

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

5



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1950

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

5

МАЙ
1950

Орган Министерства электростанций СССР

21-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — За безаварийную работу электростанций и сетей	3
Энергетики — лауреаты Сталинской премии	6
Н. Г. Залогин — О работе батарейного цикла	10
П. А. Паскевич — Малогабаритные жалюзийные золоуловители системы ВТИ	14
И. Т. Деев — О наборе и разделке товарных проб твердого топлива	18
А. А. Боровой и В. А. Зайдель — Об основных положениях скоростного строительства тепловых электростанций	20
А. Г. Адоян — Автоматическое тушение пожара электрических машин распыленной водой	25
Г. М. Божко-Степаненко — Тушение пожара в генераторах водой, вводимой струями	29
П. И. Гедима — Электрическая прочность внутрибаковой изоляции выключателей ВМ-35	34
Т. П. Мусатов — О сооружении гибких связей для многоамперных соединений	37
Л. И. Двоскин — По поводу статьи Т. П. Мусатова „О сооружении гибких связей для многоамперных соединений“	38
В. В. Гульденбалк — Сооружение линии электропередачи 110 кВ в горных условиях	40

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Л. Г. Гаврилов — Устройство шпунтового ряда с разрывом грунта	45
Л. Д. Гинзбург-Шик — Сварка среднелегированной стали	45
А. Н. Кашеев и А. Т. Скоркин — Транспортировка тяжеловесных трансформаторов	46
В. З. — Из опыта применения хлорированных незамерзающих растворов	47

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Д. А. Савиновский и Б. Н. Ухин — О работе механических отборников проб топлива на уральских электростанциях	48
А. М. Равинский — Случай аварии турбины 5 000 квт	48
А. Н. Гончаров — Механизация смазки деталей направляющего аппарата гидротурбин	49
К. П. Полушкин и Н. П. Полушкин — Устранение перегрева в подпятниках гидротурбины	49
Д. Г. Умрихин — Предупреждение образования накипи в замкнутой циркуляционной системе кислотно-фосфатным способом	50

И. И. Молчанов — Применение суперфосфата в качестве стабилизатора в циркуляционных охлаждающих системах	51
В. М. Чернявский — Слив серной кислоты из цистерн помощью воздушного компрессора	52
Л. Н. Пупышев — Измерение тока утечки	52
Ш. Ю. Фрумкис — Включение турбогенераторов небольшой мощности методом самосинхронизации	53
Д. Л. Могилевкин — Опыты самосинхронизации синхронного компенсатора	53
О. В. Суслов — Схема блокировки автомата повторного включения	54
И. А. Сыромятников — Измерение тока замыкания на землю	54
М. А. Ломоносов и А. Я. Розенталь — Измерение токов замыкания на землю в сетях 6—10 кВ с незаземленной нейтралью	55
Э. З. Бродянский и С. М. Рожавский — Испытания трубчатых разрядников	56
М. Д. Шефкинд — Повреждение на линии 110 кВ, оборудованной пофазным управлением	57

ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства О гашении поля генератора	58
В Техническом управлении по строительству и монтажу	
Об изыскании естественных строительных материалов	58
О применении в строительстве древесины мягколиственных пород	58
Восстановление изношенных бил шахтных мельниц наплавкой твердым электродным сплавом	58

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Американские газовые турбины промышленного типа — О. Н. Давидовский	60
Новая конструкция горизонтального фланцевого соединения цилиндра высокого давления, обраб. А. П. Саликов	62

КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

М. А. Стырикович — Рецензия на книгу Л. И. Керцелли и В. Я. Рыжкина „Тепловые электрические станции“	63
Новые книги по энергетике	64



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

А. А. Боровой, П. Г. Грудинский, И. И. Гурвич, Б. И. Дуб, К. Д. Лаврененко,
С. Г. Мхитарян, Н. Н. Романов, Б. М. Соколов, И. А. Сыромятников,
С. Ц. Фаерман,

Редактор К. Д. Лаврененко

Трудящиеся Советского Союза! Боритесь за дальнейший технический прогресс в промышленности, на транспорте, в сельском хозяйстве! Внедряйте новую технику, совершенствуйте технологию производства! Непрестанно повышайте производительность труда—основу дальнейшего снижения цен на товары массового потребления!

(Из призывов ЦК ВКП(б) к 1 мая 1950 г.)

ЗА БЕЗАВАРИЙНУЮ РАБОТУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

Выработка электроэнергии в Советском Союзе в 1949 г. по сравнению с довоенным 1940 г. увеличилась на 62%. В 1950 г. электростанции должны обеспечить дальнейший значительный рост производства электроэнергии. Выполняя эту задачу, работники электростанций и сетей должны все время помнить о своей важнейшей обязанности — работать без аварий, обеспечивать бесперебойное снабжение электроэнергией промышленных предприятий и других потребителей.

За последние годы число аварий и аварийный недоотпуск на электростанциях и в сетях систематически снижаются. Против довоенного 1940 г. аварийность в энергосистемах в 1949 г. снижена на 38%. Но это нас удовлетворить не может. По сравнению с 1948 г. число аварий снижено крайне недостаточно, всего лишь на 8,6%. К тому же аварийность по прямой вине эксплуатационного персонала в прошлом году осталась на высоком уровне, составляя более половины всех аварий. Число аварий на электростанциях составило 40,5% от всех происшедших аварий, а в высоковольтных и кабельных сетях — 59,1%. Аварии по отдельным цехам на электростанциях распределяются следующим образом: в топливно-транспортных 2,4%; в котельных 26,7%; в турбинных 20,5%; в электрических 46,6%; в гидромеханических 3,8%.

В 1949 г. аварийность в топливно-транспортных цехах снизилась по сравнению с 1948 г. в 2,5 раза, в котельных на 34% и в турбинных — на 13%. Но в электроцехах аварийность осталась такой же высокой, как и в 1948 г.

Если суммировать число аварий в электрических цехах электростанций и в воздушных и кабельных сетях, то окажется, что 78,2% всех аварий, происшедших в энергосистемах, произошло на электрическом оборудовании.

Многие электростанции своей безаварийной работой в продолжение длительного периода доказали, что работать без аварий можно. Так, в 1949 г. работали без аварий около четвертой части всех действующих электростанций Министерства электростанций. В числе их необходимо отметить такие, как тэц № 9 Мосэнерго (директор т. Поляков, гл. инженер т. Автономов); Ярославская тэц Ярэнерго (директор т. Каплуновский, гл. инженер т. Баранов); Куйбышевская грэс (директор т. Егоров, гл. инженер т. Мар-

ковский); гидроэлектростанции № 13 и 14 Мосэнерго (директоры тт. Алексанян и Адрианов, гл. инженеры тт. Глушко, Сафразбекян) и др.

На этих электростанциях также имеются свои трудности в работе. Но ничего особенного, чего не могли бы сделать другие электростанции, там нет. Главная причина их безаварийной работы — это поддержание производственной и трудовой дисциплины персонала на высоком уровне. «Правила технической эксплуатации» на этих электростанциях являются непреложным законом. Графики ремонта строго выполняются, персонал ревностно следит за работой оборудования и в образцовой чистоте содержит агрегаты и рабочие места.

Как на пример можно указать на работу начальника смены электроцеха Ивановской тэц Ивэнерго И. И. Голикова. В его смене около 14 лет не было аварий. Тов. Голиков в своей брошюре «Мой опыт безаварийной работы» (издана Ивановским областным издательством в 1949 г.) пишет:

«Приходя на работу за 30 мин. до начала смены, я внимательно осматриваю генераторы, приводы масляных выключателей, панели щита управления, панели релейной защиты, положение блинкеров и накладок в цепях защиты. После этого, приступая к приему смены у дежурного предыдущей вахты. Выясняю, по какой схеме работает станция, какие изменения произошли после предыдущей моей вахты, какие недочеты выявлены у электрооборудования, какие имеются распоряжения и записи, какое оборудование находится в ремонте и в резерве и какое требует особо тщательного наблюдения, где и по каким нарядам работает ремонтный персонал и работники электролаборатории, какие ремонты предстоят в ближайшее время, подготовлены ли на них наряды, где стоят переносные заземления» и т. д.

Принимает смену т. Голиков очень внимательно. Особенно серьезное значение т. Голиков придает осмотру оборудования и производит его несколько раз в смену. Таким добросовестным отношением к своим обязанностям т. Голиков добился четкой и безаварийной работы своей смены.

Важнейшим условием повседневной безаварийной работы, как пишет т. Голиков, являются

тщательный прием смены, внимательный обход и осмотр оборудования, внимание к мелочам, знание устройств и особенностей оборудования, условий его работы и слабых мест, знание правил и инструкций по обслуживанию и эксплуатации оборудования, строжайшее поддержание чистоты, требовательность к подчиненному персоналу, точное соблюдение «Правил технической эксплуатации» и «Правил безопасности», освоение новой техники и автоматики. Неотложной задачей всех руководителей энергопредприятий является распространение опыта работы лучших стахановцев-энергетиков.

К сожалению, руководители многих энергопредприятий мало уделяют внимания важнейшему делу—борьбе с авариями. Именно этим можно объяснить, что в ряде энергосистем аварийность в 1949 г. даже увеличилась по сравнению с 1948 г.

Возросло число аварий на электростанциях и в сетях следующих энергосистем: Горэнерго (управляющий т. Ежелев, гл. инженер т. Картышев) вследствие того, что на тэц, где директор т. Шмайн и гл. инженер т. Коновалов, запустили эксплуатацию оборудования, особенно в котельном цехе. В результате только эта одна электростанция увеличила аварийность в 3 раза; Калининградэнерго (управляющий т. Максимов, гл. инженер т. Овчинников) из-за недопустимой аварийности на основных транзитных высоковольтных линиях электропередачи и крайне медленного производства работ по смене проводов; Латвэнерго (управляющий т. Павленко, гл. инженер т. Кетнер) вследствие слабой борьбы с аварийностью со стороны руководителей этой энергосистемы; Краснодарэнерго (управляющий т. Дорошенко, гл. инженер т. Щедрин) вследствие неудовлетворительной работы электросетей и запущенности кабельного хозяйства, а также пренебрежения к «Правилам технической эксплуатации»; Новосибирскэнерго (управляющий т. Плугатырев, гл. инженер т. Комиссаров) из-за низкого качества ремонта оборудования на тэц № 3 и в электросетях и невнимания руководителей энергосистемы к ликвидации аварийных очагов.

За последние годы проведены значительные капитальные работы. Электростанции полностью обеспечиваются запасными частями, материалами, бесперебойно снабжаются топливом, широко оснащаются автоматикой. Следовательно, от главных управлений, руководителей энергосистем, электростанций и сетей, от начальников цехов государство может требовать значительного улучшения работы предприятий и в первую очередь безаварийной работы электростанций и сетей.

В чем же причина того, что в ряде энергосистем число аварий уменьшилось в 1949 г. незначительно, что высокая аварийность отдельных электростанций и сетей находится в противоречии с большим оснащением предприятий новой передовой техникой?

Основной причиной является ослабление за последнее время в энергосистемах и на предприятиях борьбы за безаварийную работу. Руководители некоторых энергопредприятий не

ведут по-настоящему борьбы за ликвидацию аварийных очагов на электростанциях и в сетях.

Главные управления еще не осуществляют действенного контроля за районными управлениями, а последние слабо контролируют работу электростанций и сетей, следствием чего и является высокая аварийность. Практические мероприятия по борьбе с аварийностью, которые должны своевременно проводиться на наших электростанциях и в энергосистемах, главными и многими районными управлениями проводятся пока неудовлетворительно. Это подтверждается тем, что намеченные в эксплуатационных приказах Министерства электростанций мероприятия по борьбе с аварийностью на 1949 г. выполнены всего лишь на 80,3%.

За время Великой Отечественной войны на предприятиях были допущены отступления от «Правил технической эксплуатации». По указанию Министерства на 1949 г. энергосистемами был намечен план ликвидации всех допущенных на электростанциях и в сетях отступлений, но выполнение этого плана надо также признать неудовлетворительным, так как в целом по Министерству оно составило всего лишь 66,6%.

Этот план выполнен следующим образом: Главцентрэнерго 84,4%; Главуралэнерго 66,0%; Главюзэнерго 66,0%; Мосэнерго 59,0%; Главвостокэнерго 45,5%.

Аварийность по прямой вине персонала (в том числе по вине инженерно-технического, ремонтного и оперативного персонала) на наших электростанциях и в сетях является недопустимо высокой. Как уже было сказано выше, по этой причине произошло более половины всех происшедших в 1949 г. аварий. Это подтверждает, что производственная дисциплина персонала на многих предприятиях находится не на должном уровне. Недопустимо велико еще число аварий в электрических цехах электростанций, в электросетях и на подстанциях из-за неправильных действий персонала, в частности из-за отключения разъединителей под нагрузкой и включения их на неснятые «закоротки». Можно указать на некоторые характерные аварии.

1. На электростанции Мосэнерго, (директор т. Удалов) при производстве переключений в распределительном устройстве 10 кв дежурный электротехник включил разъединители при не снятой «закоротке», в результате чего произошла большая авария. Как было установлено, переключение производилось при грубом нарушении «Правил технической эксплуатации». Дежурный инженер электростанции подписал бланк переключений и самоустранился от производства операций, контролирующим лицом он выделил электромонтера, который не знал схемы распределительного устройства и не был проинструктирован, а дежурный электротехник составленным бланком переключений не пользовался.

2. На подстанции Челябинэнерго (директор сетей т. Ченчик) произошло перекрытие ввода в баке выключателя 110 кв из-за отложения углерода на его поверхности. Несмотря на указание Министерства об обязательном проведении анализа масла после отключения выключателем каждого короткого замыкания и о про-

изводстве внеочередной ревизии выключателя после отключения им трех коротких замыканий, указанные требования не были выполнены, что и привело к серьезной аварии.

3. На тэц № 2 Казэнерго (директор т. Чулков) произошел разрыв трубы холодной воронки на котле, проработавшем после капитального ремонта всего лишь 565 час. Разрыв трубы произошел из-за того, что во время капитального ремонта трубы не были очищены от шлама.

Подобные аварии имеют место и на ряде других электростанций и подстанций.

Анализ работы электростанций за 1949 г. ясно показал, что там, где производственная дисциплина персонала на должном уровне, где требования повышены и руководители электростанций и сетей, начальники цехов и участков, начальники смен и мастера чувствуют свою ответственность за работу предприятия, там аварий меньше или их совсем нет.

В феврале 1949 г. после обсуждения коллегией Министерства электростанций вопроса об аварийности был издан приказ № 38 «О мерах борьбы с аварийностью на электростанциях и в сетях». Как показала проверка, произведенная главной инспекцией Министерства электростанций по эксплуатации, инженерно-технические работники и эксплуатационный персонал ряда районных энергетических управлений, электростанций и сетей стали нарушать требования, предъявляемые к ним этим приказом.

В этом приказе было конкретно и четко определено, какие меры должны предпринимать руководители главных эксплуатационных и районных энергетических управлений, директора и главные инженеры электростанций и сетей для ликвидации аварийности. Надо, чтобы руководители электростанций и сетей напомнили эксплуатационному персоналу о требованиях этого приказа и создали все условия для четкого и неуклонного его выполнения.

В связи с широким внедрением на наших электростанциях передовой техники следует особо обратить внимание на дальнейшее повышение технической грамотности персонала, так как не

на всех предприятиях придано должное значение этому делу.

Надо обеспечить порядок, при котором каждый новый работник до назначения его на самостоятельное обслуживание агрегатов обязан пройти производственное обучение на рабочем месте и стаж исполняющего обязанности не менее двух недель, под руководством опытного работника, со сдачей после этого испытания в специальной комиссии.

Следует добиться такого положения, при котором прием и сдача смен персоналом производились не формально, а сопровождалась бы тщательным осмотром оборудования, ознакомлением с происшедшими изменениями в его работе, чтобы дежурные инженеры и начальники смен цехов при наличии неисправного оборудования и грязном состоянии цеха или рабочего места кочегара, машиниста и т. п. не принимали бы смены без специального разрешения в каждом отдельном случае начальника цеха или главного инженера станции, сетевого района.

Большое значение в организации безаварийной работы имеет правильное использование действующей премиальной системы за работу без аварий. Поощрение лучших производственников и лишение премий и безаварийного стажа браковделов и аварийщиков являются серьезным рычагом в деле укрепления производственной дисциплины.

В текущем году надо своевременно и полностью выполнить планы: противоаварийных мероприятий и ликвидации отступлений от «Правил технической эксплуатации» и «Правил безопасности».

На работников энергосистем, электростанций и сетей возложена ответственная и почетная обязанность — бесперебойно снабжать электроэнергией все отрасли народного хозяйства нашей страны. Образцовое выполнение этой обязанности является делом чести всех энергетиков.

Поднимем еще выше уровень эксплуатации и обеспечим безаварийную работу наших электростанций и сетей.

□ □ □

ЭНЕРГЕТИКИ — ЛАУРЕАТЫ



К. И. Иванов



В. А. Голубцов

За исследования в области реакций автоокисления углеводов и разработку метода получения и выделения органических перекисей, изложенные в монографии «Промежуточные продукты и промежуточные реакции автоокисления углеводов», опубликованной в 1949 г., Сталинская премия второй степени присуждена К. И. Иванову — профессору, заведующему лабораторией Всесоюзного теплотехнического научно-исследовательского института им. Ф. Э. Дзержинского.

Явления окисления нефтяных углеводородов молекулярным кислородом представляют не только большой теоретический, но и значительный практический интерес.

Существовавшие до последнего времени представления о химической стороне механизма автоокислений углеводородов оставляли в значительной степени открытыми вопросы:

а) о направлении первоначальной атаки кислорода на молекулы углеводородов различного строения;

б) о структуре образующихся при этом перекисей;

в) об их дальнейших превращениях в ходе окислительного процесса.

Исследования и обобщения, изложенные в книге «Промежуточные продукты и промежуточные реакции автоокисления углеводородов», в значительной мере восполняют этот пробел. С помощью разработанной в нефтяной лаборатории ВТИ новой методики оказалось возможным получить и выделить неизвестные ранее перекиси, образующиеся при автоокислении насыщенных углеводородов.

Изучение их строения и превращений привело к важным теоретическим обобщениям, развивающим перекисную теорию окислительных процессов, созданную школой русских химиков (академик А. Н. Бах).

Исходя из этих обобщений, появилась возможность оценивать способность углеводородов различного строения реагировать с молекулярным кислородом, что имеет большое значение для решения практических вопросов борьбы со «старением» смазочных и изоляционных масел и для определения условий воспламенения жидкого и твердого топлива.

За разработку новых методов термической и химической обработки питательной воды и конструкции водоочистителей для промышленных котельных присуждена Сталинская премия третьей степени проф. В. А. Голубцову — заведующему кафедрой технологии воды и топлива Московского энергетического института им. Молотова, и Г. А. Буркову — начальнику Главной государственной инспекции котлонадзора Министерства электростанций, а также С. П. Колоскову и А. Ф. Комарову — старшим научным сотрудникам Всесоюзного научно-исследовательского института спиртовой промышленности и И. Ф. Шапкину — старшему научному сотруднику Всесоюзного теплотехнического института им. Ф. Э. Дзержинского.

В результате теоретических и экспериментальных исследований и критического анализа существующих методов обработки питательной воды В. А. Голубцовым и Г. А. Бурковым разработан и внедрен в промышленность новый метод термической обработки питательной воды внутри котла.



Г. А. Бурков



И. Ф. Шапкин

СТАЛИНСКОЙ ПРЕМИИ

Этот метод, используя основные принципы докотловой обработки воды (умягчение, дегазация и удаление основной массы шлама до смешения питательной воды с котловой), не требует каких-либо дополнительных устройств, работающих под давлением вне котла, и присадки химических реагентов.

Длительная эксплуатация термоумягчителей, установленных в различных районах страны при питании котлов различной по химическому составу водой, показала, что термоумягчители позволяют без присадки химических реагентов или полностью предотвратить накипеобразование, или снизить его настолько, что котлы могут длительное время (до 6 мес. и более) работать без очистки. Толщина накипи достигает за этот период не более 1 мм, причем время на чистку котла от легко отстающей накипи сокращается в несколько раз и производится окребками или металлическими щетками.

Термоумягчители не требуют дополнительного ухода или обслуживания, работают автоматически и предохраняют котел от кислородной коррозии.

Народнохозяйственный эффект от установки термоумягчителей выражается: в экономии топлива, снижении затрат на очистку котлов от накипи, повышении использования и увеличении срока службы котельного парка, а также повышении надежности и снижении числа аварий и повреждении этих котлов.

Гостехника СССР, учитывая выявленную при длительной эксплуатации высокую эффективность нового метода, предложила Министерству тяжелого машиностроения изготовлять и устанавливать термоумягчители на выпускаемых котлостроительными заводами промышленных котлах, выдав авторам ряд авторских свидетельств за новизну и оригинальность нового метода термической обработки воды внутри котла.

О. П. Колосковым, А. Ф. Комаровым и И. Ф. Шапкинским разработаны и внедрены в промышленность докотловые термохимические регенеративные водоумягчители, работающие с дозировкой щелочных химических реагентов как непосредственно, так и путем Na-катионирования части подлежащей умягчению сырой воды.

Некоторое усложнение схемы водоумягчителя во втором случае компенсируется тем, что в качестве постоянно расходуемого реагента во второй схеме применяется лишь такой натуральный реагент, как поваренная соль и при том в количестве, меньшем чем для установок Na-катионирования всей добавочной воды.

За разработку и внедрение в промышленность электронных автоматических регуляторов тепловых процессов присуждена Сталинская премия третьей степени канд. техн. наук В. Д. Мионову и канд. техн. наук Н. И. Давыдову — научным сотрудникам лаборатории авторегулирования Всесоюзного теплотехнического научно-исследовательского института им. Ф. Э. Дзержинского и канд. техн. наук Е. П. Стефани — заведующему той же лабораторией.

Электронный регулятор ВТИ отличается от других существующих систем универсальностью, высоким качеством регулирования и надежностью действия. Это достигается применением в конструкции регулятора магнитного и электронного усилителей, обеспечивающих высокую чувствительность и быстрое действие при полном отсутствии подвижных элементов и контактов в измерительных цепях.

В электронном регуляторе регулируемая величина преобразуется с помощью датчика в постоянный электрический ток, который подводится к регулирующему прибору.

Постоянный ток малого напряжения превращается в переменный и усиливается в бесконтактном магнитном усилителе авторегулятора. С помощью электронных ламп продолжается дальнейшее усиление напряжения и мощности до величины, достаточной для управления магнитным пускателем сервомотора регулятора. Регулятор содержит в себе электронный изодром, необходимый для стабилизации процесса регулирования, а также все органы для настройки системы регулирования.

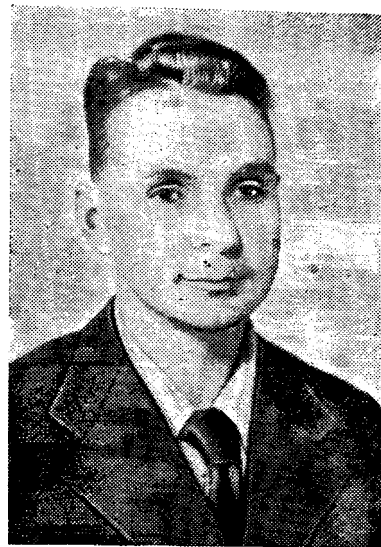
Электронный регулятор может регулировать любые параметры, в том числе давление, расход, разрежение, уровень, скорость, температуру.

На электронном регуляторе не отзываются ни вибрации, ни толчки и поэтому он может устанавливаться на нестационарных объектах.

Два первых экземпляра электронных регуляторов установлены в 1947 г. и к настоящему времени проработали свыше 15 тыс. час., обеспечивая регулирование температуры пара прямоточных котлов.

В 1948 г. была подготовлена и выпущена опытная серия регуляторов типа ЭР-ВТИ, изготовленная ОКБ МЭС. Они были установлены, налажены и пущены для регулирования: процесса горения прямоточного котла высокого давления; давления в деаэраторах и температуры перегретого пара.

В 1949 г. был организован серийный выпуск всего комплекса приборов электронного автоматического регулятора.



В. Д. Мионов



Е. П. Стефани



Н. И. Давыдов

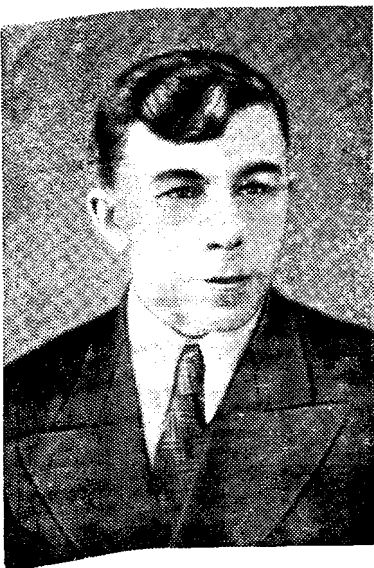
ЭНЕРГЕТИКИ — ЛАУРЕАТЫ



А. С. Предводителей



Х. И. Колодцев



Н. А. Петров



М. М. Шильдкрет



В. П. Ромадин

За теоретические и экспериментальные исследования процесса горения углерода, изложенные в монографии «Горение углерода», опубликованной в 1949 г., Сталинская премия второй степени присуждена А. С. Предводителю — члену-корреспонденту Академии наук СССР, профессору Московского государственного университета им. М. В. Ломоносова, научному руководителю физико-технической лаборатории Всесоюзного теплотехнического научно-исследовательского института им. Ф. Э. Дзержинского, Х. И. Колодцеву — старшему научному сотруднику этой лаборатории, а также проф. М. К. Гродзевскому и старшим научным сотрудникам Л. Н. Хитрину, О. А. Цухановой, длительное время работавших в той же лаборатории.

Монография «Горение углерода» является большим достижением отечественной науки и впервые как в советской, так и в мировой литературе дает систематическое изложение фундаментальных материалов по механизму столь сложного процесса, каким является горение твердого топлива.

Путем теоретического расчета и глубоких экспериментальных исследований авторами установлена связь между химическими процессами, развивающимися при горении угля, и физическими факторами, характеризующими диффузионный перенос кислорода к углероду и ствод продуктов реакций и тепла в окружающее пространство.

Сформулированная в книге теория, а также приведенные в ней обширные экспериментальные данные являются основой для дальнейшей разработки технического расчета процессов горения и газификации твердого топлива.

СТАЛИНСКОЙ ПРЕМИИ

За создание и внедрение отечественных шахтно-мельничных топок Сталинская премия второй степени присуждена М. И. Поляку, П. Н. Кендысь, Г. А. Бургвиц — работникам Центрального котлотурбинного института им. И. И. Ползунова, А. П. Беляевскому — инженеру Невского завода, А. Б. Думеру — главному конструктору топочного завода «Комега» и сотрудникам Всесоюзного теплотехнического научно-исследовательского института им. Ф. Э. Дзержинского: главному инженеру института В. П. Ромадину, старшему научному сотруднику М. М. Шильдкредту, а также главному инженеру Ярославской грэс Н. А. Петрову.

До последнего времени для размола бурых углей устанавливались преимущественно шаровые барабанные мельницы при сложных системах пылеприготовления. Это приводит к большому расходу металла и энергии на получение готовой пыли.

В шахтных мельницах эти недостатки в значительной степени устранены.

Простота конструкции шахтных мельниц позволила разработать широкую серию этих агрегатов и наладить их выпуск на заводе «Комега». Мельницы этого завода используются на котлах как малой мощности (6 т/час), так и на больших (230 т/час).

В результате творческой работы коллективов научных работников ЦКТИ и ВТИ и работников электростанций новый вид мельниц был широко внедрен при использовании бурых углей, фрезерного торфа и сланцев со значительным удешевлением энергоустановок и их эксплуатации.

В 1949 г. освоены в эксплуатации первые шахтно-мельничные топки для фрезерного торфа и бурого угля на котельных агрегатах высокого давления.

Полученный экспериментальный материал и произведенные разработки новых конструкций шахтно-мельничных топок создали широкие возможности для дальнейшего совершенствования и расширения области их применения.



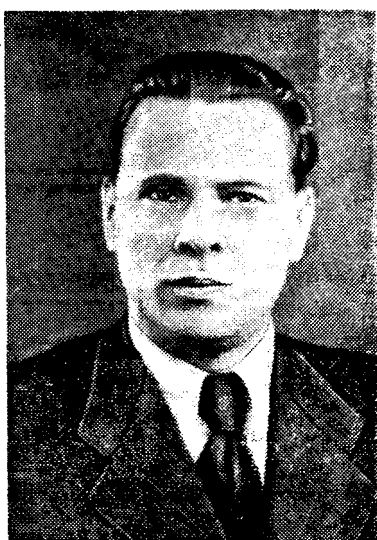
М. И. Поляк



П. Н. Кендысь



А. Б. Думер



А. П. Беляевский



Г. А. Бургвиц

Рабочие и работницы, инженеры и техники электростанций! Увеличивайте выработку электроэнергии! Быстрее вводите в строй новые энергетические мощности! Обеспечим бесперебойное снабжение народного хозяйства электроэнергией!

(Из Призывов ЦК ВКП(б) к 1 мая 1950 г.)

О работе батарейного циклона

Канд. техн. наук Н. Г. Залогин

Для очистки дымовых газов от летучей золы на наших электростанциях широкое распространение получили батарейные циклоны. Однако степень очистки газа в промышленных золоуловителях этого типа во многих случаях оказалась значительно ниже, чем в опытных образцах с меньшим количеством элементов. Для проверки имевшихся предположений о причинах неудовлетворительной работы батарейных циклонов был произведен подробный осмотр одного из первых аппаратов, сооруженного в 1940 г. на электростанции, сжигающей подмосковный уголь в пылевидном состоянии.

Конструкция батарейного циклона и его работа

Обследованный батарейный циклон, установленный для очистки газов котельного агрегата паропроизводительностью 160 т/час, состоит из четырех изолированных друг от друга батарей по 160 элементов (диаметром 250 мм) в каждой; элементы старого типа (ЦГ-1) с длинными пылеотводящими патрубками диаметром 75 мм и коротким корпусом.

Аппараты размещены на крыше здания котельной попарно, по сторонам дымовой трубы. Каждая пара аппаратов имеет общую стенку (рис. 1 и 2). Аппарат в плане представляет прямоугольную камеру, по длинной стороне которой размещается 20 элементов, а по короткой — 8.

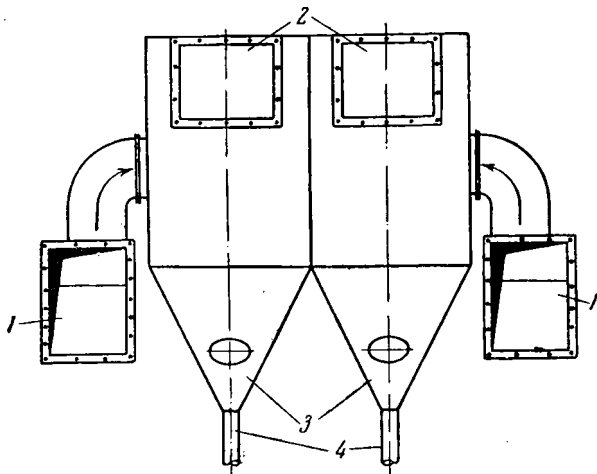


Рис. 1. Парный батарейный циклон.

1 — газопровод от воздухоподогревателя к батарейному циклону; 2 — газопровод от батарейного циклона к дымососу; 3 — пылевые бункеры; 4 — золоотводящие трубы.

Элементы в батарее расположены вплотную друг к другу без коридоров для их осмотра и чистки. Под камерой с элементами расположены два изолированных пылевых бункера. Рукава каждого из парных аппаратов соединяются под потолком котельной в общую золопускную линию.

Обследованный батарейный циклон работал неудовлетворительно. Производившиеся при его пуске испытания показали низкую степень очистки газа вследствие забивания элементов летучей золой. Чтобы устранить это явление, часть элементов (один ряд), по 20 шт. в каждой батарее, была отключена для увеличения скорости газа в оставшихся элементах. Это мероприятие, очевидно, дало некоторый эффект, так как при испытании степень очистки газа повысилась и составила 63%. Однако этот результат все же был значительно ниже, чем у опытного аппарата из шести элементов диаметром 307 мм, испытанном в аналогичных условиях и показавшем степень очистки газа, близкую к 80%.

Отключение части элементов хотя и уменьшило вероятность забивания оставшихся летучей золой, но полностью не устранило причин возникновения этого явления, и впоследствии при осмотре аппарата во время капитальных ремонтов агрегата обнаружилось, что часть элементов забита золой. Забивание элементов батарейного цикла летучей золой особенно неприятно потому, что не может быть устранено при работе золоуловителя и требует его отключения.

