно приводит к перегреву других помещений здания.

Основная причина такого положения заключается в плохой начальной регулировке местных систем.

В условиях эксплуатации этот недостаток приходится выправлять путем увеличения циркуляционного расхода воды в местной системе. Наиболее просто это сделать путем увеличения коэффициента смешения элеваторов, установленных на вводах. Однако этот метод применим только для систем, располагающих большим напором на вводе, т. е. в основном для систем, находящихся на начальных и промежуточных участках тепло-сети. У концевых абонентов, где напор мал, невозможно получить с помощью элеваторов большие коэффициенты смешения.

Необходимо в процессе эксплуатации непрерывно изучать местные системы, а в период летнего ремонта устранять все обнаруженные «узкие» места: загрязненные участки, недостаточную поверхность отопительных приборов и т. д.

Автоматизация абонентских вводов

Многие сложные, нерешенные в течение ряда лет вопросы регулирования отпуска тепла находят положительное решение при автоматизации теплофикационных систем, являющейся в настоящее время первоочередной задачей советской теплофикации.

В настоящее время в Московской теплосети число автоматизированных вводов превышает 100. В ближайшие один-два года в Москве будут созданы районы сплошной автоматизации.

Автоматизация абонентских отопительных вводов позволяет перевести тепловую сеть на круглосуточную работу в течение всего отопительного периода и повысить уровень минимальной температуры воды в подающей линии тепловой сети с 60 ÷ 70 до 90 ÷ 100°С.

Благодаря переходу на круглосуточную работу и повышению минимальной температуры воды в подающей линии резко снижается поверхность нагрева местных водоводяных подогревателей и уменьшается удельный расход воды в сети горячего водоснабжения. Все это снижает удельные начальные затраты и эксплуатационные расходы и позволяет повысить долю бытовой нагрузки в суммарной нагрузке тэц.

В настоящее время нагрузка горячего водоснабжения удовлетворяется теплофикацией во многих городах в незначительных размерах. Например, в Москве максимум бытовой нагрузки составляет только около 7% от максимальной тепловой нагрузки сети.

Качество бытового теплоснабжения также невысоко. В периоды прохождения утренних и вечерних пиков электрической нагрузки, когда температура воды в сети снижается, падает также температура воды в системе горячего снабжения у абонентов.

Неблагополучно также и в системах с непосредственным водоразбором. В периоды регулирования центральными пропусками абоненты получают воду для горячего водоснабжения низкой температуры.

Это обстоятельство заставляет отказываться от регулирования центральными пропусками в системах с непосредственным водоразбором, что в настоящее время и делает теплосеть г. Ивана и других городов.

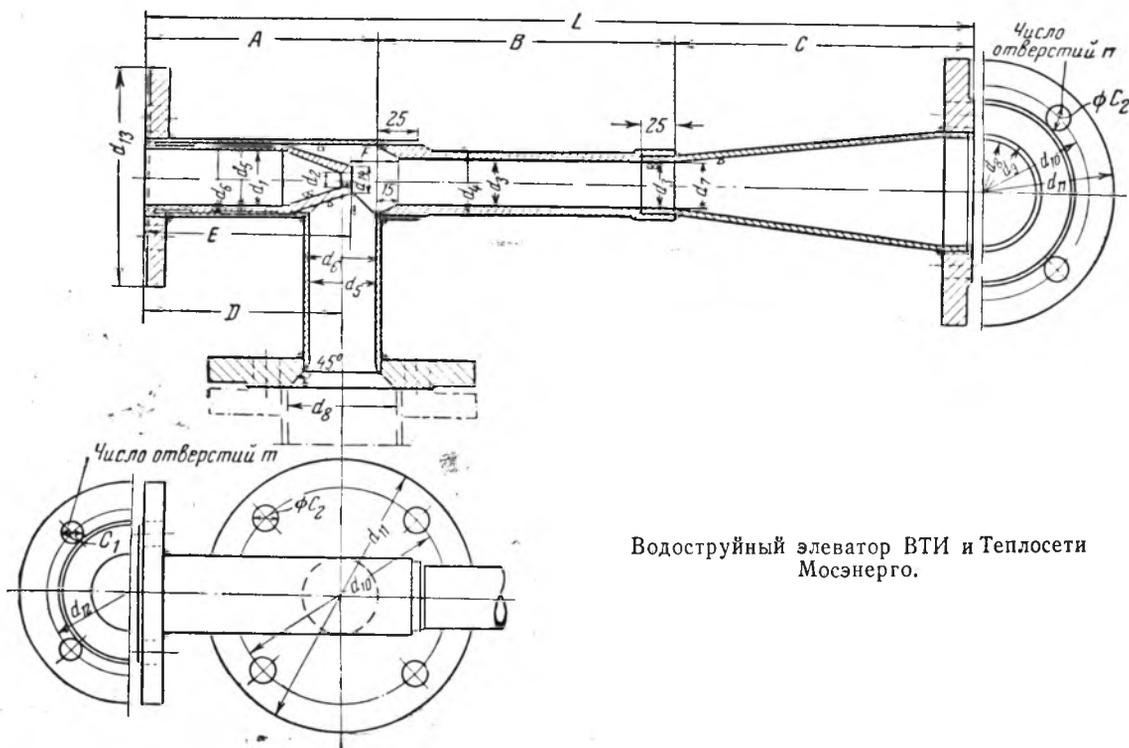
Однако при отказе от центральных пропусков имеет место значительный перерасход тепла на отопление в период повышенных наружных температур.

Все эти трудности будут устранены при сплошной автоматизации абонентских вводов.

Работа оборудования абонентских вводов

Значительное повышение коэффициента смешения на абонентском вводе может быть получено при применении рациональных конструкций элеваторов. Одной из таких конструкций является элеватор ВТИ и Теплосети Мосэнерго.

В ряде случаев удается значительно улучшить работу элеваторов, установленных на абонентских вводах, путем правильного выбора диаметра сопла, расстояния сопла от камеры смешения, а также устранения расцентровки.



Водоструйный элеватор ВТИ и Теплосети Мосэнерго.

№ элеватора	Основные размеры, мм																									
	L	A	B	C	D	E	F	K	d ₁	d ₂	d ₃	d ₄	d ₅	d ₆	d ₇	d ₈	d ₉	d ₁₀	d ₁₁	d ₁₂	d ₁₃	d ₁₄	t	C ₁	π	C ₂
1	425	130	90	205	110,25	130	15	110	31,5		15	27	39,5	44,5	23	51	59	125	165	110	150	8	4	18	4	18
2	425	130	115	180	110,25	100	20	110	31,5	По расчерту	20	32	39,5	44,5	28	51	59	125	165	110	150	10	4	18	4	18
3	625	165	140	320	136,5	130	25	155	43		25	37	51	57	33	82	90	160	200	125	165	15	4	18	8	18
4	625	170	165	290	144,5	125	30	155	43		30	42	51	57	38	82	90	160	200	125	165	15	4	18	8	18
5	625	161	194	270	135,5	104	26	155	43		36	48	51	57	44	82	90	160	200	125	165	18	4	18	8	18
6	720	175	245	360	130,5	99	46	175	74		46	58	82	89	54	100	108	180	220	160	200	23	8	18	8	18
7	720	175	300	245	130,5	131	59	175	74		59	71	82	89	54	100	108	180	220	160	200	30	8	18	8	18

Примечания: 1. Сортамент труб по ГОСТ 301-44
2. Размеры фланцев по ОСТ 747.

У абонентов, располагающих избыточным напором на вводе, надо выбирать диаметр сопла элеватора, исходя из использования в нем всего располагаемого напора, что наряду с повышением гидравлической устойчивости местной системы приводит к увеличению срока службы регулирующих задвижек на вводе, которые в этом случае могут быть постоянно полностью открыты.

В Москве и в других городах находят широкое применение на абонентских вводах секционные водоводяные подогреватели конструкции Теплосети Мосэнерго.

В последние годы выявились некоторые недостатки этих аппаратов. Наблюдается выход из строя абонентских подогревателей из-за коррозии линзовых компенсаторов, установленных на их корпусах.

Смена линз представляет сложную операцию. Линзы приходится вырезать из корпуса автогенном и на их место устанавливать компенсатор из двух полулинз, свариваемых на месте. Учитывая это обстоятельство, следует перейти на применение линз из нержавеющей стали. Наблюдается также заметное снижение тепловой производительности секционных абонентских подогревателей из-за зарастания накипью и шламом в процессе эксплуатации.

Для улучшения работы подогревателей можно рекомендовать их периодическую кислотную промывку.

Расход электроэнергии на перекачку теплоносителя

В настоящее время расход электроэнергии еще велик, достигая 15—20 квтч/мекал.

Столь высокое значение удельного расхода электроэнергии на перекачку вызывается современными методами регулирования отпуска тепла, отсутствием автоматизации и низкой гидравлической устойчивостью системы, а также большими, часто неоправданными гидравлическими потерями в тепловых сетях и станционных коммуникациях.

Для снижения расхода электроэнергии на перекачку необходимо повысить гидравлическую устойчивость тепловых сетей путем переноса всего избыточного напора со станционных и сетевых задвижек на абонентский ввод.

Необходимо ликвидировать «пережимы» в тепловых сетях и на станциях.

В летний период, когда остается только нагрузка горячего водоснабжения и расходы воды значительно снижаются, надо применять низконапорные насосы.

Значительное снижение расхода электроэнергии дает повышение расчетного графика темпе-

ратур в сетях, что осуществляется в настоящее время в ряде районов Москвы и в тепловых сетях других городов.

Тепловые потери в сетях

В настоящее время тепловые потери в сетях весьма значительны.

Непрерывный рост тепловых потерь в сетях свидетельствует об ухудшении состояния тепловой изоляции, особенно тепловой изоляции старых прокладок.

Необходимо разработать упрощенные методы восстановления тепловой изоляции без разрытия теплопроводов. К таким методам можно отнести заливку каналов жилким пенобетоном, применение различных способов наддува каналов засыпной изоляцией и др.

Необходима дальнейшая работа над усовершенствованием конструкций теплопроводов, так как даже лучшие современные конструкции имеют существенные недостатки

Например, конструкция теплопровода в железобетонных оболочках с засыпной изоляцией недостаточно удовлетворительна в отношении качества выполнения изоляции. В условиях ручной укладки плотность заполнения канала минеральной ватой не получается равномерной. Местами остаются незаполненные пазухи.

Из-за неточного выполнения размеров железобетонных оболочек и непрямолинейности оси прокладываемых трубопроводов зазор между трубой и оболочкой, а следовательно, и толщина изоляции получаются неодинакового размера по поверхности трубы.

Монолитная ленинградская пенобетонная конструкция теплопровода уязвима в смысле увлажнения. Борулиновое наружное покрытие не является надежной гарантией от увлажнения, а при увлажнении изоляционные качества пенобетона резко ухудшаются.

В смысле повышения долговечности сборной изоляционной конструкции в канальных прокладках заслуживает положительной оценки применение асбоцементной штукатурки поверх металлического бандажа. Асбоцементная оболочка предохраняет несущую арматуру изоляции от коррозии, отчего увеличивается долговечность сборной изоляционной конструкции.

С точки зрения долговечности изоляционной конструкции и длительного сохранения высоких термических свойств большие перспективы имеет пеностекло с замкнутыми порами. ВТИ совместно с МХТИ разработал конструкцию монолитной пеностеклянной изоляции. Эта конструкция должна пройти опытную промышленную проверку.



Установка для получения молотой негашеной извести

Инж. К. Б. Карташев

Успешное внедрение в строительную практику молотой негашеной извести в очень большой степени зависит от правильного решения проектных вопросов, связанных с созданием наиболее приемлемого типа помольной установки. Основным условием в решении этой задачи является полное соответствие производительности установок с потребностью строительной организации или отдельной стройки в молотой извести-кипелке, запас которой строго ограничивается сроком хранения вследствие ее неустойчивости и способности легко вступать в процесс гашения даже от атмосферной влажности.

Завышение производительности помольных установок при таком положении может привести к невозможности использования их полной производственной мощности, особенно при большой разбросанности строек.

Не менее важным является также правильное решение в отношении компактности установки, применения минимального количества механизмов и простоты монтажа оборудования. При излишнем насыщении установки всякого рода вспомогательным оборудованием значительно удорожается стоимость ее и создаются затруднения в комплектовании оборудования.

Для строительств Министерства электростанций является наиболее целесообразным создание небольших децентрализованных помольных установок, обслуживающих отдельные строительства и не рассчитанных на производство товарной продукции, так как по своим свойствам молотая негашеная известь нетранспортабельна на дальние расстояния, требует большой осторожности при перевозках, а срок хранения ее до употребления в дело не может превышать 14 дней.

Перевозка навалом в автомашинах или железнодорожных вагонах недопустима, нужна специальная тара. Опыт хранения и перевозки кипелки в бумажных мешках показал непригодность этого вида тары, так как такие мешки приходят в негодность на шестой-седьмой день хранения в них извести. Контейнерная перевозка до настоящего времени практически не решена вследствие отсутствия удовлетворительных типов контейнеров.

Перечисленные трудности, связанные с производством молотой негашеной извести в больших количествах на централизованных установках и с ее транспортировкой на другие стройки, заставили искать новых проектных решений в со-

здании такого типа помольной установки, которая бы отвечала потребности наших строек.

В этом отношении безусловный интерес представляет проект помольной установки, разработанный трестом «Уралэнергострой». Следует отметить, что указанный проект является первым опытом в создании помольных установок малой производительности и что он еще не решает всех вопросов производства молотой негашеной извести и изготовления местных вяжущих на ее основе, но исходные положения, принятые в основу разработки технологической части проекта, правильны и целиком отвечают требованиям большинства строительных организаций МЭС.

Основные показатели установки следующие:

Производительность	до 1 $m^3/час$
Установленная мощность двигателей	41,0 кв
Количество обслуживающего персонала	7 чел.
Вес металлоконструкций и нестандартного оборудования	10,5 т
Кубатура здания	550 m^3
Площадь застройки	110 m^2
Ориентировочная стоимость установки	300 тыс.руб.

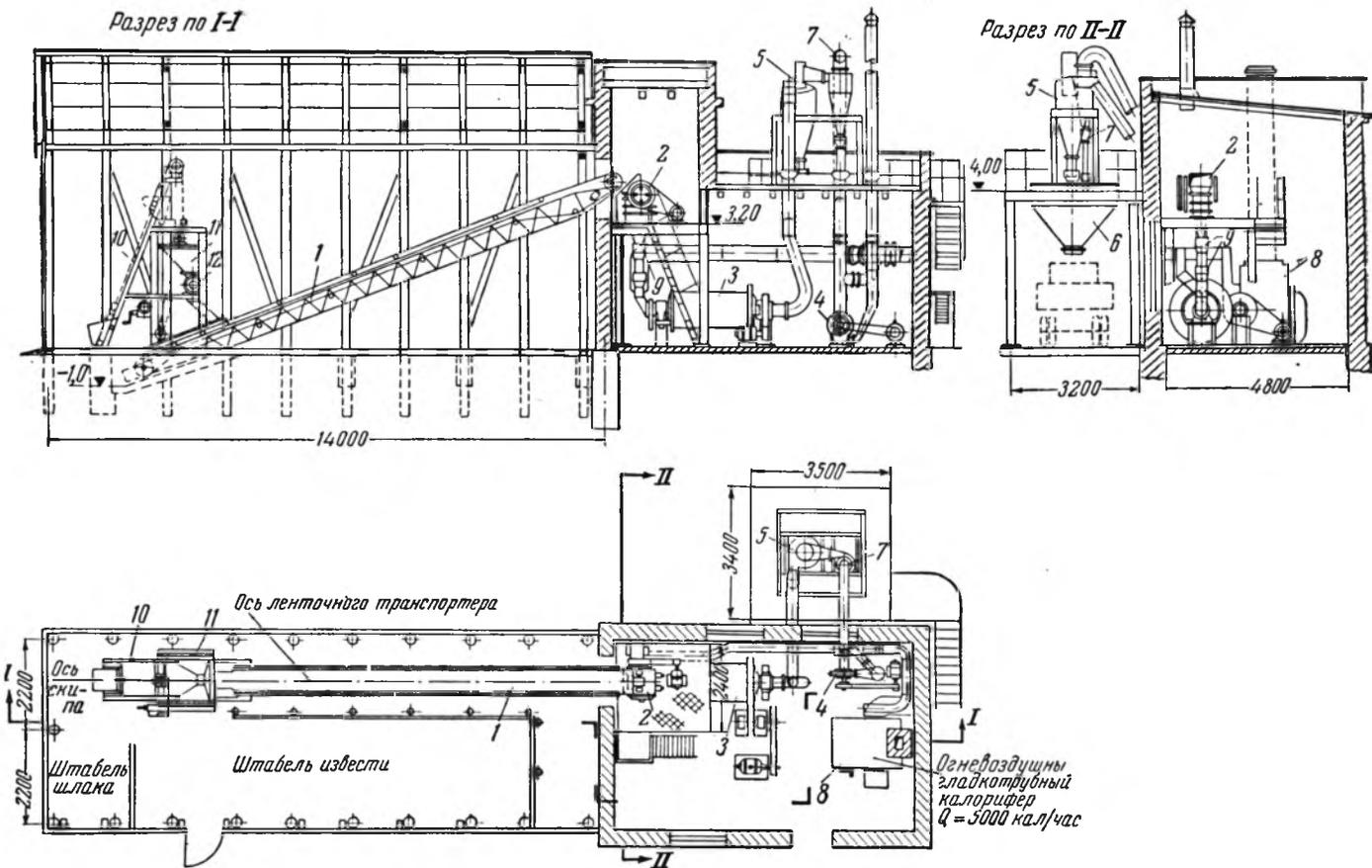
Основное технологическое оборудование установки состоит из шаровой однокамерной мельницы СМ-15, отделителей пыли диаметром 750 и 500 мм, центробежного вентилятора № 5 высокого давления системы Косточкина, щековой камнедробилки типа КС-1,5 МГЖС производительностью 1—2,5 $t/час$, передвижного ленточного транспортера длиной 10 м, огневоздушного гладкотрубного калорифера на 50 тыс. $kcal/час$.

Технологическая схема помольной установки следующая.

Комовая негашеная известь в кусках крупностью до 100—120 мм загружается на ленточный транспортер 1 (см. рисунок) и поступает по нему на щековую дробилку 2, установленную на специальной площадке над приемным бункером шаровой барабанной мельницы. Дробленый материал с конечной крупностью фракций, не превышающей 20—30 мм, самотеком поступает в шаровую мельницу 3, где размалывается в порошок тонинной, соответствующей следующим требованиям: остаток на сите 900 $отв/см^2$ не должен превышать 2% просеиваемой пробы и остаток на сите 4900 $отв/см^2$ —20% пробы.

Тонина помола и производительность мельницы регулируются количеством проходящего через мельницу воздуха.

Извлечение размолотой извести из мельницы производится потоком воздуха, просасываемого



через нее за счет разрежения, создаваемого вентилятором 4. Регулировка воздушного потока производится шибером, установленным перед вентилятором.

После помола в мельнице смесь известковой пыли с воздухом попадает в пылевой циклон 5 диаметром 750 мм, расположенный вне здания, над бункером готовой продукции 6, в который и поступает из циклона размолотая известь. Вторичная очистка воздуха производится во втором последовательно включенном циклоне 7 диаметром 500 мм.

Степень очистки воздуха двумя последовательно работающими циклонами при работе на тонкомолотой известки-кипелке не превышает 90—92% и практически может снижаться до 70%. Во избежание уноса оставшейся после очистки в воздухе молотой извести в объеме 10—30% при выхлопе из второго циклона непосредственно в атмосферу система воздухопроводов закольцована между выпускным патрубком вентилятора и приемной воронкой мельницы. Предусмотрена также возможность подсоса горячего воздуха из calorифера 8 и выброса циркулирующего в системе воздуха в атмосферу. Такое устройство системы воздухопроводов позволяет производить многократную циркуляцию воздуха через мельницу, частично выпускать его в атмосферу и частично восполнять циркулирующий в системе воздух сухим подогретым воздухом из calorифера.

Для устранения пыления и выбрасывания частиц извести в помещение подвод воздуха в мельницу осуществлен после двух последовательно установленных мигалок 9 на тракте подачи дробленой извести.

Бункер для хранения молотой кипелки 6 располагается вне здания и защищен навесом. Выдача готовой продукции предусмотрена в жесткую тару (контейнеры).

Растворы из молотой негашеной извести обладают большой жесткостью и быстрой схватываемостью. Поэтому перед помолом или в процессе его требуется введение в известь пластификаторов и замедлителей схватывания (глины, гипсового камня, песка, шлака).

Добавление пластификаторов для совместного помола с комовой известью осуществляется следующим образом. Песок или шлак из штабелей сухих добавок загружается в скиповый подъемник 10 у приемного бункера 11 и, пройдя через него, поступает на ленточный транспортер, одновременно загружаемый и комовой известью. Смесь комовой негашеной извести с добавками попадает в дробилку, и дальнейший процесс происходит по описанной уже технологической схеме. Дозировка добавок, поступающих на транспортер, производится барабанным дозатором 12, установленным у выходной горловины бункера.

Привод дозатора осуществляется от барабана транспортера посредством текстропной передачи. Влажность пластифицирующих добавок перед загрузкой в приемный бункер не должна превышать 0,5—1,0%. В случае повышенной влажности добавок подсушка их должна производиться вне помещения помольной установки.

При размолке низкосортной извести с большим содержанием недожиги или естественных добавок в виде кварцевых включений, доломита и прочих примесей добавление пластификаторов производить не следует.

Таким образом, описанная помольная установка решает вопрос размолу низкосортной или доломитизированной извести и может быть рекомендована также для размолу извести с одновременным введением сухих пластифицирующих добавок. Для изготовления местных вяжущих на основе молотой негашеной извести (что является наиболее экономичным) потребуется доработка проекта в части организации сушильного отделения и возможности производства одновременной дозировки нескольких компонентов местного вяжущего, которых, как правило, бывает не менее трех: гранулированный шлак — негашеная известь — гипс; трепел — известь — гипс; котельные шлаки — известь — гипс и т. д. Необходимо будет предусмотреть установку специального бункера на два или на три отсека с индивидуальными барабанными дозаторами, через которые отдельные составляющие будут поступать на транспортерную ленту и с нее на совместный размол в мельницу. При устройстве двухсекционного приемного бункера загрузку комовой кипелки и гипса следует производить в один из отсеков бункера, в сумме они будут составлять от 20 до 35% смеси, а во второй отсек загружать от 80

до 65% основной добавки шлака, трепела и т. д. в зависимости от наличия их на данной стройке.

Такая схема потребует предварительного дробления комовой извести перед загрузкой ее в приемный бункер, так как иначе не сможет быть произведена дозировка извести барабанным дозатором.

Чтобы не менять технологическую компоновку подготовительного отделения установки, т. е. оставить дробление извести после дозировки и составления смеси на транспортере, можно один барабанный дозатор на приемном бункере заменить другим типом объемного дозатора, позволяющим производить дозировку комовой извести крупностью до 100—120 мм.

Для подсушки добавок при помольной установке должно быть организовано сушильное отделение. Для данного типа установки может быть рекомендовано огневое трубчатое сушило взамен барабанного, имеющего большую производительность.

Во всех остальных частях описываемый проект помольной установки вполне пригоден для изготовления местных вяжущих на базе молотой негашеной извести.

□ □ □

Строительство линий электропередачи в условиях промерзшего грунта

Инж. Г. М. Цыганков

Строительство линий электропередачи в промерзшем грунте резко отличается от сооружения линий электропередачи в обычных условиях.

Учитывая затруднения при рытье котлованов в мерзлом грунте с предварительным оттаиванием вследствие насыщенности его водой на 50—60%, что особенно осложняет засыпку котлованов после установки опор, на строительстве была применена забивка свай-пасынков.

Этот метод совершенно исключает применение трудоемких работ по разработке мерзлого грунта и сокращает трудозатраты по установке деревянных опор за счет ликвидации некоторых элементов сборки опор и рытья котлованов для закладки якорей у лебедок и полиспастов, тормозных и ветровых расчалок.

Способ забивки свай-пасынков в промерзший грунт отличается от обычного способа забивки свай. Мерзлый грунт не позволяет заглублять сваи без дополнительного мероприятия — пропарки грунта.

В качестве пропарочного приспособления применяется игла (рис. 1), изготовляемая из газовой трубы сечением 38 мм.

Наконечник иглы, навинчиваемый на конец трубы, делается более массивным, из стали. Изготовленная без наконечника паровая игла в гравелистых и песчаных грунтах быстро изнашивается. В глинистых грунтах, когда по какой-

либо причине отключается пар, игла при конденсации оставшегося в ней пара всасывает в себя грунт, который быстро твердеет (высыхает от высокой температуры трубы), закупоривает отверстия и игла выходит из строя; в таких случаях при наличии наконечника его отвинчивают и прочищают так же, как и всю трубу. Наконечник имеет 12 отверстий, просверленных под углом

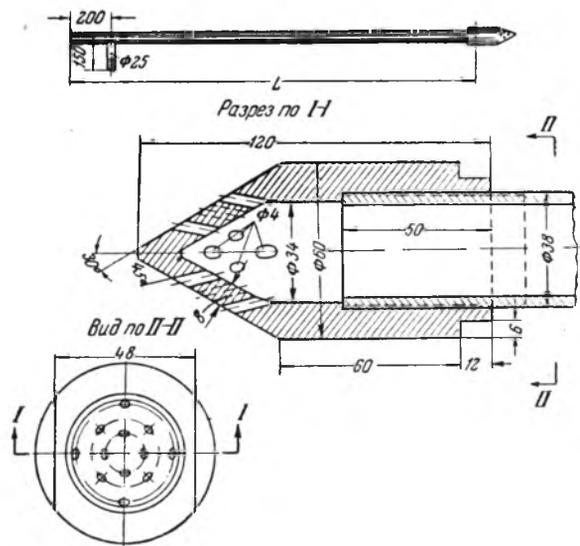


Рис. 1. Игла для пропарки мерзлого грунта.

45° и расположенных в шахматном порядке. Такая игла хорошо погружается в грунт.

После пропарки в грунте образуется скважина диаметром немного большим диаметра сваи (26—28 см).

В слабых грунтах с прослойками ила игла проходит на требуемую глубину очень быстро и оставляет после себя лишь узкую скважину. В таких случаях иглу медленно поднимают до поверхности земли, продолжая пропарку; при этом пар, интенсивно выходящий через боковые отверстия наконечника, размывает скважину до необходимого размера.

Во время пропарки песчаных грунтов иглу необходимо проворачивать, а в случае гравелистых грунтов — постукивать по ней тяжелой деревянной кувалдой, так как на дне воронки может образоваться пробка из осевшего вымытого паром и водой гравия, и тогда погружение иглы прекращается. При ударе же деревянной кувалдой по верхнему концу игла проходит пробку, раздвигая гравий, и может вновь погружаться.

Для проворачивания иглы на нее надеваются деревянные или металлические зажимы с ручками, так как игла настолько нагревается, что к ней нельзя прикоснуться даже в рукавицах.

Источником пара в описываемом случае служил котел локомотива поверхностью нагрева 11 м², давлением 8 ат, установленный на металлическом листе и защищенный деревянным шатром.

Задача снабжения котла водой на строительстве линии электропередачи была решена следующим образом. Был установлен насос с присоединенным к нему резиновым шлангом длиной 50 м с газовой трубой на конце. Шланг сбрасывали в ближайший водоем и накачивали воду в бочку, стоящую рядом с котлом, а из бочки — инжектором прямо в котел. В редких случаях, при отсутствии поблизости водоема, вода подвозилась в бочках, что было крайне затруднительно.

В местах, где имелось большое количество снега, рядом с котлом устанавливали снеготаялку очень простой конструкции. Она представляет собой обыкновенную коробку из 2-мм листовой стали, внутри которой установлена печь с выходящими топочным отверстием наружу и дымогарной трубой, проходящей через коробку. Коробка емкостью 1,2 м³ наполнялась снегом и непрерывно отапливалась углем. Такая снеготаялка надежно обеспечивала котел водой даже при очень низкой температуре. При переезде снеготаялка прицепляется к листу и трактором перетаскивается к другой опоре на расстояние 165—200 м.

После пропарки грунта к скважине подтаскивается механический копер. Свая опускается в скважину и производится ее забивка.

Забивка свай под промежуточные опоры (рис. 2,а) ничем не отличается от обычной забивки строительных свай.

Забивка свай под АП-образные анкерные и угловые опоры была сложна, так как для этих опор сваи забиваются наклонно, под определенным углом к горизонту (рис. 2,б).

В том и другом случае нельзя было пользоваться деревянным копром, применяемым для

обычной забивки свай. Для строительства линии пришлось сконструировать такой копер, который можно бы было передвигать на большие расстояния в собранном виде. Кроме того, в отличие от стрел обычных копров при забивке свай под анкерные опоры: стрела копра должна наклоняться.

Конструкция копра сравнительно проста: на металлических санях, изготовленных из швелле-

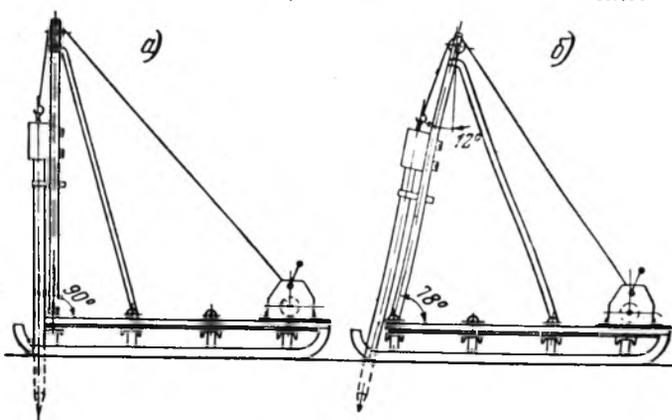


Рис. 2. Забивка свай механическим копром.
а—вертикально; б—под углом.

ров, жестко устанавливается 3-т лебедка и шарнирно укрепляются стрела и лестница.

При наклонной забивке свай лестница переносится ближе к лебедке и зажимается жестко болтами.