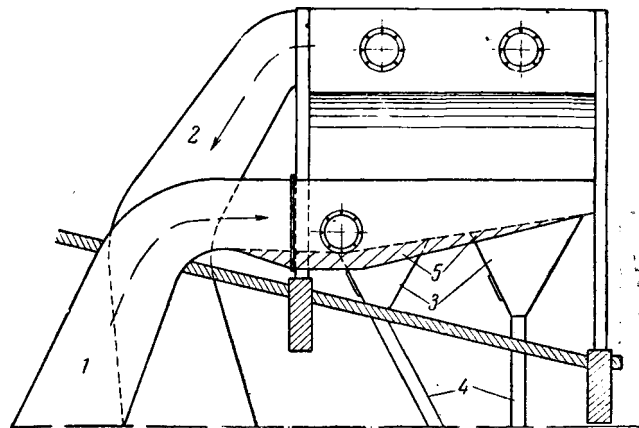


Рис. 2. Батарейный циклон (вид сбоку).

1 — газопровод от воздухоподогревателя к батарейному циклону; 2 — газопровод от батарейного циклона к дымососу; 3 — пылевые бункеры; 4 — золоотводящие трубы; 5 — золовые отложения.

За последние пять лет эксплуатации, судя по данным о ремонтах дымососов, батарейный циклон работал менее эффективно, чем циклон типа Д, установленный на соседнем котле равной производительности и имевший степень очистки газа 43%. Дымососы, стоящие за мультициклоном, за пять лет потребовали смены роторов 11 раз, а за циклоном типа Д—7 раз. Подварка лопаток и установка накладок в первом случае происходили также значительно чаще.

Равномерность распределения газа по элементам

Равномерность распределения газа по элементам батарейного циклона оказывает существенное влияние на эффективность работы золоуловителя. При неравномерном распределении газового потока в распределительной камере происходит: а) неравномерный газовый обмен между элементами и пылевым бункером, в результате чего снижается степень очистки газа; б) неравномерный абразивный износ элементов и выхлопных труб, приводящий к образованию сквозных отверстий и к резкому нарушению нормальной работы батареи; в) забивание золой отдельных элементов и прекращение в них очистки газа.

Степень неравномерности распределения газа по элементам батарейного циклона зависит от конфигурации и направления подводящих газоходов, от скорости газового потока в них и в распределительной камере и от наличия или отсутствия выравнивающих приспособлений.

Подвод газа к обследованному батарейному циклону показан на рис. 2. Дымовые газы из воздухоподогревателей по четырем вертикальным газоходам направляются на крышу котельной. Непосредственно после выхода на крышу газоходы поворачивают на 90° и идут горизонтально вдоль длинной стороны батарейного циклона несколько ниже уровня распределительной камеры по постепенно суживающемуся газоходу. Из горизонтального газохода, как это видно из рис. 1, газы поднимаются вверх и уже после этого, снова поворачивая на 90°, поступают в распределительную камеру. Значительное количество поворотов газохода, подводящего дымовые газы из котельной к батарейному циклону, создает неравномерное распределение скорости потока и концентрации золы при входе газа в аппарат.

Износ выхлопных труб

В результате неравномерного распределения скорости газа и концентрации золы во входном сечении распределительной камеры происходит интенсивный износ выхлопных труб, расположенных со стороны, противоположной подводу газа (рис. 3). По высоте труб износ также неравномерен. Наибольшее разрушение труб наблюдается в верхней части под верхней трубной доской, куда на последнем повороте газохода отбрасываются наиболее крупные частицы летучей золы. Износ приводит к образованию на лобовой части труб первого ряда сквозных отверстий. Через эти отверстия дымовые газы с повышенной концентрацией золы (концентрация золы в месте образования отверстий выше средней) и с большой

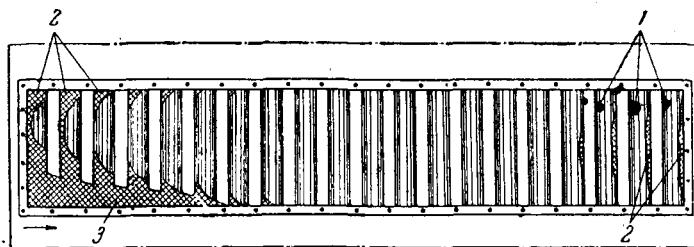


Рис. 3. Вид на распределительную камеру при снятом подводящем газоходе.

1 — сквозные отверстия в выхлопных трубах; 2 — слой золы на выхлопных трубах; 3 — золотые отложения.

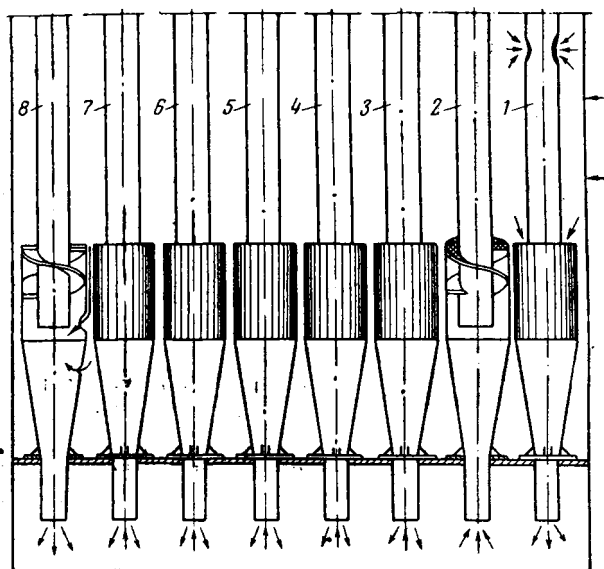


Рис. 4. Батарейный циклон (поперечный разрез).

1 — первый ряд элементов со стороны входа газа с изношенными выхлопными трубами; 2 — второй ряд — с забитыми золой направляющими аппаратами; 3—7 — пять рядов нормально работающих элементов; 8 — последний ряд — с изношенными до сквозных отверстий корпусами.

скоростью (разность давления между внутренней и внешней сторонами выхлопных труб почти равна сопротивлению золоуловителя) поступают внутрь труб и начинают разрушать ее противоположную внутреннюю поверхность, приводя к образованию второго сквозного отверстия. Образование второго сквозного отверстия происходит значительно быстрее, чем первого, вследствие большей скорости газа во втором случае. Таким образом, в результате образования отверстий в выхлопной трубе сильно запыленная струя дымовых газов попадает в камеру чистого газа, понижая степень очистки газа во всем аппарате и увеличивая износ дымососов.

Кроме того, вследствие поступления газа из отверстия в выхлопную трубу давление в корпусе элемента повышается, и газ через пылеотводящий патрубок начинает поступать из элемента в пылевой бункер (рис. 4), а из бункера, через пылеотводящие патрубки других элементов, навстречу ссыпающейся золе, в их корпус. В результате этого степень очистки газа в батарее также заметно снижается.

Таким образом, даже относительно небольшое повреждение выхлопных труб может привести к существенному снижению степени очистки газа в батарейном циклоне.

Причиной преждевременного износа части выхлопных труб является неравномерное распределение газа при входе его в распределительную камеру. Поэтому при проектировании батарейных циклонов конфигурация подводящих газоходов, их направленность по отношению к батарее и скорость газа должны выбираться с учетом необходимости равномерного распределения газа и золы на входе потока в распределительную камеру. Если не представляется возможным достигнуть равномерного распределения нормальным размещением газоходов, то необходимо в них устанавливать направляющие лопатки, обеспечивающие равномерную раздачу газа по распределительной камере.

В целях увеличения срока службы выхлопных труб первый ряд их должен быть защищен от износа манжетами, привариваемыми с лобовой стороны, подобно манжетам для защиты труб экономайзеров. При остановках котлов на ремонт выхлопные трубы первого ряда батареи (а при наличии коридоров и трубы, расположенные по бокам коридоров) должны простукиваться молотком с целью обнаружения изношенных участков и своевременной подварки или замены их.

Износ корпусов элементов батарейных циклонов

Отсутствие коридоров в батарейном циклоне не позволило установить со стороны распределительной камеры степень изношенности всех корпусов элементов. Такой осмотр вообще возможно было бы выполнить только при полном удалении из батареи выхлопных труб с приваренными к ним направляющими аппаратами. Поэтому результаты осмотра доступных элементов не являются показательными, учитывая, что первый ряд элементов со стороны входа газа был отключен, а во втором ряду многие из элементов оказались забитыми золовыми отложениями. Осмотренные во втором ряду цилиндрические части элементов с внутренней стороны имели незначительный износ в виде спиральных канавок, расположенных против верхней поверхности направляющих лопаток. Впоследствии оказалось необходимым заменить более 100 элементов этого батарейного циклона, оказавшихся полностью изношенными. В удаленных элементах цилиндрическая часть с внутренней стороны оказалась изношенной до сквозных отверстий по двум спиральным линиям, являющимся продолжением направляющих лопаток. Поэтому для увеличения срока службы элементов более целесообразно применять вместо двухлопастного направляющего аппарата многолопастный. В конусных частях элементов эти линии износа расплываются и менее заметны, а образующиеся отверстия расположены менее закономерно. Следует отметить, что чугунные элементы, имеющие толщину стенок около 12 мм, оказались изношенными не в меньшей степени, чем элементы, сваренные из стали толщиной 6 мм, что указывает на малую стойкость чугуна против абразивного износа.

Осмотр состояния элементов со стороны пылевого бункера показал, что конусы некоторых

элементов изношены до образования сквозных отверстий. Особенно интенсивному износу подверглись элементы четырех рядов, расположенных с обеих сторон перегородки, общей для двух камер. При этом большее количество изношенных элементов расположено в смежных пылевых бункерах, находящихся со стороны, противоположной подводу газа. Это объясняется тем, что дымовые газы с повышенной концентрацией твердых частиц после разрушения выхлопных труб двигаются в сторону общей стенки двух камер, поступают в прилегающие к ней элементы и сильно их изнашивают. В элементах, где обнаружен износ конусов до сквозных отверстий, подверглись разрушению также и вышерасположенные части элементов. Следует, однако, отметить, что обнаружить износ внутренней части элемента через длинный (200 мм) и узкий (75 мм) пылеотводящий патрубок является еще более трудной задачей, чем обнаружить его из распределительной камеры.

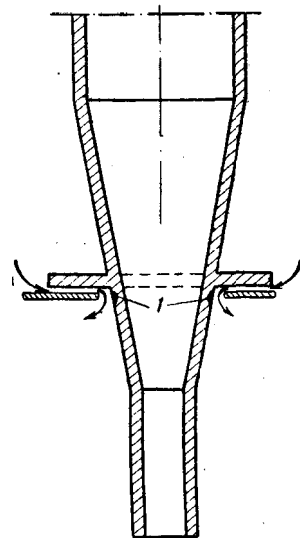


Рис. 5. Элементы батарейного циклона.

1 — внешний износ конуса.

Какое-либо отверстие в корпусе элемента недопустимо, так как нарушает нормальный процесс пылеотделения, вызывая подсос газа из распределительной камеры внутрь элемента (рис. 4). Заварка отверстий и наложение заплат возможны только на стальных элементах, да и то как временное мероприятие до очередной остановки котла на ремонт.

Представляет некоторый интерес случай внешнего износа корпуса элемента, происходящий вследствие неплотной установки опорного фланца элемента на нижнюю трубную доску (рис. 5). При неплотной установке элементов на нижней трубной доске газ просасывается из распределительной камеры в пылевой бункер, что вследствие больших скоростей газа приводит к разрушению конусной части элемента с внешней стороны. Просос газа в пылевой бункер приводит также к общему снижению степени очистки газа в батарее, подобно тому как это наблюдается при износе выхлопных труб.

Приведенные примеры показывают, что при проектировании батарейных циклонов не обращается достаточного внимания на распределение газового потока по элементам, а при монтаже допускаются небрежности, приводящие к снижению степени очистки газа в батарейном циклоне.

Для большинства станций, работающих на подмосковном угле, износ корпусов до сквозных отверстий может наступить уже через три-четыре года. Поэтому по истечении этого срока необходимо при капитальных ремонтах производить замену изношенных элементов.

Золовые отложения и забивание элементов

В отличие от износа металла отложения образуются, главным образом, там, где скорость газа невелика. В описываемом случае золовые отложения наблюдались при входе газа в распределительную камеру со стороны подвода газа, т. е. на конце аппарата, противоположном тому, где происходит износ выхлопных труб. На рис. 3 зарисована картина состояния первого ряда вы-

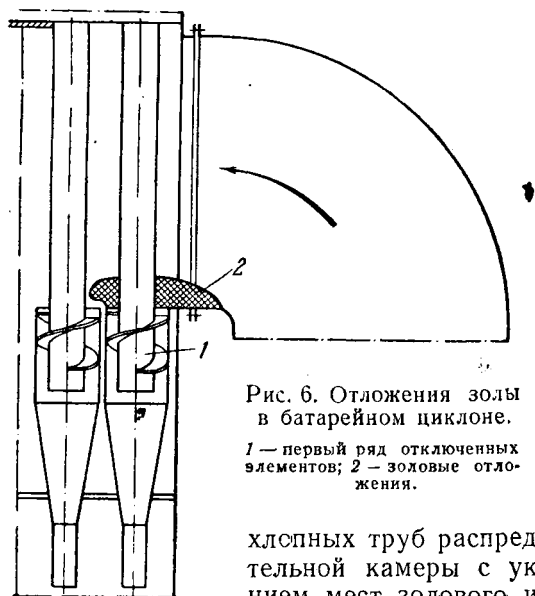


Рис. 6. Отложения золы в батарейном циклоне.
1 — первый ряд отклоненных элементов; 2 — золовые отложения.

хлопных труб распределительной камеры с указанием мест золового износа и золовых отложений.

Из этого рисунка видно, что основной поток газа с золой направлен в сторону от входа и уже оттуда двигается в противоположный, расположенный над входом, конец распределительной камеры.

Золовые отложения возникают в основном на площадке, образованной в результате отклонения первого ряда элементов со стороны входа газа, где скорости газового потока и концентрации золы невелики. Отложения образовались и росли, очевидно, подобно сугробам снега на крыше зданий, образуя со стороны, обратной движению газа, нависающие над вторым рядом элементов «сугробы» золы (рис. 6), которые при достижении некоторой величины обваливались, забивая направляющие аппараты элементов второго ряда. Следует отметить, что в рассматриваемом случае большее количество элементов оказалось забитым со стороны направляющих аппаратов, а не со стороны пылеотводящих патрубков.

Забивание направляющих аппаратов летучей золой приводит к снижению степени очистки газа в золоуловителе. В элементах, где на направляющих аппаратах отложился слой золы, полностью или частично закрывший проход газа в элемент, дымовые газы могут засасываться не через направляющий аппарат, а через пылеотводящий патрубок (рис. 4) прямо в выхлопную трубу вместе с золой, выброшенной в бункер другими элементами. Это тем более возможно при наличии отверстий в выхлопных трубах. Признаками наличия такого процесса являются отложения золы с внутренней стороны пылеотводящих патрубков элементов, расположенных в первых

рядах от входа газа в распределительную камеру.

Одним из наиболее действенных средств в борьбе с забиванием элементов золой является равномерное распределение и увеличение скорости газа в аппарате, однако последнее мероприятие увеличивает сопротивление аппарата и его износ.

Коррозия газоходов

Коррозии подвержены внешние стенки золоуловителя и в особенности участки газоходов, соприкасающиеся с атмосферным воздухом. Коррозия протекает интенсивно в тех местах, где имеются золовые отложения. На горизонтальных участках газоходов на их дне оседает значительной толщины слой золы (рис. 2). В связи с этим дно газохода оказывается почти полностью изолированным в тепловом отношении от газового потока. Между тем, газовая диффузия через слой золы приводит к конденсации паров воды у холодной стенки, растворению в ней SO_2 и интенсивному течению процесса коррозии. Осаждение золы наблюдается не только на дне горизонтальных участков газоходов. При длительной работе золоуловителя всегда могут иметь место условия для осаждения золы на любой стенке газохода. Например, при пуске газа в холодный аппарат влага вначале конденсируется на стенках, на нее осаждается зола, и лишь затем начинается прогревание стенки, если слой золы невелик. Такой механизм осаждения золы подтверждается слоистой структурой ее корок, образовавшихся на стенках газоходов и золоуловителя. Все же наиболее подвергнуты коррозии были места газоходов с толстым слоем золы. Здесь после удаления осевшего слоя обнаружены многочисленные сквозные отверстия, а толщина стенки газохода во многих местах не превышает 1 мм.

На основании опыта эксплуатации обследованного батарейного циклона можно считать, что срок службы газоходов, выполненных из стали толщиной 6 мм, расположенных под открытым небом при отсутствии защитных покрытий и непрерывной работе котлов на подмосковном угле, не превышает 7—8 лет. После этого срока газоходы должны быть полностью заменены во избежание сильных подсосов воздуха и перерасходов электроэнергии на тягу. Сказанное, конечно, не исключает ремонтов газоходов в течение указанного срока.

Золовой бункер, изолированный снаружи слоем тепловой изоляции, несмотря на значительное количество попадающей в него золы и малоинтенсивное движение газа, не подвергся заметной коррозии. Это обстоятельство позволяет сделать важный вывод о том, что наружная тепловая изоляция является одним из наиболее надежных методов защиты газоходов и золоуловителя от внутренней коррозии.

Внутренние защитные покрытия газоходов и золоуловителей нельзя считать достаточно хорошо разработанными. Относительно высокая температура дымовых газов не позволяет применять обычных эластичных покрытий (лаки, битумы и др.), а значительные колебания температуры приводят к растрескиванию слоя твердых покры-

тий, к проникновению сквозь трещины влаги и сернистого ангидрида к холодной стенке. Следует учитывать, что всякое противокоррозионное покрытие внутренней стенки является и тепловой изоляцией, а следовательно, создает условия для коррозии в случае повреждения покрытия или его недостаточно качественного нанесения. Поэтому простейшая внешняя тепловая изоляция в виде изоляционного слоя или сооружение легкого тепляка у аппарата может во многих случаях более надежно защитить золоулавливающую установку от коррозии.

Заключение

Большинство батарейных циклонов установлено на наших электростанциях в более позднее

время, чем аппарат, описанный выше. Поэтому в недалеком будущем, в особенности на электростанциях, сжигающих зольное топливо, в работе золоуловителей могут быть обнаружены многие из явлений, описанных выше. Учитывая высокие требования, предъявляемые к охране атмосферного воздуха от загрязнений дымовыми газами электростанций, и необходимость надежной защиты дымососов от износа, следует уделять весьма серьезное внимание мероприятиям, обеспечивающим нормальную работу батарейных циклонов. Поэтому своевременное устранение перечисленных дефектов, обнаруженных в описанном аппарате, будет содействовать улучшению качества работы газоочистительного оборудования.

□ □ □

Малогабаритные жалюзийные золоуловители системы ВТИ

Инж. П. А. Паскевич

Перед работниками тэц, расположенной в центре города, в целях предотвращения большого засорения воздуха летучей золой, а также большого золowego износа роторов дымососов встал вопрос о срочном сооружении устройств золоулавливания. Был принят вариант установки малогабаритного жалюзийного золоуловителя системы ВТИ.

В течение 1947—1948 гг. на этой тэц были запроектированы силами электростанции, изготовлены и смонтированы малогабаритные жалюзийные золоуловители на трех котлах, сжигающих

кузнецкий уголь марки «Г — рядовой» в топках с шахтными мельницами.

В качестве руководящего материала были использованы: «Временная проектная нормаль малогабаритного жалюзийного золоуловителя системы ВТИ» и статья инж. Зверева «Малогабаритный жалюзийный золоуловитель» в журнале «Известия ВТИ», № 3 за 1946 г.

Первый золоуловитель был смонтирован в 1947 г. за трехбарабанным вертикально-водотрубным котлом НЗЛ паропроизводительностью 35 т/час в горизонтальном участке газохода между воздухоподогревателем и дымососом (рис. 1).

Золоуловитель представляет собой V-образную

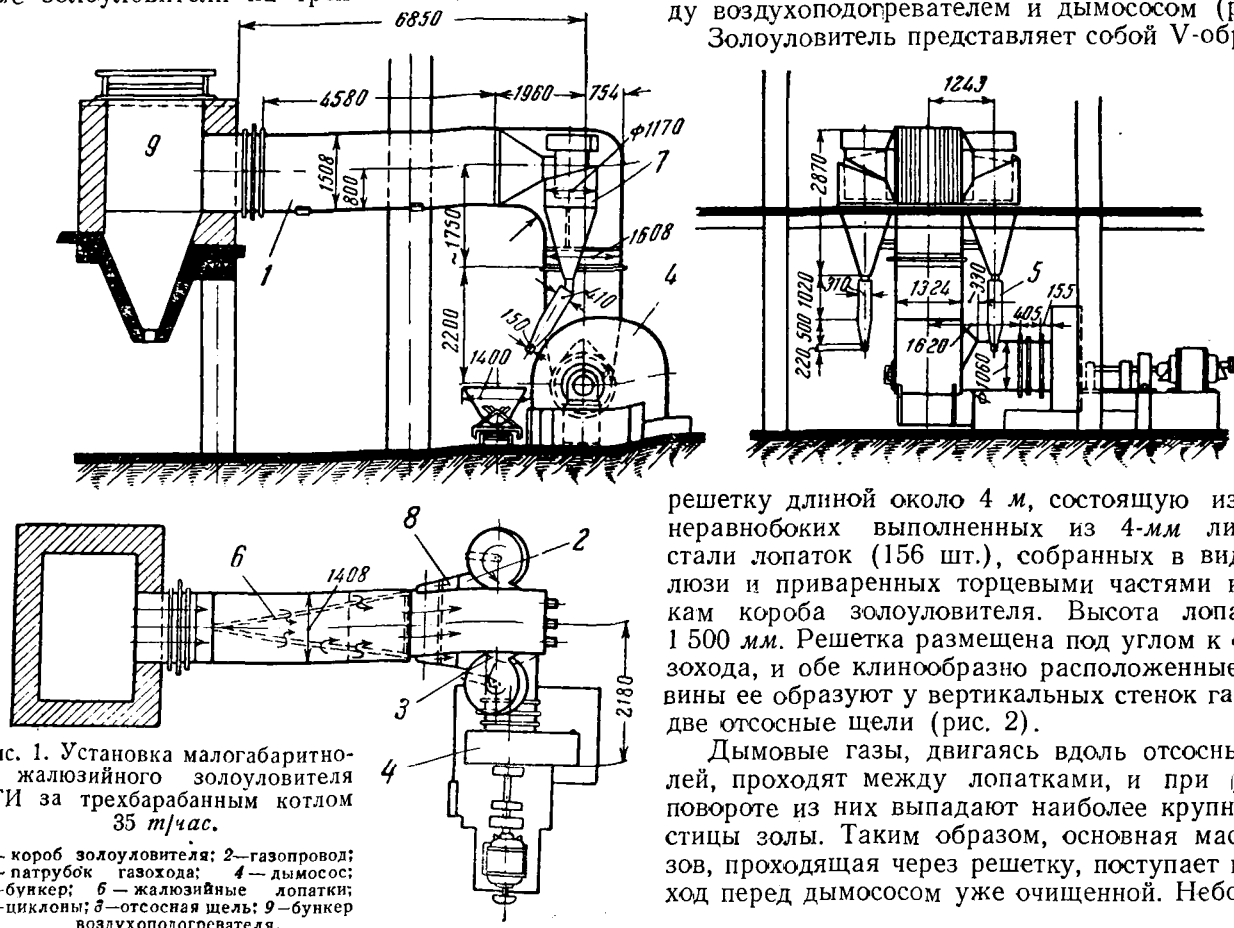


Рис. 1. Установка малогабаритного жалюзийного золоуловителя ВТИ за трехбарабанным котлом 35 т/час.

1 — короб золоуловителя; 2 — газопровод; 3 — патрубок газохода; 4 — дымосос; 5 — бункер; 6 — жалюзийные лопатки; 7 — циклоны; 8 — отсосная щель; 9 — бункер воздухоподогревателя.

решетку длиной около 4 м, состоящую из ряда неравнобоких выполненных из 4-мм листовой стали лопаток (156 шт.), собранных в виде жалюзи и приваренных торцевыми частями к стенкам короба золоуловителя. Высота лопатки — 1500 мм. Решетка размещена под углом к оси газохода, и обе клинообразно расположенные половины ее образуют у вертикальных стенок газохода две отсосные щели (рис. 2).

Дымовые газы, двигаясь вдоль отсосных щелей, проходят между лопатками, и при резком повороте из них выпадают наиболее крупные частицы золы. Таким образом, основная масса газов, проходящая через решетку, поступает в газоход перед дымососом уже очищенной. Небольшое

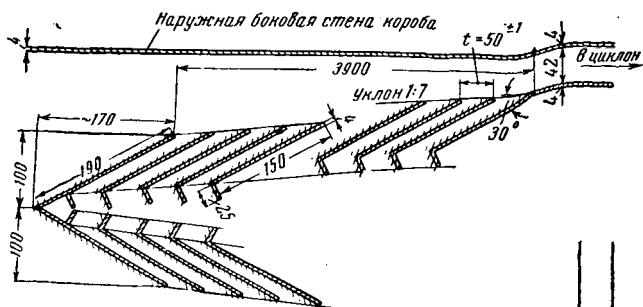


Рис. 2. Установка лопаток золоуловителя ВТИ, показанного на рис. 1.

же количество газа с золой через каждую из отсосных щелей попадает соответственно в два циклона, где происходит улавливание золы. Из выхлопной улитки циклона очищенные газы также поступают в газопровод перед дымососом.

Удаление уловленной золы через золопускные трубы производилось периодически, что приводило к переполнению циклонов золой; поэтому к. п. д. золоуловителя снижался до 28%.

Наиболее существенным недостатком первой установки жалюзийного золоуловителя являлось отсутствие под циклонами бункеров для сбора золы, в результате чего при заполнении циклона получался вынос золы в дымосос.

После установки под циклоном бункеров (5, рис. 1) степень очистки газов резко увеличилась и величина к. п. д. золоуловителя достигла 76,9%.

Второй малогабаритный жалюзийный золоуловитель (рис. 3) был установлен за котлом СП-25/22 завода «Красный котельщик» паропроизводительностью 25 т/час. У V-образной решетки этого золоуловителя (рис. 4) сделаны двухъярусные лопатки из уголков 40×40×4; решетка вставлена в короб золоуловителя с прихваткой

электросваркой в нескольких местах. Длина решетки сокращена против первой установки с 4 до 2,8 м, а шаг лопаток увеличен с 50 до 53 мм (рис. 5).

Высота лопаток при двухъярусном их расположении принята по предложению ВТИ равной 541 мм вместо 1500 мм в первой установке. Та-

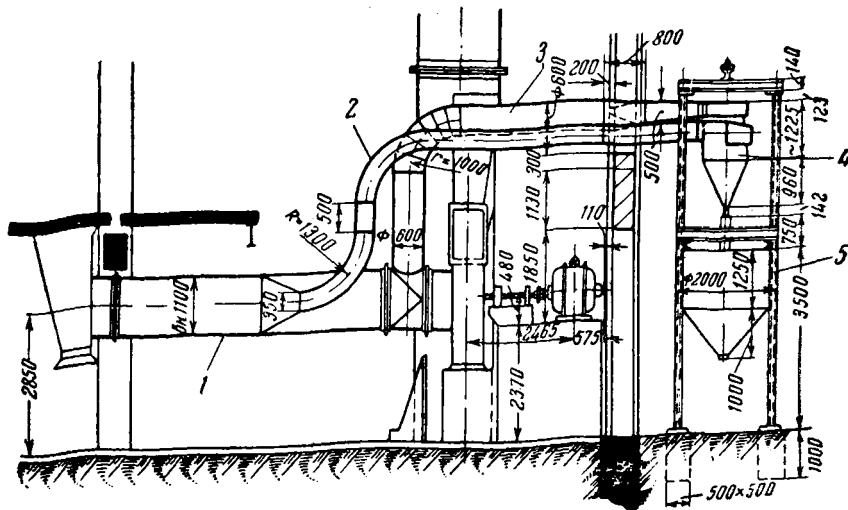


Рис. 3. Установка жалюзийного золоуловителя за котлом 25 т/час. 1 — короб золоуловителя; 2 — золопровод; 3 — газопровод за циклоном; 4 — циклон; 5 — бункер.

кая конструкция позволяет в случае необходимости замены лопаток без затруднений вынуть решетку и облегчает монтаж ее.

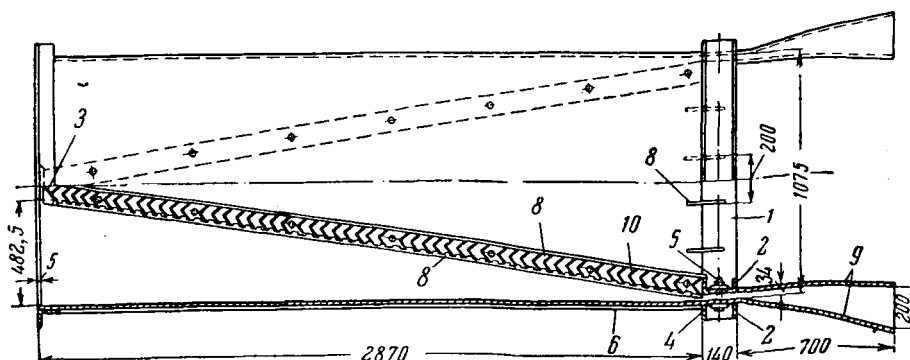
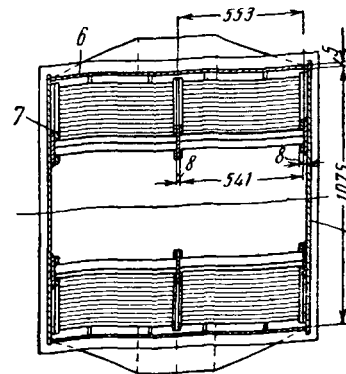
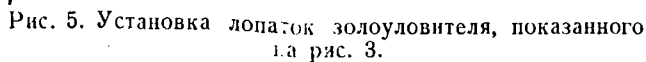


Рис. 4. Решетка золоуловителя, показанного на рис. 3.

1 — швеллер; 2 — стенка отсосной щели; 3 — уголок 50×50×5; 4 — сухарь; 5 — болт $d = \frac{5}{16}$ и $l = 70$; 6 — боковые стенки; 7 — верхние и нижние стенки; 8 — полосы; 9 — стенки диффузора; 10 — уголок 40×40×4.

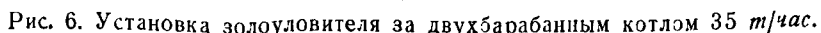




Лопатки (рис. 8) вставлены в вырезы внутренних установочных планок и прихвачены электросваркой у внешних планок. Решетки

После пуска и наладки жалюзийных золоуловителей удалось достигнуть удлинения срока службы роторов дымососов, а также значительно снизить количество уносимой в трубу золы.

1. Коэффициент полезного действия жалюзийного золоуловителя в значительной степени зависит от своевременной очистки бункеров под циклонами; заполнение объема бункеров до 50—70 % снижает к. п. д. до 30—35 %.



1—короб золоуловителя; 2—газопровод; 3— жалюзийный золоуловитель; 4— дымсосос; 5— отвод газопровода после циклона; 6— газопровод 115—320; 7— циклон $d=605$; 8— диффузор; 9— золый бункер; 10— мигалка; 11— отсосная шель; 12— бункер воздухоподогревателя.

Золотуловитель	Топливо				Средняя нагрузка котла, т/час пара	Продолжительность опыта, час	Зола сожженного топлива, кг/час	Зола и шлак в холодной воронке, кг/час	Зола в бункере под пароперегревателем, кг/час	Зола, уловленная золотуловителем, кг/час	Зола, унесенная в трубу, кг/час	К. п. д. золотуловителя, %	Стоимость изготовления и монтажа золотуловителей, тыс. руб.	Вес металла, т	Сопротивление золотуловителя, мм вод. ст.	Примечание
	Марка	O_{H}^p , ккал/кг	A^p , %	Тонна по-мола R_{H} , %												
1-й (рис. 1)	Кузнецкий уголь „Г“ — рядовой	6 088	12	64,4	29,7	3	—	—	—	—	—	24,9	12	5,2	45	Первоначально без дополнительного бункера После конструктивного изменения То же
		6 334	10,8	61,2	32,2	3	—	—	—	—	—	76,9	—	—	42	
		5 979	9,5	53,8	26,9	3	—	—	—	—	—	82,2	—	—	43	
2-й (рис. 3)		6 547	9,4	48,8	23,9	4,5	319,4	90,4	—	175,5	53,5	76,5	11	4,4	70	
3-й (рис. 6)		6 738	11,2	39,75	39,05	6,58	533,8	65,3	27,5	382	59	86,5	15	6,8	80	
		6 656	7,6	39,9	35,27	6,0	313,9	46,15	16,68	210,5	40,53	83,7	—	—	—	
		6 400	11,3	57,0	54,63	6,17	774,2	92,2	25,74	431	225,24	65,6	—	—	—	

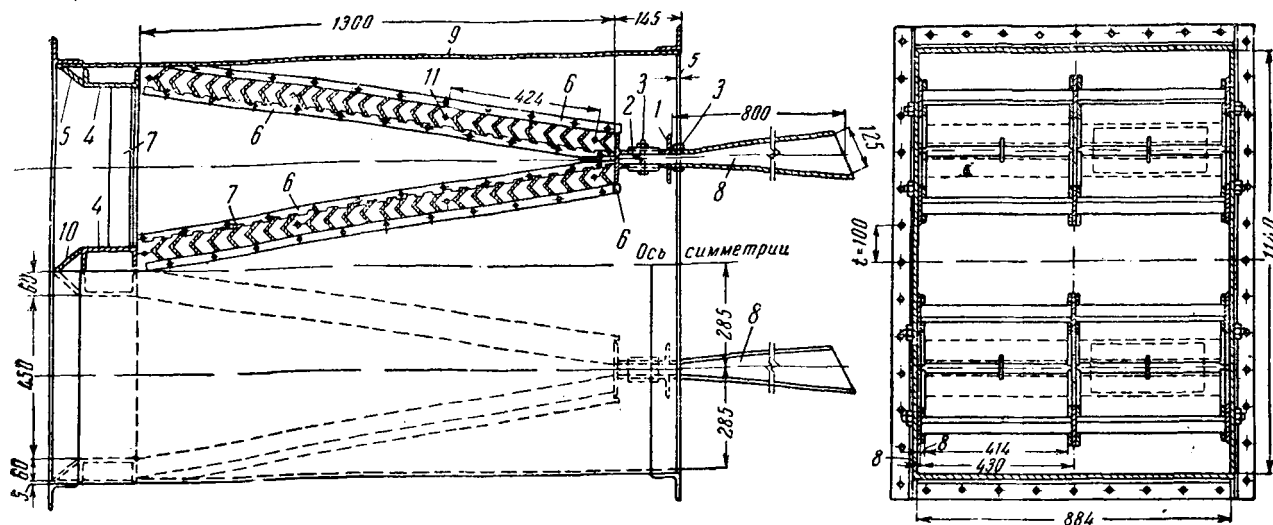


Рис. 7. Решетка золоуловителя, показанного на рис. 6.

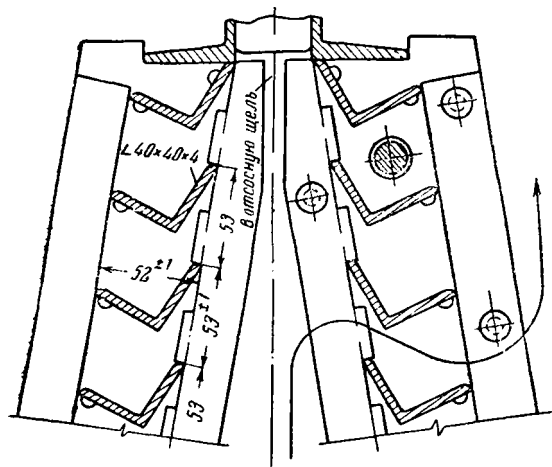


Рис. 8. Установка лопаток золоуловителя рис. 6.

уловителя и циклонов значительно снижают к. п. д. установки.

О наборе и разделке товарных проб твердого топлива¹

Инж. И. Т. Деев

В. И. Ануфриев и Т. А. Зикеев² подняли очень актуальный вопрос по пересмотру ГОСТ 10602-39. Они вскрывают ряд недостатков этого ГОСТ, сводящихся в основном к следующим:

1. Трудность получения представительных проб при отборе их из вагонов, бункеров из-за сегрегации топлива.

2. Отбор проб из вагонов производится из верхнего слоя топлива на глубину в лучшем случае не более 0,5—0,6 м, в результате чего отбором охватывается только около 25% товарного топлива.

3. Точность проб при применяемых способах отбора рядового топлива из лунок глубиной до 0,6 м и орудий отбора (угольная лопата) вызывает сомнение и требует экспериментальной проверки.

4. Отбор проб топлива и разделка его у поставщика исключительно ручная, что не дает гарантии в отношении получения объективно представительных проб.

В свете этих замечаний становятся понятными причины систематических односторонних расхождений в анализах топлива лабораторий электростанций и поставщика топлива. Для примера приведем данные по анализу топлива одной уральской тэц и поставщика топлива.

На рисунке представлено сопоставление этих данных (влажность и зольность в %) в среднем по месяцам за 1946, 1947, 1948 и 10 мес. 1949 г. Как видно из диаграммы, расхождения в анализах по зольности (A^c) за отдельные месяцы достигают 7%.

Не в лучшем положении находится контроль за рабочей влажностью (W^p) угля. И здесь также имеются большие расхождения между данными поставщика и потребителя топлива, достигающие в отдельные месяцы 5%.

В зимние месяцы тэц нередко получала смерзшееся топливо, так как влажность его достигала 9%; между тем у поставщика влажность считалась не выходящей за пределы норм.

Выяснением причин расхождений в анализах топлива занимались неоднократно как работники станции, так и поставщик топлива и всегда обе

стороны приходили к выводам, что корень зла лежит в методике отбора и разделки проб топлива.

Нам приходилось наблюдать погрузку вагонов и отбор товарных проб угля на одной из шахт, которая входит в число поставщиков угля для данной тэц. Сначала вагоны, примерно наполовину, с помощью транспортера нагружались из отвала углем, перемешанным со снегом, а затем их догружали свежим углем из бункера шахты.

Отбор товарных проб производился в верхней части загруженных вагонов из ямок, не превышающих по глубине 0,6 м. От каждого вагона независимо от его величины совковой лопатой отбиралось 9 порций угля. Отобранные пробы разделялись вручную.

К числу недостатков ГОСТ 10602 следует отнести и то, что товарную пробу угля отбирают от партии угля весом 1 080 т. Вместе с тем партия топлива, от которой отобрана проба, никогда не поступает одному потребителю, а всегда направляется двум-трем потребителям, в связи с чем не представляется возможным предъявить поставщику претензии.

Отбор проб сжигаемого топлива на электростанциях, в том числе и на упомянутой тэц, про-

Расхождения в качестве угля, поступающего на электростанции энергосистемы, по данным электростанций и поставщика

Данные	1947 г.		1948 г.		7 мес. 1949 г.	
	W^p	A^c	W^p	A^c	W^p	A^c
Поставщика	2,90	25,48	2,24	24,51	1,70	23,11
Тэц	5,80	27,19	6,00	26,40	6,64	27,28
Разница . .	-2,90	-2,51	-3,76	-1,89	-4,94	-4,17
Поставщика	—	—	—	—	2,92	25,00
Тэц	—	—	—	—	6,74	30,88
Разница . .	—	—	—	—	-3,82	-5,88
Поставщика	4,07	25,70	3,60	25,0	2,08	26,21
Тэц	6,91	31,17	6,32	30,1	6,01	31,79
Разница . .	-2,84	-5,47	-2,72	-4,1	-3,93	-5,58
Поставщика	5,13	27,62	5,14	27,99	4,22	28,16
Тэц	5,56	30,20	7,00	29,92	5,37	29,76
Разница . .	-0,43	-2,58	-1,86	-1,93	-1,15	1,60
Поставщика	5,97	26,49	4,57	28,17	5,82	26,82
Тэц	8,67	35,26	8,13	31,70	11,00	29,36
Разница . .	-2,70	-8,77	-3,56	-3,53	-5,18	-2,54

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

² См. В. И. Ануфриев и Т. А. Зикеев, К пересмотру стандарта на метод набора и разделки товарных проб угля и антрацитов, „Известия ВТИ“, № 12, 1947 г.

этой цели разработанных «соображений» по организации первоочередных подготовительных работ и сметы этих работ.

Необходимо, однако, подчеркнуть, что в обоих случаях к моменту организации строительной площадки должны быть закончены изыскания и утверждены решения по внешним железнодорожным путям и автогужевым дорогам, проведены детальные изыскания по местным стройматериалам и выбраны места их добычи, а также обследованы возможности использования индустриальной базы, источников электроснабжения, водоснабжения и других ресурсов района строительства.

Обеспечение строительства проектной документацией

Своевременная и бесперебойная выдача на строительство проектной документации является основным условием осуществления скоростного строительства и может быть обеспечена только путем широкого применения типовых рабочих проектов зданий и сооружений, лишь приспособляемых к условиям местности и грунтов конкретного строительства.

В этих типовых проектах уже должна быть заложена возможность широкого внедрения индустриализации и скоростных методов работ. В частности, должно быть предусмотрено широкое применение сборных конструкций, позволяющих свести наиболее трудоемкие строительные процессы к монтажу готовых элементов, обеспечена возможность высокой степени механизации всех видов строительного-монтажных работ, возможность монтажа металлоконструкций зданий и сооружений укрупненными элементами и блоками с помощью мощных механизмов, а также устройство в помещениях станции необходимых для монтажа оборудования постоянных или временных грузоподъемных приспособлений.

К моменту организации строительной площадки и начала подготовительных работ строительство должно иметь кроме утвержденного технического проекта и генеральной сметы также технический проект организации строительства.

Рабочие проекты производства работ по отдельным зданиям, сооружениям и видам работ, разрабатываемые на основе проекта организации строительства с широким использованием готовых типовых решений, должны заканчиваться составлением не позднее чем за месяц до начала строительства соответствующего объекта и начала выполнения соответствующих работ.

Исходя из этого, рабочие чертежи по каждому объекту должны выдаваться строительству комплектно, включая подземное хозяйство, не позднее чем на 3 мес. до начала его строительства.

Скоростное строительство немислимо без жесткой технологической дисциплины. Поэтому следует категорически запретить приступать к строительству основных объектов станции без проекта производства работ, равно как и отступать от указанных проектов без разрешения организации, утвердившей проект.

Порядок и сроки развертывания строительства

Календарный план скоростного строительства должен стать его основным законом. Для придания ему большей четкости строительство электростанций целесообразно разбить на следующие три стадии:

1) подготовительный период, который начинается с момента начала планирования строительству объемов строительного-монтажных работ и продолжается до начала работ по строительству основных сооружений;

2) период осуществления основных строительного-монтажных работ, который длится с начала работ по строительству основных промышленных сооружений и заканчивается пуском первого блока станции в эксплуатацию;

3) завершающий период, который начинается после пуска в эксплуатацию первого блока станции и заканчивается вместе с окончанием строительства станции на полную мощность.

В конце завершающего периода коллектив строителей должен постепенно перебазироваться на новую стройку для выполнения на ней подготовительных работ к приему всего коллектива; этим достигается совмещение последующих строек с предыдущими.

Исходя из установленной правительством продолжительности строительства электростанций до ввода первого агрегата в 2—3 года, в табл. 1 приведена рекомендуемая продолжительность отдельных периодов строительства для средних климатических условий (см. графики на рис. 1).

Таблица 1

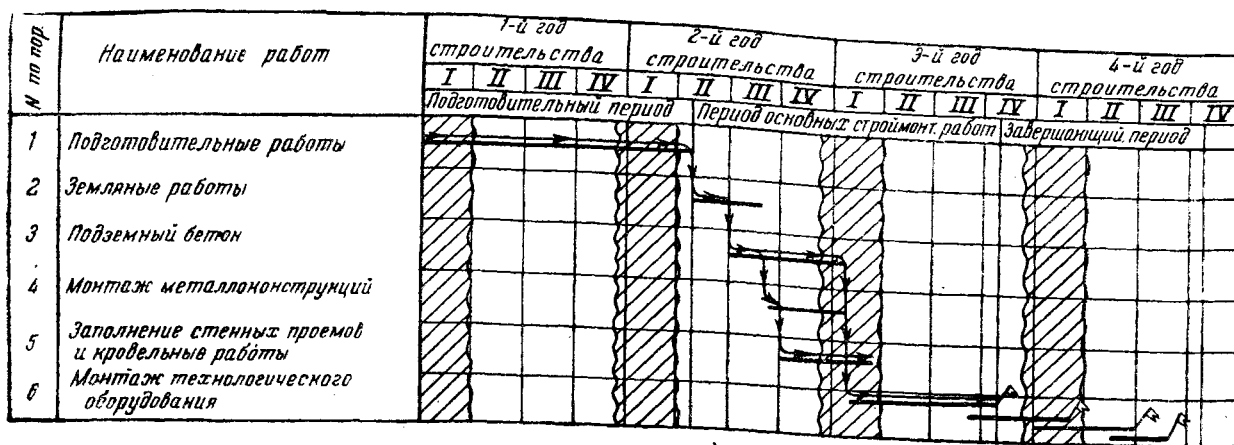
Мощность станций, тыс. <i>квт</i>	Количество и мощ- ность турбин, тыс. <i>квт</i>	Продолжительность, мес.				
		подготови- тельного периода	периода основных строитель- но-монт. работ	до пуска первого блока	завер- шающего периода	всего строи- тельста
300	3×100	16	18	34	12	46
100—200	4×25 или 4×50	16	14	30	9	39
50—100	2×25 или 2×50	12	12	24	6	30

Работы подготовительного периода

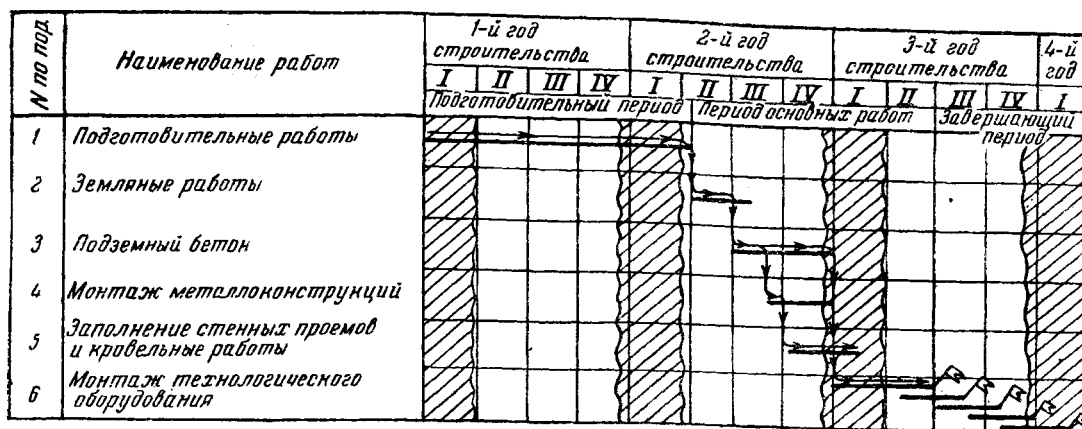
Подготовительный период для скоростного строительства является решающим по своей значимости, так как именно на этой стадии закладываются основы успешного развития строительства.

Подготовительный период должен начинаться, как правило, с начала года (с начала I или II квартала), исходя из того, чтобы не разворачивать основные строительные работы в зимних условиях (рис. 1).

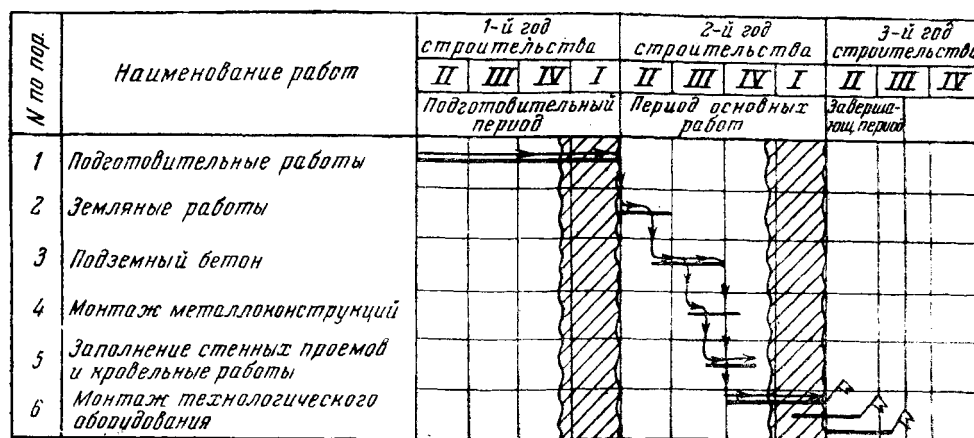
В течение этого периода должно быть выполнено строительство временных вспомогательных сооружений, жилое и культурно-бытовое строительство для строительного-монтажных кадров, энерго- и водоснабжение строительства, строительство рельсовых и безрельсовых дорог, а также сооружение производственной базы строительства.



а)



б)



/// Зимний период

в)

Рис. 1. Календарный график строительства главного корпуса электростанции.

а — мощностью 300 тыс. квт (3 × 100); б — мощностью 200 тыс. квт (4 × 50); в — мощностью 100 тыс. квт (2 × 50).

К началу подготовительного периода в район площадки строительства доставляется первая партия рабочих (300—400 чел.) с необходимым для се работы инструментом и теплыми палатками для временного размещения рабочих, бытовых сооружений и конторы, а также передвижная электростанция мощностью 50—100 квт, 1—2 трактора и 10—15 автомашин с передвижной механической мастерской для ремонта.

При наличии возможности арендовать временно на месте соответствующие готовые здания, палаточный городок, понятно, не строится.

На первом этапе подготовительного периода (2—3 мес.) должна вестись постройка небольших складов для приемки первых грузов материалов и автожелезных дорог для их доставки, а по окончании этих работ — исключительно строительство жилых и культурно-бытовых сооружений для

строительных кадров, сооружений энерго- и водоснабжения, подъездных железнодорожных и автогужевых дорог.

На втором этапе (4—6 мес.) наряду с развитием работ первого этапа должно выполняться строительство всех временных сооружений и тех постоянных сооружений, которые используются для нужд строительства. В тот период ведутся также все работы, связанные с подготовкой к зимним условиям.

На третьем этапе (5—7 мес.) должно развернуться строительство части постоянного жилого поселка, выполняемой из стандартных сборных домов (см. ниже), и заканчивается все жилое и культурно-бытовое строительство для строительных кадров и все временные сооружения, за исключением сооружений тепло- и энергомонтажа, строительство которых может быть выполнено за пределами подготовительного периода.

В целях использования зимнего периода третьего этапа для строительства указанной выше части постоянного поселка к сооружению ее подземного хозяйства необходимо приступить не позднее августа и закончить не позднее ноября первого года строительства. Строительство надземной части поселка ведется в зимних условиях.

Жилищное и культурно-бытовое строительство

Проблема расселения и обслуживания строительного-монтажных кадров на время осуществления строительства является одной из наиболее сложных, так как с переходом на сжатые сроки строительства промышленных сооружений максимум графика движения рабочей силы при прочих равных условиях растет, растет, следовательно, и потребность в жилплощади для их расселения, в то время как длительность использования этой временной жилплощади сокращается.

Некоторое облегчение в решении этой проблемы может быть достигнуто путем использования для временного расселения строительного-монтажных рабочих и инженерно-технических работников не менее 40—45% жилплощади постоянного поселка, которые должны быть для этого закончены к развороту работ по промсооружениям. Эту часть постоянного поселка в целях ускорения ее строительства целесообразно выполнять из деревянных стандартных сборных двухэтажных домов квартирного типа площадью 250—300 м² и одноэтажных одно- и двухквартирных домов.

Строительство остальных 55—60% жилой площади постоянного поселка должно быть закончено не позднее чем за месяц до пуска первого блока. При этих условиях к моменту пуска первого блока может быть обеспечено расселение до 80% эксплуатационного персонала (рис. 2), правда в условиях, несколько стесненных, но не худших, чем обычные условия для строителей, что не может, однако, вызвать возражений, так как уже через 3—4 мес., как это видно из графика рис. 2, строители освобождают и всю временно занятую ими жилплощадь постоянного поселка.

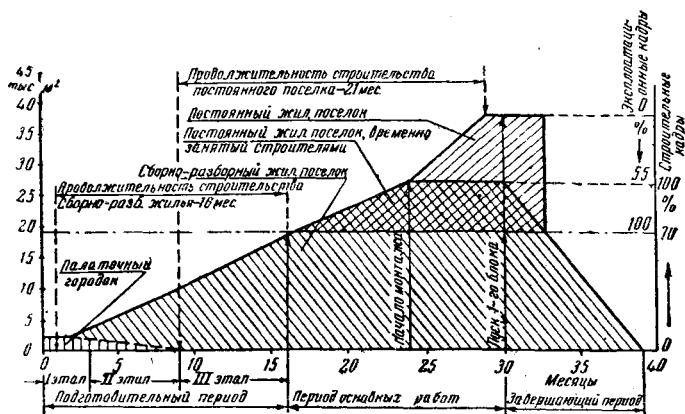


Рис. 2. График строительства и распределения жилплощади на строительстве станции 200 тыс. квт.

Жилые здания, сооружаемые специально для строительного-монтажных рабочих, в целях их повторного использования на следующих строительных работах, должны выполняться, по возможности, сборными или сборно-разборными и изготовляться на специализированных домостроительных заводах.

Основным типом такого жилого дома следует рекомендовать одноэтажное общежитие площадью 500 м², с благоустройством, обеспечивающим необходимые культурно-бытовые условия жизни рабочих. Должно быть категорически запрещено строительство временных неблагоустроенных барачных, полужилых и т. п.

Необходимо при этом подчеркнуть, что поточное строительство и скоростная сборка домов на площадке строительства могут быть обеспечены при наличии там не менее месячного запаса их. При этом каждая строительная площадка должна, понятно, получать однотипные дома с одних и тех же домостроительных заводов; застройка домов должна производиться кварталами по типовым проектам квартальной застройки, а не в разных участках жилой площади.

Строительство постоянных промсооружений

Основным законом скоростного строительства должно стать запрещение приступать к строительству основных постоянных сооружений промплощадки до тех пор, пока не будет закончено, в установленном проектом организации работ объеме, строительство подъездных и внутриплощадочных железнодорожных и автогужевых дорог, сетей канализации и теплофикации, планировки территории, а также необходимых жилых и культурно-бытовых сооружений.

Главный корпус, как правило, должен сооружаться сразу на полную проектную мощность станции.

Практиковавшаяся до сих пор разбивка строительства главного корпуса на две подочереды неизбежно приводит к нарушению потока строительного-монтажных работ и либо оттягивает начало второй очереди на время, пока не будет закончен монтаж технологического оборудования первой очереди, т. е. значительно отодвигает срок ввода второй очереди, либо создает такие ненормальные

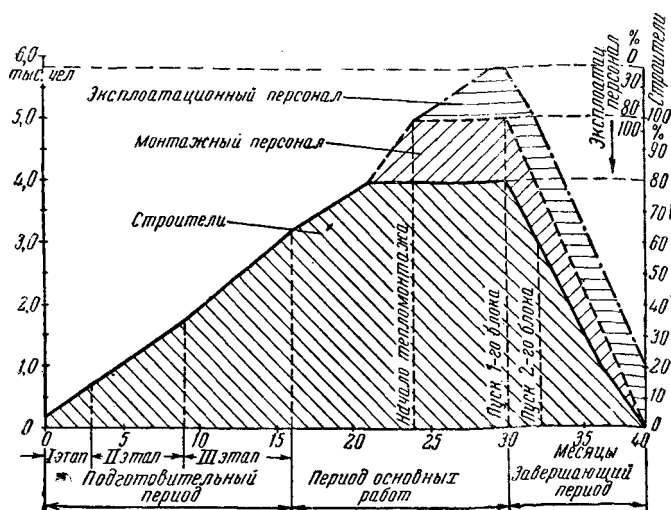


Рис. 3. График движения строительных и эксплуатационных кадров (станция 200 тыс. квт).

условия совмещения потоков монтажа оборудования первой очереди и строительных работ по подземному хозяйству второй очереди, которые неизбежно приводят к значительному удлинению сроков ввода первой очереди. Исходя из сроков, установленных в табл. 1, может быть рекомендована продолжительность строительства главного корпуса и монтажа технологического оборудования, приведенная в табл. 2.

Таблица 2

Мощность станции, тыс. квт	Продолжительность строительства, мес.		Продолжительность монтажа, мес.		Разрыв между пусками блоков, мес.	Общая продолжительность строительства главного корпуса, мес.
	до начала монтажа	до пуска первого блока	первого блока	последующих блоков		
300	9	18	9	6	4	30
100—200	8	14	6	4	2	22
50—100	6	12	6	4	2	16

Строительно-монтажные работы по сооружению главного корпуса должны вестись поточно-совмещенным методом с развитием потока захватами по всей ширине здания в направлении от постоянного торца к временному.

Совмещение строительных и монтажных работ достигается наложением потоков по видам работ (рис. 1). Как следует из графиков, поток бетонирования подземного хозяйства налагается на готок земляных работ через 1,5—2 мес. после их начала.

Поток монтажа металлоконструкций (а в железобетонном варианте поток монтажа надземного железобетона этажерок) налагается на поток бетонирования подземного хозяйства через 2 мес. после его начала и ведется параллельно с ним.

Поток кладки стен и кровельных работ начинается через месяц после начала потока монтажа металлоконструкций (или соответственно надземного железобетона этажерок) и ведется параллельно с ним.

Монтаж технологического оборудования следует начинать, как правило, лишь с момента окончания подземного хозяйства котельной, т. е.

с момента получения возможности подачи блоков котельного оборудования со стороны временного торца котельной, где расположена площадка для сборки блоков.

В суровых климатических условиях монтаж технологического оборудования следует начинать лишь после полного закрытия всего здания или хотя бы соответствующей ячейки котла и турбины.

Вопрос о выборе основных типов монтажных кранов для совмещенного строительства и монтажа строительных конструкций и технологического оборудования выходит за рамки настоящей статьи, так как требует самостоятельного обсуждения, здесь же возможно лишь отметить, что конкурирующими являются два варианта основной механизации строительства надземной части главного корпуса и монтажа котлоагрегатов:

1) для главного здания в металле в любых климатических условиях и для главного здания в железобетоне в суровых климатических условиях — монтаж основных металлоконструкций мощным башенным краном, монтаж котлоагрегатов — мостовым краном котельной;

2) для главного здания в бетоне в мягких климатических условиях — монтаж металлоконструкций здания порталным краном с дополнительными стрелами, монтаж котлоагрегатов порталным краном и мостовым краном.

Продолжительность строительства главного корпуса, являющегося основным сооружением станции, определяет сроки ввода в эксплуатацию агрегатов. Сроки же и последовательность строительства остальных постоянных сооружений устанавливаются в календарном плане из расчета обеспечения пуска первого турбоагрегата и равнопоточности графика рабочей силы и основных видов работ. При этом график движения рабочей силы (рис. 3) должен разворачиваться так, чтобы количество рабочих достигло к началу периода основных работ — не менее 65% от общего максимума, т. е. около 85% от максимума строительных рабочих, и к началу работ по монтажу тепломеханического оборудования — 100% от общего максимума.

После пуска первого блока должен начаться спад рабочей силы до 75% к пуску второго блока, что позволит, как это установлено выше, использовать временно, для расселения строительных рабочих, не менее 40—45% жилплощади постоянного поселка.

Организация строительной площадки

При сжатых сроках скоростного строительства и уплотненных потоках основных строительных работ особую значимость получает стройгенплан, который должен разрабатываться на основе следующих принципиальных положений:

а) максимальное освобождение территории эксплуатации станции от временных сооружений строительства;

б) размещение временных подсобных предприятий строительства комплексно на площадке, вынесенной за пределы территории станции, с учетом возможности их использования для нужд других строительства;

в) разграничение площадок строительных и монтажных организаций; размещение площадки для сборки блоков котельного оборудования у временного торца главного корпуса;

г) размещение временных сооружений с учетом максимального использования постоянных железнодорожных путей и автодорог и последовательности их сооружения;

д) устройство временного железнодорожного заезда со стороны постоянного торца главного корпуса для подачи строительных конструкций и оборудования на время, пока не будет закончено подземное хозяйство котельной.

Наличие такого заезда позволит начать монтаж металлоконструкций главного корпуса через 1,5—2 мес. после начала укладки подземного бетона, не дожидаясь окончания подземного хозяйства котельной, т. е. сократить сроки строительства главного корпуса за счет совмещения по времени монтажа металлоконструкций со строительством подземного хозяйства котельной.

Номенклатура и размеры временных подсобных сооружений должны устанавливаться, исходя из условия максимальной индустриализации строительства и сокращения объема временного строительства. Так, в частности, металлоконструкции, стеновые материалы (кирпич, шлакобетонные камни), массовые столярные и сборные железобетонные изделия и все основное и вспомогательное тепломеханическое и электротехническое оборудование должны поступать на площадку в готовом виде.

На стройплощадке могут изготавливаться лишь стационарные трубопроводы диаметром до 100 мм, немассовые деревянные и железобетонные изделия, а также бетон, растворы и арматура.

При решении вопроса о ремонтной базе главного механика строительства следует учитывать, что эксплуатация парка основных механизмов должна производиться машино-прокатными базами, а капитальный ремонт механизмов должен выполняться вне площадки строительства и, в частности, автомашин — на районных авторемонтных базах.

При отсутствии в районе строительства производственной базы стройорганизации и необходимости построить производственные предприятия для изготовления оборудования и указанных выше массовых изделий, последние могут быть сооружены и в районе стройплощадки, но не как временные сооружения строительства, а как производственная база стройорганизации.

Из числа постоянных сооружений станции для нужд строительства целесообразно использовать только трансформаторную мастерскую с ма-слохозяйством, пожарное депо, дома ВОХР, сооружения и сети постоянного водопровода и канализации, а также рельсовые и безрельсовые дороги и паровозное депо.

Использование таких постоянных сооружений, как гараж, мехмастерские и т. п., нецелесообразно, так как они необходимы эксплуатации уже за 1—2 мес. до пуска первого блока.

Все основные временные сооружения стройплощадки должны выполняться либо передвижными на железнодорожном ходу (котельные,

электростанции, кислородные установки и т. п.), либо сборно-разборными, инвентарными, доставляемыми на строительную площадку в виде изготовленных и укомплектованных на заводе транспортных блоков и узлов, что значительно сократит не только объемы подготовительных работ, но и продолжительность подготовительного периода.

В мастерских, заводах и карьерах строительства должны быть обеспечены индустриализация изготовления изделий и комплексная механизация приготовления бетона и растворов и добычи инертных, причем все временные подсобные предприятия с большими грузопотоками и, в частности, все карьеры должны быть связаны с промышленными сооружениями строительства и строительством поселка железнодорожным транспортом широкой и узкой колеи.

Материально-техническое снабжение

В условиях сжатых сроков скоростного строительства решающее значение имеет обеспечение работ материалами, металлоконструкциями и оборудованием. Малейший перебой с поступлением материалов или оборудования при скоростных темпах скажется, понятно, более болезненно. Поэтому фонды на материалы для скоростных строек следует выделять из расчета несколько повышенных норм запаса.

Заказы на металлоконструкции должны предусматривать поставку их в комплекте, обеспечивающем развитие монтажа захватками, установленными проектом организации, и, в частности, по главному корпусу захватками по всей его ширине, а сроки поставки должны предусматривать наличие на стройплощадке к моменту начала монтажа каждого сооружения не менее 50% его комплектных металлоконструкций. Остальные металлоконструкции должны поступать на площадку не позже чем за 1 мес. до срока выдачи их под монтаж.

Технологическое оборудование должно поставляться комплектно потоком, с разрывом в поставке отдельных котлоагрегатов не более 2 мес. и в такие сроки, чтобы обеспечить наличие на площадке:

а) не менее 80% оборудования каждого котлоагрегата за 2 мес. до начала его монтажа;

б) не менее 80% оборудования каждого турбоагрегата за 1 мес. до начала его монтажа;

в) не менее 70% прочего оборудования за 1 мес. до начала монтажа соответствующего агрегата.

Все остальное оборудование должно быть доставлено по ходу монтажа и не позже чем за 1 мес. до выдачи его под монтаж.

Доставка и хранение оборудования, металлоконструкций и материалов должны быть организованы так, чтобы они имели с момента поступления на строительство до применения в дело не более чем одну перевалку; для этого, в частности, должно быть контейнеризировано не менее 70% кирпича, шлакоблоков и плит кровельных и междуэтажных перекрытий.

ОТ РЕДАКЦИИ

Помещая статьи инж. А. Г. Адояна и инж. Г. М. Божко-Степаненко в порядке обсуждения, редакция считает нужным отметить, что проведенные Оргрész опыты струйной подачи воды из кольцевых трубопроводов показали достаточную эффективность этого метода подачи воды для тушения пожара генераторов. Указанный метод более простой и надежный, чем устройство впуска распыленной воды помощью специальных распылителей (насадок).