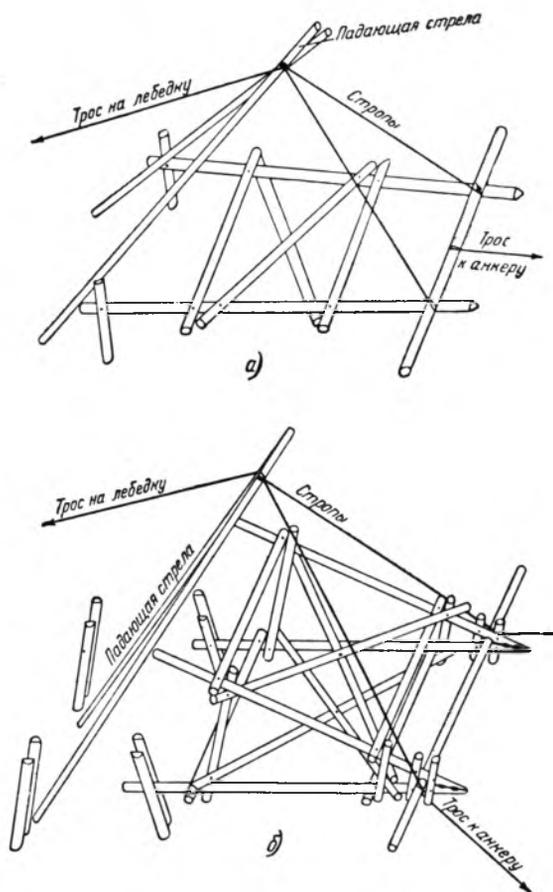


Рис. 3. Опоры, подготовленные к установке.
а—П-образная промежуточная; б—АП-образная.

Облегчающим обстоятельством явилось то, что все опоры анкерного типа имеют определенный угол в своей вершине, равный 24° , что позволило сделать наклон стрелы под одним углом, равным углу вершины опоры.

После забивки свай приступали к сборке опор. Первый процесс — это припасовка стоек опоры к сваям. Припасованные стойки подвешивались к сваям на шарнирных болтах (рис. 3 и 4), после чего производилась сборка опоры

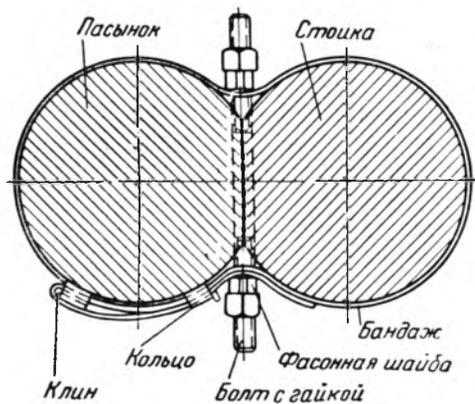


Рис. 4. Крепление стойки к пасынку ленточным бандажом.

в подвешенном состоянии. Этот метод сборки очень облегчает работу, так как у каждой опоры много деталей, которые врубаются снизу, для чего приходится опору или подкапывать, или поднимать на подкладки.

Подъем опор производится обычным способом при помощи падающей стрелы. При наличии шарнирного крепления стоек к сваям не нужно боковых и нижних растяжек. Головная растяжка остается, но работа ее значительно облегчается,

так как тормозного якоря совершенно не требуется: его заменяет обыкновенный лом, забитый в грунт.

Указанный способ установки опор позволяет избавиться от пяти лебедок, пяти якорей и четырех концов троса общей длиной ~ 250 м.

За смену при нормальной работе можно было устанавливать: легких П-образных промежуточных опор до 10 шт. и тяжелых АП-образных анкерных опор до 4 шт.

Приведенный способ сборки и установки опор вызвал изменение конструкции крепления стоек опоры к ее сваям (пасынкам). По старой конструкции крепление производилось проволочными бандажами. На стойку опоры и пасынок накладывался бандаж из 12—14 витков 5-мм проволоки и плотно затягивался; затем между витками продевался болт с фасонными шайбами и бандаж затягивался до отказа.

Вместо проволочных бандажей в данном случае применяли ленточные из полосовой стали сечением 3×40 или 4×30 мм² (рис. 4).

Сравнительные данные по затратам рабочей силы на основные работы, связанные с установкой опор в промерзшем грунте обычным способом и при пропарке мерзлого грунта с забивкой свай-пасынков, показывают, что в последнем случае эти затраты во много раз уменьшаются.

Выводы

Способ установки деревянных опор в промерзшем грунте с пропаркой грунта и забивкой свай имеет ряд преимуществ по сравнению с обычным способом и может быть рекомендован для строительства линий электропередачи в подобных условиях.



О перенапряжениях при гашении поля генераторов

Инж. Л. В. Красильников

Наиболее распространенной схемой гашения поля крупных синхронных генераторов, применяемой в настоящее время, является схема, в которой гашение поля осуществляется посредством параллельного подключения к обмотке возбуждения сопротивления с последующим отключением возбудителя.

Величина подключаемого сопротивления, как известно, должна выбираться, исходя из двух условий:

- 1) чтобы скорость гашения магнитного потока была максимальной;
- 2) чтобы пик напряжения на кольцах ротора не превосходил допустимой величины (0,75 от испытательного напряжения).

Для большинства синхронных генераторов оптимальная величина гасительного сопротивления равна 4—5-кратной величине сопротивления

как она в этом случае будет определяться постоянной времени добавочных контуров.

На рис. 1 представлены кривые зависимости T_2/Td_0 в функции от $R_2/R_{возб}$ для турбогенератора мощностью 25 000 квт и генератора постоянного тока мощностью 525 квт.

Приведенные кривые построены по данным, полученным в результате обработки осциллограмм процесса гашения поля при различных величинах гасительного сопротивления.

Опыты производились на холостом ходу при неизменном токе возбуждения.

Постоянная времени демпферных контуров подсчитывалась по формуле¹

$$T_d = T_2 \left(1 + \frac{R_{возб}}{R_2} \right) - Td_0 \frac{R_{возб}}{R_2},$$

где T_d — постоянная времени добавочных контуров;

T_2 — постоянная времени гашения поля при данном гасительном сопротивлении;

Td_0 — постоянная времени обмотки возбуждения;

$R_{возб}$ — сопротивление обмотки возбуждения;
 R_2 — сопротивление гасительного сопротивления.

Из кривых рис. 1 видно, что увеличение гасительного сопротивления сверх оптимальной величины почти не влияет на скорость гашения магнитного потока.

Вторым условием, определяющим величину гасительного сопротивления, как уже отмечалось выше, является величина напряжения, возникающего на обмотке возбуждения в момент гашения поля. С увеличением гасительного сопротивления, как известно, пик напряжения увеличивается.

Максимальный пик напряжения на обмотке возбуждения возникнет при гашении поля генератора в момент внезапного трехфазного короткого замыкания на его выводах.

Для данного случая пик напряжения на кольцах ротора согласно „Руководящим указаниям по релейной защите“ может быть подсчитан по формуле

$$U_{пик} = U_{x-x} \frac{R_2}{R_{возб}} \times \times k_d \left[\frac{i_n}{i_{x-x}} + \frac{1,05(x_d - x_d')}{x_d'} e^{-t/T'd_3} \right],$$

¹ И. А. Сыромятников, Вопросы эксплуатации синхронных генераторов, Госэнергоиздат, 1948.

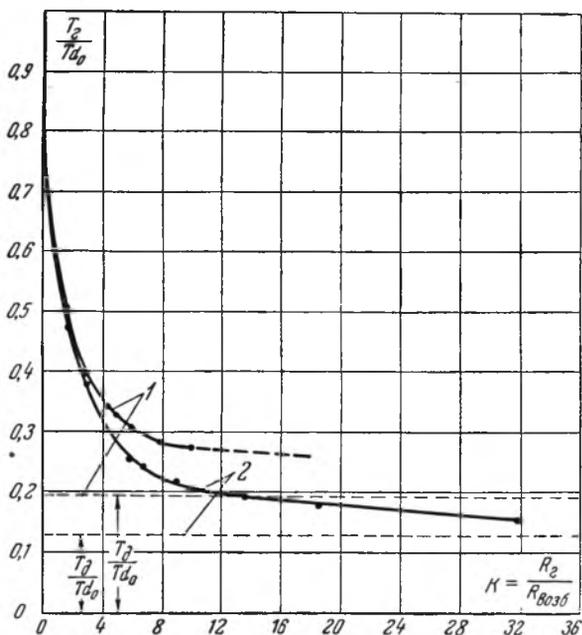


Рис. 1. Кривые зависимости T_2/Td_0 и T_d/Td_0 в функции от $R_2/R_{возб}$.

1 — для турбогенератора мощностью 25 000 квт; 2 — для генератора постоянного тока мощностью 525 квт.

обмотки ротора, а для генераторов постоянного тока — 8—10-кратной величине обмотки возбуждения.

Увеличение гасительного сопротивления выше оптимальной величины практически не влияет на скорость спадания магнитного потока, так

где $U_{x.x}$ — напряжение на кольцах обмотки возбуждения при холостом ходе и номинальном напряжении на статоре генератора;

R_2 — гасительное сопротивление;

$R_{возб}$ — сопротивление обмотки возбуждения при рабочей температуре;

k_0 — коэффициент, учитывающий снижение пика напряжения на кольцах ротора за счет добавочных контуров;

i_n — ток возбуждения при номинальной нагрузке;

$i_{x.x}$ — ток возбуждения холостого хода, соответствующий номинальному напряжению на обмотке статора;

x_d — продольное синхронное реактивное сопротивление;

t — время действия АГП;

$T'd_3$ — постоянная времени переходного процесса при трехфазном коротком замыкании.

Некоторыми авторами рекомендуются и другие формулы, принципиально не отличающиеся от приведенной выше.

Все эти формулы дают завышенные значения напряжения на обмотке возбуждения, так как они не учитывают влияния дуги, возникающей на контактах автомата гашения поля, на процесс гашения поля.

Опыты, проведенные на ряде машин, показали, что кратность пика напряжения на обмотке возбуждения с увеличением тока возбуждения уменьшается.

На рис. 2 по опытным данным, полученным из обработки осциллограмм процесса гашения поля, построены кривые зависимости кратности пика напряжения на обмотке возбуждения при гашении поля от тока возбуждения, при неизменном гасительном сопротивлении для генератора постоянного тока мощностью 525 квт и турбогенератора мощностью 25 000 квт.

Характер кривых при прочих равных условиях зависит от конструкции и настройки автомата гашения поля, поэтому приведенные кривые могут рассматриваться только как отражающие общую закономерность процесса.

Из анализа кривых рис. 2 следует, что кратность пика напряжения на обмотке возбуждения снижается с увеличением тока возбуждения, т. е. нельзя пренебрегать влиянием дуги при подсчете возникающего перенапряжения на обмотке возбуждения. Установить какую бы то ни было общую закономерность между током возбуждения и пиком напряжения в силу указанных выше причин невозможно.

Грубо ориентировочно для обычно применяемого автомата гашения поля влияние дуги на пик напряжения можно учесть коэффициентом $k_{дуги} \approx 0,75 \div 0,8$. Уточнить величину этого коэффициента можно будет только после накопления опытных данных на большем числе генераторов.

Решение Технического отдела МЭС № 2/Э от 29/III 1950 г. предлагает устанавливать ве-

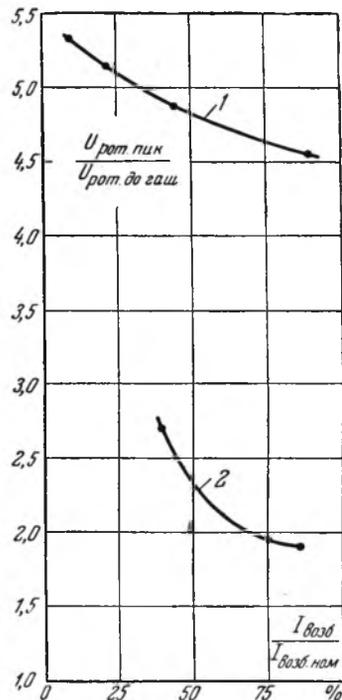


Рис. 2. Кривые зависимости кратности пика напряжения в функции тока возбуждения. 1 — для генератора постоянного тока мощностью 525 квт; 2 — для турбогенератора мощностью 25 000 квт.

личину гасительного сопротивления порядка 4—5-кратного от сопротивления обмотки ротора в горячем состоянии.

Для ряда генераторов подсчеты пика напряжения на кольцах ротора по приведенной выше формуле при установке гасительного сопротивления указанной величины показывали, что пик напряжения достигнет недопустимо большой величины. Однако из изложенного выше следует, что в действительности пик напряжения будет значительно ниже и в большинстве случаев не будет превосходить допустимой величины.

□ □ □

Наладка защиты от замыканий на землю с кабельными трансформаторами тока

Инж. А. В. Островская и канд. техн. наук И. М. Сирота

Для обеспечения надежной работы и высокой чувствительности токовых защит от замыканий на землю с кабельными трансформаторами тока нулевой последовательности с подмагничиванием, разработанными в Институте электротехники Академии наук УССР¹, требуется тщательное выполнение некоторых условий при установке и наладке этих трансформаторов.

Излагаемые ниже рекомендации составлены на основе опыта освоения на ряде электростанций трансформаторов тока на 2, 4, 7 и 12 кабелей (типов ТНП-2, ТНП-4, ТНП-7, ТНП-12) изготовления киевских заводов КРЭМЗ и «Союзэнергоремонт».

Для устранения возможности возникновения опасных токов небаланса от посторонних магнитных полей трансформаторы нулевой последовательности устанавливаются на расстоянии не менее 0,7 м от концевых кабельных воронок у выводов генератора, а ближайшие участки ошиновки должны быть удалены от этих трансформаторов не менее чем на 1,5—2 м.

В месте прохождения сквозь окно трансформатора тока кабели сближаются, причем в окне прямоугольного трансформатора нулевой последовательности они помещаются в зависимости от местных условий в один ряд на длинной оси или в два ряда в шахматном порядке. Во всех случаях следует укреплять кабели симметрично относительно центра окна.

На рис. 1 показаны примеры расположения кабелей в окне квадратного (на 2 кабеля) и прямоугольных трансформаторов нулевой последовательности. Опыт эксплуатации показал, что сближение кабелей в окне этих трансформаторов практически не влияет на их нагрев.

Для устранения возможности ложного действия защиты от блуждающих токов, а также для исключения кабелей из зоны защиты заземление кабелей выполняется по схеме, показанной на

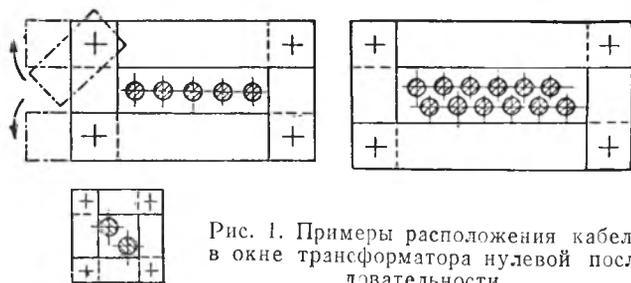


Рис. 1. Примеры расположения кабелей в окне трансформатора нулевой последовательности.

рис. 2. На участке А между трансформатором нулевой последовательности и генератором брони, свинцовые оболочки и концевые воронки должны быть тщательно изолированы от заземленных конструкций, в том числе и от корпуса трансформатора.

Заземление всех кабелей одним общим проводом могло бы привести к образованию опасной широкой несимметричной петли блуждающего тока. Поэтому заземление выполняется отдельными проводами, идущими от каждой воронки, причем каждый провод укрепляется непосредственно на своем кабеле. Эти провода также изолируются от заземленных конструкций и корпуса трансформатора, но изолировать их от брони кабелей нет необходимости.

Следует обратить особое внимание на необходимость высококачественного выполнения изоляции концевых воронок, металлических оболочек кабелей и заземляющих проводов на участке А.

В период освоения защиты, выполнявшейся собственными силами на ряде электростанций, было два случая ложного действия защиты из-за плохого состояния этой изоляции.

Для предотвращения увлажнения изоляцию следует выполнять из промасленного прессшпана толщиной не менее 4—5 мм или из лакоткани. Прокладки между броней кабеля и крепящими хомутами должны выступать из-под хомутов с таким расчетом, чтобы расстояние по поверхности изоляции было не менее 40—50 мм.

После окончания монтажа следует покрыть наружные поверхности изоляции асфальто-масляным лаком.

Трансформатор нулевой последовательности устанавливается на кронштейнах или металличе-

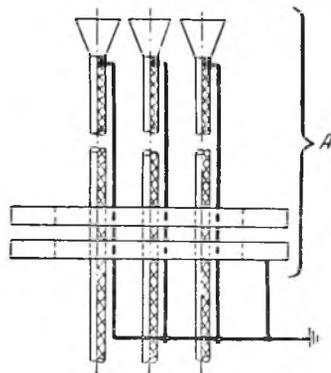


Рис. 2. Схема устройства заземления кабелей.

¹ «Электрические станции», 1949, № 6.

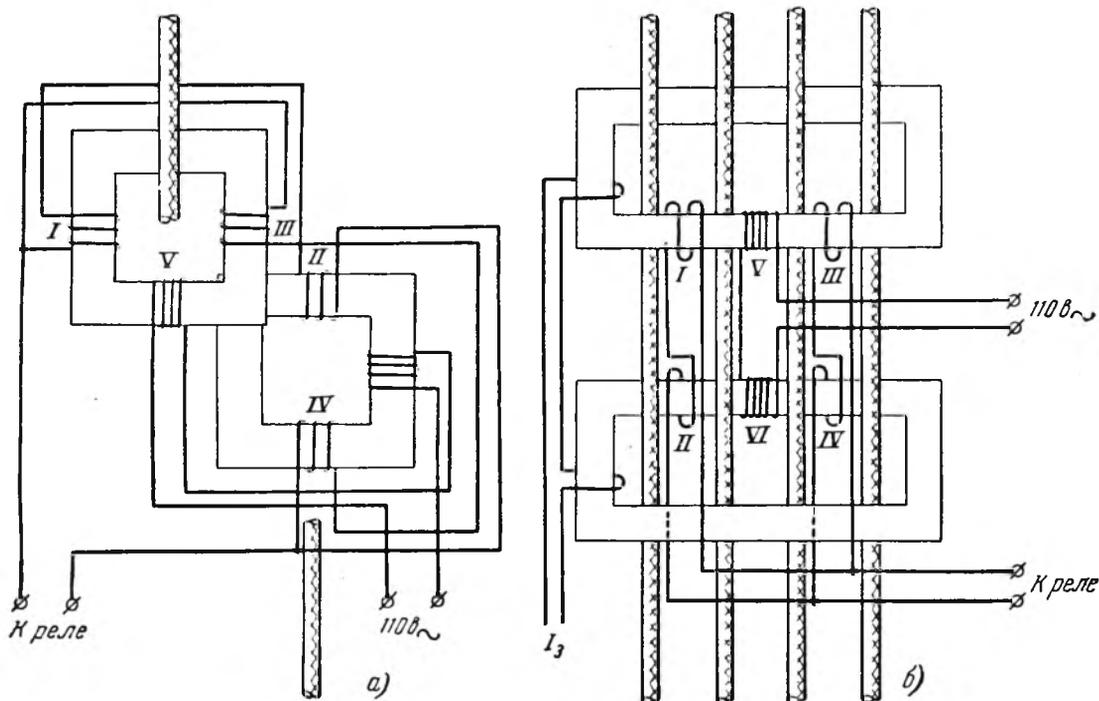


Рис. 3. Схемы соединения обмоток трансформатора нулевой последовательности.
а—на 2 кабеля; б—на 4, 7 и 12 кабелей.

ской конструкции, на которую должны опираться немагнитные планки, стягивающие оба магнитопровода.

Перед установкой магнитопровода отдельные пластины одной из его торцевых сторон, свободных от обмоток, должны быть разведены в стороны (рис. 1), для чего ослабляются стягивающие болты и снимаются концевые пластины (вынимать пластины не следует во избежание нарушения магнитной идентичности обоих магнитопроводов). После установки магнитопроводов все детали возвращаются на место, причем следует проверить нормальную затяжку всех болтов и гаек.

Для облегчения монтажа трансформаторов нулевой последовательности на действующих кабелях без демонтажа концевых воронок можно разделить эти трансформаторы на две половины и устанавливать каждый магнитопровод в отдельности.

Перед восстановлением схемы соединения обмоток (рис. 3) следует проверить маркировку концов секций и правильность их включения. Для данной цели нет необходимости определять полярность концов секций постоянным током, как на обычных трансформаторах тока.

На магнитопроводе трансформатора нулевой последовательности в любом месте помещается вспомогательная обмотка из нескольких витков (порядка 4—5 $a\omega$), по которой пропускается переменный ток I_3 .

Если соединить последовательно две соответствующие секции вторичной обмотки обоих магнитопроводов (например, секции I—II) и включить их на прибор, то при правильном соединении стрелка отклонится, а при встречном нет. Отклонение стрелки в этом случае возможно только при ошибочном выполнении секций с не-

одинаковым числом витков. Таким же способом проверяется выполнение и соединение второй пары секций III—IV. Затем обе пары секций включаются между собой параллельно, причем показания прибора не должны изменяться.

Аналогично проверяется правильность соединения секций обмотки подмагничивания V—VI, но в отличие от вторичной обмотки при правильном включении этих секций стрелка прибора не должна заметно отклоняться. Соединения между секциями всех обмоток выполняются на зажимах, установленных на щитке трансформатора.

После соединения обмоток по нормальной схеме (рис. 3, а или б) производится проверка и регулировка величины э. д. с. небаланса от тока подмагничивания. Для этого цепь подмагничивания включается на напряжение 100—110 в переменного тока, а на вторичную обмотку включается милливольтметр с большим сопротивлением.

Регулировкой числа витков одной из секций обмотки подмагничивания достигается наименьшая э. д. с. небаланса от подмагничивания (рекомендуется не более 150 мв).

Для возможности изменения числа витков завод выпускает трансформаторы нулевой последовательности с неподключенным концом одной из секций обмотки подмагничивания длиной 1,5—2 м. После окончания регулировки дополнительные витки должны быть пропитаны изоляционным лаком и защищены от механических повреждений.

Для проверки чувствительности защиты во вторичную цепь трансформатора нулевой последовательности включается реле, а по уже упомянутой вспомогательной обмотке (рис. 3, б) пропускается ток I_3 регулируемой величины.

Переключая цепь подмагничивания или вспомогательную обмотку на разные фазы сети, опре-

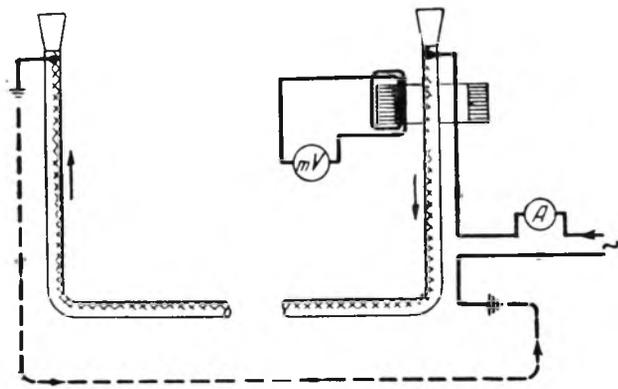


Рис. 4. Схема проверки исправности заземления.

деляем пределы изменения первичных ампервитков срабатывания реле в зависимости от сдвига фаз между этим током и током подмагничивания.

Чувствительность защиты при уставке в начале шкалы реле типа ЭТ-521/0,2 и общем полном сопротивлении около 10 ом, при трансформаторе нулевой последовательности нормального заводского выпуска составляет 4 ÷ 5,3 а, а с реле ЭТД-551/60—1,3 ÷ 1,8 а.

Исправность заземления кабелей, выполненного согласно рис. 2, проверяется при снятом подмагничивании путем включения источника переменного тока и амперметра в рассечку заземляющих проводов (между трансформатором нулевой последовательности и землей).

Заземления оболочек кабелей на противоположном конце не отключаются (рис. 4). При пропускании тока 10—20 а по полученной первичной цепи стрелка прибора, включенного параллельно с реле, может отклоняться лишь на очень небольшую величину, не превосходящую 4—5 мв.

Напряжение небаланса во вторичной цепи трансформатора нулевой последовательности, вызываемое несимметричным расположением первичных токов, проверяется при работе генератора с нормальной нагрузкой, при снятом подмагничивании трансформатора. При этом напряжение небаланса, измеряемое милливольтметром с достаточно большим сопротивлением, обычно не превышает 10—20 мв.

При коротких замыканиях в первичной цепи в начальный момент, по данным испытаний, возможны пики тока небаланса. В дальнейшем напряжение и ток небаланса практически пропорциональны периодической составляющей тока короткого замыкания. Для надежной отстройки от начального тока небаланса в настоящее время рекомендуется включать защиту с небольшой выдержкой времени: при реле ЭТ-521 от 0,5 до 1 сек., а при реле ЭТД-551 от 1 до 2 сек. Дальнейший опыт эксплуатации позволит уточнить возможность отказа от этих выдержек времени.

Перечисленные испытания следует производить также при всех плановых проверках защиты.

В случае осуществления в схеме защиты компенсации влияния собственных емкостных токов генератора потребуется дополнительная проверка отсутствия остаточного тока в реле при

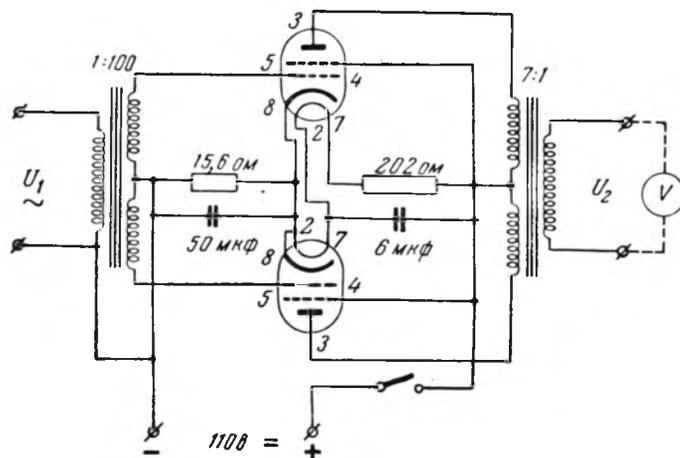


Рис. 5. Усилитель для измерения небольших напряжений переменного тока.

искусственном однофазном замыкании на землю вне зоны защиты.

Для испытаний защиты должен иметься чувствительный прибор с малым потреблением для измерения напряжения небаланса. Сопротивление этого прибора должно быть ориентировочно не меньше 100 ом при шкале 0—300 мв. Класс точности прибора в данном случае не имеет существенного значения.

Из числа выпускаемых промышленностью технических приборов этим требованиям удовлетворяет многопредельный детекторный вольтметр—амперметр типа Ц-311 или Ц-41, который используется в качестве милливольтметра на пределе 0—3 ма.

При отсутствии милливольтметра необходимой чувствительности можно измерять ток небаланса при помощи миллиамперметра со шкалой до 60 ма, причем общее сопротивление вторичной цепи должно быть приблизительно равно по абсолютной величине сопротивлению реле и соединительных проводов.

Для измерения напряжения небаланса можно также смонтировать усилитель, например по двухтактной однокаскадной схеме (рис. 5), оправдавший себя в эксплуатации. Питание анодной цепи и цепи накала этого усилителя осуществляется от напряжения 110 в постоянного тока. В усилителе могут быть применены распространенные лампы, например типа лучевой тетрод 6-в серии. Сопротивление входного трансформатора с низкой стороны должно быть не менее 100 ом при коэффициенте трансформации 1 : 100.

Трансформатор на выходе имеет коэффициент трансформации 7 : 1. Величины добавочных сопротивлений и емкостей конденсаторов указаны на схеме.

В качестве измерительного прибора был применен электродинамический вольтметр с подключением на выведенную рамку, сопротивление которой составляет 220 ом. Общий коэффициент усиления напряжения получен равным 100, а пределы отсчета измеряемого напряжения небаланса 10—100 мв. Преимуществом такого усилителя является то, что в отличие от детекторного прибора его показания не зависят от формы кривой измеряемого напряжения.



Релейная защита и пофазное АПВ при замыканиях между двумя фазами и фазы на землю¹

Инж. М. П. Розенкноп и канд. техн. наук А. Б. Чернин

В СССР получило широкое распространение отключение одной фазы линий с последующим автоматическим повторным включением (ОАПВ) при однофазных замыканиях на землю в сетях 110 кВ и выше с большим током замыкания на землю [Л. 1, 2]. Однако, как показывает статистика [Л. 3], для линий 110 кВ на деревянных опорах без заземляющих спусков весьма часты замыкания между двумя фазами (без «земли»). В связи с тем, что в СССР много линий выполнено на деревянных опорах, приобретает значительный практический интерес осуществление релейной защиты с действием на отключение одной фазы и ОАПВ как при однофазных замыканиях на землю, так и при замыканиях между двумя фазами. Ниже рассматриваются эти вопросы применительно к линиям с односторонним питанием в сетях с большим током замыкания на землю.

Выполнение защиты и автоматического повторного включения питающего конца линии

Принципиальная схема защиты и автоматического повторного включения питающего конца линии показана на рис. 1.

В качестве основной защиты от всех видов повреждений применены токовые отсечки $\mathcal{E}T_{отс}$ без выдержки времени, включенные на фазные токи и осуществляющие также выбор поврежденной фазы. Для обеспечения селективности ток трогания реле отсечки $\mathcal{E}T_{отс}$ должен быть отстроен от тока повреждения за трансформаторами приемной подстанции при режиме работы защищаемой линии тремя и двумя фазами. Кроме того, учитывая функции выбора фаз, выполняемые токовыми отсечками, последние не должны приходить в действие от токов в неповрежденных фазах при замыканиях на землю одной фазы и замыканиях между двумя фазами на защищаемой линии. В качестве резервной

предусмотрена максимальная токовая защита с выдержкой времени ($\mathcal{E}T_{макс}$ и $\mathcal{E}В_{макс}$), действующая на отключение всех фаз. При замыкании на землю одной фазы срабатывает реле токовой отсечки $\mathcal{E}T_{отс}$ соответствующей фазы и реле тока нулевой последовательности $\mathcal{E}T_0$, чем обеспечивается отключение только поврежденной фазы. При замыканиях на землю двух фаз отключаются все три фазы через реле $\mathcal{E}П_{отк}$,

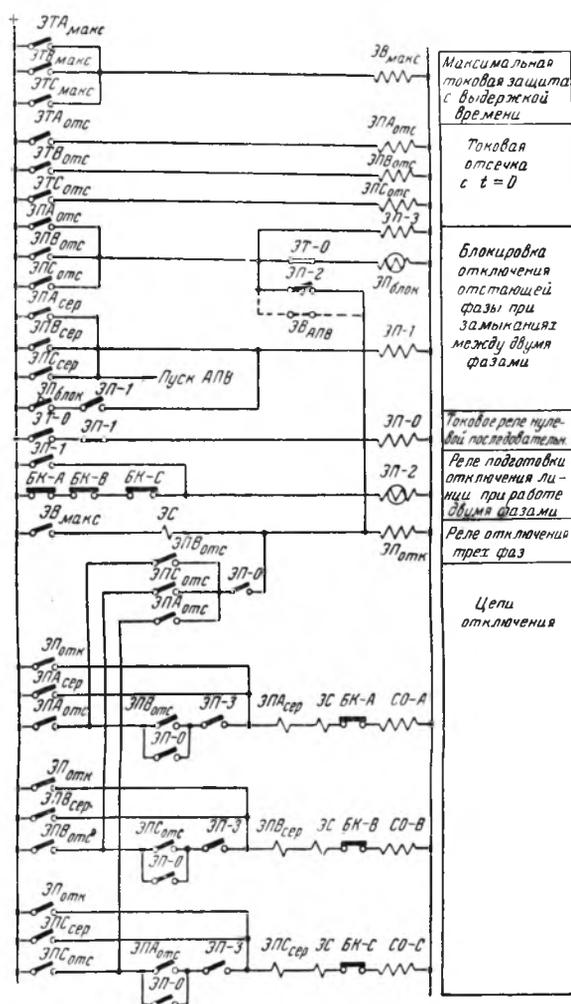


Рис. 1. Принципиальная схема защиты и автоматического повторного включения для питающего конца линии с блокировкой отстающей фазы при замыканиях между двумя фазами.

¹ При составлении статьи использованы материалы научно-исследовательской работы «Защита и АПВ с пофазным действием при несимметричных коротких замыканиях», выполненной авторами на кафедре ЦЭС Всесоюзного заочного политехнического института, и работ Оргрэн по проектированию и наладке устройств однофазного отключения и АПВ, выполненных при участии М. П. Розенкнопа.

срабатывающее при замыкании последовательно включенных контактов двух реле $\mathcal{ЭП}_{отс}$ поврежденных фаз и контакта реле $\mathcal{ЭП-0}$. Для надежного отключения всех трех фаз $\mathcal{ЭП}_{отс}$ принято весьма быстродействующим (1—1,5 периода), а в цепях отключения выключателей предусмотрены контакты реле $\mathcal{ЭП-3}$, которое принимается со временем действия 3—4 периода, и серьезные реле $\mathcal{ЭП}_{сер}$. При замыкании между двумя фазами обеспечивается отключение только опережающей поврежденной фазы благодаря тому, что в цепи соленоида отключения только этой фазы замыкаются последовательно включенные контакты промежуточных реле отсечки обеих поврежденных фаз. Например, при замыкании между фазами *A* и *B* обеспечивается отключение фазы *A* через последовательно включенные контакты $\mathcal{ЭП}_{отс}$ и $\mathcal{ЭП}_{отс}$.

При разработке схемы особое внимание было уделено предотвращению неправильного действия схемы при двухфазных замыканиях после отключения опережающей фазы со стороны питания до отключения ее с приемной стороны, где защита обычно выполняется с выдержкой времени для отстройки от замыканий на землю на смежных линиях. В этом режиме при определенных параметрах сети возможно протекание по неотключенной поврежденной фазе токов, превышающих ток возврата основной защиты (реле $\mathcal{ЭТ}_{отс}$) при одновременном протекании токов нулевой последовательности, достаточных по величине для действия реле $\mathcal{ЭТ-0}$ *. Для предотвращения неправильного действия схемы в этом случае предусмотрено реле $\mathcal{ЭП}_{блок}$ с задержкой на возврат, которое действует при срабатывании токовых отсечек и отсутствии тока нулевой последовательности (т. е. при замыкании между двумя и тремя фазами)².

Реле $\mathcal{ЭП}_{блок}$ подготавливает цепь самоудерживания реле $\mathcal{ЭП-1}$. Последнее приводится в действие от выходных серьезных реле $\mathcal{ЭП}_{сер}$ и при срабатывании размыкает цепь реле $\mathcal{ЭП-0}$. Тем, что блокировка действует лишь после срабатывания выходных реле $\mathcal{ЭП}_{сер}$, достигается надежная работа защиты при замыканиях на землю.

Для правильной работы схемы необходимо обеспечить АПВ линии с питающей стороны раньше, чем с приемной. В противном случае при неуспешном автоматическом повторном включении с приемной стороны вновь возникнет режим замыкания между двумя фазами при отключенной опережающей фазе с питающего конца. Вследствие этого возможно неправильное отключение отстающей поврежденной фазы со стороны питания (через последовательно включенные контакты реле $\mathcal{ЭП}_{отс}$ этой фазы и реле $\mathcal{ЭП-0}$). Реле $\mathcal{ЭП}_{блок}$ в указанном случае не блокирует защиту, так как ток нулевой последовательности увеличивается сразу после АПВ с прием-

ной стороны линии и реле $\mathcal{ЭТ-0}$ разомкнет контакт в цепи реле $\mathcal{ЭП}_{блок}$.

Задержка на возврат реле $\mathcal{ЭП}_{блок}$ должна быть выбрана такой величины, чтобы с небольшим запасом надежно обеспечить восстановление цепи реле $\mathcal{ЭП-0}$ при замыканиях между двумя фазами только после отключения поврежденной фазы с приемной стороны и возврата реле отсечки (как при возникновении этого повреждения, так и после неуспешного АПВ). Необходимо отметить, что при переходе замыкания между фазами в замыкание на землю отключение линии защитой от замыкания на землю возможно лишь после возврата реле $\mathcal{ЭП}_{блок}$. Так как время блокировки определяется временем действия защиты приемного конца линии, то для уменьшения задержки на возврат реле $\mathcal{ЭП}_{блок}$ желательно выполнять защиту приемного конца линии с возможно меньшей выдержкой времени.

В тех случаях, когда защита приемного конца действует с большой выдержкой времени, можно предусмотреть в схеме рис. 1 отключение всех трех фаз со стороны питания при возникновении повреждения любого вида (отключение трех фаз до АПВ допустимо при отсутствии у потребителей синхронных двигателей), а при неуспешном автоматическом повторном включении в случае замыкания на землю одной фазы и замыкания между двумя фазами — отключение только одной фазы. Это может быть выполнено с помощью реле времени АПВ ($\mathcal{ЭВ}_{АПВ}$), контакт которого в цепи реле $\mathcal{ЭП}_{отс}$ размыкается при срабатывании $\mathcal{ЭП}_{АПВ}$, как показано пунктиром на рис. 1. Защита приемного конца должна при этом действовать без выдержки времени после неуспешного автоматического повторного включения со стороны питания (см. ниже рис. 4). При этих условиях время задержки на возврат реле $\mathcal{ЭП}_{блок}$ может быть принято минимальным, порядка 0,1—0,2 сек.

Реле $\mathcal{ЭТ-0}$ (схема рис. 1) должно быть отстроено от тока нулевой последовательности, обусловленного нагрузкой при неполнофазном режиме, для предотвращения неправильного действия схемы при повторном включении со стороны питания на неликвидированное замыкание между двумя фазами.

Отключение обеих фаз при повреждениях в неполнофазном режиме обеспечивается с помощью реле $\mathcal{ЭП-2}$, которое срабатывает при включенном положении всех фаз и возвращается с задержкой в исходное положение при отключении любой фазы выключателя. Для исключения неправильного действия схемы после отключения опережающей фазы со стороны питания при замыкании между фазами предусмотрено шунтирование блок-контактов в цепи реле $\mathcal{ЭП-2}$ с помощью реле $\mathcal{ЭП-1}$. Для правильного действия схемы блок-контакты выключателя в цепи реле $\mathcal{ЭП-2}$ должны быть отрегулированы таким образом, чтобы они замыкались раньше главных контактов выключателя.

Если при замыкании между двумя фазами линии после отключения одной поврежденной

* Исследование величин токов в этом режиме дано на стр. 36.

² В качестве реле $\mathcal{ЭП}_{блок}$ может быть использовано реле типа КДР завода «Трансвязь».

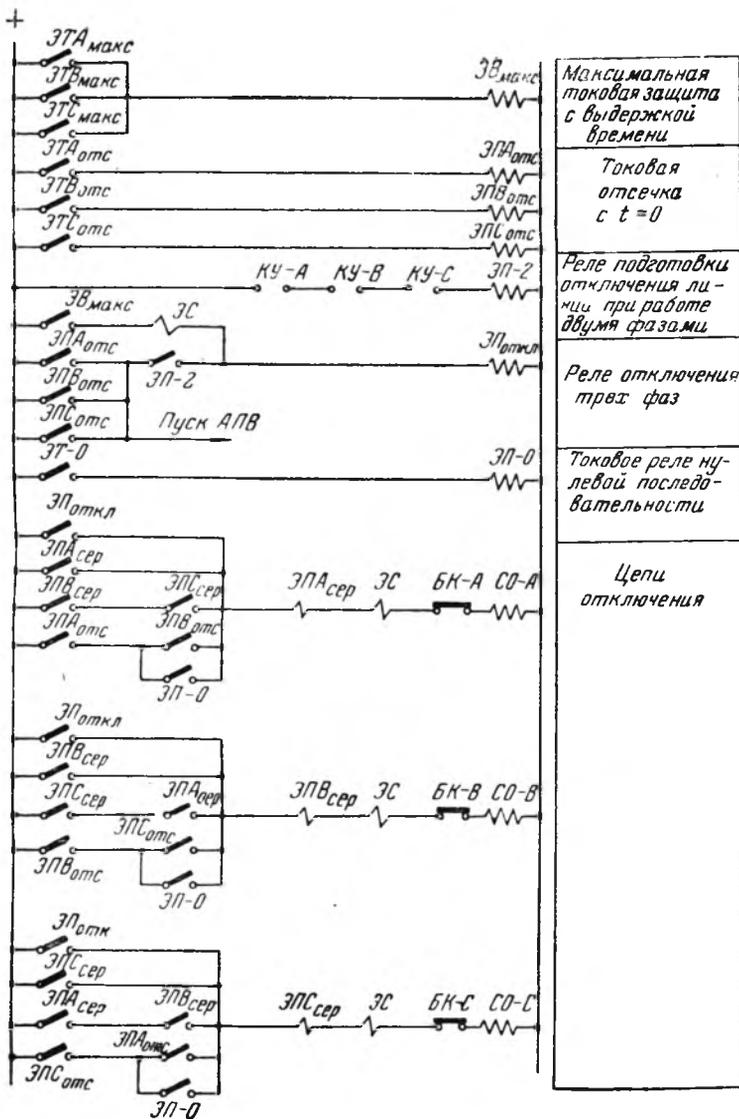


Рис. 2. Принципиальная схема защиты и автоматического повторного включения для питающего конца линии без блокировки отстающей фазы при замыканиях между двумя фазами.

фазы со стороны питания ток по второй поврежденной фазе меньше тока возврата реле токовых отсечек³, блокировка второй поврежденной фазы, приведенная на рис. 1, может быть исключена, что значительно упрощает схему. На рис. 2 показана схема для этого случая.

Для правильной работы схемы рис. 2 при замыканиях между двумя фазами необходимо, чтобы при отключении опережающей фазы со стороны питания промежуточные реле токовой отсечки отстающей поврежденной фазы разомкнулись раньше, чем замкнутся контакты реле ЭП-0. В схеме рис. 2 в отличие от схемы рис. 1 обеспечивается отключение обеих работающих фаз при повреждениях в неполнофазном режиме с помощью ключа управления КУ любой фазы, который обесточивает реле ЭП-2. Отключение неповрежденной фазы при замыкании на землю двух фаз обеспечивается в схеме рис. 2 последовательно включенными контактами серийных реле в двух поврежденных фазах, например при

³ В ряде случаев это может быть обеспечено увеличением их тока трогания (если это допустимо по условиям чувствительности).

замыкании фаз А и В отключение фазы С обеспечивается последовательно включенными контактами ЭПА_{сер} и ЭПВ_{сер}.

Выполнение защиты и автоматического повторного включения приемного конца линии

Отключение одной фазы только при однофазных замыканиях на землю может быть обеспечено на приемном конце линии при помощи избирательного органа, состоящего из трех реле минимального напряжения, включенных на фазные напряжения [Л. 4]. Для отключения одной фазы также при замыканиях между двумя фазами такой избирательный орган уже не обладает достаточной чувствительностью, поскольку при замыканиях между двумя фазами напряжение поврежденных фаз обычно не снижается ниже 0,5 от фазных при нормальном режиме.

В качестве типового решения, дающего удовлетворительные результаты, может быть применен избирательный орган, выполненный с помощью трех реле направления мощности, включенных на ток нулевой последовательности и на полные фазные напряжения [Л. 5]. При отсутствии трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ используются трансформаторы напряжения, установленные со стороны низкого напряжения подстанции с приемной стороны линии. К реле направления мощности при этом подводятся соответствующие напряжения относительно нулевой точки системы, равные при неучете нагрузки сумме напряжений

положительной и отрицательной последовательностей на линии в месте короткого замыкания. При замыкании между двумя фазами такой избирательный орган может приходить в действие только после отключения поврежденной фазы со стороны питания, когда появляются токи нулевой последовательности. Ниже приведены основные соотношения для токов и напряжений при замыкании между двумя фазами после отключения опережающей фазы со стороны питания, на основе которых построены векторные диаграммы. Аналогичные векторные диаграммы при замыкании на землю одной фазы даны в статье А. Б. Чернина [Л. 4]. Из этих диаграмм можно установить, что правильный выбор поврежденной фазы при замыканиях на землю и при замыканиях между двумя фазами можно обеспечить циклическим соединением контактов трех реле направления мощности, включенных по схеме рис. 3.

Принципиальная схема релейной защиты и автоматического повторного включения для приемного конца линии приведена на рис. 4. Отключение одной фазы обеспечивается с помощью избирательного органа ИМ при действии реле то-

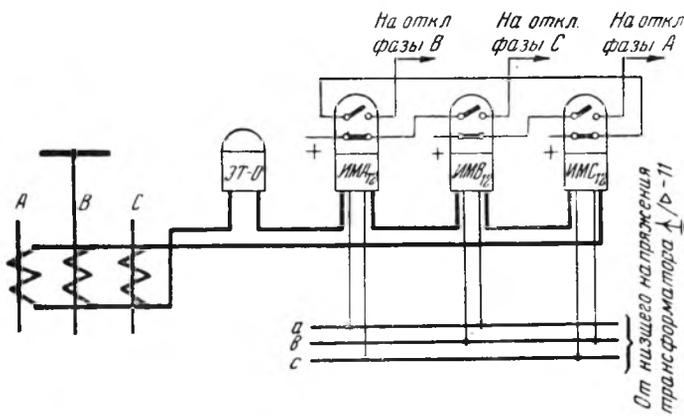


Рис. 3. Схема соединений избирательного органа приемного конца.

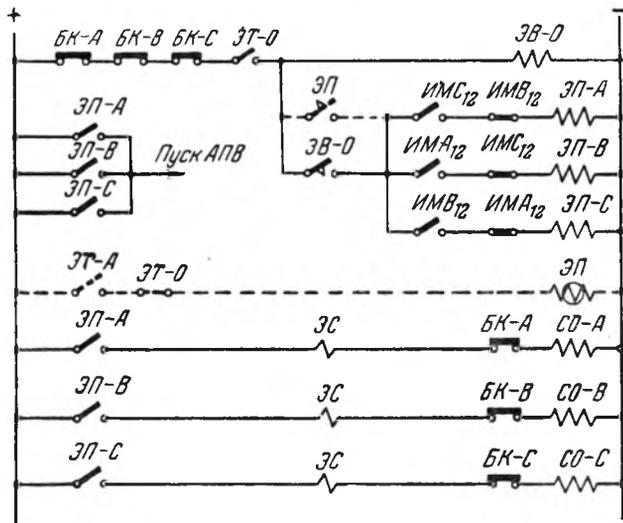


Рис. 4. Принципиальная схема защиты и автоматического повторного включения для приемного конца линии.

ка нулевой последовательности ЭТ-0 . При отключении любой фазы защита выводится из действия блок-контактами БК выключателя. Для случая, когда защита питающего конца действует на отключение трех фаз до АПВ (рис. 1), предусматривается реле ЭП с задержкой на возврат, замыкающее контакты в цепи избирательного органа при исчезновении фазных токов (реле ЭТ-А), если одновременно отсутствует ток нулевой последовательности (реле ЭТ-0); последнее принято для большей надежности. Реле ЭП при срабатывании обеспечивает отключение без выдержки времени поврежденной фазы после автоматического повторного включения со стороны питания. При таком выполнении защиты применение устройства автоматического повторного включения на приемном конце не является обязательным. Следует, однако, при этом учитывать, что при замыканиях на землю в энергосистеме в режиме, когда рассматриваемая линия слабо нагружена (контакт реле ЭТ-А замкнут), возможно отключение одной фазы этой линии и переход ее на работу двумя фазами⁴.

Приведенные материалы использованы для выполнения устройств защиты и ОАПВ в двух

⁴ Для улучшения действия защиты в указанном случае можно вместо токового реле ЭТ-А предусмотреть в схеме рис. 4 реле напряжения, включенное на линейное напряжение.

энергосистемах Союза. Устройства установлены на четырех линиях 110 кВ с односторонним питанием, каждая длиной ~ 100 км, причем одна из них имеет ответвление на подстанцию с одним трансформатором 5 600 кВА. На всех линиях при однофазных на землю и двухфазных коротких замыканиях первое отключение выполнено однофазным для предотвращения сброса нагрузки при АПВ.

На линии с ответвлением для обоих приемных концов применимы идентичные схемы с одинаковыми выдержками времени. Повторное включение происходит сначала с питающего конца, после чего фаза одновременно повторно включается на обоих приемных концах.

На двух из указанных линий, на питающем конце, предусмотрено АПВ с двумя выдержками времени: 0,5 сек. при отключении трех фаз (по условию подготовки привода) и порядка 1,4 сек. при отключении одной фазы (по условию отключения фазы с приемного конца).

На линии, которая введена в работу последней, предусмотрено, при отключении трех фаз, АПВ двухкратного действия с интервалом между включениями в 10 сек.

При наладке были произведены опыты искусственных коротких замыканий: однофазных на землю и двухфазных, причем схемы работали правильно. Также правильно они работали при коротких замыканиях во время эксплуатации.

Опыт наладки и первых лет эксплуатации позволяет рекомендовать подобные схемы к широкому применению.

Токи и напряжения при замыканиях между двумя фазами с одновременным разрывом на линии с односторонним питанием

Токи повреждения

Расчетная схема для замыкания фаз A и B при отключенной фазе A приведена на рис. 5,

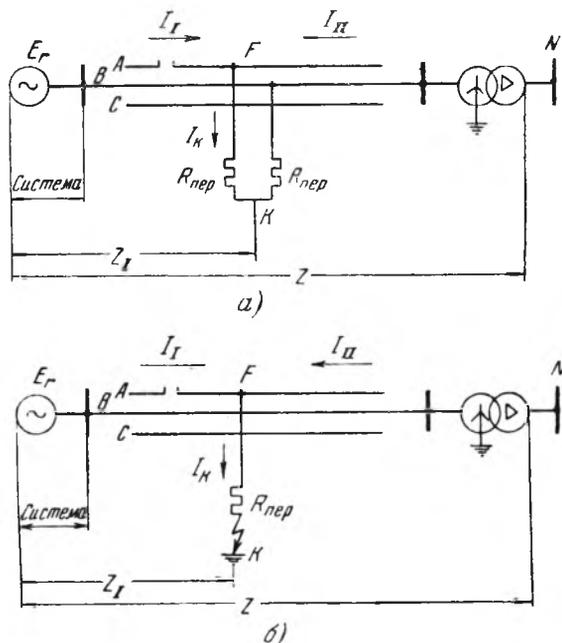


Рис. 5. Расчетная схема для замыканий при отключенной фазе A .

a —замыкание фаз A и B при отключенной фазе A ; b —замыкание на землю отключенной фазы A .

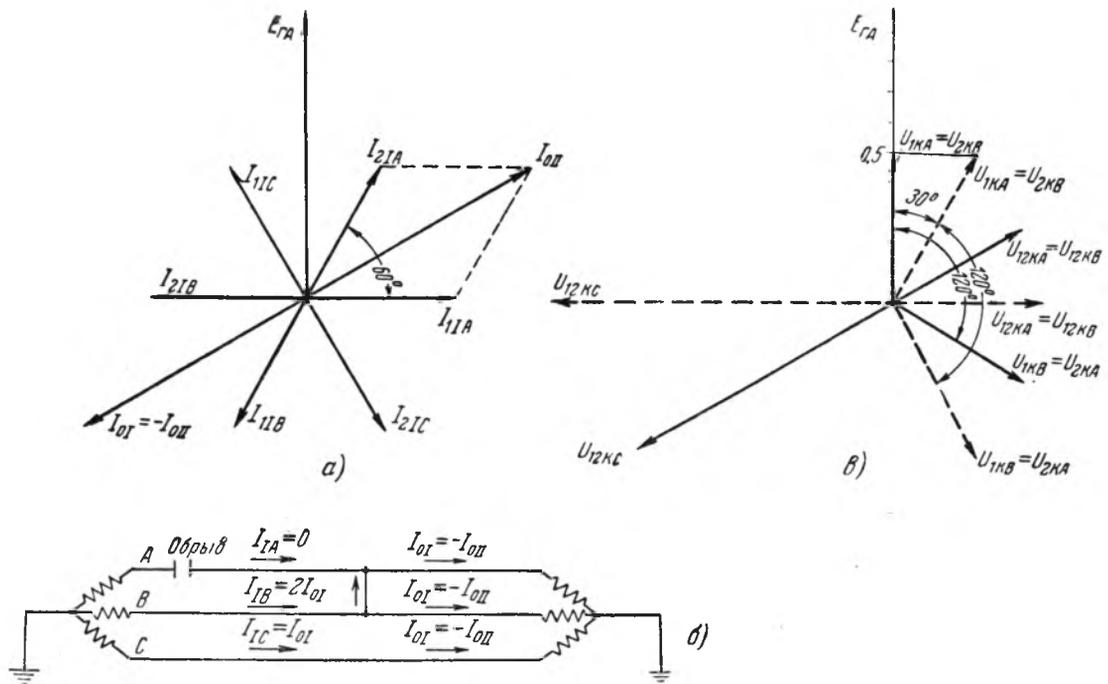


Рис. 6. Векторные диаграммы токов и напряжений при замыкании между фазами *A* и *B* при отключенной фазе *A* и $R_{пер} = 0$ (нагрузка не учитывается).
a—диаграмма токов; *б*—схема токораспределения; *в*—диаграмма напряжений

где стрелками показаны условные положительные направления токов. При замыкании между фазами *A* и *B* через переходное сопротивление $R_{пер}$ и отключенной со стороны питания фазе *A* имеют место следующие соотношения (при неучете нагрузок):

$$I_{11} = -aI_{21} = \frac{E_{\Gamma}}{Z_{11} + Z_{21} + 3Z_0 + 2R_{пер}}, \quad (1)$$

$$I_{0I} = -I_{0II} = -(I_{11} + I_{21}) = (a^2 - 1)I_{11}, \quad (2)$$

$$I_{1B} = 2I_{1C} = 2(a^2 - 1)I_{11}. \quad (3)$$

Для выяснения действия схемы рис. 1 сравним ток в фазе *B* по выражению (3) при $Z_{11} = Z_{21}$ и $R_{пер} = 0$ с током трехфазного короткого замыкания за трансформатором при полнофазном режиме $I_{\kappa}^{(3)}$. Можно показать, что при $\frac{Z_0}{Z_1} > 1$ ток $I_{\kappa}^{(3)}$ с достаточной точностью является расчетным для выбора тока срабатывания токовых отсечек, включенных на фазные токи

$$I_{сз} = k_{\kappa} I_{\kappa}^{(3)} = k_{\kappa} \frac{E_{\Gamma}}{Z_1}, \quad (4)$$

где k_{κ} — коэффициент надежности.

Для оценки действия защиты по рис. 1 в рассматриваемом случае повреждения следует исходить из тока возврата $I_{вз}$. Отношение I_{1B} по выражениям (3) к току $I_{вз}$

$$\alpha = \frac{I_{1B}}{I_{вз}} = \frac{2(a^2 - 1)}{k_{\kappa} k_B \left(2 \frac{Z_{11}}{Z_1} + 3 \frac{Z_0}{Z_1} \right)}. \quad (5)$$

При замыкании вблизи шин питающей подстанции и большой мощности энергосистемы

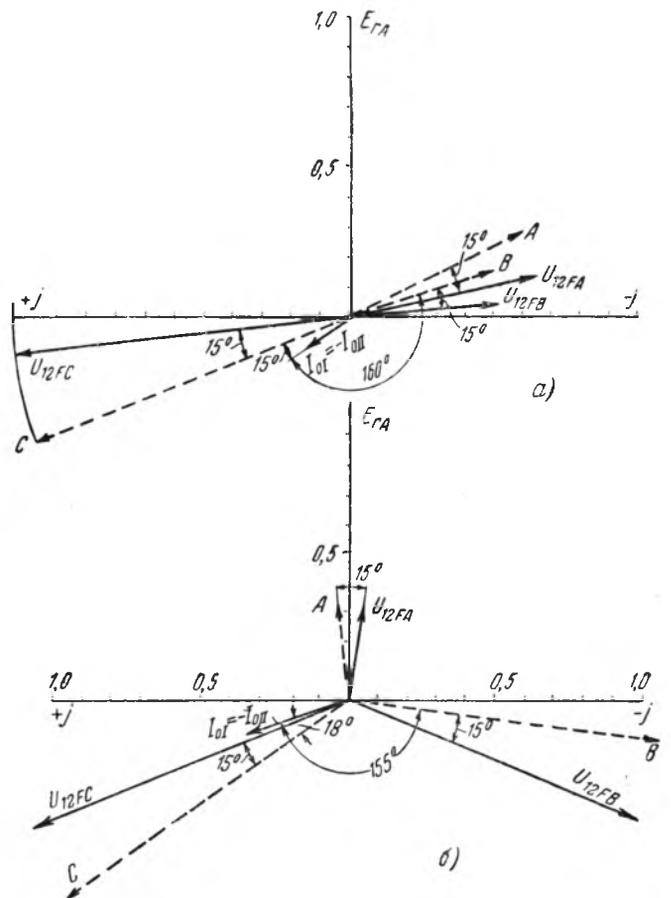


Рис. 7. Векторные диаграммы токов и напряжений, подводимых к реле направления мощности для конкретного случая повреждения через переходное сопротивление $R_{пер}$ (нагрузка не учитывается).

a—замыкание фаз *A* и *B* при отключенной фазе *A* (к расчетной схеме рис. 5,а); *б*—замыкание на землю отключенной фазы *A* (к расчетной схеме рис. 5,б).

$\frac{Z_{11}}{Z_1} \approx 0$. В этом случае, принимая $k_n = 1,2$ и $k_B = 0,85$, получим при $\frac{Z_0}{Z_1} \leq 1,15$ отношение $a \geq 1$, т. е. защита отстающей фазы при этом срабатывает. Если с учетом необходимой надежности принять $a = 0,8$, то блокировка отключения отстающей фазы, как показано на рис. 1, требуется при $\frac{Z_0}{Z_1} \leq 1,45$. Необходимо, кроме того, иметь в виду, что токи нагрузки, не учтенные в приведенном анализе, могут значительно увеличить токи в рассматриваемом режиме. В ряде случаев требуется применение со стороны питания более чувствительной защиты, чем отсечки по рис. 1. При этом блокировка может потребоваться при весьма больших отношениях $\frac{Z_0}{Z_1}$.

Напряжения на приемном конце линии

При замыкании между фазами *A* и *B* и отключенной со стороны питания фазе *A* имеют место следующие соотношения для напряжений в схеме рис. 5 (при неучете нагрузок):

$$U_{1\kappa} = aU_{2\kappa} = [(1-a)Z_0 + Z_{21} + R_{nep}]I_{11}, \quad (6)$$

$$U_F = U_{\kappa} + I_1 R_{nep}. \quad (7)$$

Подставляя в (7) значения I_{11} , I_{21} , $U_{1\kappa}$ и $U_{2\kappa}$ из уравнений (1) и (6), получим после преобразований

$$U_{1F} = \left[0,5 - \frac{j 0,86 Z_0 - R_{nep}}{2(Z_{11} + R_{nep}) + 3 \cdot Z_0} \right] E_F, \quad (8)$$

$$U_{2F} = a^2 \left[0,5 - \frac{j 0,86 Z_0 + R_{nep}}{2(Z_{11} + R_{nep}) + 3 Z_0} \right] E_F. \quad (9)$$

При $R_{nep} = 0$

$$U_{1F} = aU_{2F} = \left[0,5 - \frac{j 0,86}{2 \frac{Z_{11}}{Z_0} + 3} \right] E_F. \quad (10)$$

□ □ □

О надежности выключателя ВМ-35

Инж. К. Н. Боголюбский

Жесткие требования, предъявляемые к каждой конструкции выключателя, вытекают из существа этого аппарата — самого ответственного в распределительном устройстве.

Требования к выключателю ВМ-35 должны быть еще более жесткими, поскольку этот тип имеет массовое применение и его можно встретить почти на всех подстанциях 35 кв.