Эксплуатационно-наладочные и научно-исследовательские организации должны в самое ближайшее время разрешить вопрос о выборе надежного устройства, позволяющего автоматизировать при необходимости впуск воды в машину. Можно указать, что отсутствие до сего времени такого устройства является серьезным препятствием для введения автоматического пожаротушения водой на автоматизированных гидростанциях.

Редакция обращается с просьбой к работникам эксплуатации высказать свои соображения по существу затронутых в этих статьях вопросов.

Автоматическое тушение пожара электрических машин распыленной водой

Инж. А. Г. Адоян

Пожары в электрических машинах являются редкими, но тяжелыми видами аварий. Однако в настоящее время нет универсальных, простых и доступных методов автоматического тушения таких пожаров.

Тушение пожара в генераторах путем автоматического ввода газа CO_2 на электростанциях обычно не применяется. Установки CO_2 —малоэффективны, так как опыт эксплуатации показывает, что при коротких замыканиях в генераторе система замкнутого охлаждения нарушается, при аварии повреждаются двери камер охлаждения, люки и т. д. Кроме того, эти установки сложны, требуют высококвалифицированного ухода, а также периодического пополнения запаса газа.

В 1938—1939 гг. по инициативе автора на одной гидростанции были проведены опыты по тушению пожара трансформаторного масла распыленной водой. Хорошие результаты этих опытов побудили разработать и предложить способ тушения пожара гидрогенераторов распыленной водой.

Особенность и существенное отличие пожаротушения распыленной водой от пожаротушения прямой струей воды заключается в следующем. Распыленная вода, попадая в область огня, быстро испаряется, отбирая у огня огромное количество тепла на парообразование. Образующийся пар окутывает очаг со всех сторон и прекращает доступ воздуха к нему. Благодаря этим важным свойствам распыленная вода чрезвычайно быстро и эффективно тушит огромные пожары горючих материалов, в то время как такие пожары тушить обычными струями воды бывает затруднительно. Ниже дается краткое описание разработанных устройств автоматического тушения пожара электрических машин распыленной водой.

Распылители воды

Существует множество конструкций распылителей воды, но для целей пожаротушения электрических машин особенно подходят механические центробежные распылители. На рис. 1 показан распылитель, испытанный в упомянутых опытах по тушению пожара трансформаторного масла. Он состоит из трех частей, изготовленных из любого металла или пластмассы. Корпус 1 с одной стороны (на рисунке с правой) имеет отверстие с резьбой для присоединения к обычным газовым трубам, а с другой стороны — цилиндрическую выточку для плотной установки сердечника 2 и нарезку для укрепления насадка 3 (рис. 2). Сердечник 2 представляет собой сплошной цилиндр с трехходовой ленточной резьбой на его наружной поверхности.

Принцип действия распылителя заключается в следующем. Вода под давлением поступает из трубопровода в корпус распылителя (по направлению, указанному стрелкой), протекает по канавкам винтового сердечника и получает вращательно-поступательное движение. При выходе из узкого отверстия насадка вода под действием центробежной силы распыляется и образует конусообразный туман.

Эффект распыления и размеры конуса зависят от размеров сердечника и отверстия насадка и от

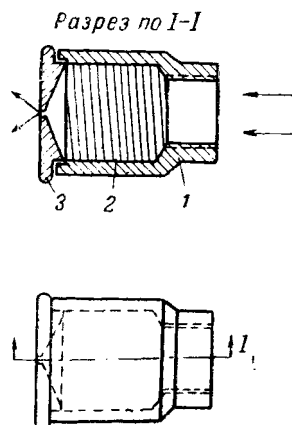


Рис. 1. Распылитель.

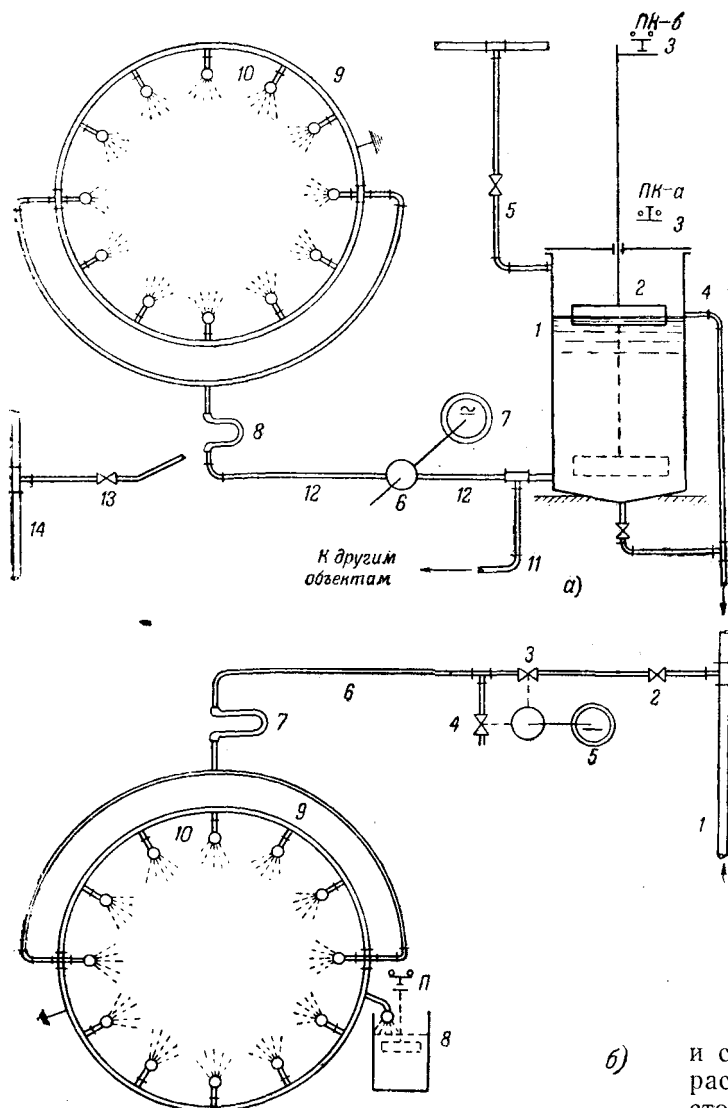


Рис. 2. Схемы подвода воды к распылителям.

давления воды. При диаметре сердечника 10—12 мм и при диаметре отверстия насадка в 1,0—1,6 мм распылитель дает хороший результат при давлении 0,4—0,6 ат. Применявшиеся при опытах распылители работали при давлении 3—5 ат и имели диаметр сердечника 25 мм, а диаметр отверстия насадка в 2,5—3 мм.

Для целей тушения пожара в генераторах целесообразнее применять распылитель малого размера. Располагая их близко друг к другу, можно получить желаемые размеры тумана распыленной воды.

Подбор наиболее подходящих размеров распылителей, изготовление и опробование их может производиться на г/эс. Опасность засорения распылителей будет исключена, если питание водой системы пожаротушения осуществлять через фильтры или от водопроводной сети, или от отдельного промежуточного бака-отстойника.

Способ ввода распыленной воды в машину

В соответствии с конструкцией защищаемой машины внутри последней заранее устраивается кольцевой трубопровод с двусторонним питанием

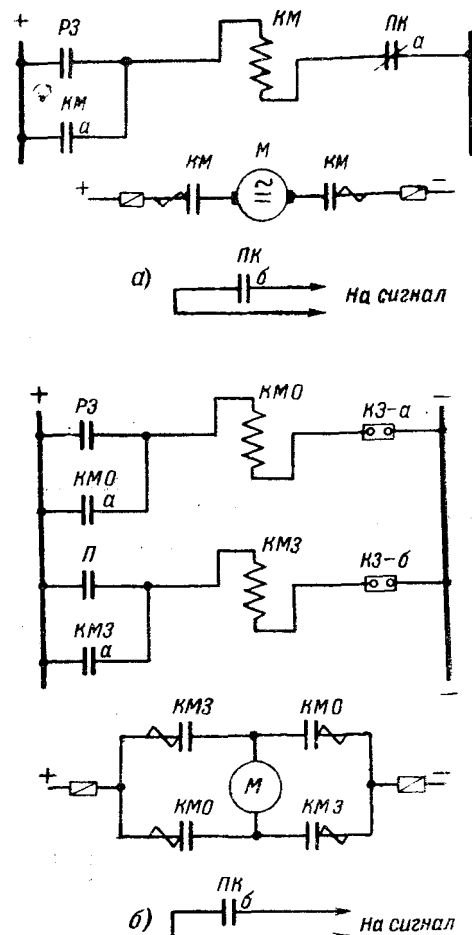


Рис. 3. Принципиальные схемы автоматики.

и с укрепленными на нем распылителями. Число распылителей, их взаимное расположение и расстояние от обмоток выбирается чисто опытным путем для каждого типа машины, исходя из располагаемого напора воды, системы охлаждения и других особенностей станции.

Действие системы вентиляции на распространение тумана распыленной воды по машине должно быть учтено при выборе схемы расположения распылителей, которое должно обеспечить создание тумана распыленной воды во всех подверженных пожару частях машины.

Учитывая эффективность пожаротушения распыленной водой, время подачи воды к распылителям может быть выбрано не более 1—2 мин. Желательно, чтобы, например, Орггрэс уточнил этот срок экспериментально.

Схема подачи воды к распылителям

Для автоматической (или ручной) подачи воды к распылителям можно использовать одну из следующих двух схем¹.

Согласно первой схеме (рис. 2, а) для питания кольца 9 с распылителями 10 устанавливается бак-отстойник 1 с запасом необходимого количества воды на одно пожаротушение. Резервуар 1 снабжен: поплавковым контактором 2-3, напорным

¹ Авторское свидетельство № 79271 на имя А. Г. Алояна.

Электрические схемы автоматического управления устройствами тушения пожара

трубопроводом 5 с вентилем ручного управления, нормально несколько открытым для обеспечения непрерывного притока в бак свежей воды. Излишек воды из бака переливается через трубопровод 4. Наносы, содержащиеся в воде, оседают в нижнюю часть бака и отводятся при периодических чистках.

Бак 1 устанавливается ниже уровня расположения кольца 9. Насос 6 с приводом от электродвигателя постоянного или переменного тока 7 обеспечивает подачу воды по трубопроводу 12 к распылителям.

Для возможности присоединения кольца 9 к магистрали водопровода 14 с ручным вентилем 13 предусмотрен участок резинового шланга 8. Питание остальных машин гас осуществляется от того же бака через магистраль 11. Количество необходимого запаса воды Q может быть определено по формуле (в л)

$$Q = q \cdot n \cdot t,$$

где n — число распылителей;

q — средний расход воды через каждый распылитель, л/сек;

t — промежуток времени пожаротушения.

Как показали опыты по тушению пожара трансформаторного масла, расход воды на тушение пожара с площадью огня в 10 м^2 составил 20—30 л при давлении 5 ат и при полном попадании всего количества воды на очаг огня. Следовательно, для пожаротушения электрических машин запас воды, повидимому, не будет превышать 10—12 л/м² поверхности подверженных пожару частей машины. Практически для самых крупных гидрогенераторов вполне достаточен бак емкостью $1,0 \div 1,2 \text{ м}^3$.

По второй схеме (рис. 2,б) предусматривается использование водопроводной или пожарной магистрали 1 для питания по трубопроводу 6 и резиновому шлангу 7 кольца 9 с распылителями 10. Вентиль 2 служит для ремонтных целей. Вентили 3 и 4 имеют общий привод от электродвигателя постоянного тока 5, обеспечивающий одновременное открытие одного и закрытие другого вентиля. При наличии достаточного давления воды в магистрали 1 можно отказаться от воздействия электропривода на вентиль 4, оставив его в чуть открытом положении для отвода возможных небольших утечек воды через неплотности вентиля 3. Небольшой бачок 8 с поплавковым контактором служит для закрытия доступа воды по истечении установленного времени. В остальной схеме ясна из рисунка.

Применительно к описанным схемам водопровода разработаны схемы автоматики, приведенные на рис. 3. Командный импульс на пуск в действие устройств автоматического пожаротушения дается контактами РЗ реле защиты машины от внутренних повреждений или иного типа реле, реагирующих на возникновение пожара (фотореле, термореле и т. п.).

Первая схема (рис. 3,а) очень проста и заключается в следующем. Электродвигатель M насоса пускается в ход контакторами KM , как только замыкаются контакты РЗ, если в баке 1 (рис. 2,а) имеется вода, поддерживающая контакты поплавка $ПК$ -а замкнутыми.

После включения KM самоблокируется контактами KM -а и отключается лишь после понижения уровня воды в баке 1 до отключения контакта $ПК$ -а поплавка. При необходимости контактом $ПК$ -б дается импульс соответственно на сигнал о засорении сливной трубы 4.

Во второй схеме (рис. 3,б) при замыкании контакта РЗ, при замкнутом положении концевого контакта $KЗ$ -а закрытого положения вентиля 3 (см. рис. 2,б), катушка KMO оживляется током и включает контактор пуска двигателя 5 в сторону открытия вентиля 3 и закрытия вентиля 4. Своими блокконтактами KMO -а контактор самоблокируется до размыкания контакта $KЗ$ -а. По истечении определенного времени вытекающая из контрольного распылителя вода заполняет бачок 8 с поплавковым контактором, замыкание контактов $П$ последнего вызывает включение $KМЗ$ и пуск двигателя в сторону закрытия вентиля 3 и открытия вентиля 4. Остальные детали схемы понятны из рисунка.

Выводы

Разработанные устройства и электрические схемы автоматического тушения пожара электрических машин распыленной водой являются простыми и надежными.

Следует отметить необходимость разработки специальных простых устройств, безошибочно реагирующих на пожары в машинах и действующих на пуск описанных устройств автоматического пожаротушения.



Тушение пожара в генераторах водой, вводимой струями

Инж. Г. М. Божко-Степаненко

Для тушения пожара в генераторах должна применяться вода. Тушение пожара углекислым газом или паром является, как показывает опыт эксплуатации, неэффективным, так как в момент короткого замыкания в машине взрывная волна вырывает двери, люки камер охлаждения или обшивку генератора. Кроме того, установка усложняется и удорожается.

В генераторах обычно с обеих сторон статора устанавливаются спринклерные кольцевые коллекторные трубы, которые можно присоединять к напорному трубопроводу (описание дано ниже). При возникновении пожара в них впускается вода под давлением из технического водопровода электростанции, а у высоконапорных гидроустановок — иногда непосредственно из напорного трубопровода.

Тушение пожара водой может быть применено как в генераторах с замкнутой системой охлаждения, так и в генераторах с протяжной вентиляцией.

Большим преимуществом воды перед углекислым газом является ее способность не только изолировать очаг пожара от кислорода воздуха, но и охлаждать металл обмотки и статорной стали, отнимая у них тепло, затрачиваемое на нагрев и испарение воды. Особо эффективным при этом оказывается мелкораспыленная вода, несущая характер тумана. Смачивание обмотки водой не причиняет ей ущерба, и генератор после сушки и проверки изоляции может быть вновь включен в работу.

Неоднократно делались предложения заменить распределенные по периметру колец отверстия насадками или распылителями, что нельзя признать рациональным. Все типы распылителей значительно сложнее простых отверстий и обычно снабжены щелями малой ширины, способными легко засоряться; вода к распылителям должна подаваться под давлением 5—8 ат, что не всегда может быть обеспечено. Кроме того, они требуют надзора.

Проведенные в ОргрЭС опыты показали, что струйка воды, выходящая из отверстия диаметром 3 мм под давлением в 2 ат и ударяющаяся под углом в поставленную на ее пути плоскость, дробится на мелкие капли и насыщает водяной пылью окружающее пространство. Поэтому устройство сложных и недостаточно надежных распылителей является излишним.

На многих генераторах прежних выпусков, а также на генераторах особых поставок огнету-

жительные трубы отсутствуют. Были также случаи, когда установленные огнетушительные трубопроводы оказывались недостаточно эффективными ввиду неправильного расчета подводящей воду системы. Поэтому ниже приводятся описание рекомендуемой типовой системы тушения огня применительно к одной гидростанции; требования, предъявляемые к ней, и методика расчета, обеспечивающего надежное действие, что в равной мере может быть применено для расчета системы тушения водой пожаров генераторов тепловых электростанций.

Система огнетушения гидрогенераторов

Стандартное устройство для тушения пожаров гидрогенераторов водой, поставляемое заводом «Электросила» (рис. 1), состоит из двух кольцеобразных труб, уложенных перед лобовыми частями обмотки статора и посредством тройников, присоединенных к стояку пожарного водопровода станции. В кольцевых трубах, со стороны, обращенной к обмотке, просверливаются отверстия диаметром 3 мм на расстоянии 8—10 см одно от другого. Оси отверстий располагаются под таким углом, чтобы выбивающиеся из них струи поочередно попадали на основание и на концы лобовых частей обмоток. Струйки должны вытекать из отверстий под давлением 2—2,5 ат.

Распределение давления по периметру кольца должно быть, по возможности, равномерным. Для соблюдения этого условия диаметр огнетушительных труб должен быть выбран таким, чтобы площадь сечения трубы была в 1,5 раза больше суммы площадей отверстий, расположенных на половине кольца. Если при таком расчете диаметр трубы получится слишком большим, неудобным для размещения внутри генератора, подвод воды следует дать в двух диаметрально расположенных точках. Площадь сечения огнетушительных труб в этом случае должна быть в 1,5 раза больше суммы площадей отверстий на четверти кольца.

Условия обеспечения подвода к трубам воды давлением не менее 2—2,5 ат должны быть проверены гидравлическим расчетом всего тракта — от водозабора насоса или водонапорного бака и до точки подвода воды к огнетушительным трубам — с обязательным использованием реальной характеристики пожарного насоса. Порядок расчета приведен ниже.

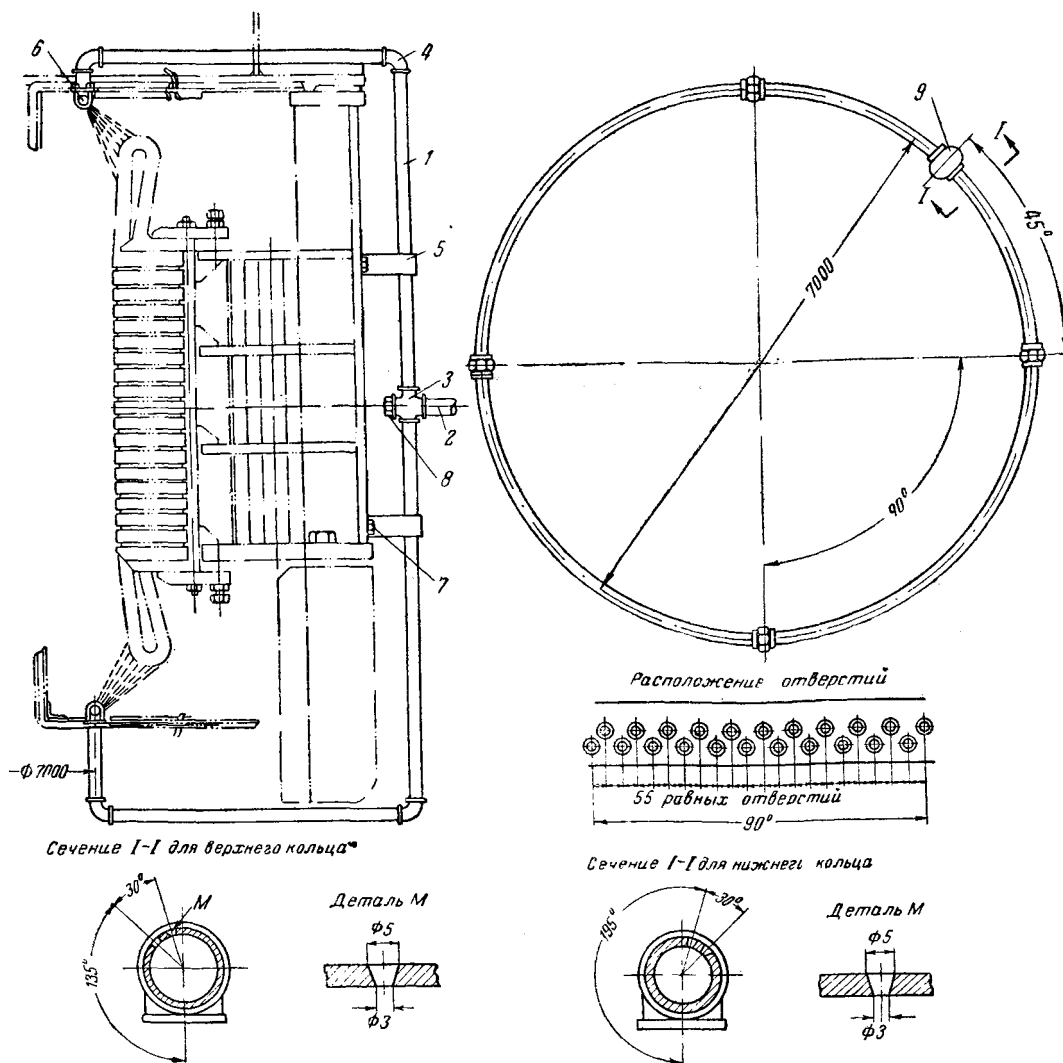


Рис. 1. Устройство для тушения пожара гидрогенераторов.

1 — огнетушительные трубы; 2 — труба для подвода воды от пожарной магистрали станции (соединяется с запорным краном); 3 — переходная крестовина; 4 — угольник; 5 — хомут; 6 — предохранительная шайба; 7 — болт; 8 — пробка; 9 — тройник.

Примерная схема устройства пожаротушения генератора показана на рис. 2. Обычно источником питания сети является пожарный насос, включаемый в работу при возникновении пожара. Чтобы избежать случайного замачивания обмоток при ошибочном включении огнетушительного устройства, приключение его к пожарной сети обычно осуществляют брезентовым рукавом с двумя гайками Рота по концам; один конец рукава постоянно присоединен к трубам, ведущим к огнетушительному устройству, а второй висит свободно и присоединяется лишь в момент возникновения пожара.

Как показывают расчеты, потери напора в брезентовых рукавах значительно превышают потери в металлических трубах. Поэтому длину шланга следует брать минимальной (не более 2 м) и диаметр его принимать равным диаметру труб, к которым он присоединяется.

Вопрос о питании пожарной сети приходится решать для каждого случая отдельно. На высоконапорных станциях, с напором свыше 40 м, пожарную сеть обычно подключают к напорным трубопроводам. При этом необходимо присоеди-

нение делать выше турбинных затворов, чтобы при аварийной остановке агрегата не оказалась отключенной пожарная система. Кроме того, должна быть предусмотрена возможность периодической промывки пожарного трубопровода от наносов, которые в нем отлагаются.

На низконапорных станциях приходится устанавливать пожарные насосы, подбирая их характеристики так, чтобы в пожарных кольцах получался напор в 2—2,5 атм. Привод насоса обычно осуществляется асинхронным электродвигателем с дистанционным включением. Необходимо обеспечить кроме того, резервный привод насоса электродвигателем постоянного тока, питающегося от аккумуляторной батареи станции.

На одной гидростанции применена пневматическая пожарная установка, используемая в случае неисправности пожарного насоса. Она состоит из двух напорных баков равной емкости, соединенных друг с другом. Один наполнен водой, второй — сжатым воздухом под давлением 3,0 атм. Объем запасенной в баке воды составляет около 3 м³.

Это устройство, примененное для общей систе-

мы пожаротушения, с успехом может быть использовано и для системы огнетушения генераторов, как резерв.

Для сокращения времени включения системы в работу необходимо держать ее всегда заполненной водой.

Гидравлический расчет системы

Задачей расчета является определение напора, устанавливающегося в кольцевых огнетушительных трубах при подключении их к пожарной сети, и соответствующего ему расхода воды через все отверстия. Как показал опыт, решать эту задачу следует графо-аналитически. Для расчета необходимо иметь:

а) схему пожарной сети станции с указанием диаметров труб, длин участков, колен, тройников, отводов и задвижек, отметок уровня воды водозабора, осей насоса и плоскостей, в которых расположены огнетушительные трубы (рис. 2);

б) реальную характеристику пожарного насоса $H = f(Q)$;

в) размеры огнетушительных колец: диаметр труб, колец, отверстий и расстояние между ними.

На графике, у которого по оси ординат откладываются напоры, а по оси абсцисс — расходы, строится диаграмма суммарного напора, потребного для работы огнетушительного устройства при разных расходах. Расходы принимают в диапазоне от нуля до максимального, который вычисляют, исходя из предположения, что в огнетушительных трубах установился одинаковый по всей их длине напор, равный 3—3,5 атм.

На графике (рис. 3) сначала проводится параллельно оси абсцисс линия AB , ордината которой соответствует геометрической разности средней отметки плоскости расположения огнетушительных колец и отметки уровня воды у водозабора. К этой ординате добавляются потери напора в водоводах (линия AB), вычисленные для

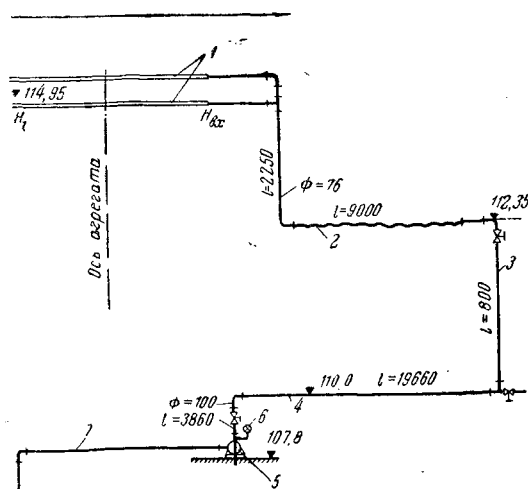


Рис. 2. Схема подвода воды к огнетушительным трубам гидрогенератора.

1—кольцевые трубы огнетушительного устройства; 2—пожарный шланг диаметром 65 мм; 3—стояк диаметром 76 мм; 4—магистральный пожарный трубопровод диаметром 200 мм; 5—пожарный насос 4НМК-2; 6—манометр; 7—всасывающая линия к водоприемнику.

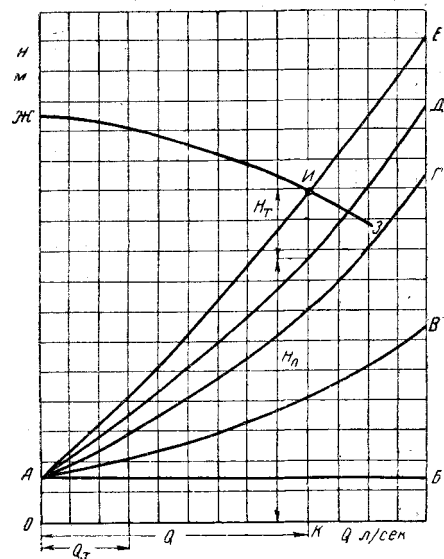


Рис. 3. График для гидравлического расчета огнетушительной системы.

нескольких значений расхода, в брезентовом промежуточном рукаве (линия AG), задвижках, коленах, отводах и т. п. (линия AD).

В заключение проводят линию AE , ординаты которой соответствуют напору, который необходимо обеспечить в точке подвода воды к огнетушительным кольцам, чтобы получить через огнетушительные отверстия заданный расход. Способ определения этих напоров приведен ниже.

Линия AE и представляет собой диаграмму суммарных напоров, необходимых для работы огнетушительной установки с разной производительностью.

Нанеся на этот же график характеристику пожарного насоса (линия $ЖЗ$), получают точку пересечения $И$ обеих линий, определяющую режим работы насоса и всей установки.

Полный расход воды, отдаваемый насосом через оба перфорированных кольца, будет изображаться абсциссой OK . Ординаты $ИК$ будут характеризовать используемый напор насоса, из коего напор H_T установится в точке подвода воды к перфорированным трубам, а напор H_n будет использован на покрытие гидравлических потерь в сети.

Нахождение напора H_T , определяющего работу огнетушительных колец, представляет трудную задачу.

Потери напора в перфорированной трубе, как известно из курса гидравлики, могут быть определены из формулы непрерывного расхода:

$$\Delta H = A \times L \times \left(Q_T^2 + Q_0 Q_T + \frac{Q_0^2}{3} \right),$$

где ΔH — потеря напора на рассчитываемом участке, м;

A — коэффициент, зависящий от диаметра перфорированной трубы d (в м), равный $d^{0,00148}$;

ный $d^{5,33}$;

L — длина участка трубы, м;
 Q_T — транзитный расход, м³/сек;
 Q_o — расход на рассчитываемом участке,

равный сумме расходов через отверстия; при числе отверстий, равном n , и диаметре их, равном 3 мм;

$$Q_o = nq_o = n \mu \omega \sqrt{2gH} = n \cdot 0,61 \cdot 7,07 \cdot 10^{-6} \times \\ \times \sqrt{2gH} = n \cdot 18,8 \cdot 10^{-6} \sqrt{H} \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Как видно из приведенных формул, потеря напора на перфорированном участке трубы зависит от проходящего по ней расхода; последний же определяется напором в самой трубе, перед отверстиями. Распределение напора по длине трубы происходит не по линейному закону. В начале расчета давление перед перфорированным участком также еще неизвестно. Поэтому задача является неопределенной и не поддается простому аналитическому решению. Приходится решать ее подбором, что представляет значительные трудности и отнимает много времени.

Задача может быть существенно упрощена, если и в этом случае прибегнуть к графо-аналитическому методу.

Из практики известно, что для огнетушительных устройств гидрогенераторов применяют трубы от 32 до 65 мм. Диаметр огнетушительных колец также не превышает определенной, максимальной величины. Поэтому, если построить для каждого из встречающихся на практике диаметров: 32, 38, 51, 65 и 76 мм диаграммы распределения давления и расхода по длине трубы на достаточной ее длине, то этим будут охвачены все случаи, могущие встретиться на практике. Такой расчет был выполнен Орггрэс. При составлении диаграммы диаметр отверстий был принят равным 3 мм, а расстояние между ними — 10 см для всех случаев.

Образцы диаграмм¹ для двух крайних случаев — для труб диаметром 32 и 65 мм — показаны на рис. 4. Из первой диаграммы видно, что у таких труб распределение напора по периметру кольца при значительных диаметрах колец получается очень неравномерным. Чтобы разность напора от точки подвода воды до противоположной ей точки кольца не превысила 5 м, следует применять двусторонний подвод воды.

Трубы диаметром 51 мм и более дают уже значительно более благоприятное распределение напора по периметру кольца, но зато более громоздки. Отыскание оптимального решения и составляет задачу проектировщика. Используются эти диаграммы для построения графика рис. 3 следующим образом.

Задаются диаметром огнетушительной трубы и выбирают соответствующую ему диаграмму. Определяют расчетную длину огнетушительной трубы — при одной точке подвода она будет равна длине половины кольца, при двух точках подвода — длине четверти кольца. Найденную длину откладывают по оси абсцисс диаграммы и проводят вертикаль, пересекающую все линии диаграммы.

Пересечение вертикали со сплошными линиями диаграммы дает значения напоров в точке подвода, отсчитываемые с левой стороны диа-

¹ Расчеты для построения диаграмм выполнены инж. Г. А. Балакиревой.