Значительное количество аварий выключателей ВМ-35 обязывает еще раз тщательно про-

Для двух предельных случаев $\frac{Z_0}{Z_{11}} = \infty$ и $\frac{Z_0}{Z_{11}} = 0$ получим:

$$U_{1F} = 0,58 E_F \angle -30^\circ \text{ и } U_{2F} = 0,5 E_F.$$

Векторные диаграммы токов и напряжений для этих предельных случаев даны на рис. 6, на котором сплошными линиями показаны напряжения при $\frac{Z_0}{Z_{11}} = 0$, а пунктирными — при $\frac{Z_0}{Z_{11}} = \infty$. Для оценки действия избирательного органа по рис. 3 в практических условиях на рис. 7 даны характерные диаграммы при замыканиях через переходное сопротивление в схеме рис. 5. На рис. 7 пунктирными линиями показаны векторы напряжения с учетом внутреннего угла сдвига реле направления мощности в 15° .

Из анализа диаграмм рис. 6 и 7 можно установить, что избирательный орган, состоящий из трех реле направления мощности, включенных на ток нулевой последовательности I_{01} и сумму напряжений положительной и отрицательной последовательностей, действует правильно как при замыкании фазы на землю, так и при замыканиях между двумя фазами (в последнем случае после отключения опережающей фазы со стороны питания).

ЛИТЕРАТУРА

1. Сборник „Материалы по однофазному управлению, ОАПВ и ремонту линий“, Госэнергоиздат, 1946.
2. П. К. Фейст, Схемы защиты и автоматики пофазного повторного включения линий с односторонним питанием, „Электрические станции“, 1946, № 3.
3. В. В. Бургдорф, А. И. Гершенгорн и Э. М. Магидсон, Анализ грозовых повреждений и отключений в 1946 г., „Электрические станции“, 1947, № 5.
4. А. Б. Чернин, Действие избирательного органа минимального напряжения на приемном конце линии с односторонним питанием при однофазном отключении и АПВ, „Электричество“, 1949, № 1.
5. Г. И. Атабеков и А. М. Федосеев, Современная релейная защита, Госэнергоиздат, 1948.

2. Для уплотнения между баком и крышкой выключателя в паз кладется войлок, пропитанный мастикой, которая при температурах 40—50°С плавится, стекает по баку в масло и портит его. Во избежание этого можно уменьшить ширину паза, применяя для уплотнения резину.

3. У выключателей некоторых серий вместо маслоотборного краника в днище ставится болтик со свинцовой шайбой, что недопустимо, так как это является причиной серьезных ошибок при анализе масла.

Рекомендации инж. Е. Ф. Иоффе¹ по предотвращению «заедания» неподвижного контакта деионной решетки должны быть учтены заводами-изготовителями.

К указанным инж. Иоффе недостаткам следует добавить, что решетки плохо стандартизированы, поэтому часто не являются взаимозаменяемыми. При разных образцах расстояние от решетки до бака может меняться от 39 до 47 мм. Неточность рассверловки цапф оси неподвижного контакта в башмаке и наклонная (до 1 мм) сверловка отверстия для оси в контакте способствуют заеданию контакта во включенном положении.

Экранирующие барьеры выполняются из электрокартона разной толщины (от 0,75 до 2 мм) и небрежно: разметка отверстий имеет допуски ± 15 мм; станиоль и бумага клеятся на лаке с неплотностями; размеры экранов имеют также допуски ± 10 мм; станиоль имеет полные и частичные разрывы поперек листка (рис. 1), что уже явилось причиной крупной аварии с полным разрушением выключателя.

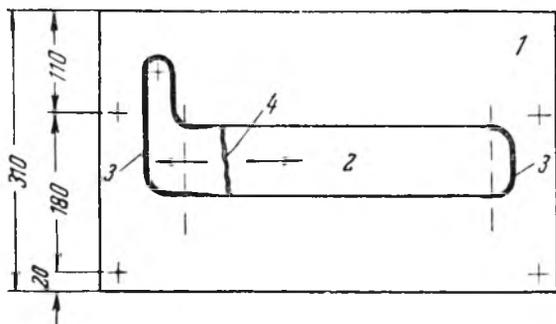


Рис. 1. Электрокартонный экран с алюминиевой фольгой. 1—картонный экран толщиной 2 мм; 2—алюминевая фольга толщиной 0,015 мм, приклеенная к экрану по концам; 3—места подклейки фольги к экрану; 4—лопнувшее место фольги во всей ширине при сгибании экранов по решетке.

Но даже в тех случаях, когда фольга не имеет разрывов, они неизбежно образуются при сгибании экрана вокруг деионной решетки. Заметить эти надрывы или полный обрыв станиоля под листом бумаги наклеенной для предохранения, чрезвычайно трудно. Осмотр экранов работающих выключателей ВМ-35 показал, что до 60% всех экранов имеют частично или полностью поврежденную фольгу.

¹ См. «Электрические станции», 1946, № 1, стр. 50

Применяемое заводом скрепление дистанционирующих реек и фанеры металлическими гвоздями забраковано Техническим управлением МЭС (противоаварийный циркуляр № 50, 1949 г.), но тем не менее заводы до последнего времени выпускают изоляцию с металлическими гвоздями. Рекомендованные шпильки из дерева твердой породы трудно применимы для изоляции, но других решений пока нет.

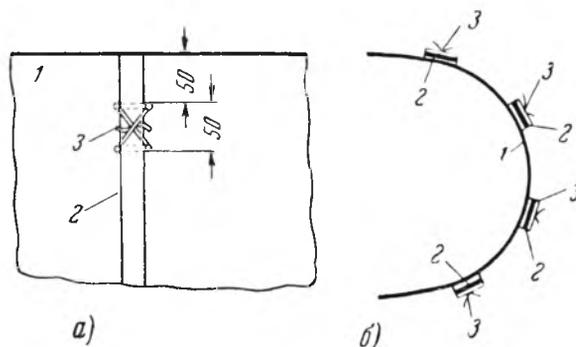


Рис. 2. Внутрибаковая изоляция после переделки. а—крепление дистанционирующих реек к листу баксовой изоляции; б—баксовая изоляция с дистанционирующими рейками. 1—лист баксовой изоляции; 2—дистанционирующая рейка; 3—затягивающийся при сгибании баксовой изоляции узел киперной ленты (завязывается по обоим концам рейки).

По предложению автора была переделана вся внутрибаковая изоляция находящихся в работе выключателей ВМ-35 в соответствии с рис. 2 и, как показал опыт эксплуатации, дефектов в работе изоляции не замечалось ни на одном выключателе.

Во многих энергосистемах все вводы выключателей ВМ-35, поступающие с завода, подвергаются перезаливке, так как при вскрытии их на поверхности заливочных составов обнаруживаются трещины шириной до 4 мм — следствие применения заводом неморозостойких заливочных масс.

Следует заметить, что при годовых ремонтах выключателей ВМ-35 наружной установки почти всегда в баках обнаруживается влага, скопившаяся в течение года. Это является показателем постоянных, незначительных, мелких, прососов воздуха и влаги через уплотнения вводов, соединения крышки, подвижную систему и т. п.

Выводы

1. Необходимо улучшить конструкцию и повысить качество выключателей, выпускаемых заводом «Уралэлектроаппарат», без чего невозможно соблюдать его же инструкции по монтажу.

2. Ставить вопрос о замене выключателя ВМ-35 на другой тип, не используя все его возможности, преждевременно.



Автоматическая самосинхронизация гидрогенераторов по сниженной разгонной характеристике

Канд. техн. наук Ю. М. Элькинд

Схемы и устройства автоматической самосинхронизации мощных гидрогенераторов, применяющиеся в энергетических системах, имеют недостатки, которые ограничивают область их применения и не позволяют рекомендовать их в качестве типовых.

Одним из наиболее существенных недостатков большей части этих схем и устройств¹ является применение уравнивателей частоты, весьма усложняющих эти устройства и снижающих их надежность.

Опыт Узбекэнерго показал, что осуществление автоматической самосинхронизации гидрогенераторов возможно и целесообразно без применения уравнивателей частоты. Как известно, разгон турбины в схеме Узбекэнерго² происходит при открытиях направляющего аппарата, меньших нормального пускового открытия. Это дает возможность снизить значения ускорений ротора агрегата в момент включения генератора в сеть до допустимых значений. Однако такой режим разгона турбины дает приемлемые результаты только при нормальном режиме энергосистемы. В случае же, если частота в сети понижена, то генератор будет включен в сеть при недопустимо больших ускорениях.

Поэтому в ЦНИЭЛ была разработана типовая схема автоматической самосинхронизации гидрогенераторов, в основу которой были положены следующие условия³:

1. Отказ от уравнивателя частоты и рассмотрение самосинхронизации, как завершающего этапа разворота гидроагрегата, органически связанного с процессом его запуска.

2. Включение генератора при заданной разности частот генератора и сети (2—3%) и заданном ускорении (0,3—0,5) пер/сек* в диапазоне частот от 42 до 52 пер/сек.

¹ Б. А. Драбовский, А. В. Максимовский, Г. Г. Сафразбекян, Включение в сеть крупных гидрогенераторов методом самосинхронизации, "Электрические станции", 1949, № 9.

² Э. Г. Файнштейн, Синхронизация генератора мощности, "Электрические станции", 1949, № 9.

³ В разработке схемы принимали участие сотрудники ЦНИЭЛ А. М. Малахова, М. Г. Портной и А. С. Степунина.

* Для гидрогенераторов без успокоительной обмотки.

Разгонные характеристики гидротурбин

Для выбора наиболее благоприятного способа получения разгонных характеристик гидротурбин при самосинхронизации генераторов ЦНИЭЛ были проведены опыты на ряде гидроэлектростанций с турбинами поворотно-лопастного и радиально-осевого типа.

При автоматическом пуске агрегата ограничитель открытия перемещается в пусковое положение, а автоматический регулятор скорости приводит направляющий аппарат турбины в положение пускового открытия α_n . Положим, что автоматический регулятор скорости настроен так, что холостому ходу соответствуют обороты n_0 и открытие направляющего аппарата α_0 . Рассмотрим два случая пуска турбины: $\alpha_n \leq \alpha_0$ и $\alpha_n > \alpha_0$.

В первом случае зависимость скорости вращения от времени выражается следующей известной формулой:

$$n = \frac{30}{\pi J} \int_0^t M_n dt, \quad (1)$$

где M_n — избыточный момент на валу турбины; J — момент инерции ротора агрегата.

На рис. 1 приведена кривая разгона турбины для этого случая, отвечающая выражению (1), и построена кривая ускорения как производная выражения (1)

$$\frac{dn}{dt} = \frac{30}{\pi J} M_n. \quad (2)$$

В случае, когда пуск осуществляется при $\alpha_n > \alpha_0$, вступает в действие регулятор скорости, и в зависимости от его настройки и величины пускового открытия процесс регулирования может быть колебательным или аperiodическим. На рис. 2 представлены разгонные кривые и ускорения для этого случая.

Обычно пуск турбины производится при открытии α_n , большем открытия холостого хода α_0 , так как в противном случае число оборотов турбины может не достигнуть номинального значения, а время разворота сильно увеличивается.

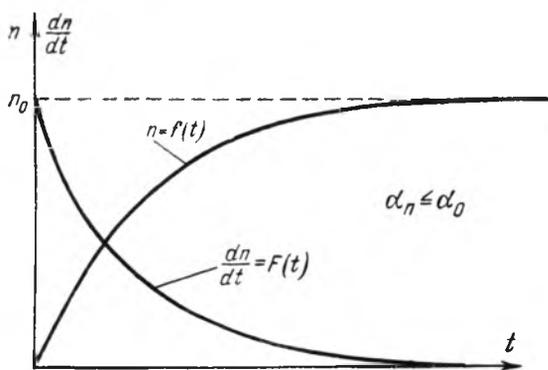


Рис. 1.

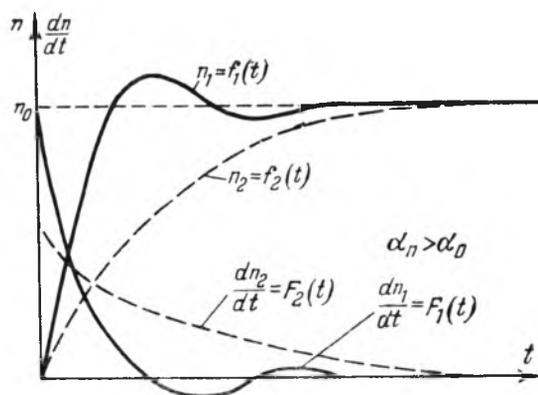


Рис. 2.

Таблица 1

α_n	Время разгона до номинальной скорости вращения, сек.	Максимальная скорость изменения частоты в зоне 45—50 пер/сек, пер/сек ²	Характер процесса регулирования и разгона
1	Турбина развернулась только до 97% номинального числа оборотов в течение 120 сек.		Апериодический
1,5	30	0,6	Апериодический
2	15	2	Колебательный

В табл. 1 приведены данные опытов по запуску вертикальной гидротурбины ЛМЗ 1 360 квт поворотного-лопастного типа, напор 6 м, с пониженными пусковыми открытиями (нормальное пусковое открытие $\alpha_{nn} = 2,5$ дел.). Следует отметить, что в зоне 45—50 пер/сек ускорения получились выше допустимых значений, даже при открытии $\alpha_n = 1,5$ дел.

Таблица 2

Параметры гидротурбины	α_n	Время разгона до номинальной скорости вращения, сек.	Максимальная скорость изменения частоты, пер/сек ² в зоне				Частота начала прикрытия направляющего аппарата, пер/сек
			35—40 пер/сек	40—45 пер/сек	45—50 пер/сек	50—55 пер/сек	
15 000 квт, радиально-осевого типа, вертикальная, напор 36 м	1,5	64	0,9	0,5	0,3	0,2	50
	2,0	34	1,5	1,0	0,7	0,6	50
	3,0	17	2,4	2,3	1,9	1,4	50
12 500 квт, поворотного-лопастного типа, вертикальная, напор 17,6 м	2,4	35	—	1,5	1,3	0,8	50
	3,0	—	2,4	2,0	1,7	1,3	50
	4,0	—	3,0	2,8	2,8	—	50

В табл. 2 приведены ускорения, полученные при снятии разгонных характеристик двух турбин ЛМЗ при пусках с различным открытием направляющего аппарата.

Как видно из табл. 2, для турбины 15 000 квт при уменьшении пускового открытия с $\alpha_n = 3$ до $\alpha_n = 2$ ускорения в зоне 40—50 пер/сек остаются еще выше допустимых значений и равны 0,7—1 пер/сек². Следует отметить, что при этом время разгона увеличивается в 2 раза и составляет 34 сек.

Для уменьшения времени разгона турбины пуск ее может быть осуществлен при нормальных или повышенных пусковых открытиях, а после того как скорость вращения агрегата достигнет 70—80% от номинального значения, с помощью механизма ограничителя открытия направляющий аппарат прикрывается на такую величину, чтобы обеспечить дальнейший разгон агрегата до номинальной скорости вращения с допустимыми ускорениями.

Как известно, в турбинах поворотного-лопастного системы момент, развиваемый турбиной, зависит не только от открытия направляющего аппарата, но и от угла поворота лопастей рабочего колеса.

Пуск таких турбин производится при постоянном открытии направляющего аппарата, а угол поворота лопастей рабочего колеса изменяется в процессе пуска с помощью комбинаторной связи от максимального до оптимального значения, соответствующего данному открытию.

Поэтому в зависимости от момента включения комбинаторной связи и скорости поворота лопастей рабочего колеса можно получить различный вид разгонных характеристик турбин.

Практически для турбин любого типа можно получить разгонные характеристики нужного вида, т. е. с допустимыми ускорениями в диапазоне частот 42—52 пер/сек. Однако в большинстве случаев это связано с увеличением времени разгона или значительным усложнением схемы пуска.

В ЦНИЭЛ был разработан режим разгона гидротурбин по сниженной характеристике, который дает возможность простыми средствами получить необходимый вид разгонной характеристики для турбин любого типа⁴.

Перед пуском турбины механизм регулирования скорости вращения устанавливается в крайнем нижнем положении. Затем турбина запускается с нормальным или повышенным открытием направляющего аппарата. После того как разворот агрегата будет закончен, скорость вращения его будет ниже номинальной на величину, зависящую от типа и конструкции автоматического регулятора скорости. Так, например, для регулятора скорости типа УК крайнее нижнее положение механизма регулирования скорости

⁴ При выборе режима разгона гидротурбины были использованы советы инженера Оргрэн А. А. Владислава и инженера ГИДЭП В. М. Кучкина.

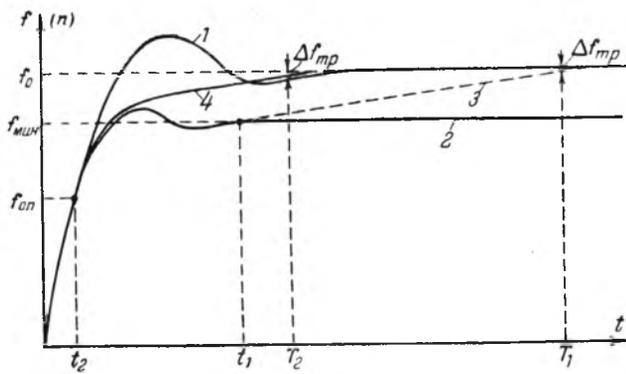


Рис. 3.

дает снижение оборотов до 85% от номинального значения.

Далее дают непрерывный импульс электродвигателю механизма регулирования скорости в сторону «прибавить». При этом скорость вращения турбины начинает снова увеличиваться с постоянным ускорением, величина которого зависит от характеристик электродвигателя и редуктора механизма регулирования скорости.

На рис. 3 приведены разгонные кривые для нормального пуска 1, пуска по сниженной характеристике 2 и пуска по сниженной характеристике с последующим импульсом «прибавить» 3 в момент времени t_1 .

Когда разность частот сети и генератора окажется меньше заданной величины, генератор будет включен в сеть, и время от момента запуска агрегата до включения его в сеть будет равно T_1 . Для уменьшения этого времени импульс «прибавить» следует давать с некоторым опережением, например, в момент времени t_2 .

Опыт показывает, что при этом разгонная характеристика турбины может быть получена в виде кривой 4, и появляется возможность устранить качания от перерегулирования и снизить время разгона до T_2 .

При самосинхронизации гидрогенераторов без успокоительной обмотки необходимо, чтобы при включении генератора в сеть ускорение агрегата не превышало 0,3—0,5 пер/сек². Такое ускорение обычно легко получить, вводя в цепь электродвигателя механизма регулирования скорости добавочное сопротивление.

В случае, если генератор снабжен автоматическим регулятором частоты, для работы которого необходимо иметь значительно большие скорости изменения частоты, можно предусмотреть две параллельные цепи управления электродвигателем механизма регулирования скорости с различными добавочными сопротивлениями в каждой из них.

Часто в регуляторах скорости старых типов, например типа МК, крайнее нижнее положение механизма регулирования скорости дает уменьшение ее только на 5—7% от номинального. В таких случаях для того, чтобы обеспечить синхронизацию при больших снижениях частоты в сети, необходимо произвести несложную переделку передачи механизма регулирования скорости для снижения нижнего предела регулирования скорости.

Методика расширения пределов механизма регулирования скорости разработана гидроцехом ОргрЭС.

Рассмотрение и сравнение различных методов получения разгонных характеристик гидротурбин, наиболее пригодных для самосинхронизации, позволяют сделать вывод о том, что одним из наиболее целесообразных методов разгона является разгон по сниженной характеристике с помощью механизма регулирования скорости вращения турбины.

Схема автоматической самосинхронизации гидрогенератора при разгоне турбины по сниженной характеристике

На рис. 4 приведена принципиальная схема автоматической самосинхронизации гидрогенератора для случая, когда на каждом генераторе установлено отдельное реле разности частот типа ИРЧ. При пуске агрегата замыкаются соответствующие цепи ключом управления 1-ПУ, и ключом синхронизации КС-1. В этом положении контакты 1-2, 3-4, 5-6 и 9-10 ключа КС-1 замкнуты, а контакты 7-8 разомкнуты.

Затем нажимается кнопка «пуск», причем срабатывает реле пуска данного генератора 1-РПВ. Нормально разомкнутыми контактами реле 1-РПВ замыкается цепь токовой обмотки реле ИРЧ, подается плюс постоянного тока на релейную схему и подготавливается цепь электродвигателя механизма регулирования скорости (ЭРС)

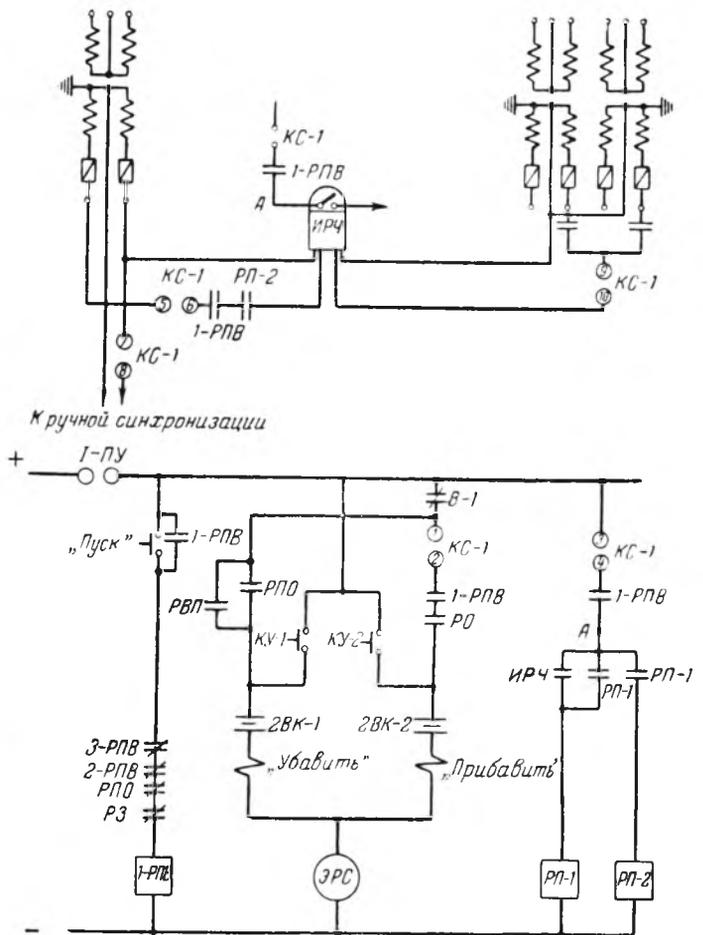


Рис. 4.

«прибавить». После того как скорость вращения агрегата достигнет 0,75—0,85 номинальной, срабатывает реле оборотов *РО* и замыкает цепь *ЭРС* «прибавить», при этом агрегат продолжает увеличивать свои обороты, но разгонная характеристика постепенно переходит в пологую прямую с небольшим углом наклона (кривая 4, рис. 3). Дальнейший разгон происходит с заданным ускорением, и при достижении заданной разности частот срабатывает реле *ИРЧ*, замыкая цепь промежуточного реле *РП-1*. Последнее блокирует контакт реле *ИРЧ* и замыкает цепь промежуточного реле *РП-2*. Реле *РП-2* с помощью нормального замкнутого контакта разрывает цепь токовой обмотки *ИРЧ* для предотвращения попадания на нее повышенного напряжения и с помощью нормально открытого контакта дает импульс на включение выключателя генератора⁵. После включения выключателя с помощью его блокконтактов *В-1* включается *АГП* и снимается импульс «прибавить» с *ЭРС*. Когда генератор вошел в синхронизм, ключ синхронизации *КС-1* ставится в положение «отключено» и на генератор принимают нагрузку.

При остановке агрегата от руки нажимается кнопка «остановка» и срабатывает реле остановки *РПО*. Его нормально открытые контакты подают импульс на отключение выключателя генератора и подготавливают цепь «убавить» *ЭРС*. После отключения выключателя один из его блок-контактов подает импульс на отключение *АГП*, а другой контакт *В-1* подает импульс «убавить» на электродвигатель механизма изменения скорости до тех пор, пока последний не займет нижнее положение, после чего цепь «убавить» разорвется концевым выключателем *2ВК-1*. После отключения *АГП* его блок-контакты подают импульс для установки реостата возбуждения в положение, соответствующее холостому ходу или нагрузке.

После завершения остановки, реле остановки деблокируется, контакт его *РПО* в цепи «убавить» *ЭРС* размыкается, и все цепи подготовлены к последующей самосинхронизации.

При отключении генератора автоматически от защит, действующих на остановку агрегата, импульс от выходного реле защиты подается на реле остановки, и последовательность операции сохраняется той же, как при остановке агрегата от руки.

В случае, если генератор отключается от защиты, не действующей на остановку агрегата, срабатывает другое выходное реле защиты *РВП*. Это реле одним своим нормально открытым контактом самоблокируется, а другими — замыкает цепи отключающих катушек выключателя и *АГП*, а также цепь «убавить» *ЭРС*. После того как выключатель отключается, замыкается его блок-контакт *В-1* и подается импульс «убавить» на электродвигатель механизма регулирования скорости до его установки в крайнем нижнем положении. Контакты реле оборотов *РО* остаются замкнутыми, и цепь «прибавить» *ЭРС* подготовлена к самосинхронизации.

⁵ Цепи защиты и управления выключателем и *АГП* за исключением контактов, участвующих в схеме, на рис. 4 не показаны.

Для того чтобы теперь включить генератор в сеть, необходимо замкнуть соответствующую цепь ключом синхронизации и нажать кнопку «пуск». При этом срабатывает реле пуска *1-РПВ* и одним из своих контактов деблокирует выходное реле защиты *РВП*, а другим дает импульс «прибавить» на *ЭРС*. Дальнейший процесс идет, как было описано выше.

В случае применения реле типа *ИРЧ-01* в исполнении электроаппаратного завода разрыв цепи токовой обмотки может осуществляться без дополнительного промежуточного реле *РП-2*. Благодаря более медленному отходу контактов реле *ИРЧ-01* реле *РП-1* успевает надежно сработать. Цепь реле пуска *1-РПВ* контролируется нормально замкнутыми контактами реле пуска других агрегатов (*2-РПВ* и *3-РПВ*), выходного реле защиты, действующей на остановку агрегата (*РЗ*), и реле остановки (*РПО*).

Контакты ключа синхронизации *КС-1* в цепи токовой обмотки *ИРЧ* предотвращают попадание на реле напряжения 100 в при ручной синхронизации, а контакты *1-РПВ* в той же цепи необходимы для той же цели, если деблокировка реле *РП-2* произойдет раньше, чем ключ *КС-1* будет переведен в положение «отключено».

Результаты испытаний

Схема автоматической самосинхронизации с режимом разгона турбины по сниженной характеристике была экспериментально проверена на одной из гидроэлектростанций⁶.

Выделенный для этих испытаний агрегат состоял из турбины поворотно-лопастного типа завода *ЛМЗ* 12,5 тыс. *квт*, с напором 17,6 м вод. ст., расходом 82 *м³/сек* и скоростью вращения 150 об/мин и генератора типа *СБ-546/90-40* завода «Электросила» мощностью 15,6 тыс. *квт*, 1 430 а, 6 300 в.

Турбина снабжена автоматическим регулятором скорости типа *УК-150* завода *ЛМЗ* выпуска 1948 г. Для привода автоматического регулирования скорости на одном валу с генератором предусмотрен вспомогательный генератор 1 *квт*, 110 в и 25 пер/сек.

При пуске на ограничителе открытия скорость изменения частоты в зоне 45 — 50 пер/сек равна 1,3 пер/сек² (табл. 2). При непрерывном импульсе «прибавить» на *ЭРС* скорость изменения частоты составляла около 0,2 пер/сек². Крайнее нижнее положение механизма регулирования скорости соответствует 88% от номинальной скорости вращения или ~ 44 пер/сек. При запуске турбины и крайнем нижнем положении механизма регулирования скорости регулятор скорости надежно и достаточно точно устанавливал заданную скорость вращения, равную 0,88 номинальной.

На рис. 5 приведены осциллограммы разгонных характеристик $f = F(t)$ при запуске турбины по сниженной характеристике, при пусковом открытии направляющего аппарата $\alpha_n = 1,8$ дел. и автоматическом включении генератора в сеть в соответствии со схемой рис. 4.

⁶ При экспериментальной проверке ЦНИЭЛчу была оказана помощь работниками эксплуатации одной из энергетических систем МЭС М. И. Зархи, П. С. Баловым, Л. Н. Глазуновым и Е. В. Смирновым.

Нижняя кривая на рис. 5 соответствует пуску при крайнем нижнем положении механизма регулирования скорости и подаче импульса «прибавить» на ЭРС после того, как скорость вращения агрегата установилась, при частоте генератора ~ 45 пер/сек (точка 0). При этом генератор был включен в сеть через ~ 65 сек. после пуска

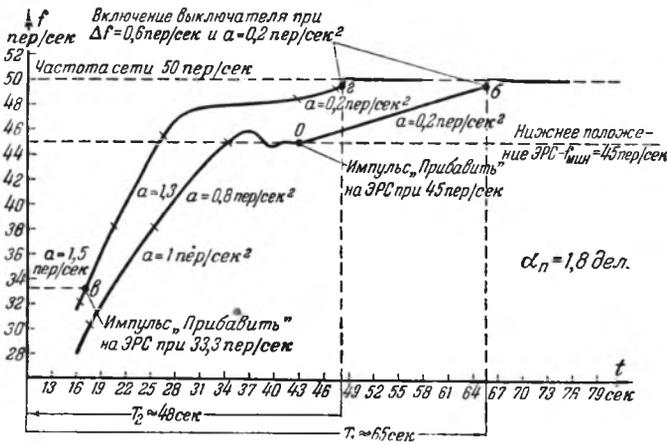


Рис. 5.

(точка б). Верхняя кривая соответствует пуску в тех же условиях, но импульс «прибавить» на ЭРС был подан с опережением, до того как скорость вращения агрегата устанавливалась, а именно при частоте генератора, равной $\sim 33,3$ пер/сек (точка в). При этом генератор был включен в сеть через 48 сек. после пуска (точка з).

В обоих случаях выключатель генератора включался автоматически с помощью релейной схемы, изображенной на рис. 4, от импульса реле разности частот типа ИРЧ.

Реле разности частот было включено одной из своей обмоток на трансформатор напряжения шин, а другой — на остаточное напряжение незаземленных фаз трансформатора напряжения генератора, как указано на рис. 4. Остаточное напряжение генератора было равно примерно 2 в. Реле разности частот было настроено на срабатывание при разности частот $\sim 0,6$ пер/сек, т. е. при скольжении $\sim 1,2\%$.