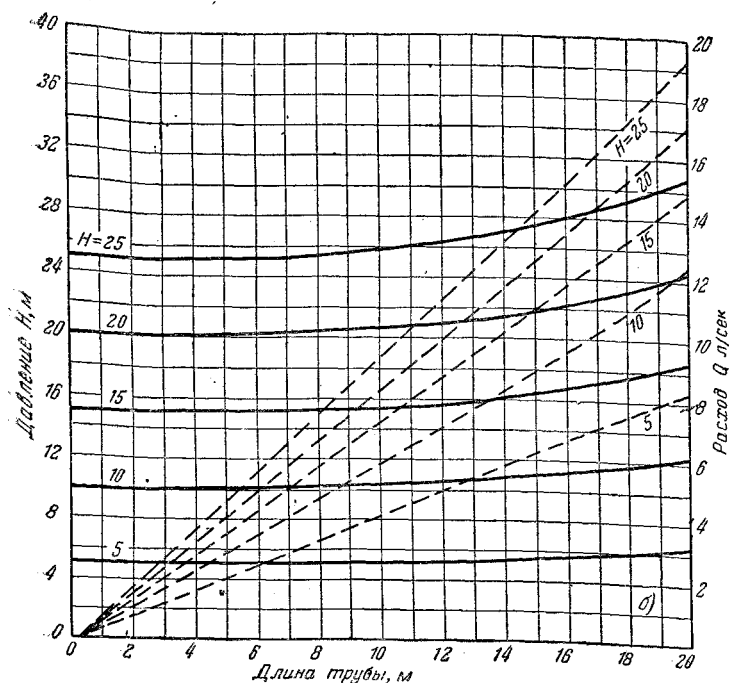
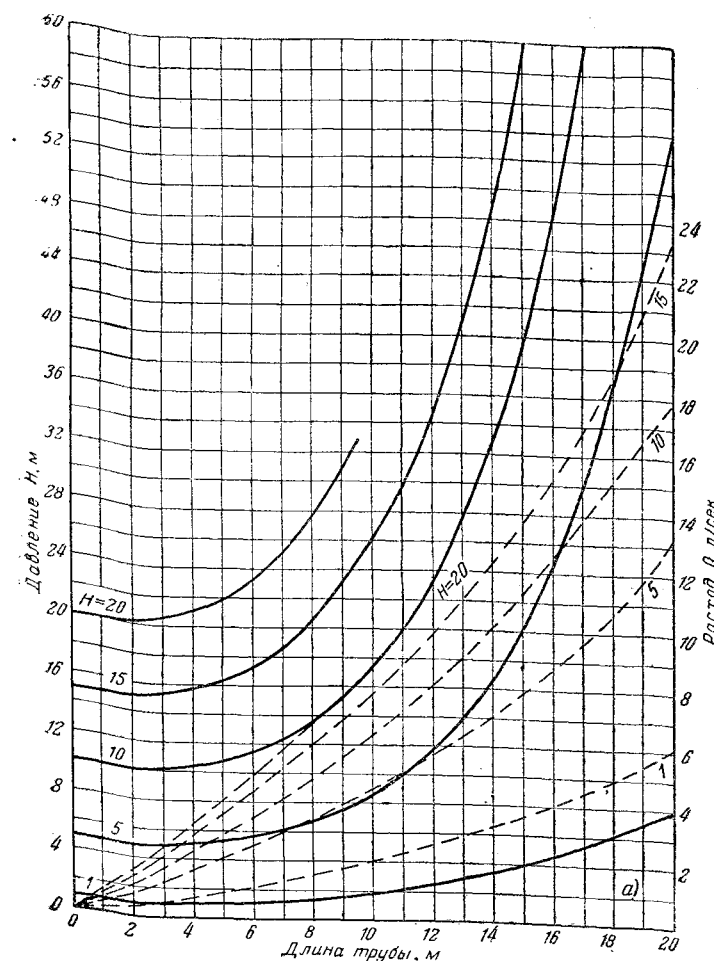


Рис. 4. Кривые расходов и потерь напора по длине кольцевого перфорированного трубопровода диаметром 32 мм (а) и диаметром 65 мм (б).

сплошные линии — потери напора; пунктирные — расходы; H — давление в конечной точке полукольца в м.

граммы. Пересечение вертикали с пунктирными линиями дает величину расхода на расчетном участке трубы при тех напорах, которые получились при пересечении вертикалью сплошных линий диаграммы. Чтобы получить полный расход огнетушительного устройства, необходимо эти расходы умножить на 4 или 8 в зависимости от того, в одном или двух местах каждого кольца к нему подводится вода. Таким образом получают ряд напоров и расходов, которые наносят на график.

После того как по графику рис. 3 определен режим работы насоса и напор H_T , устанавливающийся в месте подвода воды к огнетушительному кольцу, необходимо определить, каково будет падение напора вдоль кольца, чтобы оценить, находится ли эта величина в пределах допустимого. Для этого на той же диаграмме по вертикали, соответствующей длине огнетушительной трубы, откладывают значение установившегося в точке подвода напора H_T . Если конец отрезка попадает на одну из сплошных линий, то пересечение ее с осью ординат слева даст величину конечного напора H . Сама линия будет представлять собой распределение напора по длине трубы. Если конец отрезка попадает между двумя сплошными линиями, то, проведя через полученную точку кривую, эквидистантную сплошным линиям, получают на левой ординате значение конечного напора.

Следует стремиться, чтобы H_T было не менее 25 м, а $\Delta H = H_T - H$ укладывалось в пределах 0,5 м.

Расчет, произведенный таким способом для схемы, показанной на рис. 2, при диаметре огнетушительных колец 12,0 м, но с уменьшенной до 2 м длиной брезентового рукава, показал, что установленный на станции пожарный насос 4НМК-2 не может удовлетворить техническим

условиям даже при сильно увеличенном диаметре огнетушительных труб ввиду крутопадающей характеристики. Необходимо заменить его насосом 6НМК-2 и тогда трубы диаметром 51 или 65 мм удовлетворят всем техническим условиям огнетушения гидрогенераторов.

Автоматизация пожаротушения

Все сооружаемые в настоящее время гидростанции либо с самого начала обеспечиваются автоматизацией управления агрегатами, либо будут автоматизированы в ближайшем будущем. Постепенно переводятся на автоматическое управление также гидростанции, построенные в прежние годы. Уже сейчас имеется ряд гидростанций, работающих на замке, без дежурного персонала. Поэтому вполне естественно предъявить требование автоматической работы и к устройству пожаротушения.

Основная трудность заключается в отыскании того параметра, на который отзывалось бы автоматическое устройство, включающее систему в работу при возникновении пожара.

Использование импульса, получающегося от дифференциальной защиты или защиты от замыканий на землю, для системы водотушения может давать ложные включения огнетушительной установки.

Поэтому, пока не решен основной вопрос о выборе разрешающего импульса, включающего устройство пожаротушения водой, последнее не может быть автоматизировано. Это является очень большим его недостатком.

Необходимо научно-исследовательским и проектным организациям, разрабатывающим автоматизацию гидрогенераторов, серьезно заняться вопросом автоматизации также и пожаротушения, так как применение для этого воды имеет много преимуществ по сравнению с другими способами тушения пожара генераторов.



Электрическая прочность внутрибаковой изоляции выключателей ВМ-35*

Инж. П. И. Гедима

В одной энергосистеме имели место аварии с выключателями ВМ-35, которые происходили вследствие пробоя масляного промежутка между деионной решеткой и баком выключателя. Величина промежутка составляет около 40 мм. Один из характерных случаев такого повреждения выключателя ВМ-35 показан на рис. 1.

Все эти повреждения выключателей ВМ-35 произошли в сетях с изолированной нейтралью при заземлении одной фазы. Только в одном случае сеть была некомпенсирована, в остальных же имелись заземляющие катушки, настроенные по режиму сети.

Перекрытие с деионной решетки на бак наблюдалось также в сети небольшой протяженности с полностью изолированной нейтралью и емкостным током 4—4,5 а.

Для уточнения величины электрической прочности масляного промежутка между деионной решеткой и баком в выключателях ВМ-35 в высоковольтной лаборатории системы были проведены исследования на одной из фаз ВМ-35, спе-

циально приспособленной для проведения поставленной задачи в лабораторных условиях.

Напряжение промышленной частоты при испытаниях подавалось от испытательного трансформатора мощностью 35 кВА и напряжением 200 кВ.

Результаты испытаний при различном расположении деионной решетки по отношению к баку выключателя и разной электрической прочности трансформаторного масла приведены в табл. 1 и 2, где показаны также и места самих пробоев с решетки на бак выключателя.

На рис. 2 показано общее расположение решетки (а) и экрана (б), а на рис. 3—зависимость пробивного напряжения от расстояния деионная решетка — бак, т. е. $U = f(x)$. Из кривых, представляющих зависимость пробивных напряжений промежутка от расстояния, при наличии применяемых в настоящее время в эксплуатации прессшпановых экранов, с металлической прослойкой (2) и без экранов (1) видно, что влияние таких экранов на прочность промежутка незначи-

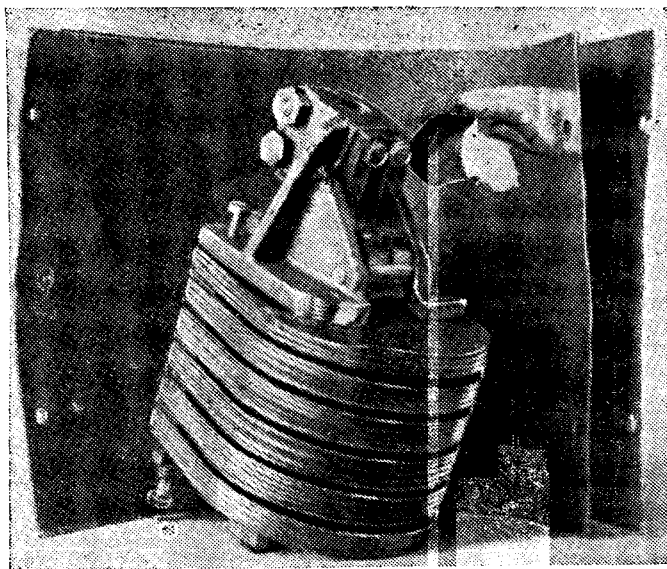


Рис. 1. Характерный случай повреждения выключателя ВМ-35.

* Печатается в порядке обсуждения. Ред.

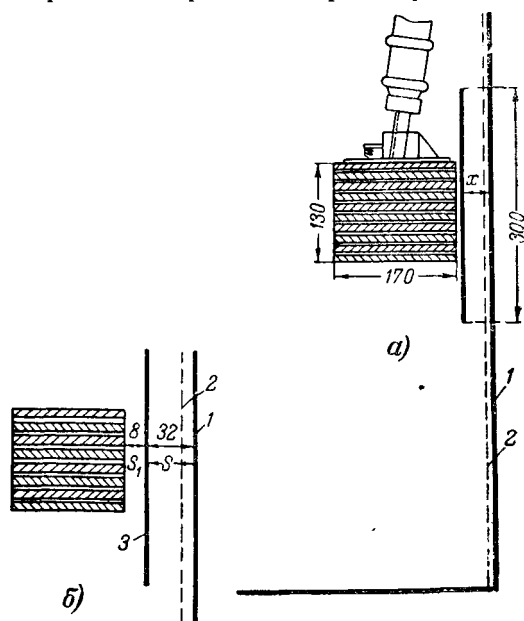
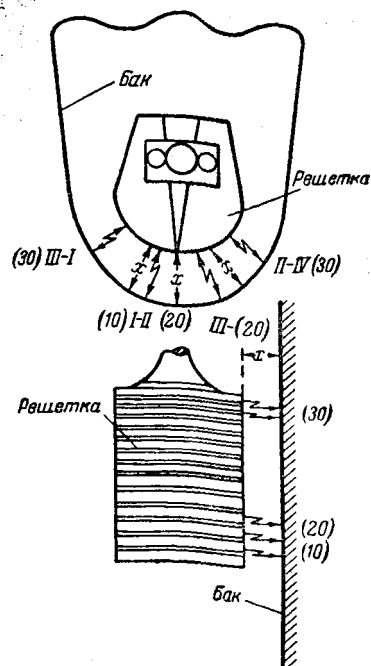


Рис. 2. Расположение решетки и экранов в ВМ-35.

1 — бак; 2 — фанерный барьер; 3 — экран.

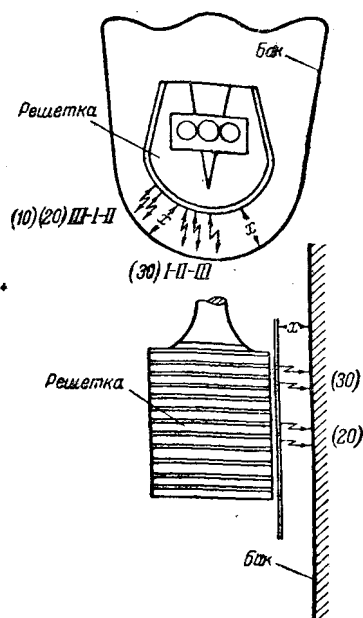
Таблица 1



Расстояние, мм	Напряжение частичных разрядов, кВэфф	Пробивное напряжение, кВэфф	Среднее значение пробивного напряжения, кВэфф	$\frac{E_{ср}}{E_{фаз}}$	Место пробоя	Примечание
40	>140	—	—	>7,0	—	Пробить не удалось
30	108 121 121 112	123 127 127 121	125	6,25	I II III IV	После каждого пробоя
20	87 87 87	104 97 95	98,7	4,9	I II III	
10	63 60 60	70 65 60	65	3,25	I II	

* Примечание. Испытание производилось в масле прочностью 28 кВ в стандартных разрядниках без экрана.

Таблица 2



Расстояние x, мм	Напряжение частичных разрядов, кВэфф	Пробивное напряжение, кВэфф	Среднее значение пробивного напряжения, кВэфф	$\frac{E_{ср}}{E_{фаз}}$	Место пробоя	Примечание
40	>140	—	—	>7,0		Пробить не удалось
30	121 121 126	128 126 125	126,3	6,45	I II III	
20	116 112 106	116 112 110	112,7	5,63	III I II	
10	70 70 68	75 75 75	75	3,75	I II III	

Примечание. Испытание производилось в трансформаторном масле с прочностью 28 кВ в стандартном разряднике. Экраны нормальные в два слоя электрокартона 2 мм толщиной с металлической шпопировкой между ними (электрическая прочность картона 18 кВ).

тельно. Чем больше расстояние между деионной решеткой с экраном и баком, тем менее заметно это различие. При нормальном расстоянии (примерно 40 мм) прочность промежутка при наличии экрана и без него практически одинакова.

Эта зависимость остается также в силе и при масле низкой электрической прочности (кривые 4 и 5 — прочность масла 15 кВ в стандартном разряднике). На кривой 3 показана зависимость пробивного напряжения промежутка от расстояния, т. е. $U = f(x)$, при таких же прессшпановых экранах, но без металлизированной полоски между ними.

Из этой кривой видно, что при использовании прессшпановых экранов без металлизированной прокладки между ними прочность промежутка

резко возрастает и при расстоянии в 30—35 мм электрическая прочность промежутка равняется разрядному напряжению втулки выключателя ВМ-35н.

При снятии кривой 3 экраны располагались в непосредственной близости от решетки, как это принято в действительности в эксплуатации.

Однако расположение экранов по отношению к деионной решетке и баку влияет на электрическую прочность промежутка. Зависимость электрической прочности промежутка от величины отношения расстояний до решетки S_1 и бака S , т. е. $U_{пр} = f\left(\frac{S_1}{S}\right)$, показана на рис. 4.

Наиболее выгодное расположение, дающее более высокую электрическую прочность масля-

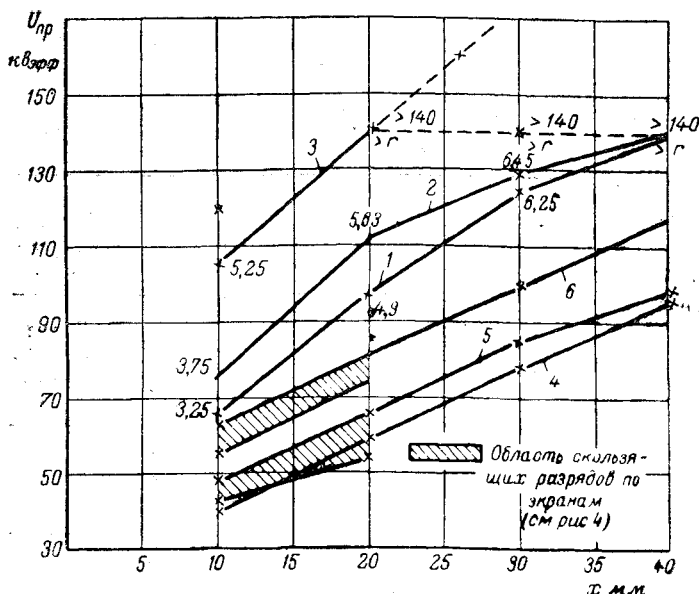


Рис. 3. Зависимость пробивного напряжения от расстояния деионная решетка — бак.

1 и 4 — без экранов; 2 и 5 — экраны из двух слоев картона толщиной 2 мм каждый и станиоловой полоски между ними нормальных размеров; 3 и 6 — экраны из двух слоев картона, но без станиола между ними (1, 2, 3 — для масла $U_{пр} = 30$ кВ, картон новый $U_{пр} = 18$ кВ одного слоя; 4, 5, 6 — для масла $U_{пр} = 15$ кВ, экраны старые и увлажненные).

ного промежутка в ВМ-35, получается при отношении $\frac{S_1}{S} \approx 20\%$.

В случае увлажнения экранов, имеющих металлизированный пояс (нормальные эксплуатационные) с приложением напряжения, наблюдаются скользящие разряды, распространяющиеся в обе стороны от пояса.

Появление разрядов сопровождается треском в баке выключателя. Разряды начинаются уже при низком напряжении, и с повышением напряжения они скользят по экрану, оставляя заметные следы на нем.

Области появления таких скользящих разрядов показаны на рис. 3 (заштрихованные участки). Следы их на увлажненном экране видны на рис. 4.

Из приведенных результатов испытаний видно, что применяемые в эксплуатации в настоящее время прессшпановые экраны с металлизированным поясом, расположенным в средней части деионной решетки, не улучшают электрическую прочность промежутка и сводят ее до прочности промежутка без экранов (см. кривые 1 и 2 рис. 3).

Если же вместо применяемых экранов установить такие же прессшпановые экраны, но без металлического пояса, то прочность промежутка резко возрастает (см. кривые 3 и 6, рис. 3).

Отказ от металлического пояса еще более сказывается, если экраны будут установлены с учетом отношения промежутков S_1/S , как показано на рис. 5. В таком случае экраны приобретают свойства барьеров. Лучшие результаты прочности для масляного промежутка выключателя ВМ-35 получаются при установке барьеров, как это показано на рис. 2.

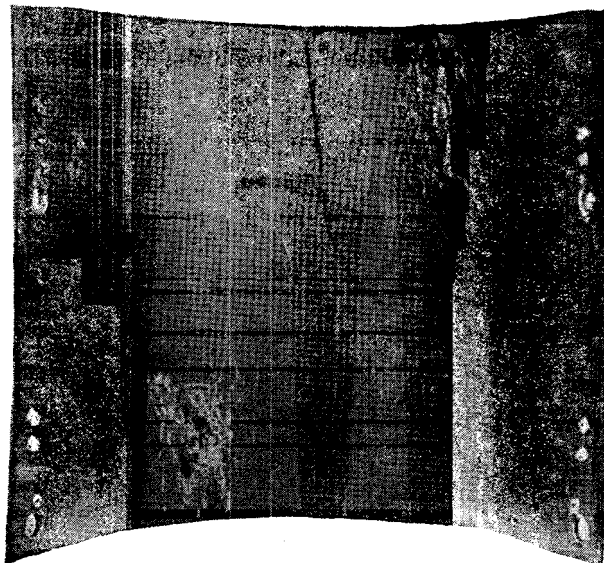


Рис. 4. Следы разрядов на увлажненном экране.

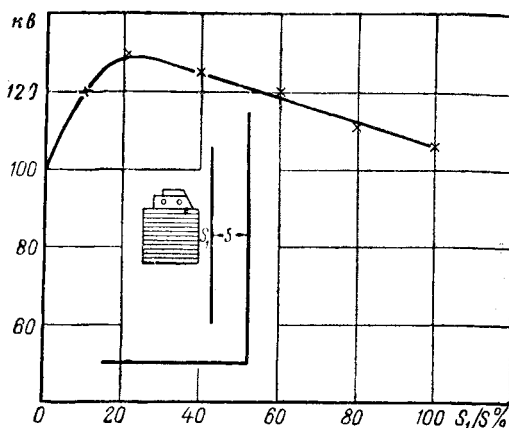


Рис. 5. Зависимость $U_{пр} = f(S_1/S\%)$ при плохом масле.

Учитывая изложенное, а также и то, что указанные экраны с металлическими поясами в большом количестве изготавливаются как энергосистемами, так и сетевыми районами в местных ремонтных мастерских, вопрос о необходимости применения таких металлизированных экранов становится вполне актуальным.

К тому же имеющиеся случаи аварий с выключателями ВМ-35 из-за перекрытия масляного промежутка деионная решетка — бак при заземлении одной фазы в сети с изолированной нейтралью подтверждают, что возникающие в этом случае перенапряжения на двух здоровых фазах достигают величин больших, чем прочность масляного промежутка в выключателе, а также больше величины, приведенной в «Руководящих указаниях по защите от перенапряжений», где оно учтено, как 3,5-кратное по отношению $U_{флз}$.

Учитывая все изложенное, следует считать, что повышение внутрибаковой прочности в выключателях путем замены существующих малоэффективных экранов с металлическим поясом картонными, улучшающими внутрибаковую прочность выключателя до гарантийной, является мероприятием, существенно повышающим надежность эксплуатации и не требующем больших затрат.

□ □ □

О сооружении гибких связей для многоамперных соединений

Инж. Т. П. Мусатов

В статье инж. Л. И. Двоскина о многоамперных соединениях на электрических станциях и подстанциях¹ достаточно подробно изложены общие положения по их расчету и практическому осуществлению. Как справедливо указывает автор, применение голого кабеля для многоамперных соединений получило еще в предвоенный период сравнительно широкое распространение в некоторых энергосистемах, и особенно в Донбассе. Это обстоятельство представляет возможность на основе результатов эксплуатации таких вводов оценить некоторые приведенные в статье рекомендации.

Так, инж. Двоскин, отмечая в своей статье возможность опасного сближения проводов при протекании по ним токов короткого замыкания, в то же время дает довольно неопределенную рекомендацию по исключению подобных замыканий. Наряду с указанием о том, что максимальную стрелу провеса следует принимать равной около половины расстояния между проводами разных фаз, тут же, в этом же абзаце, он допускает принятие максимальной стрелы провеса и несколько больше половины расстояния между фазами, не уточняя при этом величины этого превышения.

При максимальной стреле провеса, превышающей половину расстояния между фазами, не обеспечивается положение, когда «при самых неблагоприятных условиях провода различных фаз не могли коснуться друг друга». Между тем, подобного рода неблагоприятные условия на практике могут иметь место.

В качестве примера можно указать на повреждение заводских, сравнительно протяженных (более 400 м) многоамперных связей, выполненных на двух трансформаторах мощностью по 5 600 кВА для соединения их с распределительным устройством 3 кВ (рис. 1). Каждая цепь многоамперной связи выполнена на деревянных П- и АП-образных опорах алюминиевым проводом 120 мм², по три провода на фазу, с их общим креплением в оттяжных и подвесных зажимах и наложением в пролетах соединительных бандажей с шагом 1—1,5 м.

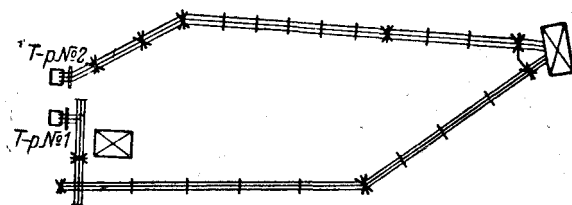


Рис. 1.

Неблагоприятные условия создались из-за двух следовавших друг за другом коротких замыканий, происшедших на трех отходящих кабелях. Возникшие при этом импульсы разной силы от протекавших токов короткого замыкания повлекли за собой схлестывание проводов на обеих многоамперных связях параллельно работавших трансформаторов.

Весьма интересной представляется последовательность в развитии повреждений. Предположительно в отношении времени первое короткое замыкание имело место в точке, питаемой по двум параллельным линиям, выключатели которых имели уставки по времени: на одном $t = 0$ сек. и на другом $t = 0,7$ сек. От протекания токов коротких замыканий, вызванных этим повреждением, раскачались провода на многоамперных вводах. Затем последовало второе короткое замыкание (оказавшееся вблизи распределительного устройства) в результате механического пробоя кабеля, защищенного реле с уставкой по времени $t = 0,7$ сек.

Усилие от тока короткого замыкания, вызванное этим повреждением, совпавшее с периодом колебаний проводов на основных вводах, привело к сближению проводов и короткому замыканию между ними. Последнее в свою очередь зашунтировало короткое замыкание в кабеле.

Замыкание проводов на основных вводах произошло в точках наибольшего провеса и в данном случае из-за разных высот подвеса проводов, находившихся ближе к опоре в сторону питания (рис. 2). Вследствие сокращения активной длины взаимодействующих проводов усилие на их стягивание резко упало и они разошлись, разорвав по воздуху дугу короткого замыкания.

Как только разошлись провода на основных вводах, вновь возросло усилие на их сближение от протекания сквозного тока короткого замыкания, обусловленного оставшимся неотключенным

¹ «Гибкие провода для многоамперных соединений на электрических станциях и подстанциях», «Электрические станции», № 11, 1948 г.

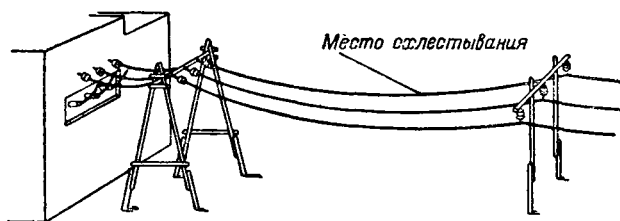


Рис. 2.

повреждением в кабеле. В результате этого провода вновь сошлись и вновь образовалось короткое замыкание между проводами обоих многоамперных вводов.

По свидетельству очевидцев дуга короткого замыкания на проводах обеих линий основной связи возникала до пяти раз и локализовалась перегоранием средней фазы на вводе от трансформатора № 2 и отключением ввода трансформатора № 1 максимальной защитой трансформатора ($t = 1,4$ сек.), воздействующей на его выключатель 35 кВ. Все три выключателя на поврежденных кабелях оказались в отключенном положении; проверка их защиты подтвердила работу соответственно выбранным уставкам.

Замыкание проводов происходило в первых пролетах обоих вводов, считая от порталных опор распределительного устройства 3 кВ (рис. 2), причем по вводу № 1 — длина пролета равна 41,5 м, расстояние между проводами на портале 0,7 м и на промежуточной опоре — 3 м. По вводу № 2 — длина пролета равна 41 м, расстояние между фазами — соответственно 0,7 и 2 м. Провес проводов до их повреждения на обоих вводах в данных пролетах не превышал 2 м.

Небезынтересно отметить, что описанное повреждение, вызвавшее весьма тяжелые последствия, произошло на многоамперных вводах впервые за более чем десятилетний срок их эксплуатации.

До этого на этих вводах не было сближения проводов от сквозных токов короткого замыкания ни при работе одного трансформатора, ни при параллельной работе двух трансформаторов при довольно частых случаях замыканий как в распределительной сети, так и в самом распределительном устройстве. Например, последнее короткое замыкание в распределительном устройстве 3 кВ произошло в результате пробоя муфты и перекрытия сборных шин одного из отходящих кабелей и было локализовано из-за отказа защиты отключением с высокой стороны обоих параллельно работавших трансформаторов от их максимальной защиты ($t = 1,4$ сек.) без сближения проводов на многоамперных вводах.

Следует указать, что такого рода замыканий проводов при не менее длительной работе других подобных же многоамперных вводов до сих пор не наблюдалось. Это обстоятельство лишний раз подтверждает, что только в случаях, когда максимальная стрела провеса проводов не будет превышать половины расстояния между фазами, гибкая связь для многоамперных соединений действительно явится абсолютно надежным и к тому же наиболее простым решением в эксплуатации.

В остальном проведенная Теплоэлектропроектом расчетная и конструкторская разработка этого вопроса замечаний не вызывает. Она дает простой и надежный метод расчета, что позволит широко применять гибкие многоамперные соединения на станциях и подстанциях.

□ □ □

По поводу статьи Т. П. Мусатова „О сооружении гибких связей для многоамперных соединений“

Инж. Л. И. Двоскин

Приведенные в статье инж. Мусатова данные являются яркой иллюстрацией необходимости производства соответствующих расчетов при выборе материала, числа и сечения проводов гибкой связи и расстояния между фазами этой связи.

Поверочный расчет описанного инж. Мусатовым случая соприкасания проводов многоамперных соединений в условиях короткого замыкания показывает, что это явление было естественным следствием примененной конструкции и отсутствия методов расчета подобных устройств.

На основе данных инж. Мусатова ток двухполюсного короткого замыкания на напряжении 3 кВ при мощности трансформаторов 35/3 кВ в 5 600 кВА, их реактивного сопротивления в 7,5% и реактивного сопротивления связи в 10% определится величиной в 5 350 А, а амплитуда этого тока — в 7 500 А. Применяя методику и формулы

для расчета, данные в статье автора в № 11 журнала «Электрические станции» за 1948 г., можно по формуле (2) определить скорость перемещения проводов $v'' = 3,15$ м/сек.

При этом расчете длительность короткого замыкания принята в 0,7 сек., или 35 пер. (в соответствии с уставкой реле на кабеле, где произошло второе короткое замыкание), вес проводов $G = 1,0$ кг/м, расстояние между проводами $a = 1,35$ м (среднее значение из расстояний между точками подвеса проводов разных фаз на опорах, установленных по обе стороны пролета, в котором произошло замыкание). Импульс силы получился $A_1 = 85 \cdot 10^{-4}$.

При вычисленной скорости перемещения в 3,15 м/сек высота подброса получилась $h = 0,5$ м (по формуле, данной в конце стр. 22 упомянутой статьи), а горизонтальное перемещение по форму-

ле (6) той же статьи при стреле провеса $H = 2$ м определится $b = 1,33$ м.

Совершенно очевидно, что при среднем расстоянии между фазами в аварийном пролете гибкой связи от трансформатора № 2, равном 1,35 м, перемещение каждого из проводов двух фаз в 1,33 м навстречу друг другу должно было привести и привело к короткому замыканию.

Такое же положение было и на подходе к распределительному устройству от трансформатора № 1, где среднее расстояние между проводами различных фаз было равно 1,85 м.

Для этого случая значения величин, характеризующих возможность соприкосновения, получаются следующими:

$$A_1 = 62 \cdot 10^{-4}; \quad v'' = 2,3 \text{ м/сек}; \quad h = 0,264 \text{ м} \\ \text{и } b = 1 \text{ м.}$$

Действительно, как указывается в статье т. Мусатова, и на подходе гибкой связи от трансформатора № 1 наблюдались дуги короткого замыкания. Никаких доказательств того, что усилия от токов короткого замыкания совпали с периодом колебания проводов, в статье не приведено. Из приведенных нами подсчетов видно, что для того, чтобы произошло соприкосновение проводов гибкой связи, и не требуется такого совпадения.

В том случае, если сечение проводов и расстояние между фазами гибкой связи было бы выбрано в соответствии с указаниями, приведенными в упомянутой статье, аварии из-за соприкосновения проводов при раскачивании их под действием токов короткого замыкания не имели бы места. Действительно, если бы провода гибкой связи были подвешены на всем протяжении с расстоянием между фазами в 3 м и были медными, выбранными с учетом экономической плотности тока в $1,25 \text{ а/мм}^2$, их сечение было бы равно 865 мм^2 и при трех проводах по 300 мм^2 вес был бы 8 кг/м. Соответствующие величины были бы

равны: $A_1 = 38 \cdot 10^{-4}$; $v'' = 0,177 \text{ м/сек}$; $h = 0,01 \text{ м}$ и $b = 0,02 \text{ м}$.

Очевидно, что при таком перемещении проводов ни о каком соприкосновении их друг с другом не могло быть и речи.

Рекомендация, данная в статье, о том, что стрела провеса проводов гибкой связи может быть несколько больше половины расстояния между фазами, и была основана на предположении, что вес провода гибкой связи будет выбран правильно.

Из рассмотрения приведенного в статье т. Мусатова материала следует, что для обеспечения безаварийной работы указанной установки необходимо:

а) на вводах от трансформаторов заменить концевые опоры, сделать расстояние между фазами на всем протяжении гибких связей одинаковыми, чтобы на них не было «узких» мест;

б) провода гибкой связи от трансформатора № 2, подвешенные с расстоянием между фазами в 2 м, должны быть утяжелены (если указанное расстояние будет сохранено и если такое утяжеление окажется допустимым по конструкции опор и габаритам приближения к земле).

Рассмотрение статьи т. Мусатова приводит также к мысли о целесообразности смены подвешенных алюминиевых проводов гибких связей медными проводами большого сечения — $3 \times 300 \text{ мм}^2$ на каждую фазу.

При такой замене, считая число часов потерь равным 5 000, общие потери энергии в проводах гибких связей двух трансформаторов смогут быть снижены с 1 120 до 270 тыс. кВтч, т. е. на 850 тыс. кВтч в год. Это, несомненно, в 2—3 года окупит все затраты по переустройству связей, так как стоимость 800 м гибкой связи с подвеской трех медных проводов сечением по 300 мм^2 каждый ориентировочно будет равна 200 тыс. руб.



Сооружение линии электропередачи 110 кВ в горных условиях

Инж. В. В. Гульденбалк

Большой интерес представляет строительство и монтаж линии электропередачи 110 кВ протяженностью 47,3 км, сооруженной в особых горных условиях. На этой линии поставлено 269 металлических двухцепных опор с узкой базой. Расчетный пролет — 220 м. Защитный трос марки Ст-50. Изоляция линии состоит из элементов ПЦ-4,5: на промежуточных опорах в количестве 7 шт. и на анкерных и угловых — в количестве 8 шт. Строительство линии продолжалось 13 мес.

Трасса линии проходит по исключительно пересеченной местности. Вначале она следует по пойменной террасе реки, несколько раз переходя с одного берега на другой. Далее она попадает в ущелье, в скальный участок. Опоры здесь располагаются по обрезу автодороги, высеченной в высоких отвесных скалах правого берега реки. В середине этого участка, где дорога проходит в туннеле, для обхода выступающей высокой скалы запроектирована и установлена в трудных условиях «левобережная» опора.

После выхода из ущелья трасса проходит по горной и лесистой местности, пересекая ряд горных хребтов с исключительно крутыми подъемами и спусками, в отдельных местах доходящими до 25–30° при одновременных крутых поперечных склонах 30–50°.

Геологические условия трассы весьма разнообразны. Здесь встречаются грунты от суглинков и мергелистых плотных глин до прочных обломочных скалистых пород в горах и до наносных пород с валунами на пойме.

Особенности проекта линии электропередачи

Исключительно трудные метеорологические, геологические и географические условия района прохождения трассы наложили свой отпечаток и на все элементы проекта линии электропередачи.

Район прохождения трассы линии электропередачи отнесен к первому гололедному району при минимальной температуре –30° С. На части трассы, где в зимний период на проводах систематически появляются образования из мягкого снега толщиной до 60 мм, расчетный пролет принят равным 140 м, а допускаемое напряжение для провода установлено 26 кг/мм².

В скальном участке величина пролета устанавливалась в соответствии с очертаниями трассы шоссе, высеченного в скале и определившего направление трассы линии.

На линии приняты металлические двухцепные опоры с расположением проводов «бочкой» (рис. 1). Защитный угол подвески грозозащитного троса — 30°.

Чрезвычайно сложный профиль линии и наличие скального участка не могли не отразиться на количестве типов опор (21) и на соотношении опор промежуточного и анкерного типа (6 : 7). Кроме нормальных промежуточных опор на линии применены специальные промежуточные опоры для установки в гористой местности на больших пролетах и промежуточные — угловые опоры с креплением проводов на подвесных гирляндах, устанавливаемых на поворотах трассы линии электропередачи с углом до 10°. Для пересечения железной дороги, проходящей по 12-м насыпи, применены специальные 35-м опоры.

В связи с многообразием типов опор и различными геологическими условиями прохождения

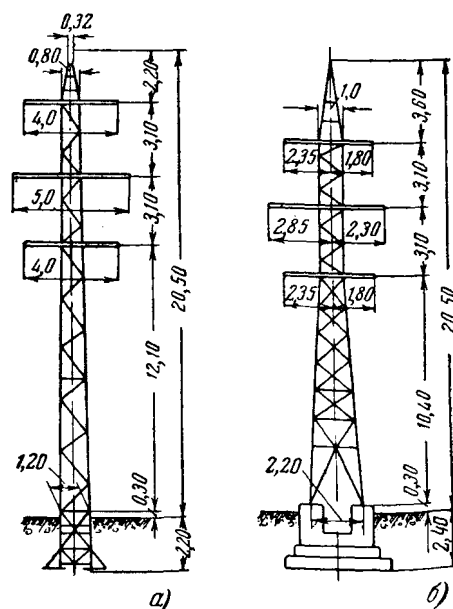


Рис. 1. Нормальные металлические двухцепные опоры (размеры даны в метрах).
а — промежуточная; б — угловая.

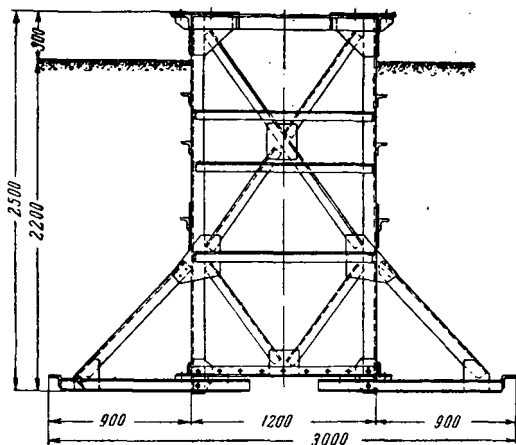


Рис. 2. Металлический подножник для промежуточной опоры.

линии запроектировано и осуществлено совершенно необычное количество типов фундаментов для опор (42).

Основные виды фундаментов: металлические подножники для всех типов промежуточных опор в нормальных грунтах (рис. 2), бетонные фундаменты для промежуточных опор в слабых грунтах и на пойме реки, а также для всех остальных типов опор во всех грунтах.

Для скального участка трассы запроектирован и осуществлен ряд оригинальных фундаментов. Часть опор запроектирована на остатках скал высотой 6—8 м, в связи с чем высота самих опор такого типа сильно уменьшена путем удаления нижней части их (рис. 3). В этом случае верхняя, выветренная, поверхность такой скалы удалялась и выравнивалась, а в скалу в пробуренных скважинах заделывались цементным раствором анкерные болты и на них устанавливались конструкции опор.

Запроектированы и осуществлены так называемые фундаменты «на осыпи» с бутобетонными подпорными стенками в сторону обрыва.

Наконец, были осуществлены представляющие особый интерес совершенно необычные фундаменты для установки опор «на кронштейнах» в тех случаях, когда узкая ширина полки шоссе и отвесные высокие скалы не позволяли использовать дорогу для установки опор на ее кромке (рис. 4).

Методы производства работ

Металлические конструкции подножников и опор изготовлялись на трех заводах, откуда по железной дороге доставлялись на прирельсовый склад строительства и далее развозились по трассе линии автомашинами и тракторами.

Сооружение линии было проведено монтажным участком № 3 треста Ленэлектросетстрой. Для выполнения работ на трассе было образовано 3 прорабских участка: 2 на концах трассы и 1 — в середине.

Разгрузка всех металлоконструкций подножников и опор, прибывающих по железной дороге, производилась паровым железнодорожным краном. Погрузка их на автомашины для дальней-

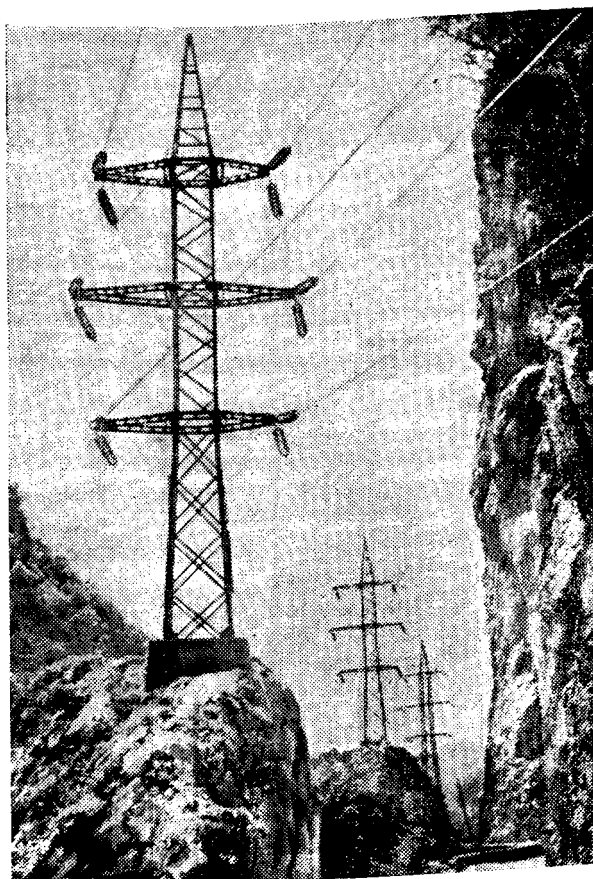


Рис. 3. Укороченные опоры на остатках скал.

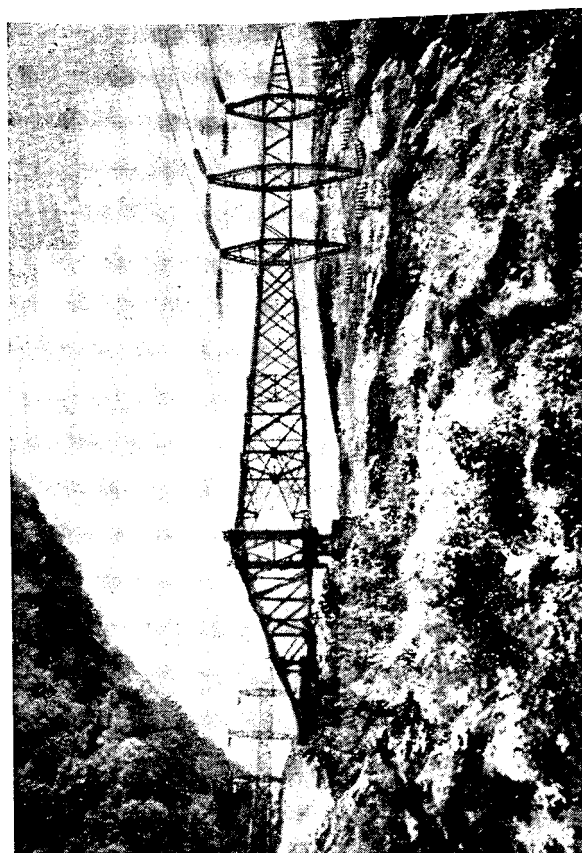


Рис. 4. Опора на фундаменте типа „кронштейн“.

шей развозки по трассе шла частично тем же паровым краном и, главным образом, автокранами. 70% опор было доставлено автомашинами непосредственно на пикеты по исключительно трудным горным дорогам (с уклоном до 20°). 20% опор доставлено на пикеты с перегрузкой на тракторы С-80 и по крутым горным склонам и лесным тропам тракторами же подтащено к месту установки. Свыше полутора десятков опор было переправлено на автомашинах вброд через реку и около десятка опор в разобранном виде было втащено лебедками и тросами на отдельные скалы и утесы.

Выемка грунта для установки подножников и устройства бетонных фундаментов в скалистых грунтах производилась взрывным способом с предварительным бурением скважин перфораторами для закладки взрывчатки. Металлические подножники устанавливались автокранами, а в труднодоступных местах — со специальных треног и вручную. Бетонирование фундаментов производилось в большинстве случаев помощью 100-л бетономешалок, а в труднодоступных местах — вручную. Бетон для фундамента «левобережной» опоры в ущелье был доставлен на пикет по канатной дороге (690 бадей). Для значительной части опор бетонные фундаменты заменены непосредственной заделкой анкерных болтов в скважины, пробуренные в скале.

Фундаменты для опор, устанавливаемых на «кронштейнах» (рис. 4), выполнены следующим образом. На полке шоссе, в скале, перфораторами делались отверстия глубиной 1,5 м и в них заделывались цементным раствором анкерные болты (рис. 5). На поверхности скалы вырубались борозды глубиной 700 мм и в них закладывалась специальная металлическая «рама». Эта «рама», большей своей частью расположенная на шоссе, надевалась на анкерные болты, крепилась к ним и заливалась бетоном, после схватывания которого насыпался слой щебня и грунта и восстанавливалось движение по шоссе. Меньшая же часть «рамы» свешивалась над ущельем.

Затем, на 5 м ниже полки шоссе, в отвесной скале, со специальной монтажной площадки, перфораторами делалось углубление с наклоном 10° для закладки специального анкера, заканчивающегося снаружи развилкой. Анкер, вставленный в углубление в скале, заделывался бетоном, нагнетаемым под давлением. После схватывания бетона между свешивающимся над ущельем концом «рамы» и развилкой анкера устанавливался кронштейн в виде пирамиды. Вершина последней, выполненная в виде кольца, вставлялась в развилку анкера и закреплялась специальным шкворнем. «Основание» пирамиды по периметру сваривалось с рамой. Таким образом, получалось прочное основание для установки опоры «на кронштейне».

Установка большинства опор на трассе производилась тракторами помощью падающей стрелы (90% опор). На участках трассы по крутым поперечным склонам и в отдельных труднодоступных точках направление такелажного троса и хода трактора регулировалось системой отводных блоков в обеих плоскостях.

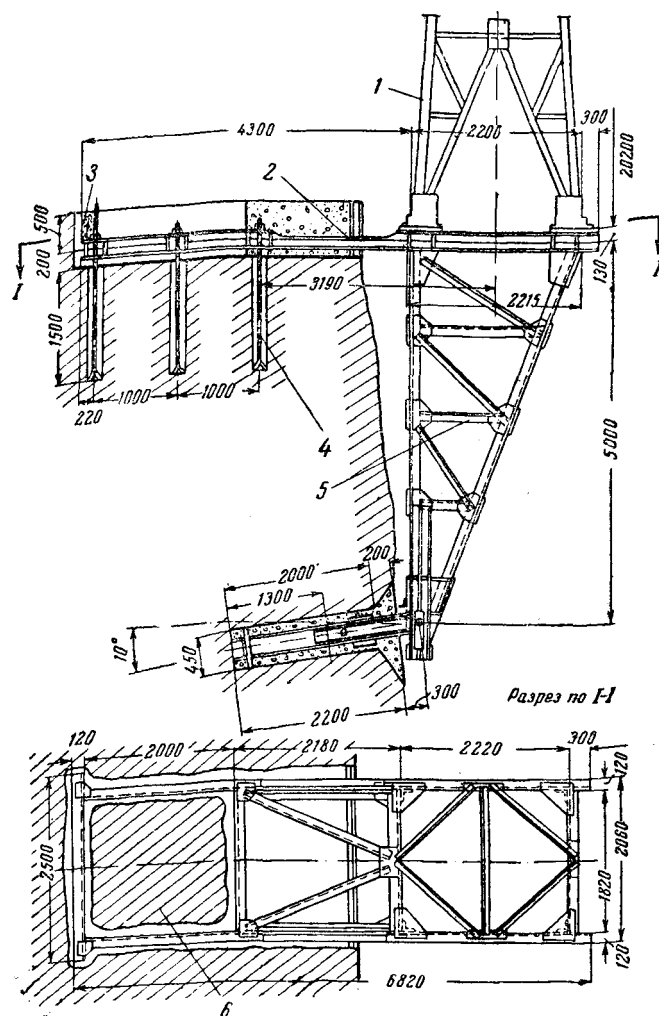


Рис. 5. Фундамент типа „кронштейн“.

1 — опора; 2 — рама; 3 — бетон; 4 — цементная заливка; 5 — кронштейн в виде пирамиды; 6 — невырубаемая часть скалы, служащая якорем рамы.

Установка 10% опор в особо труднодоступных местах трассы была произведена лебедками и полиспастами.

Около двух десятков опор на скальном участке трассы не могло быть выложено и собрано «около» фундамента. Поэтому они были собраны в более удобных местах на расстоянии 50—80 м от пикета и оттуда в целом виде доставлялись к фундаменту специальным автокраном грузоподъемностью 7,5 т с вылетом стрелы 10,5 м. Установка таких опор производилась комбинированным способом: вначале краном опора поднималась в пределах вылета стрелы крана (примерно до 15—25°) и затем «напрямую» — трактором,двигающимся по шоссе. Помощью этого же крана были установлены специальные опоры на обломках скал.

Трудной была установка в ущелье опор «на кронштейнах», выступающих высоко над рекой. Все опоры этого типа поднимались также комбинированным методом «кран — трактор» без применения каких бы то ни было стрел вследствие узости и извилистости шоссе в местах установки опор. По этому методу опора, вначале навесу поддерживаемая краном, опиралась своими пятнами на раму кронштейна. Затем в отверстия пяты рамы и опоры устанавливались кривые шарнирные болты для установки опор.

Стрелой крана опора поднималась до максимального вылета стрелы, возможного при отклонении ее в поперечном направлении от продольной оси крана. В таком положении опора оказывалась под углом $25-30^\circ$ к горизонту. Далее вступал в действие трактор, стоящий от опоры на наиболее прямом участке шоссе в 50—80 м от пикета и соединенный с поднимаемой опорой тросом диаметром 22 мм. Трактором опора доводилась до вертикального положения, выверялась и закреплялась болтами на раме кронштейна.

Рекордной по трудности была установка опоры № 215А типа У-30° (рис. 1,б), расположенной на фундаменте типа «кронштейн» на отвесной скале на крутом повороте шоссе и под высокой нависающей отвесной скалой с нагорной стороны. Вес опоры 4,0 т; высота центра тяжести опоры от низа ее — 8,5 м.

Трудность установки этой опоры (рис. 6) заключалась в том, что направление подъема опоры проектировалось на левый, совершенно недоступный склон ущелья и что опору не на что было опереть перед подъемом.

Учитывая все это, схема монтажа опоры №215А была разработана и осуществлена следующим образом. Секции опоры были собраны на площадке, расположенной вдоль кромки шоссе в 50 м от места установки. Опора, будучи подвешенной в своем центре тяжести к стреле указанного выше автокрана, была им доставлена к месту установки. Здесь опора была положена верхушкой на бетонный парапет дороги и только одной из своих четырех пят, ближней к шоссе, шарниром была соединена с соответствующей пяттой на раме кронштейна. В этом положении ось опоры составляла в горизонтальной плоскости угол 15° с направлением подъема опоры.

Перед началом подъема опоры были установлены выдвижные упоры крана, а на площадку сзади его кабины было положено максимальное количество грузов — противовесов. В течение все-

го дальнейшего периода работы автокрана был установлен тщательный контроль за отрывом упоров его от земли.

Дальнейшие операции по установке опоры следовали в таком порядке. Блок полиспаста стрелы крана был прикреплен к опоре под нижней траверзой. В результате регулирования поворота стрелы крана в поперечном направлении и ее подъема опора была осторожно снята с бетонного парапета дороги. Затем краном опора была повернута от дороги в сторону ущелья с одновременным подъемом ее до тех пор, пока вторая пята опоры не дошла до соответствующей пяты на раме кронштейна. При таком положении опоры был установлен второй подъемный шарнир.

После этого за счет некоторого поворота стрелы крана в обратном направлении стрела была доведена до наивысшего возможного в этих условиях положения. Ось опоры при этом составляла к горизонту угол порядка 30° .

Так как ближайший участок шоссе отходил резко в сторону от направления подъема опоры, для рабочего хода трактора был использован участок шоссе за следующей опорой № 216, наименее извилистый и наиболее приближающийся к направлению подъема опоры. Этот участок находился на расстоянии 230 м от поднимаемой опоры.

Ходовой трос длиной около 250 м, диаметром 22 мм был прикреплен к опоре под средней траверзой. После выборки слабины троса и тщательной проверки всей схемы был начат самый трудный процесс подъема опоры «на прямую» трактором.

При одновременном повороте стрелы автокрана в поперечном направлении трактор начал медленно подвигаться по шоссе. Координация действия стрелы крана и движения трактора, отстоящих друг от друга на 250 м, осуществлялась по специальной, заранее обусловленной сигнализации.

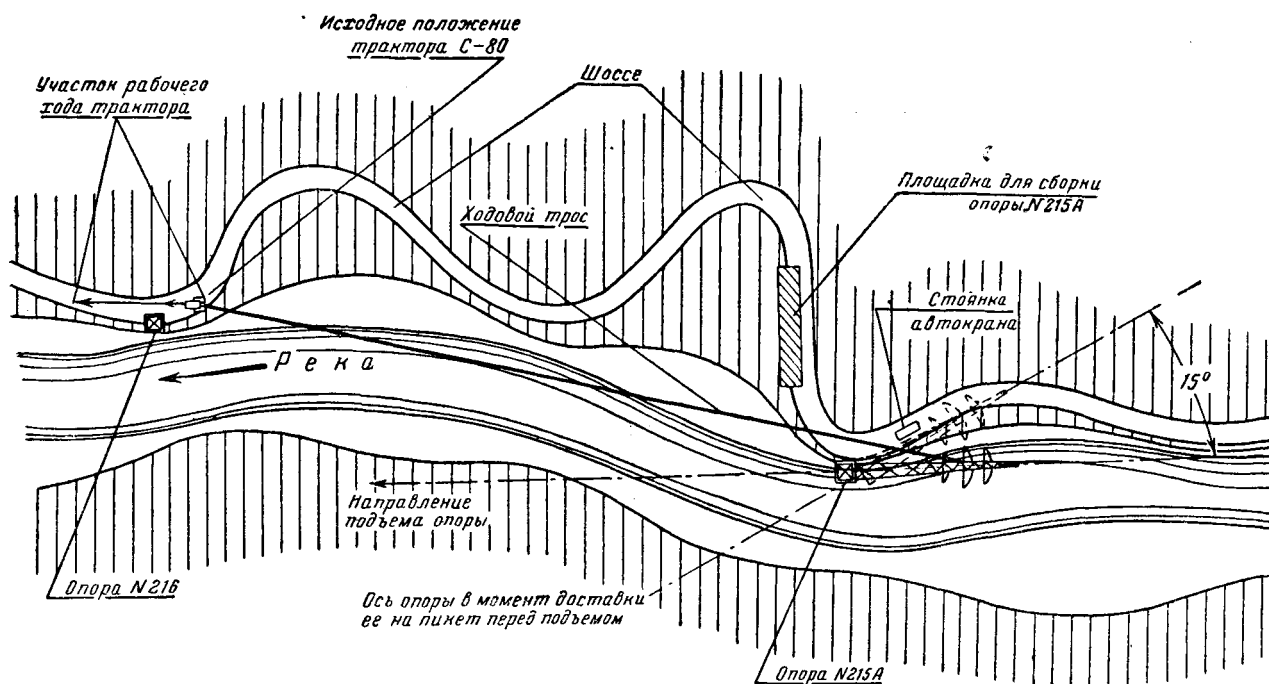


Рис. 6. Схема установки опоры № 215А.

Через несколько минут после окончательной вытяжки троса опора плавно оторвалась от стрелы крана. В этот момент трактор был остановлен; трос полиспаста и опора были освобождены от стрелы. Опора повисла над ущельем на ходовом тросе, идущем к трактору, опертая своими пятнами на раму кронштейна. Начиная с угла наклона оси опоры к горизонту 40—50°, подъем пошел быстрее и в течение нескольких минут опора достигла своего вертикального положения. После выверки вертикальной оси опоры в обеих плоскостях она была окончательно закреплена болтами на раме кронштейна.

Движение по шоссе во время подъема опоры было прервано лишь на 2 часа, в остальное время автомашины пропускались только в одном направлении на половине полки дороги.

Оригинальным был и подъем левобережной опоры в самой теснине ущелья. Монтаж этой опоры производился следующим образом. По канатной дороге, переброшенной через ущелье, были переправлены отдельные секции опоры и траверзы. За неимением места из-за окружающих фундамент опоры скал сборка опоры производилась в наклонном положении (60° к горизонту), что сильно затрудняло процесс соединения отдельных секций между собой. Подъем этой опоры был произведен идущим по правому берегу ущелья трактором «на прямую» без полиспаста с помощью троса и отводного блока.

Монтаж проводов и тросов производился в большинстве анкерных пролетов трактором (70%), на ровных местах автомашиной (20%) и в отдельных случаях, в особо пересеченных, труднодоступных и скальных участках — лебедками.

Таким образом, почти все основные процессы по сооружению линии электропередачи в труднейших горных условиях были механизированы.

Темпы строительства линии

Организация строительства и участков на трассе линии электропередачи была начата в апреле 1948 г. Распределение основных строительных и монтажных работ, выполненных на трассе в 1948 и 1949 гг. показана в таблице.

Как видно из таблицы, 105 фундаментов, или 60% были сооружены за летний сезон 1948 г. и только 40% сделано за зиму 1948—1949 гг. и весну 1949 г.

С монтажом металлических опор было обратное положение. Секции опор стали поступать с заводов на трассу лишь в конце III квартала 1948 г. и до зимы на линии было установлено

Динамика выполнения основных строительно-монтажных работ на трассе линии электропередачи

Наименование работ	Общий объем работ		Апрель-октябрь 1948 г.		Ноябрь 1948 г.—май 1949 г.					
	Количество	Уд. вес, %	Количество	Уд. вес, %	Количество	Уд. вес, %	в т. ч. март—май 1949 г.			
							Количество	Уд. вес, %	Количество	Уд. вес, %
Сооружение бетонных фундаментов для опор	177	40	105	23	72	17	53	12	25	6
Установка металлических подножников	92	10	40	4	52	6	41	5	23	2
Монтаж металлических опор	269	30	80	9	189	21	108	13	54	6
Монтаж проводов и тросов, км	48	20	—	0	48	20	33	13	22	10
		100		36		64		43		24

лишь 80 опор, или 29% общего числа. 71% опор смонтирован на трассе в тяжелых условиях горной зимы и весенней распутицы.

Необычайно снежная для этого района зима 1948—1949 гг. сильно осложнила работы в горах на трассе линии в феврале и марте 1949 г. Непрерывные дожди в течение 24 дней апреля 1949 г. и вызванные ими сильные оползни на склонах гор и дорогах также резко снижали темпы строительства.

Тем не менее, наибольшей интенсивности строительство линии электропередачи достигло как раз в период март — май 1949 г. и особенно в мае.

За период март — май 1949 г. было выполнено около половины всего объема основных строительно-монтажных работ на трассе (43%), а за один май было произведено 24% всех работ по сооружению линии электропередачи.

Опыт изыскателей и проектировщиков Ленгидэпа, создавших проект описанной линии электропередачи, строителей и монтажников треста Ленэлектросетьстрой, осуществивших этот проект, должен быть использован на других горных линиях Советского Союза.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Устройство шпунтового ряда с размывом грунта

На строительстве тэц при сооружении базы для отстоя мелких судов, занятых на работах по укладке самотечных водоводов, необходимо было в короткий срок устроить прорезь, защищенную от заносов шпунтовыми рядами длиной 50 м каждый (рис. 1). Во избежание неорганизованного размыва грунта шпунтовые ряды забивались до углубления прорези. При этих условиях глубина забивки шпунта у берега доходила до 3,5 м.

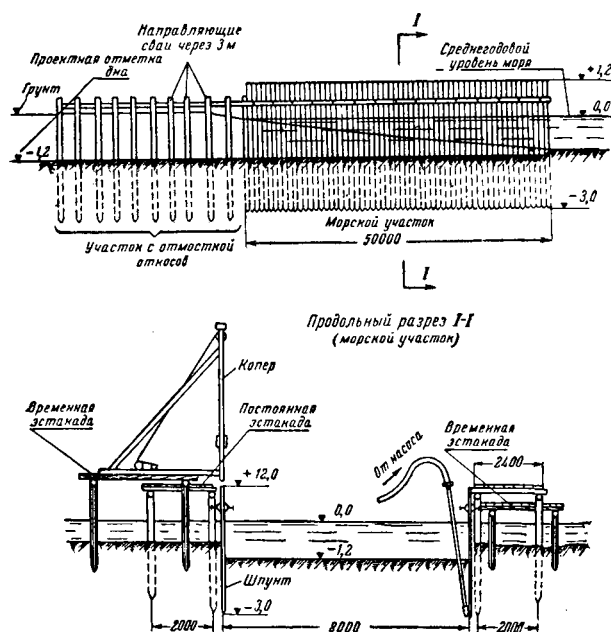


Рис. 1. Расположение шпунтового ряда.

Левый шпунтовый ряд забивался копром с электролебедкой, бабой весом 0,4 т. Для перемещения копра была сделана на всю длину шпунтового ряда временная эстакада, с которой были забиты в первую очередь сваи постоянной эстакады. Один ряд свай заменял маячные сваи. После установки направляющих по маячным сваям забивался и дощатый шпунтовый ряд. Толщина шпунта 50 мм, ширина его 14—16 см, длина 4,5 м.

В месте забивки шпунтового ряда грунт был мелкозернисто-песчаный и забивка шла очень медленно; в течение смены бригада в 5 чел. забивала 12—15 шпунтин. Такие медленные темпы забивки шпунта угрожали срывом большой работы по укладке самотечных труб в море.

Для ускорения работ был предложен метод устройства шпунтового ряда с размывом грунта, давший хорошие результаты.

Для устройства правого шпунтового ряда была сделана легкая временная эстакада, нужная только для прохода по ней рабочих. С этой эстакады были заматы сначала сваи для постоянной эстакады, затем установлены направляющие и замыт шпунт.

Замывка свай выполнялась следующим образом. От насоса производительностью 40 м³/час при давлении до

7 ат шлангами подавалась вода к трубе с реактивным наконечником (рис. 2), применяемым при подводных работах. Двое рабочих опускали трубу с наконечником вертикально и в 10—12 сек. размывали воронку глубиной 3—3,5 м. Трое рабочих опускали в готовую воронку сваи, не вынимая трубы. Замыв воронки и сваи песком производился путем направления струи воды из наконечника на соседний участок грунта на расстоянии 0,5—0,8 м от свай.

Замыв шпунта производился тем же насосом и насадкой. Работа велась следующим образом. После установки направляющих по маячным сваям двое рабочих, опуская трубу вдоль шпунтового ряда, также в течение нескольких секунд размывали воронку глубиной до 3 м. Шпунтины через направляющие сваи опускались в готовую воронку по 6—8 шт., собранных в виде одного пакета.

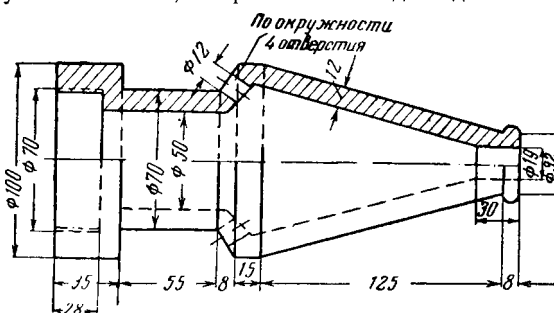


Рис. 2. Реактивный наконечник.

Чтобы предотвратить всплыв пакета шпунта, он слегка заклинивался в направляющих сваях и погружался легким ударом ручного молота. При задержке погружения шпунта труба с насадкой направлялась по шпунту, грунт быстро размывался и посадка шпунта продолжалась. На операцию по замыву одного пакета уходило 15—20 мин. (без подготовительных работ).

Применение этого метода сократило срок устройства шпунтового ряда приблизительно в 8—10 раз.

После размыва грунта в прорезе до проектной глубины легко было проверить качество шпунтового ряда. Наиболее плотным и правильно расположенным оказался ряд замытый, а не забитый копром. Опасение о возможном размыве ранее взрыхленного грунта у шпунтового ряда не подтвердилось. Вода, протекающая по прорези со скоростью порядка 1—1,3 м/сек, никаких местных размывов у шпунта не производила.

Инж. Л. Г. Гаврилов

Сварка среднемарганцовистой стали

При восстановлении котельного оборудования электростанции возникла необходимость произвести заварку двух сквозных трещин в литой головке пароохладителя поверхностного типа (рис. 1). Длина каждой трещины составляла 300—350 мм при толщине стенки от 30 до 50 мм.

Химический состав основного металла головки пароохладителя в процентах следующий: углерод — 0,28; марганец — 1,20; хром — 0,26; сера — 0,04; фосфор — 0,04.

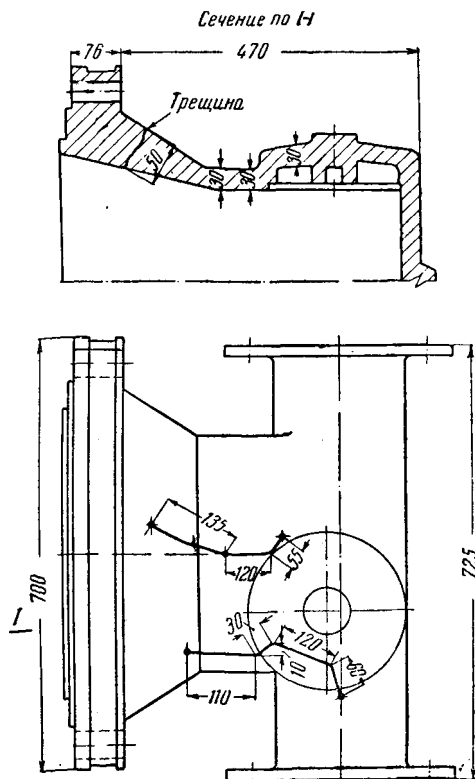


Рис. 1. Головка парохладителя поверхностного типа.