На рис. 6 приведены осциллограммы 1 и 2 напряжения на шинах станции и токов статоров генератора при этих включениях (см. кривые на рис. 5).

Как видно из осциллограмм, генератор быстро втягивался в синхронизм с весьма незначительными качаниями. Кратность периодической составляющей тока статора по отношению к номинальному току была в первом опыте $\sim 1,7$, а во втором $\sim 2,6$.

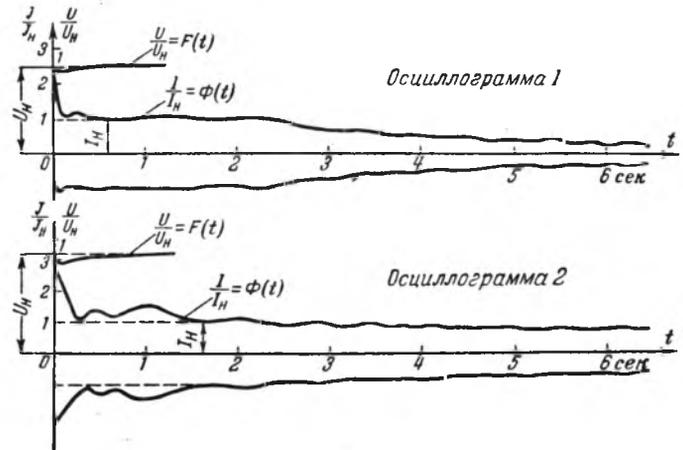


Рис. 6.

При включении генератора в сеть напряжение на шинах гидроэлектростанции понижалось до $0,92 \div 0,95$ от номинального, как это видно из осциллограмм на рис. 6, и восстанавливалось до номинального значения в течение $0,5 \div 0,8$ сек. Естественно, что такое кратковременное снижение напряжения никакого влияния на работу потребителей не оказывало.

Схема автоматической самосинхронизации гидрогенераторов с пуском гидротурбины по сниженной характеристике и с применением реле разности частот типа ИР2-01, включенным непосредственно на остаточное напряжение генератора, одобрена Техническим управлением МЭС. Она рекомендована в качестве типовой при проектировании автоматизированных гидроэлектростанций для гидрогенераторов всех типов и конструкций, независимо от их мощности и схемы коммутации.

В настоящее время описанная схема выполнена для автоматизированных гидроагрегатов в ряде гидроэлектростанций МЭС и эксплуатация ее показала вполне удовлетворительный результат.



Импульсные измерения линий, находящихся под напряжением

Канд. техн. наук Я. Л. Быховский

Импульсные измерения линий электропередачи, находящихся под напряжением, позволяют не только определять расстояния до мест повреждений, но и предупреждать аварии путем своевременного обнаружения плохих контактов, ослабленной изоляции и других неисправностей.

Выполнение таких измерений затруднено высоким уровнем высокочастотных помех. Оказывается необходимым работать при небольших усилениях, что сокращает дальность действия и чувствительность импульсных измерителей, либо применять зондирующие импульсы весьма большого напряжения — порядка тысяч и даже десятков тысяч вольт, что удорожает и утяжеляет импульсные приборы и делает почти неустраиваемыми нежелательные воздействия на устройства высокочастотной телефонной связи, телемеханики и защиты линий электропередачи.

Исследование характера высокочастотных помех на линиях электропередачи показало, что путем использования определенных временных зависимостей можно решить задачу импульсных измерений линий, находящихся под напряжением, с помощью импульсов небольшой мощности.

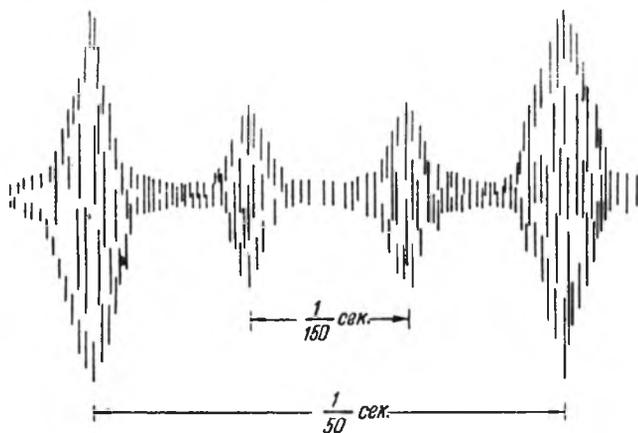


Рис. 1. Оциллограмма высокочастотных помех на линиях электропередачи.

Как видно из оциллограммы высокочастотных помех на линии 220 кв (рис. 1), всплески помех синхронизированы частотой сети. Наибольшие всплески помех, разделенные интервалами 0,02 сек., совпадают с наличием на измеряемой фазе максимального напряжения положительной полярности. Между ними с интерва-

лами $\frac{1}{150}$ сек. размещаются всплески от соседних фаз, имеющие амплитуду в 2—2,5 раза меньше. Наконец, имеются промежутки времени с длительностью 2—3 м/сек, где напряжение помех примерно в 10 раз меньше, чем во время всплесков. Такой упорядоченный характер помех позволяет значительно уменьшить их воздействие на

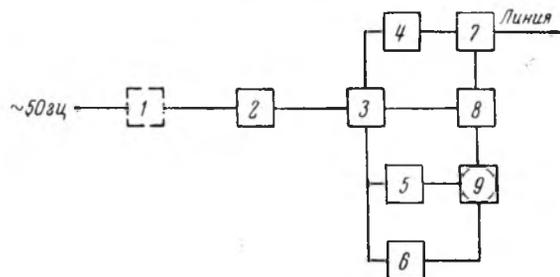


Рис. 2. Блок-схема прибора для линий электропередачи длиной до 250—300 км.

1—утроитель частоты; 2—фазовращатель 50 или 150 гц с ограничителем и дифференцирующей цепочкой; 3—мульти vibrator с постоянной регулировкой на 1,5—2 м/сек и с выходом на блоки 4 и 5 через дифференцирующие цепочки; 4—генератор импульсов; 5—блок развертки с регулируемой скоростью и задержкой; 6—блок отметок электрического масштаба; 7—дифференциальная система; 8—приемник-усилитель; 9—электронно-лучевая трубка.

импульсный измеритель, если осуществлять измерения в интервалы времени, когда помехи минимальны.

Весь процесс просмотра линии укладывается в этот период, так как длина линий 220 кв обычно не превышает 250 км и при скорости распространения $295 \cdot 10^3$ км/сек время пробега импульса от начала до конца линии и обратно не превышает 1,7 мсек.

$$\left(T = \frac{2l}{v} = \frac{2 \cdot 250}{295 \cdot 10^3} = 1,7 \cdot 10^{-3} \text{ сек.} \right).$$

На рис. 2 показана блок-схема прибора для импульсных измерений линий, находящихся под напряжением. В нем предусмотрена синхронизация генератора импульсов и усилителя входящих сигналов частотой 50 гц или утроенной частотой 150 гц.

В этой схеме имеется фазовращатель с ограничителем и дифференцирующей цепочкой.

При помощи фазовращателя времени срабатывания генератора импульсов и отпирания приемника устанавливается таким образом, чтобы

появление сигнала на экране прибора происходило в периоды наименьшего значения помех.

Импульс на выходе блока 2 можно сдвигать на несколько миллисекунд относительно началь-

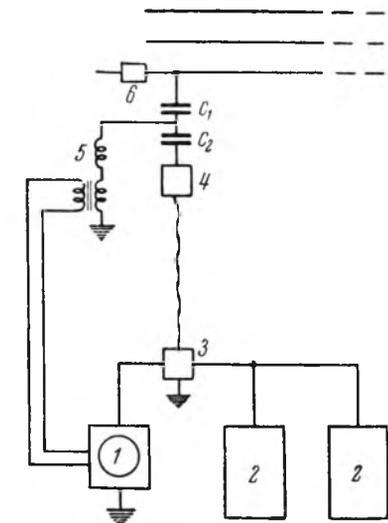


Рис. 3. Схема подключения импульсного измерителя к линии электропередачи.

1—импульсный измеритель; 2—высокочастотный пост; 3—разделительный фильтр; 4—фильтр присоединения; 5—устройство отбора мощности; 6—высокочастотный заградитель; C_1 и C_2 —конденсатор связи и емкостный делитель.

ной фазы напряжения 50 гц или 150 гц (если применяется утроитель частоты 4).

Импульс от блока 2 запускает задержанный мультивибратор 3, имеющий постоянную регули-

ровку 1,5—2 мсек. На это время мультивибратор открывает приемник 8.

Передний фронт импульса мультивибратора (через дифференцирующие цепочки) запускает генератор зондирующих импульсов 4, блок развертки 5 и блок отметок 6. Блок развертки снабжен обычными устройствами для регулирования времени задержки и скорости развертки.

Линия подключается к генератору импульсов и входному усилителю через дифференциальный трансформатор 7, служащий для уменьшения влияния импульсов на усилитель отраженных сигналов.

Управляющее напряжение 50 гц можно брать непосредственно от сети питания. Учитывая возможность измерения отключившихся линий, желательно предусмотреть также подводку управляющего напряжения непосредственно от устройства емкостного отбора мощности данной линии, как показано на рис. 3. На этом рисунке показано подключение к линии импульсного измерителя совместно с высокочастотными постами.

Частоты заполнения импульса должны выбираться в области выше 300 кгц для того, чтобы с помощью разделительного фильтра 3 можно было устранить взаимные влияния между импульсным прибором и высокочастотными постами.

Так как благодаря фазировке прибора с напряжением на измеряемой линии могут применяться импульсы сравнительно небольшой мощности (порядка сотен ватт на линиях 110—220 кв), взаимные влияния можно устранить без особых затруднений.

□ □ □

25-летие Свердловской торфяной электростанции

Инж. Н. И. Силонов

25 лет назад вступила в работу Свердловская торфяная электростанция.

Свердловская гэс является одним из первенцев плана электрификации России (ГОЭЛРО) и сооружена как энергетическая база до момента пуска больших районных электростанций (Сугрэс, Челябингрэс).

Старая городская электростанция, имевшая десяток самых разнообразных машин общей мощностью менее 1 000 квт, была характерным предприятием такого рода, полученным в наследство от царской России.

Электроснабжение города и его промышленности в конце 1922 г. оказалось в тупике. Надо было срочно искать выход из создавшегося положения, который и был в 1923 г. найден в сооружении под Свердловском торфяной электростанции.

Свердловская гэс строилась как первая на Урале электростанция значительной по тому времени мощности, с использованием торфяного

топлива. Ее тогда называли «Уральская Шатура».

Для использования были намечены торфяные болота, расположенные по соседству с прудом Верх-Исетского завода. В соответствии с этим выбрано и место для новой станции в 6 км от города, на так называемом Большом Конном полуострове (бывшем когда-то гранитным островом), т. е. в непосредственной близости от топлива и воды.

Одновременно с проектированием и строительством электростанции подготавливались и разрабатывались указанные торфяные массивы. Торфоснабжение электростанции было осуществлено по следующей схеме.

Торф ручной, а затем и машинной резки в вагонах с откидными нижними бортами по узкоколейному пути подается к станции паровозами, а далее по железобетонному двухпутному наклонному мосту поднимается в бункерную галерею канатной тягой. Залас торфа создается на аварийном складе при электростанции.

С 1929 г. осуществляется механизация торфо-разработок путем применения багерных и элеваторных машин, снабженных транспортерами для передачи торфа на поля сушилки.

Торф сжигается в шахтно-цепных топках проф. Т. Ф. Макарьева, спроектированных по его личным указаниям. Эти топки полностью оправдали свое назначение и с первых дней эксплуатации показали свою эффективность, особенно при сжигании торфа повышенной влажности.

На Свердловской гЭС монтировалось и пускалось вновь осваиваемое оборудование отечественного производства — топки, котлы и турбогенераторы первых выпусков наших заводов. Это была одна из первых электростанций, сооруженных после Октябрьской революции и целиком снабженных отечественным оборудованием.

В процессе строительства пришлось решать ряд сложных по тому времени задач, связанных с получением строительных материалов и производством работ. Был пущен бездействовавший кирпичный завод, восстановлены заброшенные печи для обжига извести, лес собирался по старым лесосекам и т. п.

Строителям удалось полностью обойтись без временного жилья. Сразу был построен постоянный поселок при станции. Он имел амбулаторию, баню, механизированные колодцы, столовую, магазин, клуб.

Для механизации строительных работ у возводимого главного здания была сделана деревянная вышка с размещением в ней цепного подъемника для подачи материала на любую отметку здания, двух деревянных напорных баков с водой, водопроводного стояка с кранами на разных отметках и центробежного электронасоса.

Для самотечного подвода циркуляционной воды из пруда в колодец конденсационного помещения электростанции были применены деревянные трубы, собранные из сосновой клепки и стянутые стальными обручами. Имелось ввиду постоянное нахождение этих труб в воде, без доступа воздуха. Двадцатипятилетняя работа электростанции подтвердила правильность этого начинания.

Трубы на длине 700 м требовалось заглубить в дно сравнительно мелкой части пруда. С этой целью был применен способ вымораживания, мало до тех пор проверенный для таких больших работ в климатических условиях Среднего Урала.

Вымораживание воды производилось постепенным скалыванием сверху тонкого слоя льда. Слой за слоем глубина ледяной выемки в виде ряда колодцев увеличивалась, пока не доходила до дна, затем выморозка продолжалась в иле.

По мере промораживания колодцев до дна пруда и промерзания стенок между ними, по-

следние постепенно выламывались. Наибольшая глубина колодцев, которую удалось получить, равна была 1,5 м, что явилось, однако, пределом. Из-за начавшихся оттепелей часть глубоких колодцев была залита фонтанирующими со дна струйками воды. В этой части водоподводящего сооружения пришлось отказаться от прокладок труб и ограничиться созданием в дне пруда открытого канала.

Из других новшеств по тому времени следует отметить:

Вследствие запоздания проекта и сооружения железобетонного перекрытия котельной три котла монтировались под открытым небом. Машинный зал до пуска в работу котлов отапливался калориферами, с подачей горячего воздуха.

Анкерные опоры для линий электропередачи выполнены из железобетона. Часть опор для линии, перекинутой через пруд, заделана в ряжевые каменные основания (островки).

Первое время электроэнергия в город, Верх-Исетскому заводу и на площадки новостроек передавалась на генераторном напряжении 6 кв.

Между распределительным устройством и отходящими воздушными линиями были установлены буферные трансформаторы с коэффициентом трансформации 1 : 1 и с повышенной изоляцией обмотки с выходной стороны. При сооружении распределительного устройства и заказе трансформаторов предусматривалась возможность перехода на более высокое напряжение, что и было впоследствии выполнено путем перехода на 35 кв.

Основные этапы строительства видны из следующего.

После расчистки площадки, покрытой лесом, в июне 1924 г. состоялась закладка главного здания; в фундамент его заложена медная доска с надписью «Ильич на VIII съезде Советов сказал: электрификация — это вторая программа партии».

В мае 1925 г. начало поступать основное оборудование и было приступлено к монтажу котлов; в декабре того же года развернулись монтажные работы в машинном зале.

В декабре 1926 г. агрегаты I очереди были пущены в работу, прошли испытания, и с начала 1927 г. в Свердловск была подана электроэнергия, оживившая промышленность, быт города и его района.

Свердловская электростанция сыграла большую роль для Свердловского района до получения им электроэнергии от Челябинской районной электростанции (ЧелябгрЭС) и до пуска Среднеуральской районной электростанции (СугрЭС).

Наряду с этими крупными электростанциями Свердловская гЭС и теперь продолжает снабжать электроэнергией г. Свердловск.



Трясун для уплотнения песка в трубах

Уплотнение песка в трубах, подлежащих гнущу, как известно, является крайне трудоемкой операцией.

Получивший распространение способ механизации уплотнения песка при помощи двух пневматических молотков, передвигаемых вдоль трубы, значительно облегчил труд рабочих и сократил число рабочих до одного; однако время уплотнения песка в трубе сократилось незначи-

тельно, и этот способ вызывает необходимость в компрессоре на трубной площадке, эксплуатация которого вызывает значительные расходы.

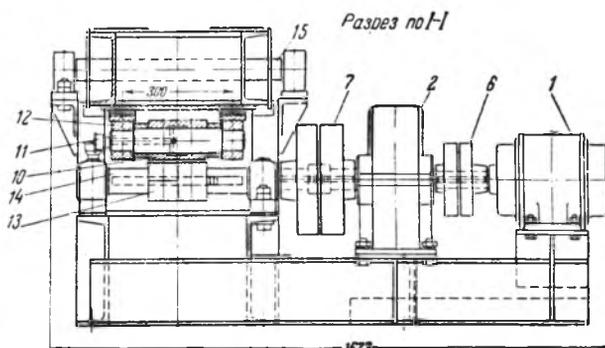
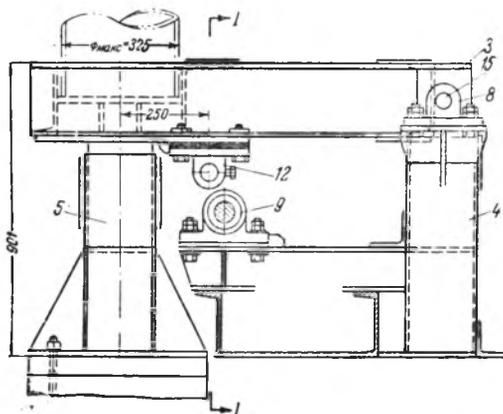
С целью ускорения и удешевления процесса уплотнения песка в трубах трест Центроэнергомонтаж разработал конструкцию трясуна с приводом от электродвигателя и провел испытания пробного его образца.

Трясун (см. рисунок) состоит из нижней неподвижной рамы 4, сваренной из швеллеров и листов, на которой установлен электродвигатель 1 мощностью 3,2 квт, 1450 об/мин и редуктор 2. Вращение электродвигателя передается через эластичную муфту 6 редуктору 2 и от последнего через муфту 7 валу 14, покоящемуся на двух подшипниках 9, установленных на раме 4. На валу 14 укреплены на шпонке два кулачка 13, имеющие по одному зубу; зуб одного кулачка развернут по отношению к другому на 180°. Правый конец верхней качающейся рамы 3 соединен с осью 15, покоящейся на двух подшипниках 8, установленных на раме 4. Снизу рамы 3 установлены два подшипника 12, в которых установлена ось 11 с роликом 10. Труба, наполненная песком, устанавливается в углубление рамы 3 и прислоняется к трубной вышке. Верхняя часть трубы свободно охватывается хомутом, прикрепленным к вышке и служащим для удержания трубы в вертикальном положении.

При включении электродвигателя вал 14 вместе с кулачками 13 начинает поворачиваться, и зубья кулачков поднимают ролик 10, а следовательно, и левый конец рамы 3, а вместе с ней и трубу. Подняв трубу на полную высоту зуба кулачка, ролик соскальзывает, и левый конец рамы 3 вместе с трубой устремляется вниз и ударяется о деревянные подкладки тумбы 5; в результате удара песок в трубе встряхивается и уплотняется. Во избежание передачи удара на раму механизма трясуна тумба 5 устанавливается независимо от рамы трясуна на дубовые брусья, покоящиеся на отдельном фундаменте.

Скорость вращения кулачкового вала составляет 84 об/мин, а число колебаний трубы в минуту при двух кулачках 168. Максимальный наружный диаметр трубы 325 мм; максимальный вес трубы с песком 2 500 кг.

Габариты станка: длина 1 627 мм; ширина 1 325 мм; высота 901 мм. Вес станка с электродвигателем 825 кг.



тально, и этот способ вызывает необходимость в компрессоре на трубной площадке, эксплуатация которого вызывает значительные расходы.

С целью ускорения и удешевления процесса уплотнения песка в трубах трест Центроэнергомонтаж разработал конструкцию трясуна с приводом от электродвигателя и провел испытания пробного его образца.

Трясун (см. рисунок) состоит из нижней неподвижной рамы 4, сваренной из швеллеров и листов, на которой установлен электродвигатель 1 мощностью 3,2 квт, 1450 об/мин и редуктор 2. Вращение электродвигателя передается через эластичную муфту 6 редуктору 2 и от последнего через муфту 7 валу 14, покоящемуся на двух подшипниках 9, установленных на раме 4. На валу 14 укреплены на шпонке два кулачка 13, имеющие по одному зубу; зуб одного кулачка развернут по отношению к другому на 180°. Правый конец верхней качающейся рамы 3 соединен с осью 15, покоящейся на двух подшипниках 8, установленных на раме 4. Снизу рамы 3 установлены два подшипника 12, в которых установлена ось 11 с роликом 10. Труба, наполненная песком, устанавливается в углубление рамы 3 и прислоняется к трубной вышке. Верхняя часть трубы свободно охватывается хомутом, прикрепленным к вышке и служащим для удержания трубы в вертикальном положении.

При включении электродвигателя вал 14 вместе с кулачками 13 начинает поворачиваться, и зубья кулачков поднимают ролик 10, а следовательно, и левый конец рамы 3, а вместе с ней и трубу. Подняв трубу на полную высоту зуба кулачка, ролик соскальзывает, и левый конец рамы 3 вместе с трубой устремляется вниз и ударяется о деревянные подкладки тумбы 5; в результате удара песок в трубе встряхивается и уплотняется. Во избежание передачи удара на раму механизма трясуна тумба 5 устанавливается независимо от рамы трясуна на дубовые брусья, покоящиеся на отдельном фундаменте.

Скорость вращения кулачкового вала составляет 84 об/мин, а число колебаний трубы в минуту при двух кулачках 168. Максимальный наружный диаметр трубы 325 мм; максимальный вес трубы с песком 2 500 кг.

Габариты станка: длина 1 627 мм; ширина 1 325 мм; высота 901 мм. Вес станка с электродвигателем 825 кг.

обстукиванию ручными кувалдами; при этом дальнейшей усадки песка не произошло.

Конструкция трясуна отличается небольшими размерами, простотой в изготовлении и обслуживании. Благодаря этим преимуществам трясун должен получить широкое распространение при горячем гнущу труб в монтажных условиях.

Инж. Л. Д. Гинзбург-Шик

Смена перекрытия действующей тэц

На одной тэц Молотовэнерго перекрытие, выполненное из деревянных плит, пришло в ветхость и было заменено новым перекрытием из железобетонных плит.

Смена перекрытия машинного зала и котельной была произведена без перерыва и помех при эксплуатации.

В машинном зале по мосту 50-т мостового крана была сделана металлическая площадка (рис. 1), с которой производились работы по усилению ферм и которая в то же время служила защитным настилом. Ширина площадки равняется ширине крана (6 100 мм) и охватывает одновременно две фермы или пролет перекрытия. Кран может быть использован в любое время на ремонте турбин, без снятия надстройки. Пол площадки деревянный, оббитый кровельной сталью для защиты от загорания при электросварочных работах по усилению ферм. По обе стороны надстройки крана установлен съемный барьер высотой 2 м из кровельной стали для ограждения турбинного цеха от попадания в него строительного мусора, кусков стали и т. п. Настил площадки имеет уклон в сторону наружной стены, сделанный для того, чтобы по нему стекала дождевая вода, которая может попасть через открытый проем перекрытия. От площадки в оконный проем сделана отводящая труба, по которой вода отводится наружу здания.

С монтажной площадки произведено было усиление всех прогонов ферм, по всему цеху.

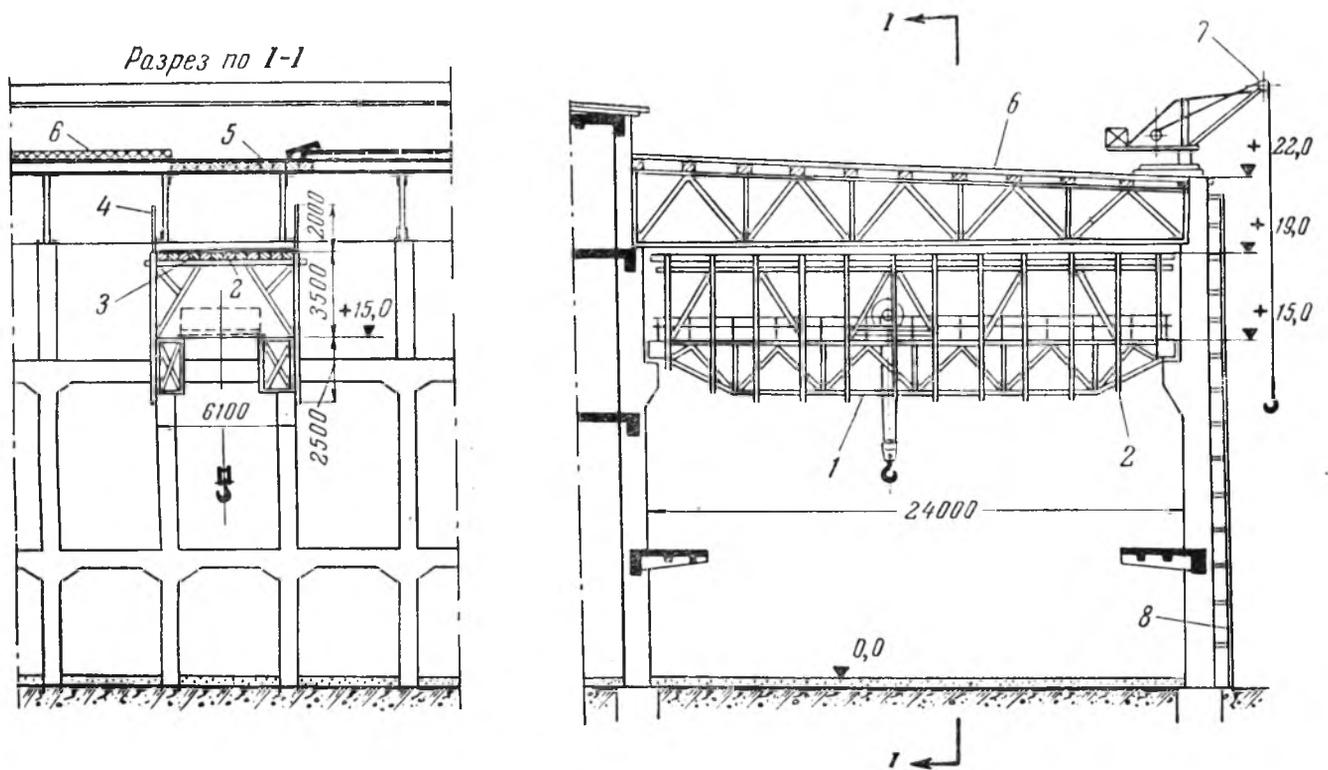


Рис. 1. Машинный зал.

1—мостовой кран; 2—металлическая площадка на мостовом кране (защитный настил); 3—деревянный пол площадки, обшитый тонкой сталью; 4—защитный барьер; 5—передвижной защитный настил; 6—перекрытие здания; 7—кран ДИП грузоподъемностью 250 кг; 8—защитный фартук окон и стены от ударов груза.

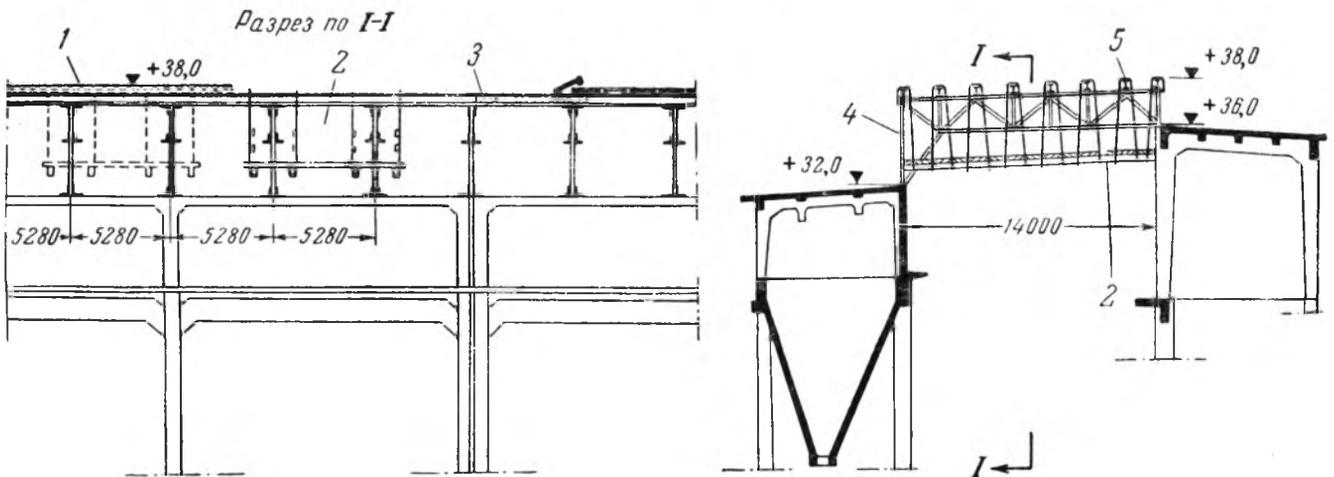


Рис. 2. Котельный цех.

1—перекрытие; 2—подвесные леса; 3—передвижной защитный настил; 4—фермы; 5—прогоны.

Когда кончилась работа в одном пролете, снимался барьер, и кран переходил на следующий пролет и т. д. Материал поднимался сначала на перекрытие кранами ДИП, установленными в двух точках по длине корпуса, а затем через временно открытые проемы в перекрытии подавался на площадку.

После того как усилили все фермы, было приступлено к смене перекрытия.

Кран с площадкой устанавливался под пролетом, который весь раскрывали. Старая кровля сбрасывалась с крыши, а затем укладывали железобетонные плиты.

Для предотвращения аварий и несчастных случаев при возможном падении тяжелой железобетонной плиты в процессе укладки ее был предусмотрен специальный деревянный защитно-передвижной настил, который после укладки каждой плиты подвигается по балкам прогонов вперед.

Весь материал для перекрытия поднимался кранами ДИП грузоподъемностью 250 кг и развозился по пере-

крытию к месту укладки ручными тележками по катальным доскам.

В котельном цехе смена перекрытия ввиду отсутствия мостового крана была более сложна.

После раскрытия котельной на прогоны набрасывались доски и с них устраивались подвесные монтажные леса (рис. 2). С этих лесов производилось усиление ферм и прогонов.

Материал для усиления перекрытия подавался с отметки +36,0 и отметки +32,0. С указанных лесов производились работы одновременно по двум фермам. После окончания работ в одном пролете леса переносились на следующий и т. д.

После усиления ферм укладывались железобетонные плиты таким же способом, как и в машинном зале, с деревянным передвижным защитным настилом.

Инж. Н. В. Подъячев

Упрощение конструкции релейных панелей

На многих станциях и подстанциях релейные панели располагаются с обратной стороны панелей управления. Такое размещение обеспечивает хорошую взаимосвязь между панелью управления и релейной панелью для каждой монтажной единицы в пределах щита. Иногда такая связь между панелями осуществляется по вертикали. В этом случае релейный щит располагается в кабельном полуэтаже щитового помещения.

Как в первом, так и во втором случае релейный щит находится вне нормально обозреваемой части щита управления и в архитектурном отношении к нему незачем предъявлять каких-либо особых требований.

Это обстоятельство позволяет видоизменить конструкцию релейных панелей в сторону ее упрощения и удешевления при изготовлении и монтаже.

Как известно, имеются два типа релейных панелей: свободно стоящие панели с установкой релейной аппаратуры с контактами для заднего присоединения проводов и укладки проводки на задней стороне листа панели и панели прислонного типа с установкой реле с контактами для переднего присоединения проводов и укладки проводки на фронтальной части панели.

Во втором случае приходится делать отверстия для крепления реле и проводов. В первом случае панель должна еще иметь большее количество отверстий для прохода шпильки реле, к которым подключаются провода при заднем присоединении.

При производстве работ непосредственно на строительном-монтажных площадках и при отсутствии приспособлений для штамповки выполнение отверстий в панели является трудоемкой непродуцируемой и ничем неоправданной работой, которая неизбежна при конструкции панели из сплошного стального листа. Между тем фронтальный лист панели размером $2200 \times 800 \times 3$ мм является лишним элементом и служит только для архитектурного оформления панели.

Для упрощения конструкции релейных панелей автором предлагается конструкция сборно-каркасного типа (см. рисунок), состоящая из газовых труб диаметром 32—38 мм.

Данная конструкция может быть использована как для свободно стоящих, так и для прислонных панелей.

В первом случае зажимы можно располагать вертикально на боковых перегородках панели; во втором случае зажимы можно устанавливать горизонтально в нижней части панели, а проводку выполнять отдельными жгутами (потоками), прокладываемыми в просветах между вертикальными рядами реле.

Конструкция допускает установку реле как для переднего, так и для заднего присоединения проводов к контактам.

Крепление аппаратуры на панели производится на двух горизонтальных планках 1 из полосовой стали 30×5 мм, длиной 750 мм каждая. Эти планки, в свою очередь, крепятся болтами к вертикально натянутому рейкам 2 из квадратной стали 20×20 мм, длиной в 600 мм каждая, с просветом между ними для прохода крепежных болтов.

Такое крепление аппаратуры позволяет при необходимости легко произвести вертикальное перемещение всего горизонтального ряда реле.

Стоимость панели сборно-каркасного типа из газовых труб по сравнению с нормальными панелями может быть снижена на 20—25%.

Существенным преимуществом данной конструкции является экономия листовой стали.

Инж. А. И. Гринберг

Использование насосов для холодной воды на тепломагистрали

На промежуточной подкачивающей станции одной из теплотрасс магистралей следовало установить центробежные насосы для перекачки воды с температурой от 80 до 130°C и давлением на всасывании 4—5 ат.

Вследствие отсутствия насосов для горячей воды для магистралей были запроектированы обычные центробежные насосы типа 8НДВ, производительностью $400 \text{ м}^3/\text{час}$ и напором 42 м вод. ст. при 960 об/мин. Однако эти насосы изготовляются для работы на воде с температурой не выше 100°C , и завод-изготовитель отказался гарантировать нормальную работу насосов при температуре воды в 130°C .

В результате конструктивной проверки насоса 8НДВ выяснилось, что работа его на горячей воде возможна при условии некоторых конструктивных и эксплуатационных изменений и дополнений в сальниках и охлаждении сальников и подшипников (см. рисунок).

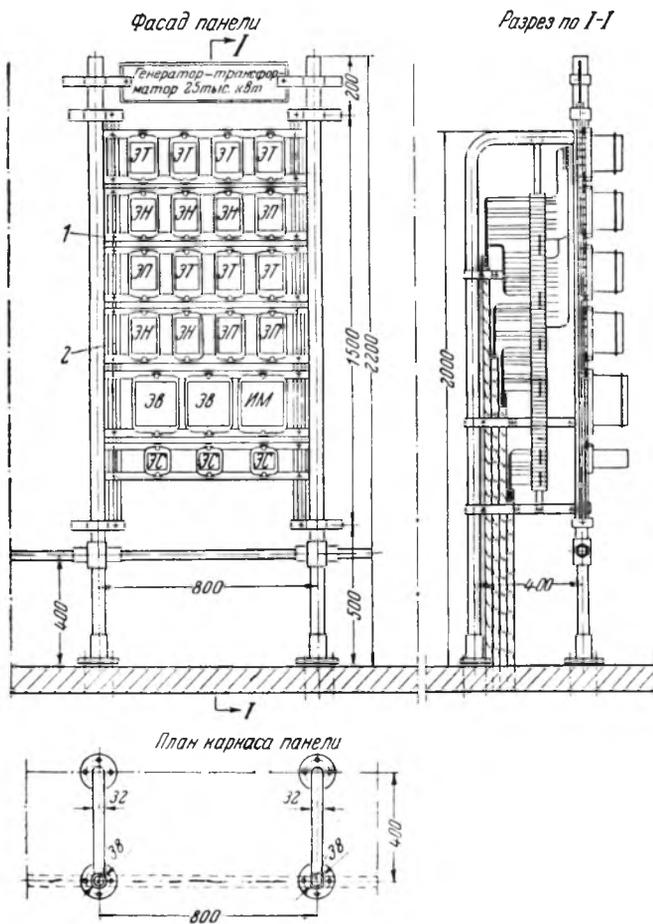
1. Сальниковые набивки из просаленных бумажных колец должны быть заменены набивкой из прографиченной асбестовой плетки.

2. Трубки для подвода горячей воды из улитки в сальники для создания противодействия следует снять, и отверстия в улитке закрыть пробками.

3. В фанарные кольца сальников взамен горячей воды из улитки должна быть подведена холодная вода с давлением, несколько превышающим давления на всасывании (4,2—5,2 ат). Отвод воды производится через сверления в корытах подшипников. Количество подводящей воды регулируется вентилями.

4. Холодную воду в фанарные кольца сальников целесообразно подводить ближе к камере всасывания. Для этого необходимо кольца противодействия сальников перенести вплотную к камере всасывания и против них сделать новые сверления аналогично имеющимся, вернуть в отверстия трубки, куда и подводить охлаждающую воду. Отверстия для нормального подвода воды следует заглушить пробками.

5. Если окажется, что принятых мер по охлаждению сальника недостаточно и подшипники будут нагреваться до температуры выше нормальной (температура окружающего воздуха $+50 \div 60^\circ\text{C}$), то необходимо сделать сверления диаметром ~ 3 мм в верхней части сальниковых



Релейная панель из газовых труб.

Улучшение рычажных прессножиц ПРН-5

На монтаже имеют большое распространение рычажные прессножицы типа ПРН-5, выпускаемые Челябинским электромеханическим заводом Главэлектромонтажа. Они предназначены для поперечной резки угловой, полосовой и круглой стали, для вырезки полки в угловой стали, а также для пробивки отверстий в листовом металле (сталь, медь, алюминий).

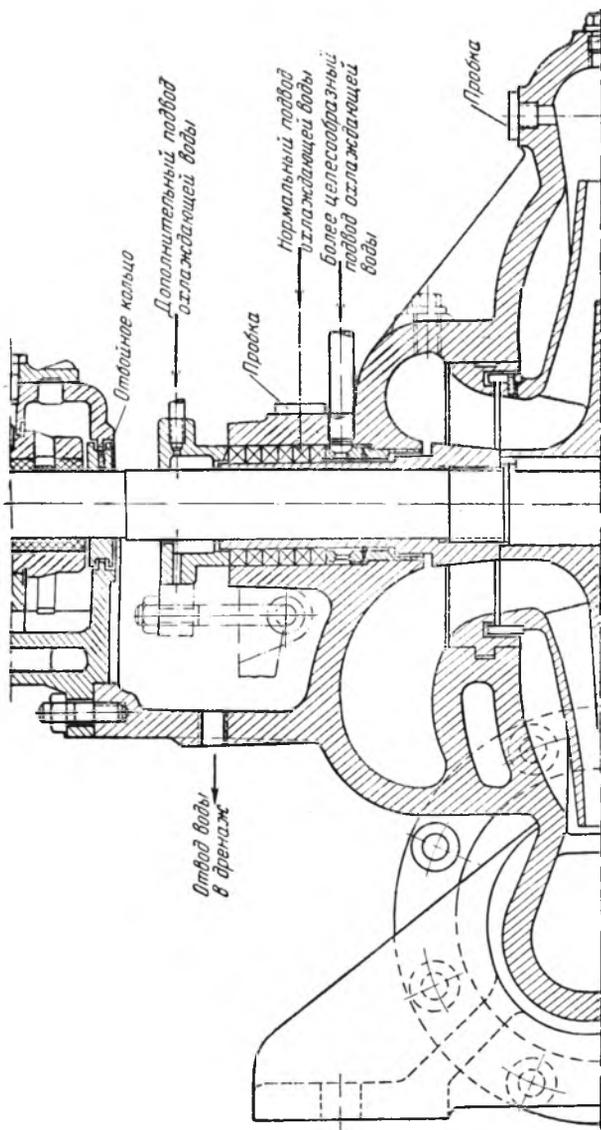
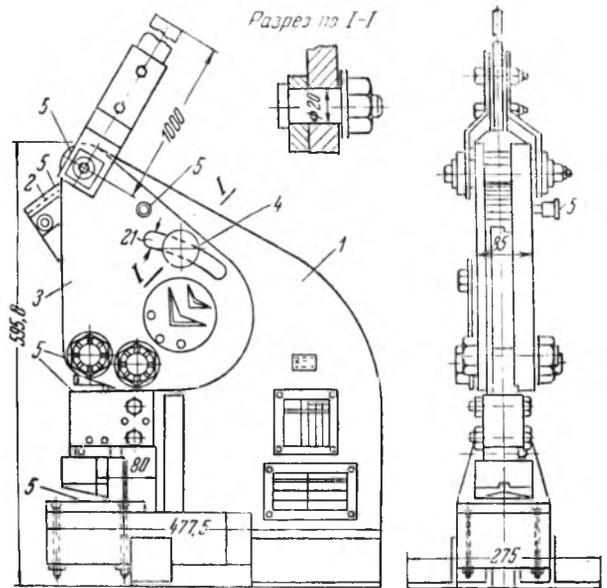


Схема конструктивных изменений в насосе 8НДВ для работы его на горячей воде с температурой до 130°С



Рычажные прессножицы типа ПРН-5.

Устройство пресса следующее (см. рисунок). К неподвижной станине 1 прикреплен зубчатый сектор 2, с которым сцеплена шестерня, закрепленная в щеках 3. Через эти щеки передается усилие резания на пуансон, а также на дисковый нож. Смазка дается в местах 5.

При создании усилия щеки в средней части расходятся, образуется большой зазор между щекой и станиной, вследствие чего дисковые ножи и пуансон перекашиваются и резка ухудшается.

Для улучшения работы пресса М. М. Веснянкин предложил ввести дополнительный пальцевый шарнир 4, при наличии которого щека не отходит от станины и резка улучшается. Срок службы дисковых ножей и штампов при этом увеличился.

Инж. Я. М. Кононов

Механизация труборезных работ

Трудоемкие операции обрезки концов труб, перерезывание их и снятие фасок под сварку на многих монтажных участках производятся вручную. Указанные операции механизуются применением переносного резового трубореза 1. Первые 15 труборезов, изготовленных в котельно-механических мастерских Донбассэнерго-монтажа, успешно внедряются в практику монтажных участков.

Труборез (см. рисунок) состоит из червячного редуктора с передаточным числом $i = 3 : 35$. Червяк 2 устанавливается в корпусе 1 на двух радиальных и упорном шарикоподшипниках. Червячное колесо 4 неподвижно соединено с обоймой 3, которая вместе с колесом вращается на стакане 5. В пазах обоймы, выполненных по форме «ласточкиного хвоста», перемещается суппорт, в резцедержатель которого установлены два отрезных реза или один отрезной и один для снятия фаски под сварку. К суппор-

¹ Конструкция трубореза разработана по рационализаторскому предложению бригадира Т. Медведева.

крышек и подвести к ним холодную воду (это мероприятие применяется во всех насосах для горячей воды).

6. Ввиду возможного удлинения вала вследствие нагрева его (относительно небольшого из-за удлинения самого корпуса насоса) возможно защемление отбойных колец, расположенных в корпусе подшипника. Поэтому следует проверить зазоры в этих кольцах в процессе работы насоса и при необходимости уточнить положение их по месту.

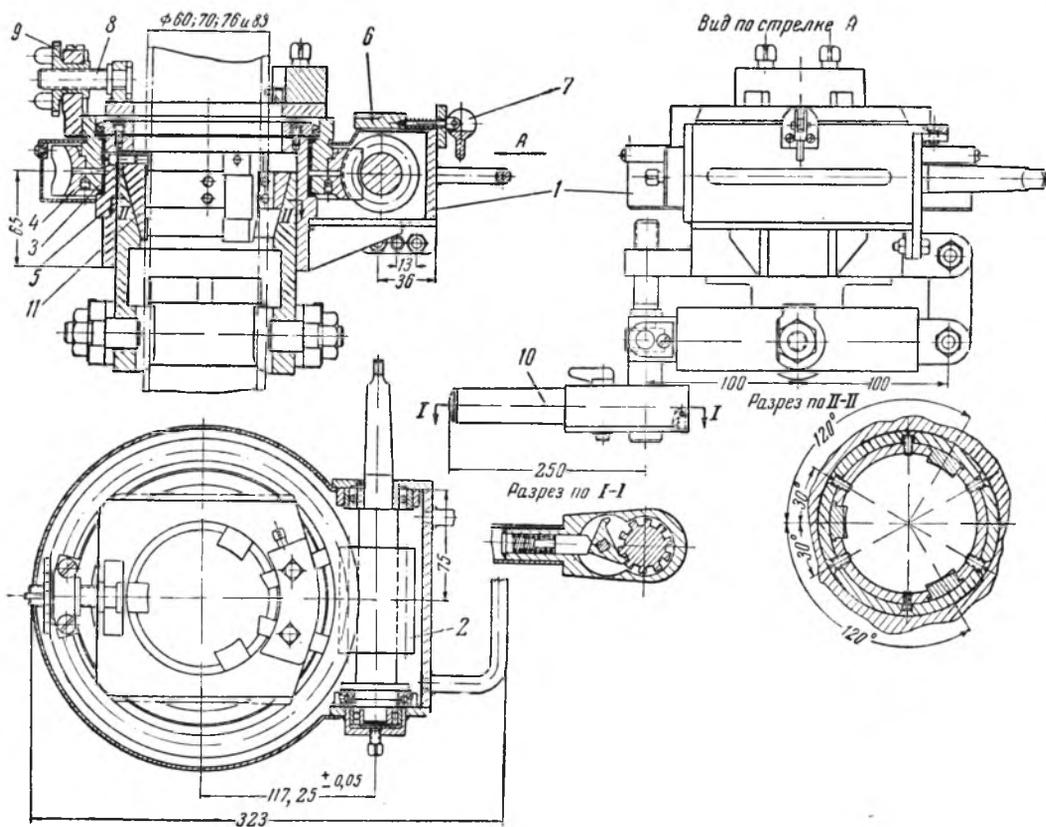
7. В процессе эксплуатации насоса подшипники его следует нормально охлаждать водой.

8. Во избежание появления местных напряжений в корпусе насоса при прогреве в начале работы необходимо до запуска насоса медленно нагреть его до рабочей температуры путем пропускания через него горячей воды.

После выполнения указанных мероприятий насосы были установлены и теплофикационная магистраль введена в эксплуатацию.

Нормальная работа насосов на магистрали в течение отопительного сезона подтвердила возможность использования насосов 8НДВ, предназначенных для холодной воды, при работе на горячей воде

Инж. А. Н. Гончаров



ту со стороны, противоположной резцедержателю, приварена стойка, в которую укладывается головка винта подачи 8. К обойме приварен кронштейн, в который установлен храповик 9, служащий приводом поперечной подачи резцов.

Подача резцов осуществляется следующим образом. При вращении обоймы с суппортом вокруг трубы храповик, имеющий 20 зубьев, встречает на своем пути упор 6, поворачивается на один зуб за каждый оборот обоймы. При повороте храповика винт подачи ввинчивается в последний и тянет за собой суппорт. За один оборот суппорта поперечная подача равна 0,05 мм.

В случае появления задиров на обрабатываемой поверхности трубы во избежание поломки резцов подача может быть прекращена отводом упора эксцентриком 7.

Закрепление трубореза на трубе производится путем поворота рукоятки двусторонней трешотки 10 тремя ку-

лачками 11, что обеспечивает центрирование трубореза относительно трубы и надежное его закрепление на трубе. Освобождение трубореза производится также поворотом рукоятки трешотки.

Для обработки труб диаметром 60, 70, 76 и 83 мм в комплекте трубореза имеются сменные кулачки.

Для предохранения червячной пары от механических повреждений и от попадания грязи труборез имеет закрытый корпус, сваренный из листовой стали.

Приводом переносного трубореза может служить электродреель И-59 или пневмомашинка И-34А, имеющие мощность 0,8 квт и скорость вращения 270—350 об/мин.

Производительность трубореза 12—15 резцов в час. Вес его равен 20 кг. Он обслуживается и переносится одним рабочим

Инж. А. И. Крупников и инж. И. И. Могилевский



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Хрупкие разрушения в заклепочном шве барабана котла

Шесть однотипных вертикально-водотрубных котлов с шахтно-цепными торфяными топками Макарьева (рис. 1) давлением 300 ат с гарантированной заводской производительностью 60/75 т/час вступили в эксплуатацию в 1930—1932 гг. После реконструкции, проведенной электростанцией в период 1935—1942 гг., производительность была доведена до 75/85 т/час.

Питание котлов производилось до 1949 г. конденсатом турбин, а с начала 1949 г. конденсатом с добавкой около 5—6% химически очищенной воды.

Барабаны котла (рис. 2) состоят из двух сваренных водяным газом цилиндрических половин, соединенных в середине встык трехрядным заклепочным швом с двумя накладками; днища приклепаны двухрядным заклепочным швом. Толщина стенки барабана 38 мм, накладок 30 мм, диаметр заклепок 37 мм.

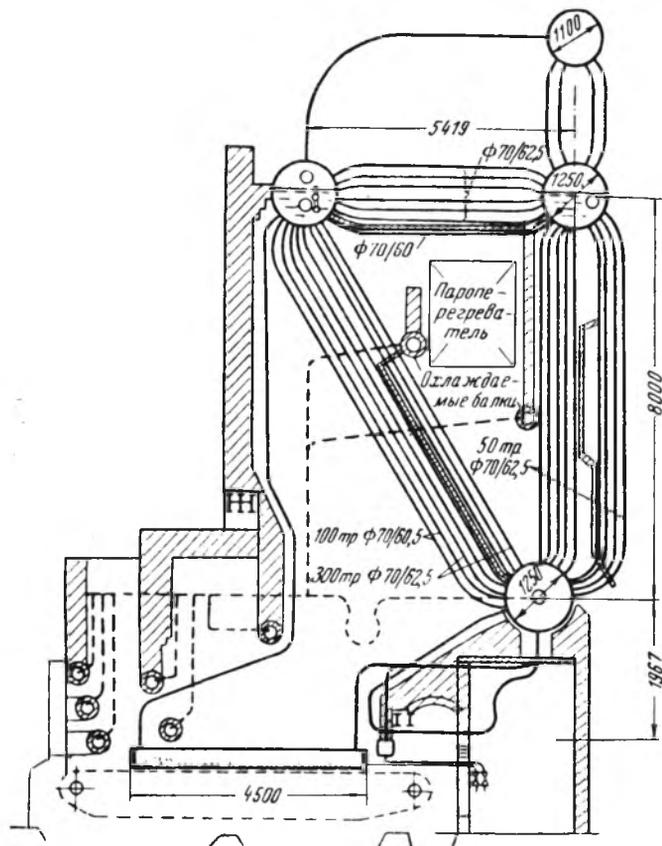


Рис. 1. Общий вид котла.

В первые годы эксплуатации котлы не имели устройств для парового разогрева нижних барабанов во время растопки; было много случаев работы с незаполненными торфом бункерами. В связи с этим наблюдались частые случаи расстройств вальцовочных соединений кипяточных труб и заклепочных средних швов нижних барабанов.

После установки внутри барабанов паровых труб для возбуждения циркуляции и подогрева барабанов во время растопки резко сократились случаи расстройств заклепочных и вальцовочных соединений, а после устройства экранов шлаковой горки и топочных панелей, приключенных к нижнему барабану (реконструкция 1935—1940 гг.), эти расстройства почти совсем прекратились.

В октябре 1949 г. по предложению Инспекции котлонадзора на одном из первых котлов электростанции из нижней части среднего заклепочного шва нижнего барабана были удалены 6 заклепок, которые подверглись осмотру и магнитоскопическому исследованию.

При тщательном осмотре (с лупой) зачищенных заклепочных отверстий ничего подозрительного не было об-

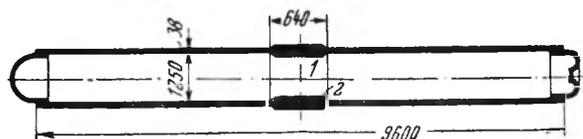


Рис. 2. Продольный разрез нижнего барабана. 1—средний поперечный заклепочный шов; 2—накладки.

наружено, а при магнитоскопической проверке в одном из отверстий в теле наружной накладки обнаружены признаки трещины.

После этого в 3 отверстия были поставлены заклепки, а 3, в одном из которых была трещина, были уплотнены точеными болтами с асбестовыми шнуровыми прокладками под гайками и головками.

При капитальном ремонте 1950 г. эти 3 отверстия были вновь подвергнуты осмотру и магнитоскопии. При этом на поверхности подозрительного отверстия были уже ясно видны 2 волосные трещины, в связи с чем Инспекция котлонадзора предложила вырезать весь заклепочный шов и заменить его сварной обечайкой.

После получения с котлостроительного завода заказанных обечаек эта работа была выполнена в мае 1951 г.

Для освобождения заклепочного шва была разобрана средняя стена, отделяющая правую топку от левой и проходящая вдоль всего котла до задней стены. Предварительно перед этим пришлось подвесить среднюю часть горизонтального пароперегревателя и балки перед пароперегревателем, так как они лишались средней опоры.

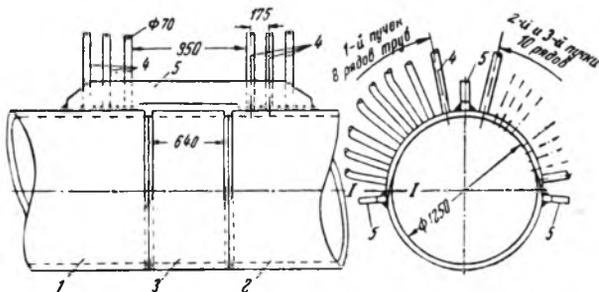


Рис. 3. Способ закрепления половинок барабана. 1—правая половина барабана; 2—левая половина барабана; 3—обечайка после удаления заклепочного шва; 4—трубы восьмого ряда первого пучка (25 шт.); 5—скрепляющие планки.

Для того чтобы удержать от смещения обе половины барабана, после того как будет вырезан заклепочный шов, к барабану в трех местах были приварены планки толщиной в 40 мм с таким расчетом, чтобы вырезанное кольцо-шов можно было опустить вниз, а снизу поднять и завести новую обечайку (рис. 3).

Для предохранения от расстройств вальцовки ближайших к шву кипяточных труб, крайние ряды которых отстояли от линии разреза и сварки всего на 45 мм, по 3 ряда труб с обеих сторон шва были заглушены снизу и заполнены водой. Это было сделано также из тех соображений, что при аналогичных ремонтах на некоторых котлах во время сварки барабана возникли трещины между трубными отверстиями барабана, вблизи места сварки.

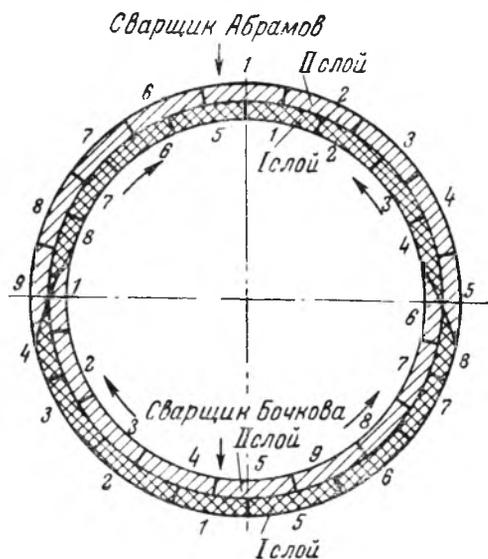
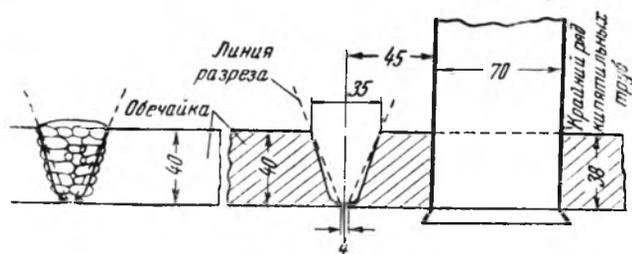


Рис. 4. Конструкция шва и порядок наложения слоев.

После такой подготовки заклепочный шов был вырезан газовым резаком и удален, на торцевых сторонах стенок барабана резаком сделаны скосы, а затем пневматическим зубилом они были разделаны под сварку.

Для предупреждения потолочной сварки при U-образном шве (рис. 4) на нижней половине окружности раскрытие шва предусмотрено вверх. Таким образом, на верхней половине окружности шов должен был свариваться снаружи барабана, нижняя же половина изнутри; при этом в местах перехода внутреннего шва наружу (сечение I—I на рис. 3) шов получался X-образный (рис. 5).

После удаления заклепочного шва были сделаны точные промеры диаметра и толщины стенок барабана, при которых оказалось, что барабан имеет эллипсность. Величины вертикального и горизонтального диаметров соответственно составляли: в правой половине 1227 и 1240 мм и в левой 1233 и 1236 мм при внутреннем диаметре новой обечайки 1240 мм.

Так как максимальные эллипсность барабана и несовпадение диаметра барабана и обечайки не намного превышали нормы, решено было барабан не править, а подогнать разделку кромок барабана и обечайки, как показано на рис. 5. Новая обечайка, заказанная с запасом 160 мм по длине, была с одной стороны обрезана с учетом 4-мм зазора в стыках швов и на ее торцах был сделан отпечаток разделанных кромок обоих концов барабана. После этого была произведена разделка кромок обечайки, и она была поднята и вставлена на место, причем подошла точно.

Химический состав материала барабана и новой обечайки приведен в таблице.

Для сварки употреблялись электроды марки Э-42 с обмазкой ЦМ-7 диаметром 4 мм для проварки вершины и 5 мм для остальной части шва. Сварка выполнялась одновременно двумя сварщиками, один из которых варил снаружи на верхней полуокружности барабана, другой — внутри на нижней полуокружности.

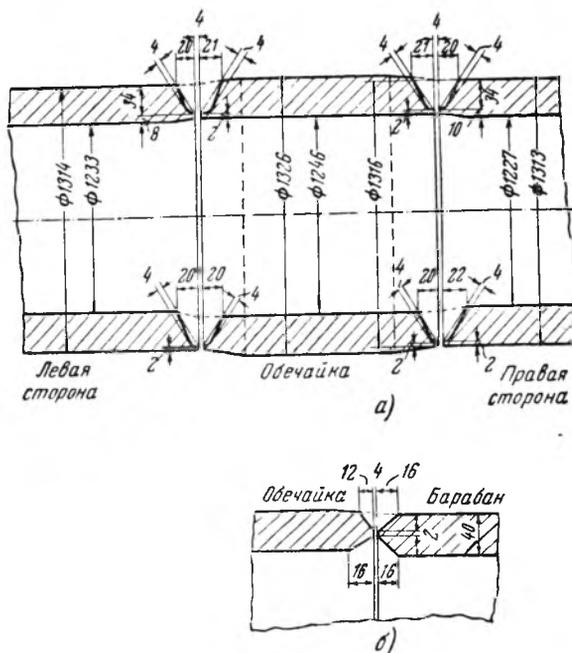


Рис. 5. Подгонка обечайки и барабана и разделка кромок под сварку.

а — вертикальный разрез; б — разрез по I—I (рис. 3) в месте перехода наружного шва во внутренний.