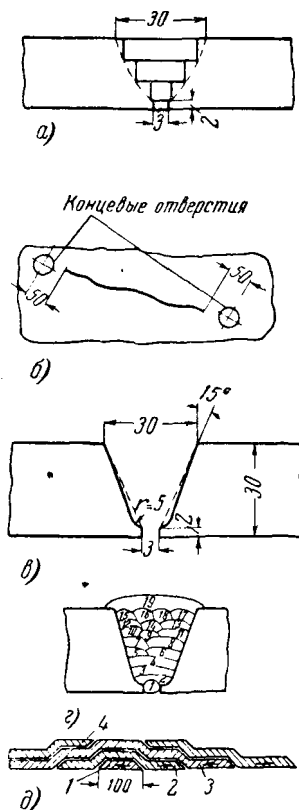


Рис. 2. Процессы производства сварки.

Химический анализ показывает, что металл представляет собой среднемарганцовистую сталь с повышенным содержанием углерода ($>0,25\%$).

Во избежание распространения трещин в процессе сварки в концах трещин были просверлены ступенчатые отверстия (рис. 2, а и б).

Форма фаски была принята чашеобразной. Предварительные прямые фаски под углом 15° снимались газовым резаком по всей длине, с последующей обрубкой зубилом и копытком (рис. 2, в).

Ввиду отсутствия специальных электродов для сварки среднемарганцовистой стали были применены электроды марки ОММ-5Мо диаметром 4 и 5 мм, обеспечивающие высокое содержание марганца в наплавленном металле (до $0,87\%$).

Ввиду склонности среднемарганцовистой стали к воздушной закалке сварка производилась с предварительным и сопутствующим подогревом — 200°C . Шов накладывался в 10 слоев 19 валиками. Диаметр электродов брался для валиков № 1 ÷ 8 — 4 мм и № 9 ÷ 19 — 5 мм (см. схему наложения рис. 2, г).

Для уменьшения внутренних напряжений во время сварки она производилась «горкой» (рис. 2, д) с длиной ступени 100 мм.

Для полного снятия сварочных напряжений головку парохладителя подвергли низкому отжигу при температуре 650°C с выдержкой в течение 2 час. (из расчета 3 мин. на 1 мм толщины стенки). Охлаждение производилось в течение 6 час. до 300°C и скорость охлаждения составила 1°C в минуту. Для предварительного нагрева и термообработки головка была уложена в коробку из листовой стали толщиной в 5 мм, заполненную песком для обеспечения равномерного прогрева и медленного остывания детали.

Контроль температур осуществлялся термпарой и гальванометром.

Коробка с деталью была установлена на обычном торфяном горне. Съемная крышка коробки удалялась на время заварки трещин. Нагрев до температуры 650°C продолжался 5 час.

Контроль качества сварки осуществлялся ампулой радия и показал удовлетворительные результаты. Проведенное гидравлическое испытание головки на двойное рабочее давление (64 атм) неплотностей не обнаружило.

Инж. Л. Д. Гинзбург-Шик

Транспортировка тяжёловесных трансформаторов

Обычно транспортировка тяжёловесных грузов при значительной отдаленности от железных дорог производится при помощи катков, саней, тележек, что требует большого числа мощных тракторов, рабочих и продолжительного периода времени.

Для уменьшения сроков транспортировки и материальных затрат по транспортировке тяжёловесного трансформатора мощностью 20 тыс. кВА (вес 57 т) при монтаже подстанции, находящейся в 3 км от ближайшей железной дороги, трестом Центроэлектросетей был разработан и применен на практике метод транспортировки трансформатора при помощи передвижных железнодорожных звеньев и комбинированной тележки соответствующей грузоподъемности.

Транспортировка трансформатора производилась следующим образом (см. рисунок).

После разгрузки и установки трансформатора 7 на тележку 3 (рис. 1, а) последняя передвигалась по железнодорожным звеньям 6 при помощи трактора С-80, связанного с тележкой тросом 2.

Тележка, дойдя до конца второго звена, останавливалась, и трос 2 отцеплялся; зацеплялся трос 1, пропущенный через полиспаст из блоков 4 и 5, и тележка (при том же направлении движения трактора), двигаясь назад, накачивалась на клинья 9 скатами без бандажей 10 (рис. 1, б).

Как только звенья освобождались от тележки с трансформатором, последняя заклинивалась в нужном положении, а звенья под действием усилия трактора начинали передвигаться автоматически вперед.

Направляющими для движения звеньев служили бандажки скатов 11 (рис. 1, в).

После этой операции трос 1 отцеплялся от трактора, стопоры удалялись и зацеплялся трос 2 для дальнейшего передвижения тележки с трансформатором.

Из опыта применения хлорированных незамерзающих растворов¹

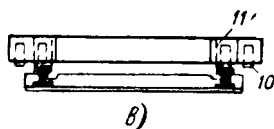
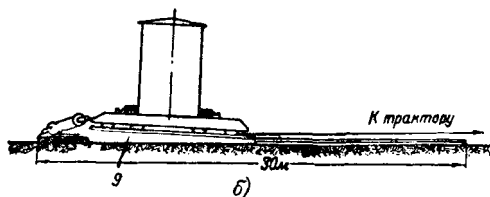
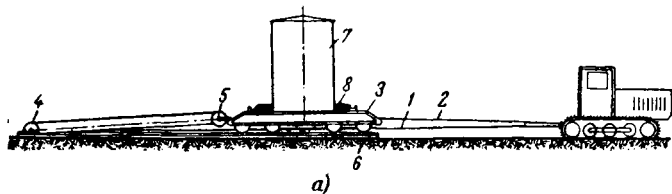


Схема транспортировки трансформатора.

При передвижении тележки по звеньям трос 1 сам автоматически подготавливался для следующего накатывания тележки на клинья и передвижения звеньев.

Такой метод транспортировки тяжеловесных трансформаторов показал хорошие результаты и может быть рекомендован к применению при монтаже тяжеловесного оборудования вдали от железных дорог.

Сравнительные данные по затрате труда и стоимости транспортировки тракторами типа С-80 приведены в таблице.

Способ транспортировки	Количество тракторов	Трудозатраты, чел.-дней	Стоимость транспортировки, руб.
Передвижные железнодорожные звенья	1	114	6 440
Катки	4	510	20 426

При дальнейшем освоении этого метода можно добиться еще лучших результатов путем улучшения конструкции железнодорожных звеньев и тележки.

Инж. А. Н. Кашеев
и инж. А. Т. Скоркин

На строительстве железнодорожной станции «Электро-заводская» Московско-Рязанской железной дороги штукатурные работы выполнялись во время сильных декабрьских морозов с применением хлорированных растворов.

Водная вытяжка изготовлялась из хлорной извести, содержащей 32% активного хлора.

Изготовление водной вытяжки производилось в металлических баках. Предварительно в баках подогревалась вода до $+35^{\circ}\text{C}$. Затем засыпалась хлорная известь из расчета 15 кг на 100 л воды и непрерывно перемешивалась до сметанообразного состояния.

После отстаивания и снятия с поверхности пены водная вытяжка сливалась в металлическую бочку, причем все время поддерживалась температура $\sim +25^{\circ}\text{C}$.

Хлорированный раствор на водной вытяжке — сложного состава 1:1:6 (цемент:известь:песок) — готовился в обычной растворешалке и получался пластичным и удобоукладываемым.

При производстве штукатурных работ хлорированным раствором на морозе участки работ назначались с таким расчетом, чтобы операция оштукатуривания поверхности длилась не более 5—6 час.

Чтобы сократить общую продолжительность процесса и тем самым избежать образования наледи, нанесение штукатурного раствора производилось в два приема: сначала наносился грунт и лишь после его достаточного загустения — накрывочный слой, который затирался через 15—20 мин. после нанесения.

Следует отметить, что при необходимости дополнительного перелопачивания и разжижения густеющего раствора добавлять можно только водную вытяжку из хлорной извести, но ни в коем случае не обычную воду.

При изготовлении раствора особое внимание уделялось технике безопасности. Раствор готовился в отдельном помещении, все занятые на его приготовлении рабочие были снабжены защитными резиновыми фартуками и перчатками.

Описываемый опыт показал, что выполнение штукатурных работ хлорированными растворами может быть сравнительно быстро и легко освоено любым строительным коллективом.

Применение хлорированных растворов в полной мере обеспечивает возможность выполнения штукатурных работ в зимних условиях и не вносит каких-либо осложнений.

Удорожание штукатурных работ при применении хлорированных растворов не превышает 1 руб. на 1 м² оштукатуренной поверхности.

В. З.

¹ См. заметку «Штукатурные работы при отрицательных температурах», «Электрические станции», № 2, 1950 г.



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

О работе механических отборников проб топлива на уральских электростанциях

В статье Г. А. Лапина «Механические пробоотборники угля на уральских электростанциях», помещенной в журнале «За экономию топлива», № 8, 1949 г., имеется ряд неправильных положений и неточностей.

1. В статье говорится, что уральские электростанции до введения механического отбора проб топлива неправильно отбирали пробы углей «Вахрушевуголь» и «Волчанскуголь», завышая их зольность путем отбора в пробы лишь мелких, наиболее зольных фракций, легко поддающихся измельчению при ручной разделке.

В связи с этим, по мнению Г. А. Лапина, имело место значительное расхождение в оценке зольности угля по данным электростанций и поставщика.

В настоящее время на большинстве уральских электростанций перешли на механизированный отбор и разделку проб угля, однако расхождения в оценке качества угля по данным поставщика и потребителя продолжают иметь место. Как нам известно, это явление наблюдается по всем угольным бассейнам, выдающим высокозольные угли, с большим количеством видимой породы.

По нашему мнению, эти расхождения являются результатом несовершенства ГОСТ 10602-39, согласно которому ручной отбор проб производится только из верхнего слоя угля в вагонах, не всегда представляющего всю массу угля вследствие его неоднородности. Кроме того, что является еще более важным, ГОСТ 10602-39 не исключает возможность субъективного отбора проб.

При механическом отборе на электростанциях пробы отбираются из потока мелкодробленого угля, когда уголь и пустая порода хорошо перемешаны и пробы получаются безусловно, более представительными.

Субъективность отбора при правильно организованном механическом отборе полностью исключается.

2. Автор статьи сомневается в правильности действующей на электростанциях Министерства электростанций инструкции по учету качества топлива, причем свое заявление не подкрепляет ни теоретическими, ни практическими данными, а лишь формальной ссылкой на ГОСТ. Как известно, инструкция Министерства электростанций подготовлена топливной лабораторией ВТИ на основе глубокого теоретического и практического изучения вопроса, а многолетняя практика механического отбора проб углей подтверждает преимущество этой инструкции по сравнению с ГОСТ 10602-39, особенно для многозольных углей.

3. В статье указывается, что механические пробоотборники работают вполне надежно при наличии 1—2 чел. обслуживающего персонала в смену. Это заявление является недоразумением, так как на всех угольных электростанциях Свердловэнерго, где работают механические отборники, штат отборщиков проб сырого угля полностью ликвидирован.

За исправностью работы механизмов пробоотборников наблюдают мотористы топливоподач, обслуживающие соответствующие транспортеры.

Разделка сменной или суточной пробы (включение механизмов проборазделки) производится дежурным лаборантом по топливу.

4. Инж. Лапин указывает, что пробозаборная лопата (ковш) должна быть установлена в строго вертикальной плоскости.

Лопату действительно следует стремиться устанавливать в плоскости, близкой к вертикальной. Однако основным критерием для проверки правильности работы механического отборника является не угол наклона лопаты, а результат сопоставления пробы, отобранной этим отборником, с контрольной пробой, отобранной с особой тщательностью ручным способом при испытаниях и наладке механического отборника.

5. При окончательных выводах автор рекомендует применение пробоотборника всем поставщикам и потребителям угля там, где имеются потоки угля на транспортерных лентах. Это обобщение преждевременно. Опыт работы механических отборников пока имеется лишь при контроле измельченного угля. Данных по механическому отбору проб рядового угля еще нет и для поставщиков угля механические отборники, применяемые на уральских электростанциях, по нашему мнению, не могут быть рекомендованы без предварительной детальной методической и конструктивной переработки.

Инж. Д. А. Савиновский и инж. Б. Н. Ухин

Случай аварии турбины 5 000 квт

На промышленной электростанции был смонтирован турбоагрегат фирмы Вестингауз мощностью 5 000 квт, 3 000 об/мин, на параметры пара 29 ат, 400° С.

Турбина оборудована регулированием гидродинамической системы. Схема действия регулирования заключается в следующем. На валу турбины между упорным подшипником и предельным регулятором установлен небольшой центробежный насос. Всасывание масла этим насосом при работе турбины обеспечивается за счет эжектора, который использует часть масла, подаваемого насосом при высоком давлении. При нормальной работе агрегата давление масла в системе регулирования равно 4,9 ат и на подшипники—0,77 ат.

Турбоагрегат после монтажа несколько раз включался на промышленную нагрузку. Однажды при снятии нагрузки с турбогенератора и отключении его от шин станции число оборотов агрегата стало повышаться, отчего сработал автомат безопасности, установленный на 3 300 об/мин. При этом резко снизилось давление масла в системе регулирования, а также масла, подаваемого на подшипники. Несмотря на быстрый пуск вспомогательного турбомасляного насоса, все же был подплавлен средний, общий для роторов турбины и генератора, подшипник. Надо отметить, что паромасляный регулятор турбомасляного насоса, обеспечивающий автоматический пуск его при падении давления масла, не был включен в работу.

При исследовании причин падения давления масла после сработки автомата безопасности турбины было обнаружено, что на маслопроводе высокого давления диаметром 25,4 мм, идущем к масляному выключателю главного стопорного клапана, не была установлена диафрагма диаметром 6,5 мм. Таким образом, когда при сработке автомата безопасности открылся полностью клапан масляного выключения, через этот клапан была выпущена большая часть масла непосредственно в сборный бак.

Масляный эжектор оказался не в состоянии обеспечить камеру всасывания достаточным количеством масла, что привело к срыву его работы и прекращению подачи масла на подшипники.

Были произведены: замена подплавленного подшипника резервным, установка диафрагмы диаметром 6,5 мм на маслопроводе высокого давления к масляному выключателю и наладка паро-масляного регулятора турбонасоса. После этого турбоагрегат был вновь включен под промышленную нагрузку.

Инж. А. М. Равинский

ОТ РЕДАКЦИИ

Случай, описанный в заметке, подчеркивает необходимость крайне внимательного отношения к сливным маслопроводам от стопорных клапанов с масляным управлением. Если масляное реле стопорного клапана имеет большое проходное сечение, то обязательна установка диафрагмы на сливном маслопроводе для ограничения падения давления масла в системе смазки.

Механизация смазки деталей направляющего аппарата гидротурбин

Смазка механизмов направляющего аппарата гидротурбины является одной из наиболее ответственных и трудоемких операций обслуживания гидроагрегата.

На большинстве работающих гидроэлектростанций смазка механизмов направляющего аппарата производится вручную посредством масленок с ручной набивкой масла. Основным недостатком ручной системы смазки является трудоемкость и длительность этой операции вследствие большого количества точек смазки и необходимости часто смазывать механизм.

В качестве примера можно указать, что у турбины с 24 направляющими лопатками и 2 сервомоторами насчитывается 160 точек смазки. Из них 48 точек ежедневной смазки и 112 точек смазки два раза в неделю, что дает до 100 точек ежедневной смазки. При ручной набивке густым смазочным маслом имеют место также значительные потери его и излишняя загрязненность поверхности крышки направляющего аппарата и кратера турбины.

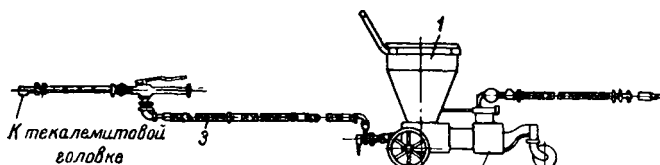


Рис. 1. Устройство для смазки механизмов регулирования
1 — резервуар для смазки; 2 — воздушный насос; 3 — гибкий шланг

Ососредоточенность точек смазки в кратере турбины дала возможность на агрегатах одной из станций централизовать и механизировать процесс смазки механизмов направляющего аппарата гидротурбины. Для этой цели применена передвижная пресс-тавотница с воздушным насосом, работающим от воздухопровода технических нужд (рис. 1). Пресс-тавотница снабжена гибким шлангом внутренним диаметром 6—8 мм для присоединения к воздухопроводу. Точек подключения к воздухопроводу достаточно иметь 1—2 (в зависимости от габаритов кратера и конструкции крышки направляющего аппарата). Подача густого смазочного масла от тавотницы к местам смазки производится также гибким шлангом с выключателем пистолетного типа. Места смазки снабжаются вместо масленок с ручной набивкой масла специальными штуцерами с обратным шариковым клапаном — текалемитовыми головками (рис. 2), к которым и подключается смазочный шланг. Для станций в соответствии с количеством агрегатов достаточно иметь 1—2 пресс-тавотницы.



Рис. 2. Штуцер с обратным шариковым затвором.

1 — корпус; 2 — шарик; 3 — пружина; 4 — шайба; 5 — отверстие с конусной резьбой.

тельно прост и легко выполняется одним человеком. Для лучшей организации смазки и возможности контроля ее на станциях были составлены схемы и сама смазка производилась с отметкой дежурным персоналом в суточной ведомости.

Механизация смазки кроме поднятия общей культуры эксплуатации гидроагрегатов значительно сокращает затраты времени на эту операцию дежурным персоналом и экономит расходование смазочного масла. Кратер турбины и крышка направляющего аппарата при этом не загрязняются.

Конструкция передвижной пресс-тавотницы и штуцеров с обратными клапанами довольно проста и изготовление их возможно силами самой станции, поэтому централизовать и механизировать процесс смазки механизмов направляющего аппарата следует на каждой крупной гидроэлектростанции.

Инж. А. Н. Гончаров

Устранение перегрева в подпятниках гидротурбины

В период пробной эксплуатации двух смонтированных гидроагрегатов были обнаружены неполадки в работе подпятников. С принятием нагрузки на каждом агрегате обнаружилось повышение температуры подпятника с медленным нарастанием $\sim 1^\circ\text{C}$ в течение каждых двух суток эксплуатации.

По достижении температуры (контрольной) подпятника $\sim 70^\circ\text{C}$ на одном агрегате подплавился баббит, в силу чего было решено произвести поочередную ревизию каждого подпятника, с целью выявления причин этого необычного явления.

Ввиду того что постепенное повышение температуры было обнаружено одновременно на обоих подпятниках агрегатов, которые являются однотипными, создалось убеждение, что причиной является не дефект монтажа, а дефект изготовления.

В результате изучения возможных причин, вызывающих повышение температуры пяты, наиболее вероятными были признаны следующие.

1. Как это следует из рис. 1, опорная часть подпятника состоит из 10 сегментов, каждый из которых покоится на равномерно распределенных спиральных пружинах так, что равнодействующая сил их реакции проходит через центр площади сегмента и направлена вверх. Равнодействующая же от масляного клина — сила T — проходит со смещением от центра площади сегмента по вращению агрегата и направлена в противоположную сторону.

Поэтому в работе создавалась пара сил, вызывающая поворот сегмента. При этом входная кромка сегмента прижималась к зеркалу пяты, чем препятствовала образованию нормального масляного слоя между трущимися поверхностями подпятника.

2. Охлаждение масла подпятника производилось во внешних охладителях с принудительной циркуляцией, а заборная труба, по которой масло поступает из ванны подпятника в охладитель, находилась на незначительном расстоянии (около 200 мм) от трубы, подводящей в пятю масло из охладителя. Из-за этого потоки горячего и холодного масла не были разделены между собой, и в ванне подпятника образовалась застойная зона. Кроме того, объем масляной ванны был недостаточным (в сравнении с аналогичными агрегатами отечественного производства).

3. Коррозийные повреждения поверхности трения диска пяты, получившиеся во время транспортировки и длительного хранения на складе, перед монтажом были устранены

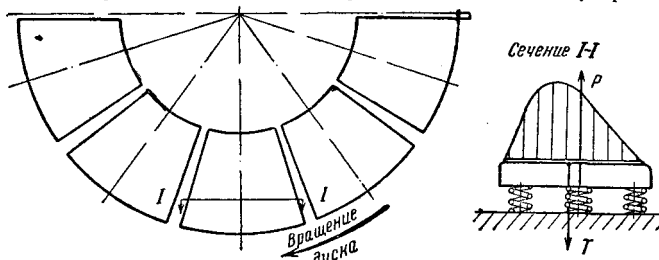


Рис. 1.

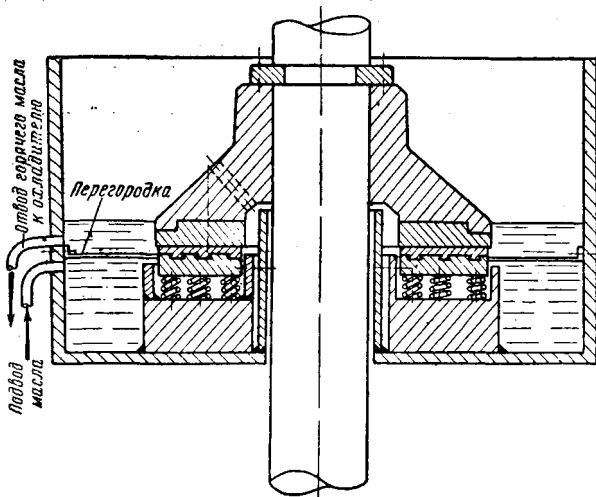


Рис. 2.

не полностью. Это привело к постепенному «втиранию» баббита сегментов в поры диска пяты.

4. В ванну пяты было залито масло меньшей вязкости, чем это было рекомендовано изготовителем турбины.

Все перечисленные дефекты было решено устранять поочередно. Первой была устранена возможность образования пары сил. Это было произведено за счет срезки кромок баббита на выходной части поверхности трения сегмента, чем были созданы благоприятные условия для образования масляного клина, так как равнодействующая сила сместилась от масляного клина в сторону входной кромок¹. При этом опорная площадь сегментов уменьшилась примерно на 16% и удельное давление на подпятник возросло с 22 до 28 кг/см².

Здесь необходимо отметить, что в современных отечественных конструкциях подпятников удельное давление доходит до 35—40 кг/см². При этом никаких ненормальностей в работе их не наблюдается.

Одновременно с этим было произведено разделение потоков холодного и горячего масла путем установки горизонтальной перегородки в ванне подпятника, как это показано на рис. 2.

После проведения этих работ один из агрегатов был снова введен в эксплуатацию, причем масло было оставлено прежней вязкости.

В результате двухнедельной работы агрегата нарастание температуры продолжалось, но со значительно меньшей скоростью ~ 1°С в течение четырех суток непрерывной работы.

В дальнейшем была увеличена вязкость масла с 3,8 до 5° по Энглеру за счет добавления в масло УТ соответствующего количества автола. После этого температура в подпятнике со срезанными сегментами стала устойчивой и достигла ~ 63°С.

Одновременно с этим второй агрегат был введен в работу на масле (смеси) с вязкостью 5° по Энглеру и при установленной перегородке в ванне подпятника, но без предварительного среза выходных кромок опорных сегментов. При этом существенного улучшения на агрегате не получилось, вследствие чего была произведена срезка выходных кромок сегмента также и на этом агрегате.

Смешивание масла УТ с автолом было применено в качестве временной меры; в дальнейшем эта смесь была заменена смесью масла марки УТ с компрессорным маслом. Вязкость последней смеси была такой же, как и первой.

После проведения перечисленных мероприятий агрегаты стали работать с температурами подпятников более устойчивыми, и приrost температуры за 4 мес. составил всего лишь 4—5°С.

Впоследствии диски пяты были заменены вновь изготовленными на ЛМЗ. Последние имели хорошо обработан-

ную поверхность, так что на месте потребовалось лишь провести незначительную полировку.

С установкой новых дисков пять агрегаты стали работать с устойчивыми температурами подпятников.

Инж. К. П. Полушкин и инж. Н. П. Полушкин

ОТ РЕДАКЦИИ

Следует считать, что более правильный порядок работ по устранению нарастания температуры был принят на втором агрегате. Рекомендовать срезку баббита не следует, так как увеличение удельного давления не повышает надежности подпятника. Лучшим мероприятием по созданию условий образования масляного клина является смещение центра опоры сегмента (в данном случае пружин) назад по направлению вращения.

Предупреждение образования накипи в замкнутой циркуляционной системе кислотнo-фосфатным способом

При эксплуатации тэц завода с самого начала обнаружилось неполадки в связи с интенсивным отложением накипи в конденсаторе турбины.

В качестве добавки в циркуляционную систему обогретого водоснабжения служила артезианская вода, получаемая при помощи эрлифтной установки и имеющая следующий состав:

Жесткость карбонатная	9,34°	MgO	2,4 мг/л
HCO ₃ ⁻	10,40°	SO ₄ ²⁻	50,5 "
CO ₃ ²⁻	0,50°	Cl ⁻	21,5 "
CO ₂ своб.	3,3 мг/л	SiO ₂	21,8 "
CaO	90,21 "	Сухой остаток	327,9 "

Добавочная вода характеризуется наличием растворенной в воде углекислоты в количестве, достаточном для равновесия бикарбоната кальция, всего лишь в 6,28°, т.е. меньше, чем имеется в данной воде бикарбонатов. Потеря углекислоты происходит, очевидно, в подъемной трубе эрлифта. Вода является нестабильной и при непродолжительном стоянии выделяет белесоватый осадок CaCO₃.

Внутренняя поверхность трубок конденсатора уже через 1 мес. эксплуатации покрывалась накипью толщиной до 1 мм. Вакуум постепенно снизился до 690 мм рт. ст. Температура конденсата поднялась с 36° до 45°С (при температуре охлажденной воды 22°С).

Продувка циркуляционной системы не производилась ввиду неподготовленности канализации, и состав охлаждающей воды за счет уноса держался все время примерно одинаковым, несколько меняясь лишь с изменением метеорологических условий.

Состав охлаждающей воды следующий:

Щелочность общая	20°
Жесткость карбонатная	9,8°
Cl ⁻	65 мг/л
SO ₄ ²⁻	151,5 "
SiO ₂	65,3 "

На основании анализа циркуляционной воды и сравнения его с составом добавки видно, что

$$\frac{Cl_o}{Cl_u} = \frac{SO_{4o}}{SO_{4u}} = \frac{SiO_{2o}}{SiO_{2u}} = 3.$$

В то время как

$$\frac{H_{Br.u}}{H_{Br.o}} = 1,05.$$

Индексом *u* обозначены ингредиенты циркуляционной воды, а индексом *o* — добавочной воды.

Уменьшение отношения $\frac{H_{Br.u}}{H_{Br.o}}$ по сравнению с отношениями других ингредиентов свидетельствует о том, что

¹ Тот же результат может быть достигнут при соответствующем перемещении опорных пружин, если конструкция подпятника позволяет это сделать. Р. е.

в системе происходит выпадение карбонатов, а следовательно, и образование накипи, количественное выражение которой можно определить ориентировочно по следующей формуле:

$$Z = \left(P_1 - P_1 \frac{Cl_o}{Cl_u - Cl_o} \right) \left(\frac{Ш_o}{Cl_o} - \frac{Ш_u}{Cl_u} \right) t \text{ м/г,}$$

где Z — количество выпавших карбонатов, м/г;
 P_1 — величина испарения, т/час;
 $Ш_o$ и $Ш_u$ — соответственно щелочность добавка и циркуляционной воды;
 t — время, час;
 α — коэффициент, показывающий долю оседающих в накипь веществ, в среднем равный 0,85 — 0,9.

Эта формула дает возможность заранее вычислить приблизительную толщину образовавшейся накипи и определить необходимое количество кислоты для ее удаления даже без вскрытия конденсатора. Для текущего контроля водного режима циркуляционных систем удобнее пользо-

ваться отношениями $\frac{Cl_o}{Ш_o}$ и $\frac{Cl_u}{Ш_u}$.

При отсутствии выпадения карбонатов эти отношения, очевидно, должны быть равны (за исключением кислотного импфирования, когда следует брать отношения

$\frac{Cl_o}{H_{общ.o}}$ и $\frac{Cl_u}{H_{общ.ч}}$). В нашем случае $\frac{Cl_o}{Ш_o} = 2$, а $\frac{Cl_u}{Ш_u} = 3,2$.

Разница $\frac{Cl_u}{Ш_u} - \frac{Cl_o}{Ш_o}$ показывает глубину распада бикарбонатов.

Величина уноса определена равной:

$$P_2 = P_1 \frac{Cl_o}{Cl_u - Cl_o} = 0,25 - 0,3 \text{ м/час.}$$

Проведенные испытания показали, что величина щелочности циркуляционной воды без ее обработки даже с самого начала работы циркуляционной системы была меньше, чем это соответствовало бы коэффициенту упаривания при условии отсутствия выпадения накипееобразо-

вателей, когда величины щелочности $Ш = \frac{Cl_u}{Cl_o} Ш_o$.

При добавке в циркуляционную воду водной вытяжки суперфосфата щелочность циркуляционной воды поднялась выше значения $\frac{Cl_u}{Cl_o}$. При этом белесоватый цвет

воды от выпавшего $CaCO_3$ стал уменьшаться, что следует объяснить лишь растворением ранее образовавшегося шлама и в значительно меньшей степени накипи.

Критическая щелочность для данной воды определена величиной 18,3°, выше которой даже при фосфатировании будет иметь место разложение бикарбонатов и образование накипи. Для большей гарантии сохранения в стабильном состоянии бикарбонатов общая щелочность циркуляционной воды была принята в 17° Н.

Естественно, что температура поверхности охлаждения будет несколько выше температуры охлаждающей воды на выходе ее из конденсатора. Разность температур охлаждающей поверхности и охлаждающей воды на выходе ее из конденсатора прямо пропорциональна температурному напору между паром в конденсаторе и циркуляционной водой. Очевидно, за счет этой разности температур при недостатке свободной углекислоты в основном и происходят те явления, которые приводят к образованию накипи в теплообменных аппаратах. Сам по себе недостаток углекислоты должен был бы вызвать образование карбонатов во всей толще воды, что было бы заметно по повышению щелочности циркуляционной воды по фенолфталеину до предела насыщения и лишь после достижения этого предела можно было бы ожидать уменьшения щелочности против коэффициента упаривания. Ввиду того, что при допустимой щелочности циркуляционной

воды в 17° Н и $P_1 = 0,7$ т/час величина продувки P_3 и уноса P_2 составляет:

$$P_2 + P_3 = \frac{0,7 \cdot 10,4}{17 - 10,4} = 1,1 \text{ м/час,}$$

а величина уноса составляет согласно предыдущим данным 0,2—0,3 т/час, необходимо было бы удалять из системы воды 1,1—0,2 = 0,9 т/час. В данном случае ввиду неоподготовленности канализации представляется целесообразным применить кислотно-фосфатный метод, позволяющий обойтись лишь одним уносом без продувки системы и не допускать увеличения щелочности циркуляционной воды выше критической величины (17° Н).

Потребность в кислоте C рассчитывалась по формуле

$$P_1 H_o - P_2 (H_u - H_o) = C \text{ м/г в час.}$$

Присадка серной кислоты осуществлялась непосредственно из расходного бака в концентрированном виде во всасывающую трубу в приемном колодце.

Преимущество дозировки кислоты во всас циркуляционного насоса заключается в том (как уже отмечалось не, которыми авторами), что образующаяся при этом углекислота пропускается через конденсатор, где она, конечно, оказывает положительное действие, так как несомненно, что даже и при фосфатировании углекислота (если она есть) не остается безразличной к стабильному состоянию бикарбонатов. При применении для импфирования серной кислоты необходимо следить за тем, чтобы произведение растворимости гипса не достигло своего предела. Следует также помнить, что большая концентрация сульфатов в воде приводит к разрушению бетона с образованием трещин.

Наладка водного режима указанным способом дала хорошие результаты. При осмотре вскрытого конденсатора не только не замечено образование новой накипи, но и старая стала тоньше и в некоторых местах отваливалась целыми кусками.

Инж. Д. Г. Умрихин

Применение суперфосфата в качестве стабилизатора в циркуляционных охлаждающих системах

В эксплуатации электростанции встретились с серьезными затруднениями в связи с неудовлетворительной работой конденсатора турбины вследствие заноса внутренних поверхностей его трубок накипью, достигающей толщины 1,5—2,0 мм.

Прямым следствием накипееобразования в конденсаторе явилось резкое снижение вакуума: при нагрузке турбины, не превосходящей 75% номинальной мощности, вакуум снижался до величины 86—87% вместо 94—95%, гарантированной заводом-изготовителем.

В мае 1949 г. на станции была введена в эксплуатацию установка по непрерывной дозировке кислой суперфосфатной вытяжки в циркуляционную охлаждающую систему.

Кислая суперфосфатная вытяжка дозируется непрерывно до циркуляционных насосов. Дополнительного эксплуатационного персонала для обслуживания установки не требуется: эту работу выполняет помощник машиниста.