Наименование	Марка стали	Химический состав, %				
		С	Мп	Si	Р	S
Барабан	Примерно 15К	0,08	0,42	Следы	0,01	0,01
Обечайка	3К	0,16	0,37	0,08	0,023	0,026

На схеме рис. 4 изображены 2 первых слоя (всего слоев по толщине барабана 8). Полуокружности I слоя (на рисунке нижние полукольца) разделяются на 8 участков; верхний сварщик сваривает половину участка 1, нижний на своей половине окружности — также половину участка 1, диаметрально противоположного верхнему. Затем сварщики таким же образом варят половины участков 2, 3 и т. д., оставляя между валиками пропуски. За-

Внутренняя накладка (соприкасающаяся поверхность)

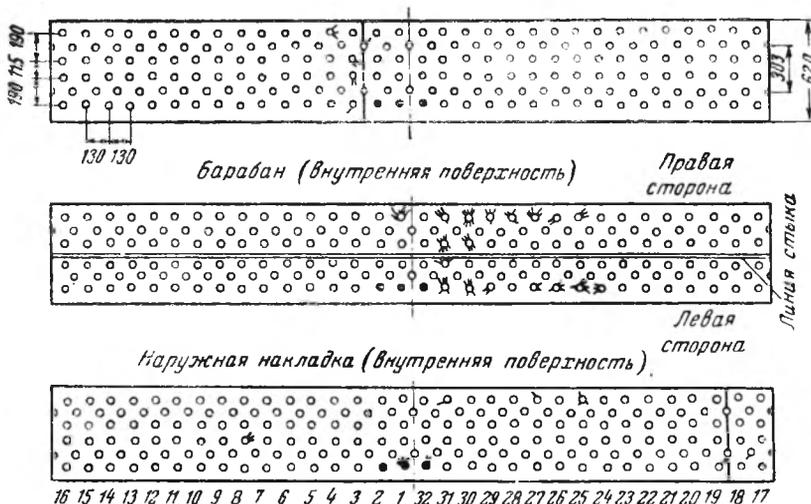


Рис. 6. Расположение трещин от заклепочных отверстий. Зачернены отверстия, в которых вместо заклепок стояли болты.

варив все 8 участков, оба сварщика в той же последовательности заваривают пропуски. Таким образом, заваривается I слой обратноступенчатым швом с пропусками.

Для заварки II слоя полуокружности также делятся на участки, расположенные в шахматном порядке по отношению к участкам I слоя. Сварка II слоя происходит в той же последовательности занумерованных участков, но без пропусков.

Последующие слои варятся аналогично II слою.

На сварке двух швов эти 2 сварщика работали в течение 5 дней (по 10—12 час. в смену). Общее рабочее время сварщиков составило 128 час. Расход электродов: 4 мм — 50 кг и 5 мм — 150 кг. Перед сваркой барабана сварщики предварительно некоторое время практиковались на сварке двух колец, отрезанных за счет запаса длины обечаек, из которых ими были сварены и контрольные образцы.

При сварке швов разогрев барабана вблизи места сварки был невелик: крайние к шву кипящие трубы, заполненные водой, имели температуру около 40°С.

После сварки швов была произведена подварка вершин шва с обратной стороны, с предварительной вырубкой ее на 5—7 мм.

После этого швы были просвечены гамма-лучами радия, всего было сделано 22 снимка длиной по 300 мм и просвечено 6 600 мм швов из общей длины 8 100 мм, т. е. 75%. Просвечивание показало отсутствие каких-либо дефектов в сварке; только на двух снимках определен непровар на глубину 2,4% толщины шва (эти участки не переваривались).

Гидравлическое испытание по существующим нормам дефектов в швах не выявило.

Котел по окончании всех работ по капитальному ремонту включен в работу 17 мая 1951 г. и по настоящее время работает без каких-либо дефектов барабана.

Весь ремонт выполнен под наблюдением технического персонала котельного цеха электростанции.

Вырезанный заклепочный шов был расклепан и подвергнут магнитоскопическому исследованию бригадой Оргрэс. Исследование показало, что кроме трещин в отверстиях, замеченных при проверке на барабане, трещины имеются во многих других отверстиях (рис. 6). Наибольшее количество трещин имеет тело барабана с внутренней поверхности: это расходящиеся от заклепочных отверстий радиальные и искривленные трещины длиной от 2—4 до 40—50 мм. Из 198 отверстий трещинами поражены: в теле барабана 19 отверстий (10%); в наружной накладке со стороны соприкосновения с барабаном 8 отверстий, во внутренней накладке со стороны соприкосновения с барабаном 5 отверстий вблизи сварного шва накладки.

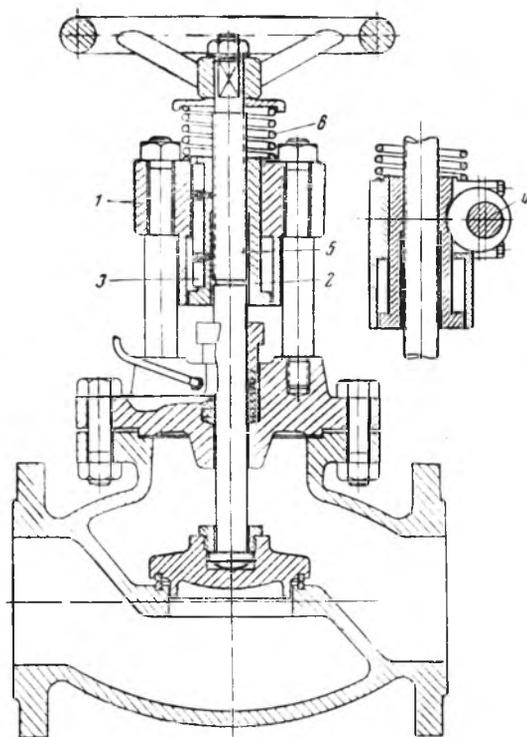
Все трещины расположены на нижней половине окружности, преимущественно в одной задней четверти, и носят местный характер.

Произведенное исследование показывает, что решение об удалении заклепочного шва было принято правильно. Это исследование свидетельствует также о необходимости проверки магнитоскопическим способом заклепочных соединений барабанов, давно находящихся в эксплуатации, в особенности имевших в прошлом расстройство и пропуски в заклепочных швах.

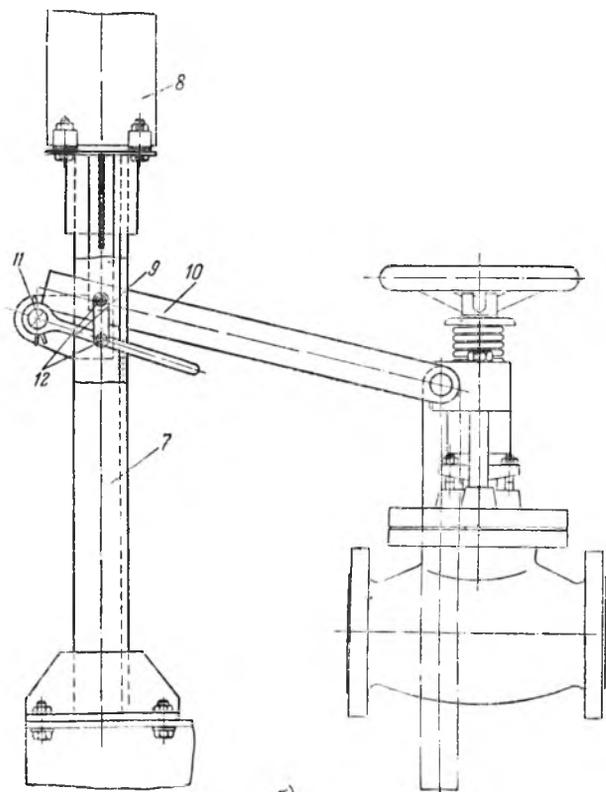
Инж. М. А. Безбородов

Быстродействующий сбросной клапан и подогреватель высокого давления

Подогреватели высокого давления обычно снабжаются автоматической клапанной коробкой для предотвращения заполнения парового пространства подогревателя питательной водой, в случае разрыва трубок его и исключения возможности попадания этой воды в турбину. Клапанная коробка обычно работает на отключение подогревателя от питательной магистрали при одновременном переключении подачи воды на обводной клапан, минуя подогреватель. Конструкция такой коробки достаточно сложна. В эксплуатации коробка ненадежна.



a)



b)

Рис. 1. Быстродействующий сбросной клапан. Тонкими линиями показаны имеющиеся детали клапана.

a — клапан; б — привод.

Автором предложена упрощенная конструкция быстродействующего сбросного клапана к подогревателю высокого давления, устроенного на базе обычного вентиля и обеспечивающего интенсивный сброс питательной воды из подогревателя в случае переполнения его парового пространства водой.

Отключение подогревателя от питательной магистрали дежурным персоналом производится вентилем.

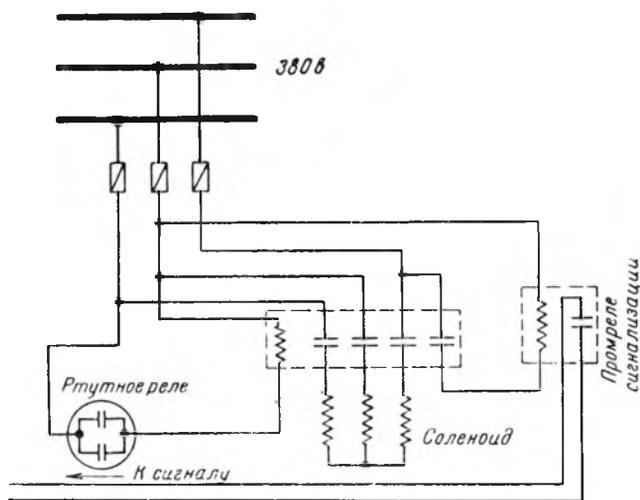


Рис. 2. Электрическая схема импульсного устройства.

Сбросной быстродействующий клапан (рис. 1) состоит из двух частей: самого клапана и привода. Клапан представляет собой вентиль 100 мм с измененным штоком и реконструированной траверсой 1, в которую встроена бронзовая гайка-втулка 2, на подвижной шпонке 3 и вал-эксцентрик 4, запирающий эту втулку со штоком 5 в закрытом положении клапана. Под маховик устанавливается пружина 6.

Привод состоит из стойки 7, на которой установлен тормозной крановый магнит 8, и системы рычагов 9 и 10. Рычаг 9 насажен на замковый валик 11, который имеет лыску для сброса рычага 10 и связан серьгой 12 со штоком магнита. Рычаг 10 насажен на валик-эксцентрик 4 клапана и концом своим опирается на замковый валик 11.

Электрический импульс от уровня воды в паровом пространстве подогревателя подается обычным ртутным реле на соленоид кранового магнита (рис. 2), который срабатывает, поднимая рычаг 9 в верхнее положение и поворачивая валик 11. Когда лыска этого валика повернется в вертикальное положение, рычаг 10 срывается с нее и поворачивает валик-эксцентрик 4 клапана, выводя его из зацепления с гайкой-втулкой 2. Под действием пружины 6 и давления под тарелкой клапана шток подается вверх и открывает путь для сброса воды из подогревателя.

Устройство такого предохранительного клапана весьма несложно. Он может быть изготовлен в мастерской любой электростанции и достаточно надежен в эксплуатации.

Инж. М. Я. Литинский

Зажигательный пояс с гребенками на трубах экранов

При монтаже четырех прямооточных котлов паропроизводительностью 50 т/час на давление 83 ата возникла необходимость закрыть часть экранов топки и труб холодной воронки.

Для крепления огнеупорной массы было решено, по предложению ОКБ МЭС, приварить к трубам экрана, изготовленным из медномолибденовой стали (Cu — 0,22%, Mo — 0,65%), гребенки из полосовой стали 30 × 6 мм², длиной 238 мм (рис. 1).

Для изготовления гребенок на монтажной площадке треста «Киевпромэнерго-монтаж» был изготовлен штамп, приводом которого являлись прессножницы. С помощью этого штампа слесарь 4-го разряда за 8 час. изготавливал до 560 гребенок. Всего на один котел потребовалось 4080 гребенок.

Гребенки приваривались к трубам на длине 3,5 м в 2 ряда (рис. 2). Во избежание деформации труб при появлении в них

дополнительных напряжений от сварки приварка гребенок к трубам производилась на столе с зажимным приспособлением (рис. 3)

Пакет труб укладывается на стол, зажимается зажимным приспособлением и после приварки гребенок находится в таком положении до полного остывания труб. Для уменьшения деформации приварка гребенок производится прерывистым швом. Перед началом сварки гребенки и трубы очищаются стальными щетками от ржавчины, затем гребенки прихватываются по краям, после чего прихватки перекрываются основным швом. Так как гребенки располагаются в 2 ряда и перекрывают одна другую, то, учитывая недоступность отдельных участков, швы располагают таким образом, чтобы не мешали гребенки параллельного ряда. На двух котлах сварка гребенок производилась электродуговым методом постоянным током. При монтаже третьего и четвертого котлов из-за отсутствия машины постоянного тока приварка гребенок производилась электродуговым методом переменным током. Так как в том и другом случае никаких затруднений не встречалось, можно рекомендовать оба способа.

На первых двух котлах были применены электроды «Анкер» диаметром 3 мм, а на двух других — электроды того же диаметра из малоуглеродистой стали с меловой обмазкой, так как они обеспечивают более спокойную дугу, а особых требований с точки зрения прочности и химического состава к швам не предъявляется. Электроды изготовлялись на монтажной площадке.

При сварке поддерживался ток в 100—120 а. Дуга возбуждалась на гребенке, а не на трубе во избежание повреждения последней. Квалификация сварщиков была не ниже 6-го разряда.

По окончании сварки пакет труб освобождался от зажимного приспособления, гребенки нагревались кислородо-ацетиленовым пламенем для разводки зубцов последовательно в противоположные стороны.

После освобождения труб первых котлов от зажимного приспособления наблюдалось искривление их до 30 мм, что устранялось путем прогрева пакета с обратной стороны. Трубам третьего и четвертого котлов давался предварительный прогиб в 25—30 мм. После освобождения пакета от зажимного приспособления искривления пакета не наблюдалось.

Работа по изготовлению и приварке 4080 гребенок была выполнена бригадой в составе электросварщика 6-го разряда, слесаря 5-го разряда и слесаря 4-го разряда в течение 208 час. По окончании сварочных работ все гребенки были осмотрены опытным мастером и представителем Государственной инспекции котлонадзора. Так как при этом никаких дефектов не было обнаружено, было решено производить гидравлическое испытание не каждой трубы в отдельности, а всего котла по окончании его монтажа. У всех четырех котлов не было обнаружено ни одного дефекта.

Для обмуровки зажигательного пояса применялась пластичная хромитовая масса ПХМ-6, изготовленная Красногорским огнеупорным заводом им. Ленина. Она была получена в виде сухой хромитовой смеси, состоящей из хромитовой руды с содержанием Cr_2O_3 и огнеупорной глины огнеупорностью 1680°С. Перед употреблением масса затворялась раствором жидкого стекла в следующем процентном отношении:

хромитовая масса	97%
огнеупорная глина	3%
жидкое стекло	7% (сверх 100%)

До введения в массу жидкое стекло следует разбавлять таким количеством воды (до удельного веса около

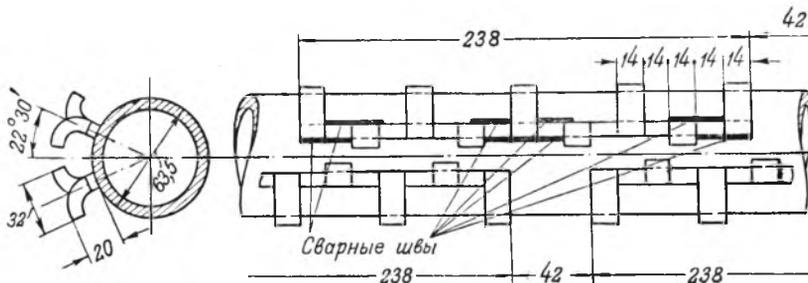


Рис. 1. Труба с приваренными гребенками и разведенными зубцами.

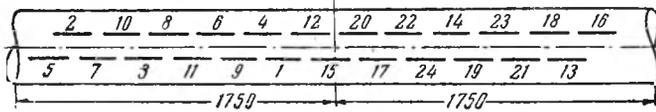


Рис. 2. Последовательность приварки гребенок.

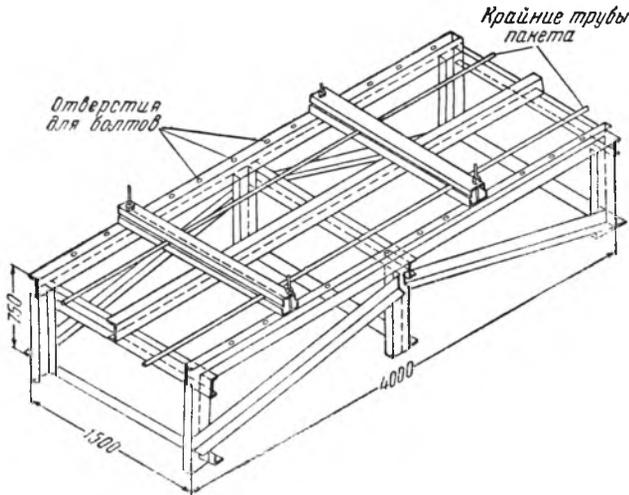


Рис. 3. Зажимное устройство.

1,35), которое необходимо для получения массы надлежащей влажности, подходящей для набивки.

Фронтная, задняя и правая стены зажигательного пояса были выполнены из хромитовой массы, в которую вместе с жидким стеклом вводилось около 2,5% воды к весу сухой массы. Вследствие того, что при набивке масса с большим затруднением заходила в углы за бортики гребенок, левая стена пояса была выполнена из массы, в которую вводилось до 3,5% воды к весу сухой массы.

Приготовление хромитовой массы производилось в раствормешалке небольшими замесами в продолжение 8—10 мин. После приготовления масса употреблялась для набивки в течение 3—5 час., так как по истечении этого времени она затвердевает и не пригодна для использования.

Экранные трубы до укладки массы ПХМ-6 были тщательно очищены металлическими щетками. Зазоры между трубами заделывались с топочной стороны телью, которая набивалась до оси труб. После чего производилась набивка хромитовой массы. Эту массу укладывают недостаточно крупными кусками для образования слоя необходимой толщины, так как набивка массы несколькими слоями может вызвать ее расслоение.

Набивка массы производилась сильными ударами деревянных молотков, так как только сильными ударами может быть достигнуто достаточное уплотнение ПХМ-6.

Через 36 час. после набивки хромитовая масса затвердела, и была начата сушка обмуровки котла и обмуровки зажигательного пояса дровами. Одновременно через трубы пропускалась горячая вода с температурой до 100° С. Сушка продолжалась 30 час.

При осмотре зажигательного пояса после сушки никаких дефектов не было обнаружено, наощупь масса была весьма прочна. После этого приступили к 72-час. комплексному опробованию котлоагрегата. Через 240 час. работы агрегат был остановлен и при осмотре зажигательного пояса оказалось, что он находится в хорошем состоянии. Через 11 мес. первые 2 котла были последовательно остановлены для капитального ремонта. При осмотре оказалось, что хромитовая масса хорошо сохранилась по всему зажигательному поясу и покрылась коркой шлака разной толщины. Отдельные небольшие разрушения наблюдались вблизи шуровочных дверей (видимо из-за механических повреждений) у одного котла и в области примыкания зажигательного пояса к горелкам — у другого.

Следует отметить, что для таких же зажигательных поясов при устройстве шиповых экранов потребовалось бы приварить 57 120 шипов специальным оборудованием

(пистолетами) под слоем флюса сварщиками, имеющими опыт работы с этим оборудованием. Осмотр каждого шипа затруднителен, вследствие чего потребовалось бы производить гидравлическую пробу каждой трубы.

Гребенок же понадобилось только 4 080 шт., и каждая гребенка длиной 238 мм с девятью зубцами приваривается только в четырех местах. Так как дуга возбуждается на гребенке, то сварщик 6-го разряда приварил все гребенки без дефектов, и гидравлического опробования каждой трубы в отдельности не потребовалось.

Выполнение зажигательных поясов с приваркой гребенок к трубам экранов дает существенное ускорение работ и экономию денежных затрат.

Инж. Л. И. Ойрех

Устранение повышенной вибрации турбины

На одной электростанции наблюдалась повышенная вибрация турбины CR-26 мощностью 4 000 квт. Наиболее значительная вибрация, до 0,25 мм, отмечалась у второго подшипника турбины (см. рисунок, вид сверху) при работе с полной нагрузкой. Из-за вибрации выкрашивался баббит вкладыша подшипника, ломались болты, соединяющие ротор турбины с валиком, идущим к регулятору. Шум в машинном зале, вызванный вибрацией, достигал 90—95 дб.

Так как вибрация явно усиливалась с ростом нагрузки, решено было тщательно проверить ход теплового расширения агрегата. В осевом направлении это расширение воспринимается гибкой опорой конденсатора. Мертвой точкой служит корпус первого подшипника турбины, к которому на лапах подвешен цилиндр. Две горизонтально-

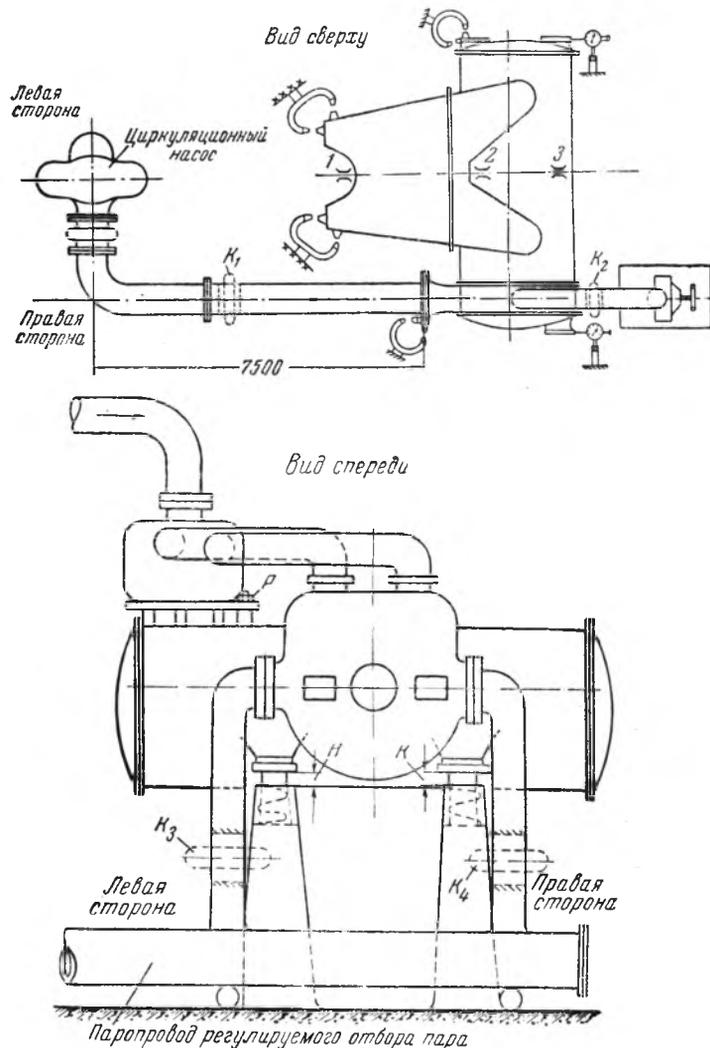


Схема установки.

поперечные шпонки в лапах и вертикальная шпонка между корпусом подшипника и цилиндром направляют радиальное расширение цилиндра. Для контроля за горизонтальными перемещениями на турбине и конденсаторе были установлены жесткие скобы с упорами и индикаторы, расположенные, как показано на рисунке. Вертикальные перемещения измерялись шупом в точках *H* и *K*, между лапами конденсатора и их жесткими опорами.

Как показали измерения, при изменении нагрузки от нуля до полной расширение турбины в вертикальной и горизонтальной плоскостях происходит ненормально. Так, в осевом направлении правая по ходу пара сторона цилиндра турбины смещается на 1,35 мм, а левая — на 2,10 мм; правая сторона цилиндра поднимается на 0,7 мм, а левая — на 0,03 мм; конденсатор целиком сдвигается вправо относительно оси на 0,8 мм.

Наблюдение за ходом теплового расширения позволило установить следующее:

1. Неравномерная деформация цилиндра турбины в осевом направлении происходит за счет натяга циркуляционных трубопроводов, жестко связанных с конденсатором (см. вид сверху). Входной трубопровод при подаче холодной воды сжимается на 1,3 мм, что препятствует свободному расширению правой стороны турбины.

2. Перекос в вертикальной плоскости вызывается удлинением вертикальных патрубков регулируемого отбора пара (см. вид спереди).

3. Конденсатор смещается вправо силой, возникающей вследствие торможения болтом *P* теплового расширения паровой коробки (см. вид спереди). Болт жестко крепит опорную плиту паровой коробки к конденсатору.

Для устранения указанных дефектов на входном и выходном циркуляционных трубопроводах установлены линзовые компенсаторы K_1 и K_2 (показанные пунктиром). Компенсаторы того же типа K_3 и K_4 установлены на патрубках отбора пара. Горизонтально расположенная труба, к которой присоединены патрубки, уложена на катковые опоры. Был удален болт, мешающий свободному расширению паровой коробки.

После переделки патрубков отбора было отмечено, что при полной нагрузке цилиндр турбины в зоне второго подшипника поднимается относительно холодного состояния на 0,2 мм. Для устранения расцентровки был поднят на 0,3 мм вкладыш третьего подшипника.

Вибрация парового и масляного трубопроводов малого диаметра была успокоена установкой под трубы резиновых прокладок.

Передняя часть цилиндра турбины тщательно изолирована.

После проведения перечисленных работ в тепловом расширении турбины ненормальностей не наблюдается. Вибрация снизилась до 0,03 мм на холостом ходу и до 0,05 мм — при полной нагрузке. Интенсивность шума сократилась до 50—60 дБ.

Турбина второй год работает безаварийно.

Инж. А. М. Корниенко

Повторное использование оборотной воды электростанцией металлургического завода

Температурные требования, предъявляемые к воде оборотных систем электростанций металлургических заводов, обычно выше, чем для их прочих цехов. Это дает возможность использовать воду, прошедшую через конденсаторы турбин, в цикле охлаждения доменных и других цехов. Избыток воды, составляющий разность между потреблением тэц и потреблением других цехов завода, обычно сбрасывается в канализацию.

Такая схема применима там, где источник водоснабжения обеспечивает полную потребность конденсаторов тэц в охлаждающей воде.

Большинство металлургических заводов расположено в районах, сравнительно бедных водными ресурсами, и применяет не прямоточную, а оборотную систему водоснабжения.

На одном из таких заводов все цехи, применяющие для технологических надобностей охлаждение водой, ис-

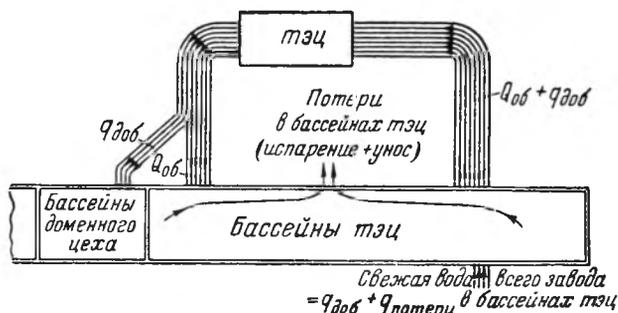


Схема прямоточно-оборотного водоснабжения тэц.

пользуют оборотный цикл с подачей продувочной и добавочной воды из протекающей вблизи большой реки.

Количество воды, потребляемое заводом без возврата, составляет около 8 000 м³/час.

Раньше добавочная вода подавалась в брызгальные бассейны тэц, где смешивалась с охлажденной оборотной водой, температура которой при этом снижалась на 1,5—3,0°С. Одновременно столько же воды (8 000 м³/час) отбиралось из бассейнов и подавалось для дальнейшего использования в оборотные системы завода.

При расширении тэц стесненность площадки ограничивала возможность дальнейшего расширения существующих охлаждающих устройств. Поэтому было предложено производить отбор воды не из бассейнов, а непосредственно из обратных водоводов, путем выпуска воды в бассейны доменного и мартеновского цехов на пути между тэц и ее бассейнами (см. рисунок).

Таким образом, 8 000 м³/час нагретой воды, или около 30% всей охлаждающей воды, было исключено из оборотного цикла и на эту величину уменьшился расход оборотной воды, поступающей в бассейны тэц.

Применение такой схемы дало возможность отказаться от строительства двух секций брызгальных бассейнов. Условия охлаждения при этом попрежнему оставались улучшенными по сравнению с обычными брызгальными бассейнами, и сохранились все преимущества оборотной системы, применявшейся на тэц в предыдущие годы.

Подсчеты, произведенные автором для конкретных условий данного объекта, дают основание считать, что, дпуская в брызгальной системе тэц повышение температуры охлаждающей воды до обычной для бассейнов величины нагрева, можно еще дополнительно охладить до 3 000 м³/час. оборотной воды.

При этом остается возможность в дальнейшем установить на тэц еще один паровоздуховодный агрегат, не расширяя площадь бассейнов.

Описанная схема повторного использования части оборотной воды тэц может быть применена на всех заводах, имеющих свои паротурбинные электростанции и использующих для технологических целей замкнутые циклы охлаждения.

Канд. техн. наук Н. А. Малишевский

Реконструкция муфты турбогенератора

Турбогенератор 5 000 квт, 1 500 об/мин имел муфтовое соединение следующего устройства.

В полумуфте со стороны генератора закреплены ведомые пальцы из хромоникелевой стали, из них 12 основных и 6 для обратного вращения и восприятия толчков (рис. 1). В другой полумуфте закреплены 12 других «кулаков», представляющих собой пакеты, набранные из 9 стальных, термически обработанных упругих пластин в виде обратной буквы *T* (рис. 2а). Упругие пакеты нажимают на пальцы и передают крутящий момент на вал генератора.

Для предупреждения истирания пальца и упругого пакета между ними имелась латунная пластина одинаковой формы со стальными пластинами кулака.

В первый же год эксплуатации генератора все кулаки вышли из строя — отламывались пластинки в конце прорезей.

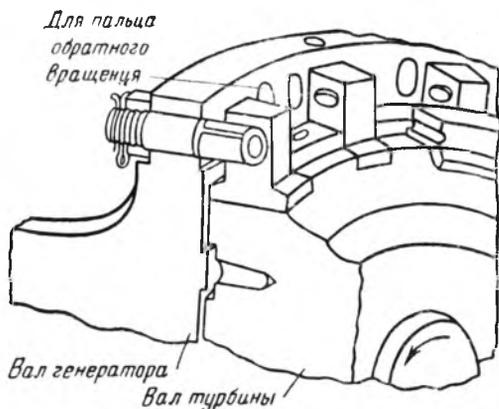
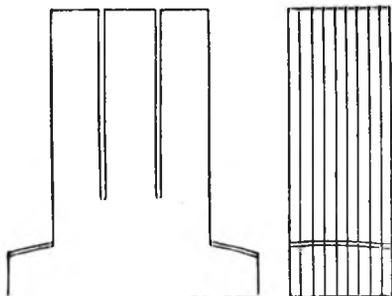


Рис. 1. Общий вид муфты.



а)

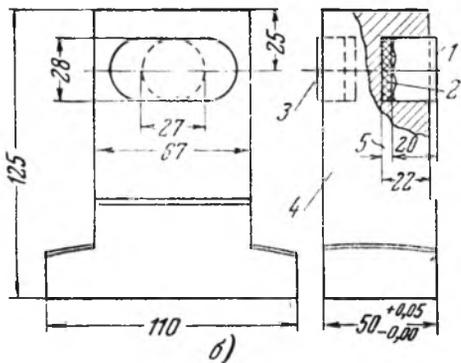


Рис. 2. Кулаки.

а—до реконструкции; б—после реконструкции.
1—латунный вкладыш; 2—резиновый амортизатор;
3—латунный пяточок (только у шести кулаков для обратного вращения); 4—тело кулака.

Изготовленные на местных заводах новые пакеты с соответствующей термической обработкой оказались недолговечными и нагрузку генератора пришлось ограничить до 2000 квт. В течение 1166 час. работы генератора с пониженной нагрузкой вышло из строя 25 пакетов.

По предложению автора механическим цехом электростанции был изготовлен пробный образец кулака в виде поковки из Ст-5 без термообработки и шлифовки (рис. 2,б). Против ведомого пальца фрезеруется шпоночное гнездо, в котором помещается амортизатор из резины толщиной 5 мм. Сверх резины вкладывается латунная шпонка, предупреждающая износ ведомого пальца и передающая усилие сжатия на амортизатор. Граль шпонки, которой она примыкает к амортизатору, делается волнистой. Глубина впадин волны найдена опытным путем с тем, чтобы получить благоприятную кривую деформации. На рис. 3 приведены результаты испытания пробного кулака на упругую деформацию.

В июне 1947 г. муфта была собрана с кулаками новой конструкции, и генератор пущен в работу. При всех нагрузках (от 0 до 5000 квт) наблюдалась совершенно

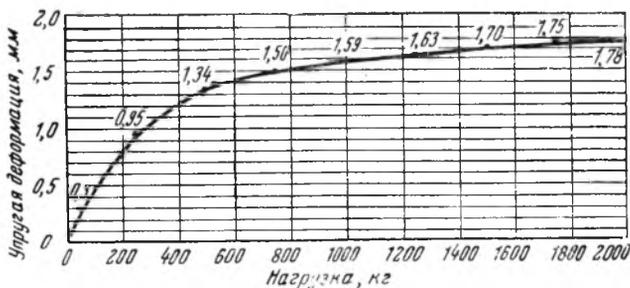


Рис. 3. Кривая деформации амортизатора.

спокойная работа муфты без вибраций и ненормальных шумов. С 1947 г. муфта описанной конструкции работает безаварийно.

После длительной работы наблюдаются некоторое набухание прокладок из танковой резины и насечка краев прокладок, проникающих в зазор по периметру между латунной шпонкой и корпусом кулака. Однако это не нарушает спокойной работы генератора на всем диапазоне мощности.

Отмеченный недостаток может быть устранен путем замены танковой резины маслостойкой и выполнением шпоночного гнезда с подрезкой по периметру, в которое заводятся края резины для устранения их насечки.

Инж. К. И. Кротков

Неправильная расстановка шпилек в лобовой части обмотки генератора

На коммунальной электростанции в процессе сушки турбогенератора возникло воспламенение изоляции шпилек, крепящих лобовые части обмотки статора.

Случай этот произошел при следующих обстоятельствах.

Турбогенератор фирмы Сименс-Шуккерт 6000 квт. 6,3 кв после полной перемотки и монтажа был подвергнут сушке комбинированным методом: вентиляционными потерями и коротким замыканием, причем величина тока короткого замыкания поддерживалась не более 30—40% $I_{ном}$ *.

При очередном проветривании статора после более 100 час. сушки было замечено появление искр из открытых люков статора. Осмотром обнаружено, что горела изоляционная гильза одной из шпилек, крепящих лобовые части обмотки статора, вследствие чего начала воспламеняться изоляция лобовых частей.

После остановки турбоагрегата и снятия торшневых крышек было обнаружено, что изоляция большей части шпилек, расположенных по меньшему диаметру (ближе к ротору), обуглилась или начала гореть.

В дальнейшем выяснилось, что крепежный комплект лобовых частей состоял из равного числа магнитных и немагнитных стальных шпилек, но ремонтная бригада¹, производившая на месте крепление обмотки, неправильно расположила их, расставив магнитные шпильки в основном по меньшему диаметру, а немагнитные — по большему, т. е. обратно тому, как это требуется.

Поэтому поток рассеяния ротора, замыкаясь на сталь статора через тело близлежащих к ротору стальных шпилек, чрезмерно перегревал их, вызывая воспламенение изоляции.

После восстановления изоляции шпилек и правильной их расстановки (немагнитные по меньшему диаметру,

* Ток короткого замыкания при сушке был очень мал, что затягивало сушку; следовало бы доводить его по крайней мере до 0,8 $I_{ном}$ и это помогло бы значительно ранее выявить описываемый дефект сборки обмотки статора. Р. е. д.

¹ Перемотку статора производило Харьковское отделение «Электротрипривод».

а магнитные по большому) явление нагрева шпилек прекратилось и генератор после окончания сушки и испытаний был введен в эксплуатацию.

Из описанного случая следует сделать вывод о необходимости обязательной проверки магнитных свойств и правильности расстановки крепежных шпилек лобовых частей генератора как после монтажа, так и после капитальных ремонтов обмотки статора.

Инж. Д. М. Гусев

Изменение параметров трансформатора

В энергосистеме имелся трансформатор 15 тыс. *кВа*, 50 пер/сек, с нестандартными параметрами: напряжение 44—42—40—38/11 *кВ*; ток 197—206—216—228/788 *а*; схема и группа соединения обмоток D/D-12.

Схема соединения обмоток высокого напряжения одной фазы в фирменном исполнении приведена на рис. 1

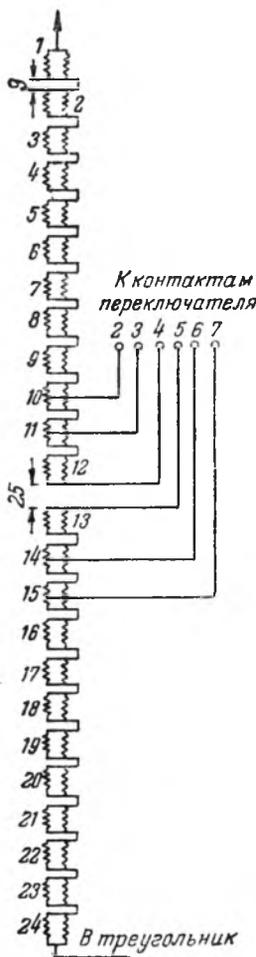


Рис. 1. Схема соединения обмоток одной фазы трансформатора 15 тыс. *кВа* до переделки (напряжение 44—42—40—38/11 *кВ*; ток 197—206—216—228/788 *а*; схема и группа соединения D/D-12; $e_k = 9,7\%$).

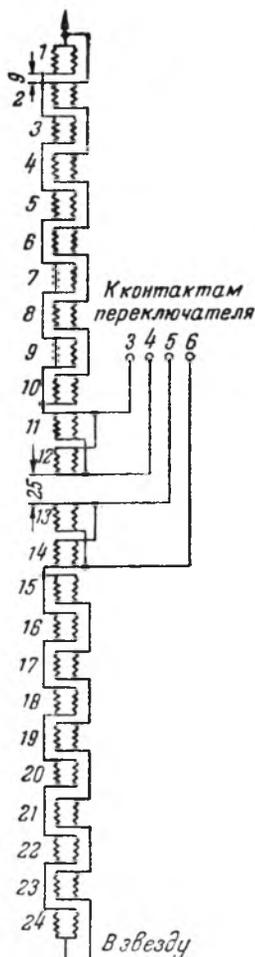


Рис. 2. Схема соединения обмоток одной фазы трансформатора 15 тыс. *кВа* после переделки (напряжение 38—34,8—31,5/11 *кВ*; ток 228—249—275/788 *а*; схема и группа соединения J/D-11; $e_k = 9,7\%$).

Указанный трансформатор был предназначен к установке в системе 35 *кВ* и должен был иметь соединение обмоток по группе 11.

Ниже приводится описание приведенных переключений обмотки, что дало возможность без перемотки или замены обмоток получить нужные параметры и сохранить номинальную мощность трансформатора.

Для уточнения обмоточных данных требовалось установить число витков в отдельных катушках обмотки высокого напряжения. Пользуясь контрольной обмоткой, намотанной вокруг обмотки высокого напряжения, и измерением коэффициента трансформации (на пониженном напряжении 380 *В*), было установлено, что в катушках № 1, 2, 23 и 24 имеется по 30 витков, а в остальных катушках — по 37. Общее число витков на фазу обмотки высокого напряжения 860, а на фазу обмотки низкого напряжения 215. Переключение каждой фазы обмотки высокого напряжения было выполнено по схеме, показанной на рис. 2.

Напряжение обмотки высокого напряжения после пересоединения получилось:

$$U_{\max} = \frac{44}{2} \sqrt{3} = 38,06 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{ном}} = \frac{430 - 37}{430} \cdot 38,06 = 34,8 \text{ кВ},$$

$$U_{\min} = \frac{430 - 37 \cdot 2}{430} \cdot 38,06 = 31,5 \text{ кВ}.$$

Так как при указанном переключении были сохранены напряжение на виток и плотность тока в обмотках, то номинальная мощность трансформатора также сохранена полностью.

Следует отметить, что описанный метод изменения напряжения трансформатора не потребовал расширивания яра и снятия обмоток с сердечников и вся работа заключалась в перепайке концов отдельных катушек.

Инж. Я. М. Гольдштейн

Опыт контрольного прогрева трансформаторов методом потерь в кожухе

На одном из заводов Донбасса до установки на подстанции необходимо было произвести ремонт и контрольный прогрев двух печных трансформаторов 6300/210/121 *В* завода им. Куйбышева типа ЭТМК-1800/10. Специального помещения для этой цели не было, а габариты мостового крана цеха не позволяли произвести выемку керна трансформатора в цехе

Было принято решение выполнить ремонт и контрольный прогрев трансформаторов в открытой части цеха, обслуживаемой мостовым краном, не снимая трансформаторов с железнодорожных платформ, для чего был заглублен на 1,5 м железнодорожный путь.

После произведенного ремонта было решено произвести контрольный прогрев методом потерь в кожухе путем наматывания обмотки на кожух трансформатора по боковой поверхности под трубы. В распоряжении монтажников имелся медный изолированный провод сечением 120 *мм*² и сварочные трансформаторы с вторичным напряжением 65 *В*. На кожух трансформатора был наложен слой листового асбеста толщиной 6—8 *мм*; и трансформаторы были укрыты брезентом.

Первоначально было намотано 15 витков, включенных на напряжение 65 *В*. При этом установился ток порядка 275 *А*. Однако за двое суток температура верхнего слоя масла достигла всего лишь +36 ÷ +37°С и выше не поднималась.

После этого была намотана еще одна обмотка из 15 витков и присоединена к отдельному сварочному трансформатору.

Одна из обмоток была размещена в верхней половине кожуха, другая — в нижней. При этих условиях температура в +75°С была достигнута за 28 час.

Аналогично был произведен нагрев другого трансформатора.

Данные о величинах температур и времени нагрева по обоим трансформаторам приведены ниже:

	Трансформатор 1	Трансформатор 2
Температура окружающего воздуха	+17° С	+22° С
Начальная температура масла	+37° С	+22° С
Конечная температура масла	+75° С	+77° С
Время нагрева	28 час.	21 час.

Измерение температуры производилось ртутными термометрами, установленными на крышках трансформаторов.

Из описанного опыта контрольного прогрева трансформаторов можно сделать вывод о полной применимости метода потерь в кожухе для нагрева трансформаторов с трубчатыми кожухами.

Инж. Г. М. Морозов

Автоматический контроль исправности ламп приемо-передатчиков высокочастотной защиты

Защита с высокочастотной блокировкой получила самое широкое распространение в энергосистемах как основная защита высоковольтных транзитных и кольцевых линий передач.

Приемо-передатчик высокочастотной защиты является одним из основных элементов защиты, обеспечивающим селективность ее действия. Поэтому он должен находиться всегда в исправном рабочем состоянии для передачи и приема блокирующих импульсов. Таким образом, совершенно необходим автоматический контроль цепи накала и исправности ламп этого аппарата.

Применяемые в высокочастотном приемо-передатчике схемы контроля цепи накала ламп посредством реле минимального тока не достигают цели, так как в эксплуатации кроме перегорания нитей накала ламп отмечаются случаи повреждений цепи накала, сопровождающиеся не уменьшением, а возрастанием тока. В особенности сказанное относится к аппаратам с лампами на напряжение накала 25—30 в, у которых нить имеет много витков и они при повреждении иногда замыкаются между собой; происходят также замыкания нити накала на катод. В обоих случаях ток в цепи накала ламп возрастает, а не снижается. Такие повреждения ламп были в приемо-передатчиках типа ПВЗ с лампами 30П1М. Контроль накала в этих приемо-передатчиках выполнен посредством двух реле минимального тока, по одному в каждой из двух ветвей.

Аналогичные повреждения ламп имели место в высокочастотных приемо-передатчиках фирмы ДЖИИ с лампами типа 25В6, а предусмотренный проектом контроль накала посредством одного общего реле минимального тока типа ЭТ не работал. Так, например, в одном случае замыкание накала на катод одной лампы и шунтирова-

ние цепи накала другой лампы были выявлены лишь при очередном обмене сигналами, который производится через каждые 8 час.

Для постоянного автоматического контроля исправности ламп высокочастотных приемо-передатчиков автором предложен и осуществлен контроль по схеме, показанной на рисунке, посредством реле дифференциального тока, реагирующего на разность токов в двух ветвях цепей накала (схема показана для приемо-передатчика фирмы ДЖИИ).

Реле дифференциального тока легко изготовить из реле типа ЭТ-520. Для ламп с током накала 0,3 а реле со-

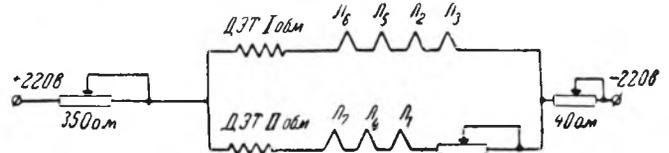


Схема цепей приемо-передатчика с контролем исправности посредством реле дифференциального типа ДЭТ.

стоит из двух одинаковых обмоток, намотанных проводом ПЭ 0,41 мм, в каждой по 1000 витков. Обмотки реле включаются навстречу так, чтобы магнитный поток при равенстве токов в обеих обмотках отсутствовал. Таким образом, при нарушении равенства токов вследствие замыкания катода на нить накала любой лампы, при замыкании витков нити накала или при обрыве одной цепи накала устанавливается разность токов, достаточная для действия реле. Для срабатывания реле нужна разность тока 40—45 ма, т. е. 15% от номинального тока накала. Произведенные испытания контроля по этой схеме показали, что при шунтировании цепи накала любой из ламп разность токов составляет 60—80 ми. При замыкании катода на накал лампы, даже ближайшей к полюсу «минус» батареи, контроль также надежно срабатывает.

Предлагаемая схема автоматического контроля осуществляется легко как для вновь вводимых высокочастотных приемо-передатчиков, так и для находящихся в эксплуатации. Дифференциальное реле может быть изготовлено в любой лаборатории местной службы релейной защиты.

Следует рекомендовать заводу в выпускаемых приемо-передатчиках типа ПВЗ также применить контроль накала на дифференциальном принципе.

Инж. П. И. Шульга

ОТ РЕДАКЦИИ

Реле минимального тока одновременно контролирует и цепи накала и наличие постоянного тока на приемо-передатчике (целость предохранителей). Таким образом, применяя контроль цепей накала с дифференциальным токовым реле по описанной схеме, следует еще обеспечивать отдельно контроль наличия постоянного тока.



**В Техническом управлении
Министерства**

**О типовых трансформаторных
подстанциях 3—10 кв без
масляных выключателей**

Техническим управлением и Государственной инспекцией по промэнергетике и энергонадзору МЭС СССР утверждены (решение № 39/44/Э от 14 ноября 1951 г.) технические проекты типовых трансформаторных подстанций на напряжение 3—10/0,4 (0,23 кв) без масляных выключателей, разработанные Центрогипрошахтом Министерства угольной промышленности СССР.

Всем энергосбытам районных управлений и энергокомбинатов предложено широко рекомендовать потребителям электроэнергии и проектным организациям данные типовые трансформаторные подстанции.

Типовые подстанции предназначены для электроснабжения небольших городов, жилых поселков, коммунальных установок, а также небольших силовых установок (насосные станции, карьеры, заводы инертных материалов, станции перекачки и т. п.).

Мощность трансформатора, возможного к установке на подстанции, составляет от 50 до 320 кв. Разработаны подстанции, позволяющие осуществить установку до двух трансформаторов по 320 кв.

В альбоме приведены 13 типов подстанций: 8 с воздушными и 5 с кабельными вводами высокого напряжения. Все подстанции разделены на 2 группы: для установок трансформаторов до 100 кв и для трансформаторов 180—320 кв. Выбор аппаратуры и габаритов камер произведен по максимально возможной для каждой группы мощности трансформатора.

Схемы подстанций предусматривают установку на вводах выключателей нагрузки типа ВН-16 с приводом ПРА-12.

Система шин высокого напряжения принята одинарная, несекционированная; шины стальные сечением 40×4 мм². Система шин 400 в одинарная, при установке двух трансформаторов — разделенная на 2 секции; материал шин — алюминий; сечение принято, исходя из максимальной возможной нагрузки (320 кв), 40×5 мм².

Отключение трансформаторов намечено разъединителями типа РЛВ на стороне высокого напряжения и рубильниками типа РП на стороне низкого напряжения.

Защита трансформаторов от сверхтоков намечена плавкими предохранителями типа ПК (сторона высокого напряжения) и типа ПР (сторона низкого напряжения). Соединение трансформатора со шитом низкого напряжения должно быть выполнено изолированным проводом марки АПР или алюминиевыми шиннами.

Отходящие линии низкого напряжения могут быть выполнены кабелями (четырёхжильными) или изолированными проводами (в газовых трубах) для вывода и перехода на воздушную сеть. Для линии наружного освещения запроектирована возможная установка контактора типа КТ.

Защита от перенапряжений предусмотрена вилитовыми разрядниками типа РВП.

Щит низкого напряжения принят прислонный, по типовым чертежам Центрэлектромонтажа МСПТИ, однако не исключается возможность установки прислонных устройств иных конструкций.

Учет отпускаемой с шин подстанций электроэнергии предусмотрен на стороне 400-в трансформаторов. Для учета электроэнергии наружного освещения намечена установка отдельного счетчика.

Вентиляция подстанций — естественная, выполнена путем устройства отверстий в стенах и дверях камер.

Защитное заземление запроектировано в соответствии с «Правилами устройства электротехнических установок».

**О применении кабелей
с винилитовой защитной
оболочкой марок ВРГ и КВРГ**

Техническое управление Министерства электростанций. Главэлектромонтаж Министерства строительства предприятий тяжелой индустрии и Главкабель Министерства электропромышленности, во изменение решений № 81 (см. «Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС», Госэнергоиздат, изд. 1950 г., стр. 160) и № 24/Э—47 (см. «Электрические станции», 1950, № 8, стр. 59), приняли (решение № 23/Э от 28 июня 1951 г.) пределы допустимых температур окружающей среды для кабелей марок ВРГ и КВРГ плюс 40°С и минус 40°С вместо принятых ранее плюс 40°С и минус 30°С.

Обращается внимание на необходимость корректирования нагрузок на кабели ВРГ при эксплуатации их в условиях окружающей температур (до $\pm 40^\circ\text{C}$), отличных от расчетной (плюс 25°С).

**О применении одинарных
и сдвоенных гирлянд на
открытых подстанциях 220 кв**

В дополнение к своему решению от 21 января 1951 г. за № 7/Э Техническое управление МЭС разъясняет (решение № 40/Э от 30 октября 1951 г.):

На открытых подстанциях 220 кв типовым решением нужно считать применение одинарных гирлянд.

Сдвоенные гирлянды применять лишь в тех случаях, когда одинарные гирлянды не удовлетворяют условиям механических нагрузок.

**О применении защитной
арматуры на линиях
электропередачи**

Техническое управление МЭС вынесло решение (№ 41/Э от 31 октября 1951 г.):

На вновь строящихся линиях электропередачи 35 ÷ 220 кв установки на гирляндах защитной арматуры (рога, кольца и т. д.) не требуется.

На существующих линиях установленную защитную арматуру снимать не следует.

**О сушке и испытании
электрических машин**

За последние годы нашли широкое применение новые методы сушки электрических машин в неподвижном состоянии. Применение этих методов сушки позволяет своевременно, до окончания монтажа, высушить машину, провести испытание обмотки статора повышенным напряжением и в случае обнаружения дефекта отремонтировать

ее, не задерживая пуска машины. Испытание релейной защиты также может производиться в неподвижном состоянии машины. В результате этого срок работы машины на холостом ходу значительно сокращается.

Несмотря на то, что сушка и испытание релейной защиты электрических машин в неподвижном состоянии вполне себя оправдали, со стороны некоторых работников энергосистем, главных управлений и особенно со стороны электромашиностроительных заводов до сих пор имеет место проткводействие внедрению указанных новых методов сушки и испытаний защит.

Техническое управление МЭС (эксплуатационный циркуляр № 2/Э от 9 января 1952 г.) предлагает:

1. Сушку синхронных генераторов и компенсаторов производить только в неподвижном состоянии. Сушку вентиляционными потерями запретить.

2. Испытание релейной защиты синхронных генераторов и компенсаторов проводить в неподвижном состоянии. В этом циркуляре указывается:

а) В случае необходимости разрешается прекращать сушку, если сопротивление изоляции обмотки статора возрастает и отношение R_{60}/R_{15} при 30—40° С равно или более 1,5. После этого следует обмотку статора испытать повышенным напряжением переменного тока согласно действующим нормам.

б) В тех случаях, когда сушка синхронного генератора или компенсатора затягивается, т. е. сопротивление изоляции очень медленно поднимается или продолжает оставаться на низком уровне, сушка прекращается и главная изоляция обмотки статора испытывается пофазно при температуре порядка 15—30° С повышенным напряжением переменного тока в течение 1 мин. и напряжением не менее $1,3 U_{ном. лин}$ при двух других заземленных фазах. Такое испытание позволяет выявить явные дефекты изоляции и не представляет никакой опасности даже для сильно увлажненной изоляции.

После включения машины в сеть ток статора необходимо набирать ступенями 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 1,0 от номинального в течение 3—5 суток. При очередных остановках следует производить измерение сопротивления изоляции и определять значение отношения R_{60}/R_{15} .

в) При срочной необходимости, если отношение R_{60}/R_{15} при температуре окружающего воздуха равно или более 1,5, разрешается сушку обмотки статора с компаундированной изоляцией не производить. В этом случае испытание обмотки статора повышенным напряжением и набор нагрузки на генераторе должны производиться в соответствии с п. «б».

От секции правил и норм ВНИТОЭ

Всесоюзное научно-инженерно-техническое общество энергетиков совместно с Техническим управлением Министерства электростанций СССР провело в декабре 1950 г.

Первое всесоюзное научно-техническое совещание по рассмотрению «Правил устройства электротехнических установок».

Техническое управление МЭС в настоящее время выпускает с учетом материалов совещания дополнения и изменения по следующим разделам «Правил устройства электротехнических установок».

1. Распределительные устройства и подстанции напряжением свыше 1000 в.

2. Распределительные устройства напряжением до 1000 в.

3. Проводки цепей управления и измерения.

4. Статические конденсаторы.

5. Аккумуляторные батареи.

6. Проводки.

7. Воздушные линии электропередачи напряжением свыше 1000 в.

8. Электрооборудование взрывоопасных помещений.

9. Электрооборудование пожароопасных помещений.

10. Заземления в электрических установках напряжением свыше 1000 в.

11. Заземления и зануления в электрических установках напряжением до 1000 в.

Выпускаемые дополнения и изменения учитывают те решения совещания, которые связаны в основном со снижением стоимости строительства электроустановок и с технической безопасностью. Остальные рекомендации совещания будут учтены в подготовляемом Техническим управлением МЭС втором издании «Правил».

В соответствии с решением совещания Секция правил и норм ВНИТОЭ продолжает работу по сбору, изучению и систематизации предложений и замечаний по «Правилам», а также ведет подготовительные работы по созыву Второго всесоюзного научно-технического совещания по «Правилам». Целью этого совещания должно явиться всестороннее обсуждение материалов второго выпуска «Правил», обеспечивающее не только изучение принципиальных вопросов, положенных в их основу, но также и детальное рассмотрение предложенных к ним поправок, дополнений и изменений.

Придавая большое значение «Правилам устройства электротехнических установок», Секция правил и норм просит всю инженерно-техническую общественность принять самое активное участие в обсуждении с тем, чтобы содействовать созданию таких правил, которые не только фиксировали бы итоги накопленного опыта, но и открывали бы перспективу дальнейшего развития новой прогрессивной техники.

Секция правил и норм обращается с призывом ко всем инженерам и техникам-электрикам, желающим принять участие в обсуждении «Правил», выступить со своими замечаниями и предложениями на страницах журнала или направить их в Секцию правил и норм ВНИТОЭ по адресу: г. Ленинград, 25, Стремянная ул. 10.



КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Г. Ф. Кнорре, Топочные процессы, М.—Л., Госэнергиздат, 1951 г., стр. 328.

Книга Г. Ф. Кнорре «Топочные процессы» допущена Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для энергетических и механических вузов и факультетов. С выходом ее в свет значительно систематизируются и продвигаются вперед наши представления о механизме подготовки и сжигании натуральных топлив в практических условиях.

Рецензируемая книга включает две части: теорию элементарных процессов горения и технологию топочных процессов.

В свою очередь, каждая часть состоит из двух самостоятельных разделов: первая — из статике и динамики горения (первый и второй разделы), вторая — из смесеобразования и сгорания (третий и четвертый разделы).

В первом разделе даны все исходные характеристики топлив. Особое внимание обращено автором на характеристику горючей массы твердого топлива, играющей существенную роль в понимании процессов сжигания твердого топлива. Показано влияние материнского вещества топлива на протекание процесса горения; влияние гуминовых и битуминозных веществ на реакционную способность топлива.

Во втором разделе уделено внимание теоретическим вопросам динамики горения. Должное место отведено кинетике химической реакции горения, что крайне необходимо для более глубокого понимания механизма процессов горения. Приведены элементы теории диффузионных явлений и диффузионного горения, явления турбулентного переноса и влияние этих факторов на протекание процесса горения.

В третьем разделе впервые в систематизированном виде изложены законы смесеобразования для различных топлив и методов сжигания. Автор по справедливости придал нужное значение смесеобразованию, как залого интенсивного и полного сгорания натуральных топлив.

Четвертый (последний) раздел книги посвящен практической стороне организации сгорания топлив в основных видах применяемых на практике топочных устройств. Особое внимание автор уделит здесь стабилизации воспламенения топлив, как основе надежной и безаварийной работы. Даны также элементы принципов механизации топочных процессов.

Вся книга написана на высоком теоретическом уровне и обобщает результаты многочисленных исследований в области процессов горения, многие из которых принадлежат лично автору и возглавляемой им школе. Ценной особенностью книги является то, что все теоретические обобщения автора сопровождаются практическими рекомендациями.

Книга проф. Г. Ф. Кнорре заполняет разрыв, имеющийся между многочисленными теоретическими исследованиями процессов горения отдельных горючих элементов

топлива, с одной стороны, и инженерной практикой, занятой непосредственным сжиганием натуральных топлив, с другой.

В качестве пожеланий, которые должны быть учтены при последующей переработке учебного пособия, можно привести следующие замечания.

Нужно более подробно изложить материал о топливном балласте, с использованием понятий приведенной зольности и влажности, весьма существенных в практике использования топлива в котельных установках; пополнить характеристику серы и, в частности, осветить весьма важный для практики вопрос (особенно для слоевого сжигания угля и сжигания сернистых мазутов); об образовании наряду с сернистым серного ангидрида, вызывающего повышение температуры росы дымовых газов и появление коррозии металла.

Для получения полной и цельной картины процесса горения того или иного топлива следует рассмотреть для типовых топлив вопросы смесеобразования и горения топлив совместно, так как нельзя считать методически удачным такое размещение материала, когда вопросы смесеобразования при сжигании типовых топлив в различных топочных устройствах даны в отрыве от процессов горения их.

Необходимо дать в одном комплексе теорию зажигания и горения пылеугольного факела с точки зрения механизма этих процессов, так как в книге отсутствует качественная картина протекания процессов зажигания и распространения воспламенения по всему сечению пылевоздушного потока. Это позволит вскрыть зависимость интенсивности и устойчивости воспламенения от различных факторов; в первую очередь от периметра воспламенения, количества первичного воздуха, количества и способов ввода вторичного воздуха, температуры воздуха, тонны помола, наличия вихревых зон топочных газов с высокой температурой и т. п.

Нужно четко показать картину горения и зависимости интенсивности протекания процесса от способа зажигания и условий распространения пламени при рассмотрении процесса горения газообразного топлива.

Следует дать четкое представление о температуре самовоспламенения и воспламенения (так как эти понятия далеко не идентичны) при рассмотрении процесса самовоспламенения.

Приведенные пожелания отнюдь не снижают достоинства рецензируемой книги проф. Г. Ф. Кнорре. Она является не только ценным учебным пособием, но и настольным руководством всякого инженера-новатора, занятого на производстве рационализацией процессов сжигания топлив.

Член-корр. Академии Наук СССР
М. А. Стирикович
и доктор техн. наук А. П. Ковалев



Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и давать другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в тексте не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. **Официальный материал должен быть заверен соответствующими организациями. Статьи работников научно-исследовательских организаций, предприятий и учреждений должны иметь визу руководства.**

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 164, редакции журнала «Электрические станции».

Цена 8 руб.