Содержание фосфата в пересчете на P_2O_5 в циркуляционной воде поддерживается в количестве 4—7 мг/л.

Контроль за показателем наличия или отсутствия накипееобразования осуществляется по следующему соотношению:

$$\frac{H_{op}^o}{H_{op}} = \frac{Cl_o'}{Cl'}$$

где H_{op}^o — карбонатная жесткость в циркуляционной воде, °Н;

H_{op} — карбонатная жесткость в добавочной воде, °Н;

Cl_o' — хлориды в циркуляционной воде, мг/л;

Cl' — хлориды в добавочной воде, мг/л.

При полном отсутствии накипи эти отношения должны совпадать по величине. При выпадении солей жесткости первое отношение меньше второго, и чем интенсивнее накипеобразование, тем различие это будет большим.

Когда карбонатная жесткость в охлаждающей циркуляционной системе достигает $20-21^\circ \text{H}$, карбонатная жесткость добавочной воды доходит до 14°H ; часть циркуляционной воды из системы удаляется путем продувки брызгального бассейна.

Полугодовая эксплуатация установки показала, что отложение накипи на внутренних поверхностях трубок конденсатора прекратилось, а оставшаяся старая накипь полностью разрыхлилась.

Инж. И. И. Молчанов

Слив серной кислоты из цистерн помощью воздушного компрессора

При сооружении Н-катионитовой установки на тэц не была предусмотрена механизация слива кислоты. Продолжительность слива кислоты из железнодорожных цистерн, не имеющих нижних сливных устройств, была значительной, и эта операция была сопряжена с опасностью для персонала.

Сифон с применением резинового шланга часто прекращал работу, и приведение его в действие приходилось осуществлять во время слива по нескольку раз. С понижением уровня кислоты в цистерне скорость слива уменьшалась. Простой цистерн под сливом по указанным причинам значительно превышал установленное по норме время (доходил до 15 час.).

Для ускорения слива кислоты был использован имеющийся на тэц воздушный компрессор, который на время слива кислоты переключали на работу в качестве вакуум-насоса для зарядки сифона и поддержания разрежения в баке кислоты.

После перехода на этот способ продолжительность слива кислоты из цистерны емкостью 20 т составляла не свыше 2 час.

Схема включения компрессора для работы в качестве вакуум-насоса приведена на рис. 1. Нагнетаемый в компрессор 2 воздух проходит через фильтр 6. Между линией всасывания и линией нагнетания воздуха 14 устроена перемычка 5. Фланцевые соединения 7, 8, 9 и 10 служат местом установки необходимых заглушек. Для предохранения компрессора от попадания в него кислоты на линии отсоса воздуха из бака-сборника кислоты установлен затвор 4 высотой 7 м.

Перед началом слива кислоты устанавливают заглушки между фланцами 9 и 10, а заглушки между фланцами 7 и 8 вынимают. Вентиль 11 закрывают, а вентиль 12 открывают. В цистерну 1 опускают резиновый шланг, присоединенный к трубопроводу 13 слива кислоты в хранилище 3, и затем пускают компрессор в работу. Как только в баке-сборнике кислоты будет создано необходимое раз-

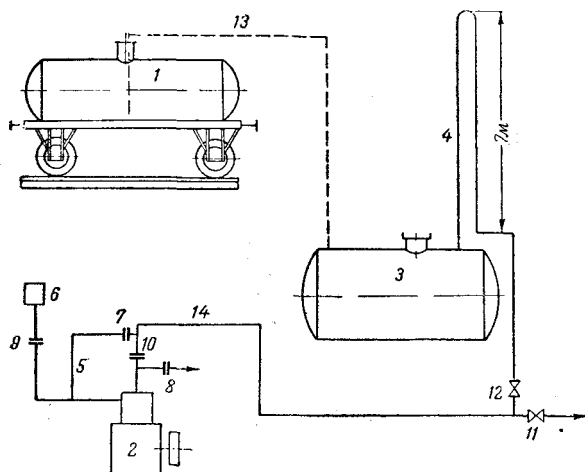


Рис. 1.

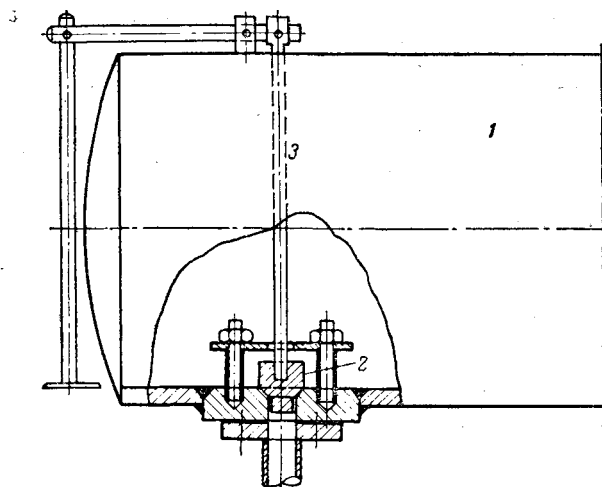


Рис. 2.

режение, кислота начинает поступать из цистерны в хранилище.

По окончании слива кислоты снимают заглушки 9 и 10, устанавливают заглушки 7 и 8, открывают вентиль 11 и закрывают вентиль 12, после чего компрессор может работать по своему прямому назначению.

Баки — хранилища крепкой серной кислоты, как правило, нижних сливов не имеют во избежание упуска кислоты в случае неполадок с нижним выпускным устройством.

На тэц выпуск кислоты, однако, производится через нижний слив. На выходном отверстии из бака-хранилища 1 установлена металлическая пробка 2 с приводом ее извне помощью специальных тяг 3 (рис. 2).

При выпуске кислоты из бака в вытеснитель сначала открывается стальной вентиль на сливном трубопроводе, а затем приподнимается с помощью рычагов пробка. По окончании слива кислоты пробка опускается на свое место.

За 7 лет эксплуатации указанное устройство показало себя вполне надежным. Случаев отказа в работе пробки не наблюдалось. После закрытия пробки производится ремонт арматуры на линии выпуска кислоты из бака.

Инж. В. М. Чернявский

Измерение тока утечки

Выпускаемые Московским рентгеновским заводом аппараты для испытания твердых и жидких диэлектриков обладают одним недостатком — они не имеют прибора для измерения тока, протекающего через испытуемый объект.

Ниже описывается приспособление для измерения токов при испытании изоляции этим аппаратом, которое состоит из выпрямительного устройства, трансформатора тока и гальванометра. Схема его изображена на рисунке.

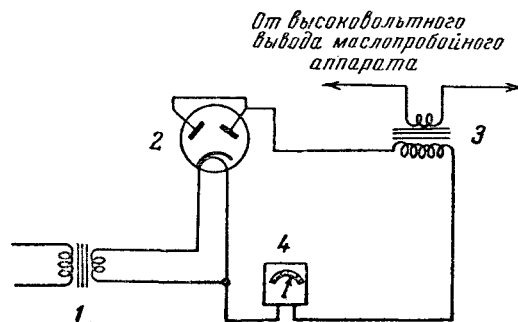


Схема установки для измерения тока при испытании изоляции от масляного пробного аппарата.

1 — сетевой трансформатор 30 вт, 220/6 в; 2 — лампа 6Х6; 3 — трансформатор тока (использован ТКФ 3-0/5), коэффициент трансформации 1:150, сечение сердечника $20 \times 40 \text{ мм}^2$; 4 — гальванометр со шкалой 0 — 40 мв (сопротивление 100 ом).

При токе утечки в 100 ма стрелка гальванометра отклоняется на полную шкалу.

Описанное приспособление выполнено и успешно применяется при испытаниях. Следует отметить, что оно может быть использовано для измерения тока при испытаниях не только от маслопробивного аппарата, но также и от любого другого источника переменного тока высокого напряжения.

Л. Н. Пулышев

Включение турбогенераторов небольшой мощности методом самосинхронизации

В середине 1949 г. на электростанции возникла крайняя необходимость обеспечить возможность включения двух турбогенераторов (4000 ква, 6,3 кв, 3000 об/мин и 1250 ква, 6,3 кв, 3000 об/мин) в параллельную работу при отсутствии приборов для синхронизации.

Отпуск электроэнергии потребителям осуществляется на генераторном напряжении. Основную часть дневной нагрузки составляют асинхронные двигатели, вечером добавляется осветительная нагрузка (около 30% от общей нагрузки станции).

Генератор 1250 ква не имеет автомата гашения поля и автоматического регулятора напряжения. Регулировка напряжения осуществляется шунтовым реостатом в цепи возбуждения возбудителя. У генератора 4000 ква применена обычная схема гашения поля. В цепь возбуждения возбудителя включен автоматический регулятор напряжения типа Броун-Бовери, имеющий токовую компенсацию.

Для включения генератора 1250 ква в параллельную работу с другим генератором с октября 1949 г. на станции применяется метод самосинхронизации. Включение осуществляется в следующем порядке:

1. Генератор разворачивается примерно до синхронных оборотов.

2. С помощью неоновой лампочки, которая включается в сеть освещения, подсвечивается торец вала турбины, и по движению светового пятна число оборотов турбины доводится до синхронного. При достижении синхронного числа оборотов машинист турбины кнопкой включает выключатель генератора (неоновая лампочка и кнопка включения выключателя расположены около рабочего места машиниста турбины).

3. Щитовой, следя за показаниями амперметров после включения генератора на сборные шины, увеличивает шунтовым реостатом ток возбуждения.

4. Принимается нагрузка и регулированием тока возбуждения производится перераспределение реактивной нагрузки.

Толчок тока не превосходит трехкратного номинального тока включаемого генератора и благодаря применению неоновой лампочки (метод стробоскопа) длительность втягивания в синхронизм значительно сокращена и не превышает 0,5 сек. Защита генераторов не реагирует.

Необходимо отметить, что включение генераторов происходит при полной нагрузке работающего генератора.

Включение производится как днем, так и вечером, в часы максимальной нагрузки.

Случаев отключения двигателей или других ненормальных при включении генераторов на параллельную работу методом самосинхронизации не было, хотя в сети работают относительно крупные асинхронные двигатели (до 3000 квт), снабженные минимальной защитой.

Применение метода самосинхронизации в эксплуатационных условиях показало, что он чрезвычайно прост, надежен и отнимает времени не более 1 мин. На небольших электростанциях с генераторами мощностью до 6000—7000 квт необходимо широко внедрять этот метод не только как аварийный, но и как нормальный, отказавшись от установки дорогостоящей аппаратуры для точной синхронизации.

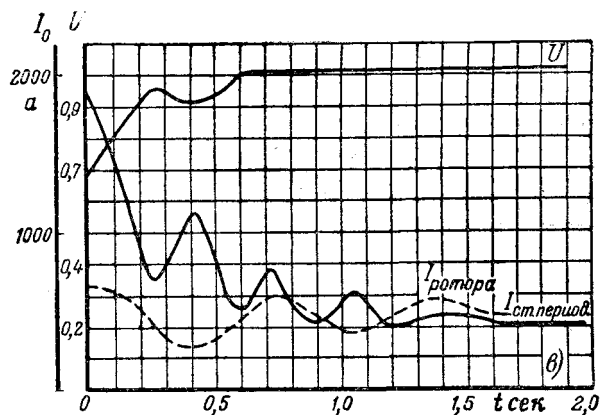
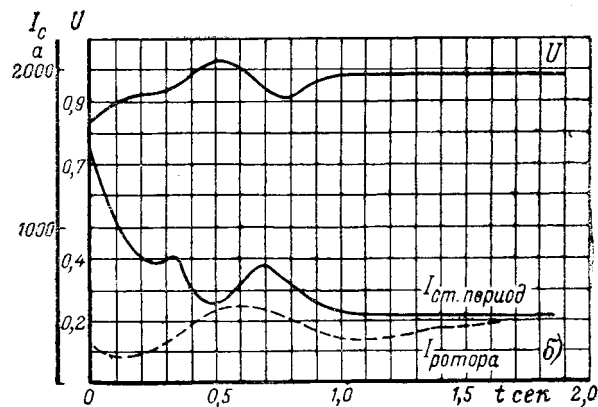
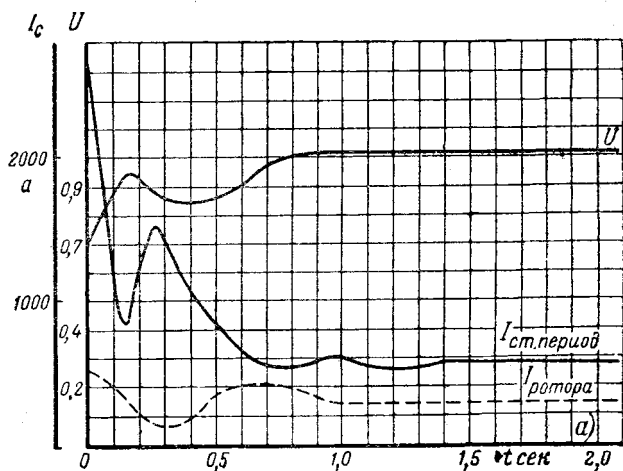
Инж. Ш. Ю. Фрумкис

Опыты самосинхронизации синхронного компенсатора

В 1948 г. проводились опыты по синхронизации на генераторе 10 тыс. квт, 6,6 кв, 1460 а, 3000 об/мин, отсоединенном от турбины и используемом в качестве

синхронного компенсатора. Ротор генератора имеет успокоительную обмотку и массивные бандажи.

Испытания проводились при следующих режимах. Генератор отключался от сети и одновременно с него снималось возбуждение отключением АГП. Ротор генератора закорачивался на гасительное сопротивление.



Осциллограммы самосинхронизации генератора 10 тыс. квт.
а — скольжение 1,9%; б — скольжение 2,1%; в — скольжение 3%.

Через разные промежутки времени после отключения генератор включался в сеть без возбуждения, а затем ему подавалось возбуждение, по величине отвечающее возбуждению холостого хода. Длительность выбега при опытах составляла: 4,64 сек.; 5 сек. и 8,31 сек., а скольжение ротора компенсатора при самосинхронизации было соответственно равно: 1,9%; 2,1%; 3%.

При осциллографировании измерялись: токи статора и ротора и напряжение на шинах, к которым подключался компенсатор¹.

Самосинхронизация производилась на шины, к которым был подключен ненагруженный генератор 50 тыс. квт.

¹ Опыты осциллографировались и обрабатывались энергетической лабораторией Ленэнерго.

Генератор имел введенную форсировку возбуждения с уставками 85% от рабочего напряжения. В схеме между выключаемым компенсатором и генератором был включен реактор 1500 а, 5%.

Как показывают приведенные на рисунке осциллограммы, во всех опытах затухание тока до установившегося происходило за время 1—1,5 сек. с момента включения выключателя компенсатора.

Величина периодической составляющей имела значение в пределах 1600—2640 а, т. е. не превышала значение двойного номинального тока и определялась параметрами сети и подключаемого компенсатора и, очевидно, не зависит от величины скольжения в тех небольших пределах, в которых оно изменялось (2—3%). Ток в обмотке ротора изменялся в небольших пределах вокруг установившегося значения. Затухание колебаний тока не превышало 1—1,5 сек. Ток ротора из-за погрешностей шлейфа не мог быть точно определен. Напряжение на зажимах компенсатора в момент включения в сеть снижалось до 70% в первый момент и затем быстро нарастало за 0,15—0,3 сек.

Устройство форсировки возбуждения на генераторе 50 тыс. квт не приходило в действие, так как на зажимах генератора напряжение в начальный момент было выше на величину падения напряжения в реакторе и очень быстро восстанавливалось до величины большей уставки форсировки.

Во время испытаний автомат гашения поля компенсатора не имел дистанционного включения; поэтому возбуждение генератору подавалось через 20—30 сек. после включения компенсатора в сеть. Процесс подачи возбуждения не осциллографировался, но протекал спокойно и ток генератора за 1—2 сек. плавно снижался до значения, определяемого величиной поданного тока возбуждения.

Инж. Д. Л. Могилевкин

Схема блокировки автомата повторного включения

Часто для запуска автоматов повторного включения используется несоответствие в положении выключателя и ключа управления. Однако в ряде случаев отключение выключателя производится помимо релейной защиты и ключа управления. При этом автоматического повторного включения не требуется, например, при работе автомата аварийной разгрузки по частоте или при телеотключении выключателя.

Для предотвращения действия АПВ при работе автомата разгрузки по частоте применяется блокировка схемы АПВ на контактах выходного реле автомата разгрузки, которое включается по схеме с самоудерживанием¹.

Такая схема обладает тем недостатком, что для деблокировки выходного реле автомата разгрузки по частоте

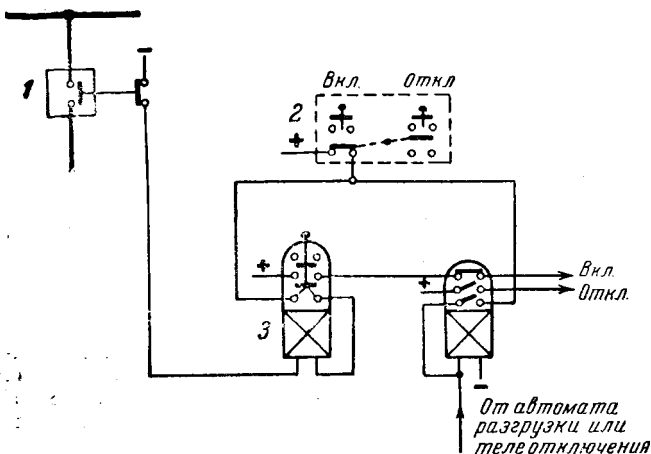


Схема блокировки АПВ при действии автомата аварийной разгрузки по частоте или при телеотключении выключателя.

1 — выключатель; 2 — ключ управления; 3 — реле РПВ типа ОргрЭС или Уралэнерго; 4 — промежуточное реле.

¹ См. заметку инж. Прессмана, „Электрические станции“, № 4, 1947 г.

требуется вмешательство дежурного персонала, который может либо забыть об этом, либо деблокировать реле раньше квитирования ключа управления отключившегося выключателя. В последнем случае произойдет автоматическое повторное включение, что весьма нежелательно.

В Ярэнерго принята схема, свободная от указанных недостатков (см. рисунок).

В этой схеме, разработанной применительно к схеме АПВ типа Уралэнерго, исполнительное реле отключения 4 (т. е. выходное реле автомата аварийной разгрузки по частоте или реле повторитель телеотключения) самоудерживается путем подачи плюса от контакта ключа управления, замкнутого при его положении «включено».

Поэтому деблокирование этого реле происходит автоматически в момент квитирования ключа управления.

Возможность действия АПВ при этом исключается, так как реле повторного включения 3 срабатывает одновременно с реле 4.

Инж. О. В. Суслов

Измерение тока замыкания на землю

Измерение тока однополюсного замыкания на землю можно произвести прямым и косвенным способом.

Прямой способ заключается в том, что на одной из отключенных линий за выключателем одна фаза замыкается на землю через трансформатор тока с соответствующим коэффициентом трансформации. Затем включается выключатель этой линии и производится измерение тока замыкания на землю по амперметру, включенному во вторичную обмотку трансформаторов тока. После производства измерений выключатель отключается. Так как при этом не исключена возможность появления второго заземления на другой фазе в сети, следует принять меры предосторожности, а именно: заземлять нужно фазу, на которой установлена защита, заземление и трансформатор тока должны быть выполнены надежно и рассчитаны на ток двухфазного короткого замыкания, на выключателе фидера должна быть мгновенная максимальная защита.

При правильно эксплуатируемой сети глухое замыкание одной фазы не представляет опасности.

Можно также применить и косвенный метод, сущность которого заключается в искусственном смещении нейтрали. Между нулевой точкой генератора или трансформатора и «землей» включается трансформатор, изоляция которого должна соответствовать номинальному напряжению сети. Это требование вызывается тем, что при заземлении в сети во время измерения нулевая точка трансформатора будет иметь фазовое напряжение сети.

Напряжение смещения нейтрали должно быть выбрано таким образом, чтобы можно было измерить ток заземления имеющимися в наличии приборами. Номинальный ток этого трансформатора должен примерно соответствовать предполагаемому току заземления при выбранном напряжении смещения нейтрали. Учитывая кратковременность

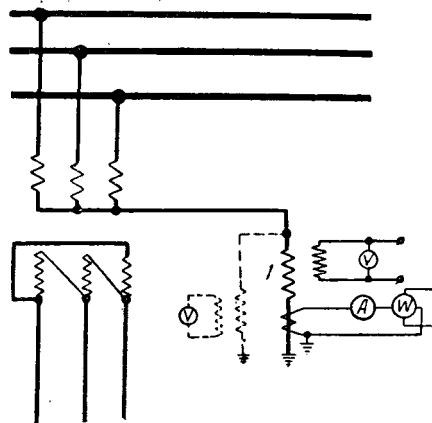


Рис. 1. Принципиальная схема измерения тока заземления при искусственном смещении нейтрали трансформатора.

измерения, можно допустить перегрузку обмотки трансформатора.

Принципиальная схема измерения дана на рис. 1. Измерение тока заземления производится через трансформатор тока, а измерение напряжения — по вольтметру, включенному на первичной стороне трансформатора 1 или на вторичной стороне через трансформатор напряжения. Напряжение, подводимое к трансформатору, должно быть синусоидально.

При наличии генератора, имеющего активное сопротивление в нуле, трансформатор для смещения нейтрали включается между активным сопротивлением 2 и «землей».

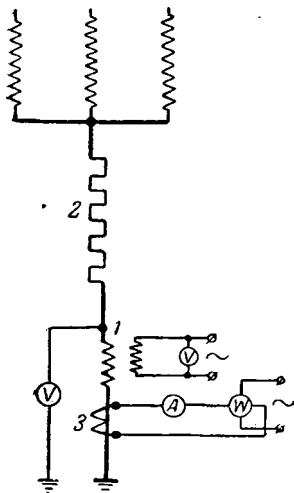


Рис. 2. Принципиальная схема измерения тока заземления при искусственном смещении нейтрали генератора.

Следует иметь в виду, что при применении метода смещения нейтрали из-за наличия высших гармоник между нулем генератора или трансформатора и «землей» измерение тока должно производиться кроме амперметра дополнительно при помощи ваттметра. Токовая цепь ваттметра включается во вторичную обмотку трансформатора тока 3, а к катушке напряжения подводится постороннее синусоидальное напряжение от фазорегулятора, вращением которого добиваются максимального отклонения ваттметра.

Ток в нейтрали, вызванный напряжением основной гармоники смещающего напряжения, определяется по формуле

$$I_{изм} = \frac{P_m}{U},$$

где P_m — максимальное показание ваттметра, *вт*;
 U — напряжение, подведенное от фазорегулятора, *в*.

При отсутствии фазорегулятора можно определить ток замыкания на землю из векторной диаграммы, для чего к зажимам цепи напряжения ваттметра поочередно подводятся два или три линейных напряжения от постороннего источника.

Определение действительного тока замыкания на землю по току, измеренному по схеме рис. 1, производится по формуле

$$I = I_{изм} \frac{U_{раб}}{\sqrt{3} U_{см}},$$

где $I_{изм}$ — измеренный ток замыкания на землю, *а*;
 $U_{раб}$ — линейное рабочее напряжение сети, *в*;
 $U_{см}$ — напряжение смещения нейтрали при измерениях, *в*.

Ток, измеренный по амперметру, дает эффективное значение тока с учетом всех гармонических.

При измерении по схеме, изображенной на рис. 2, емкостный ток замыкания на землю подсчитывается по формуле

$$I = \frac{U_{раб}}{\sqrt{3 \left[\left(\frac{U_{см}}{I_{изм}} \right)^2 - R^2 \right]}},$$

где R — сопротивление в нейтрали генератора, *ом*.

Пример подбора аппаратуры для измерения тока замыкания на землю

Сеть с рабочим напряжением 6,6 *кв* имеет по расчету ток замыкания на землю порядка 25 *а*. Для смещения нейтрали взят однофазный испытательный трансформатор 10 *кВа*, 6000/220 *в*. При подведении к обмотке низкого напряжения этого трансформатора 12 *в* от котельного трансформатора 500 *Ва*, 220/12 *в*, получим на стороне высокого напряжения 330 *в*. Ток замыкания на землю при этом напряжении будет порядка 25 $\frac{330\sqrt{3}}{6600} = 2,16$ *а*. Величина этого тока всего лишь на 30% больше номинального тока трансформатора.

Для смещения нейтрали могут быть использованы и обычные силовые трансформаторы.

Описанный метод был применен автором в Азэнерго для измерения тока замыкания на землю собственного расхода грес «Красная звезда».

Канд. техн. наук И. А. Сыромятников

Измерение токов замыкания на землю в сетях 6 - 10 *кв* с незаземленной нейтралью

Для правильной эксплуатации электрических сетей с незаземленной нейтралью необходимо знание величины тока однополюсного замыкания на землю. Эта величина требуется, например, для расчетов заземляющих устройств, для выбора уставок релейной защиты и т. д. Расчетным путем ее определяют по частичным емкостям и длинам кабельных линий.

Однако частичные емкости для кабелей, изготовленных разными заводами и разных годов выпуска, отличаются друг от друга, а длины кабельных линий в условиях эксплуатации не всегда известны с достаточной точностью. Поэтому значения токов замыкания на землю, полученные расчетным путем, могут значительно расходиться с действительными.

Более точные результаты дает непосредственное измерение тока замыкания на землю при искусственном заземлении одной из фаз, причем заземление можно осуществлять или глухое, или через сопротивление с последующим пересчетом (предложено проф. Л. И. Сиротинским), что более безопасно и поэтому в условиях эксплуатации более приемлемо.

В системе Харьковэнерго по предложению канд. техн. наук В. В. Гусева (ХЭТИ) замыкание на землю осуществлялось через омическое сопротивление, что несколько упростило измерения и методику последующего пересчета. Хотя этот способ был известен в технической литературе давно, однако, сколько нам известно, до сих пор практически в энергосистемах не применялся.

В качестве сопротивлений были использованы сопротивления от разрядников Бендманна. Путем переключений секций были получены сопротивления 220, 330 и 660 *ом*.

Как показали измерения в сети с током замыкания на землю порядка 40 *а*, достаточно ограничиться заземлением через сопротивления 220 и 330 *ом*. Результаты измерений дали достаточную точность, удовлетворяющую требованиям эксплуатации.

Ниже приведены схемы и основные формулы.

Величина частичной емкости сети (емкость одной фазы на землю) равна:

$$C_0 = \frac{I_R}{3U_0\omega}, \quad (1)$$

где C_0 — частичная емкость, *ф*;

I_R — ток замыкания на землю, протекающий через сопротивление, *а*;

U_0 — напряжения смещения нуля звезды фазных напряжений по отношению к земле, *в*;

ω — круговая частота, равная $2\pi f$.

При испытаниях измеряются величины I_R , U_0 и f . Измерительные приборы подсоединяются по схеме, приведенной на рис. 1.

Напряжение смещения U_0 можно измерять или непосредственно, или путем построения векторной диаграммы по значениям линейных и фазных напряжений (рис. 2).

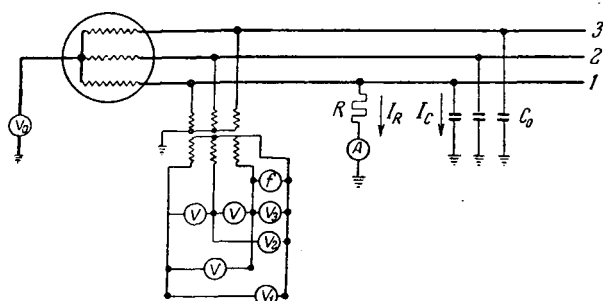


Рис. 1.

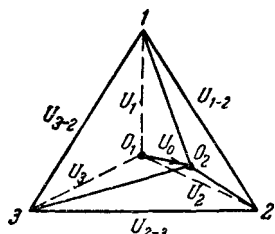


Рис. 2.

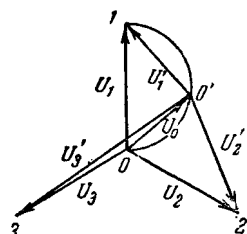


Рис. 3.

По найденному значению частичной емкости C_0 трудно определить значение искомого тока однополюсного замыкания на землю:

$$I_R = 3U_1 C_0 \omega, \quad (2)$$

где I_R — ток однополюсного замыкания на землю, а, U_1 — фазное напряжение до замыкания, в.

Для определения величины U_0 можно также воспользоваться приведенным ниже соотношением.

Так как сопротивление R чисто активное, то конец вектора U_0 при различных значениях R описывает окружность, построенную на векторе U_1 как на диаметре (рис. 3). Отсюда

$$U_0 = \sqrt{U_1'^2 - U_1^2}. \quad (3)$$

Таким образом, для определения U_0 достаточно измерить значение фазных напряжений U_1 и U_1' .

Если не делать измерений величины тока замыкания на землю, то величина частичной емкости C_0 может быть определена по значениям U_0 , U_1' и R из формулы

$$C_0 = \frac{I_R}{3U_0\omega} = \frac{U_1'}{U_0} \frac{1}{3R\omega} = \frac{1}{3R\omega} \sqrt{\frac{U_1'^2}{U_0^2} - 1}, \quad (4)$$

откуда

$$U_0 = \frac{U_1}{\sqrt{9C_0^2 \omega^2 R^2 + 1}}. \quad (5)$$

Последняя формула дает возможность предварительно оценить величину вероятного смещения звездных напряжений по значениям C_0 и R до испытаний, определив C_0 расчетным путем по параметрам кабельных и воздушных линий.

Инж. М. А. Ломоносов
и инж. А. Я. Розенталь

Испытания трубчатых разрядников

В сети 35 кВ Харьковэнерго имело место несколько случаев срабатывания трубчатых разрядников при коммутационных перенапряжениях. В связи с этим были проведены массовые испытания разрядников после их ремонта и лакировки перед установкой на линиях электропередачи.

В объем испытаний входило измерение поверхностного сопротивления и измерение сухоразрядного напряжения переменного тока 50 пер/сек.

Было испытано 400 разрядников РТ $\frac{35}{0,8-5}$ и 104 разрядника РТ $\frac{6}{0,3-7}$.

Работниками службы грозозащиты Харьковэнерго было предложено оценивать состояние разрядника не по величине поверхностного сопротивления, а по величине сопротивления всей фибробакелитовой части его.

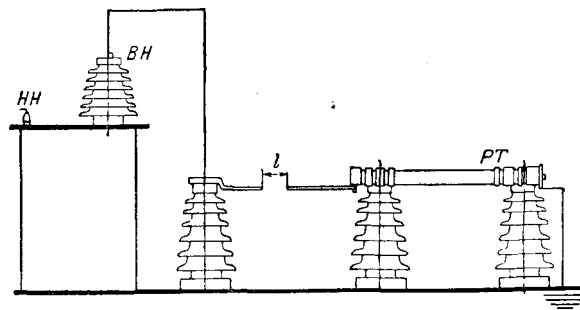


Схема измерения сухоразрядного напряжения трубчатых разрядников.

$l=10$ мм — для разрядников 6 кВ и $l=60$ мм — для разрядников 35 кВ.

Измерение сопротивления тела трубок производилось мегомметром типа МС-06 завода «Энергоприбор» между торцами разрядника, а измерения сухоразрядного напряжения — по схеме, приведенной на рисунке.

Результаты испытаний описанным методом приведены в таблице.

Разрядники, тип	Количество	Сопротивление фибробакелитовой части, измеренное мегомметром 2 500 в, мгом	Сухоразрядное напряжение при 50 пер/сек, кВэф	Годность к установке
РТ $\frac{35}{0,8-5}$	391	Более 10 000	75÷96	Годны
	1	7 000	63	Не годны
	4	5 000	55	Не годны
	4	800÷2 000	39÷44	Не годны
РТ $\frac{6}{0,3-7}$	96	Более 7 000	42÷45	Годны
	4	700÷2 500	10÷12	Не годны

Испытания показали зависимость $U_{сyx}$ при 50 пер/сек от степени увлажнения фибробакелитового тела трубки.

Следует отметить различие в характере пробоя у разрядников с высоким и низким сопротивлением изоляционной части. При $R_{из} \geq 10 000$ мгом у разрядников 35 кВ (или $R_{из} \geq 7 000$ мгом у разрядников 6 кВ) наблюдается одновременный четкий пробой внешнего и внутреннего искровых промежутков.

При $R_{из} < 10 000$ мгом у разрядников 35 кВ (или $R_{из} < 7 000$ мгом у разрядников 6 кВ) четкого пробоя не наблюдается.

Начиная примерно с 20 кВ у разрядников 35 кВ и с 8—9 кВ у разрядников 6 кВ происходит разряд на внешнем искровом промежутке, а затем — перекрытие внутреннего искрового промежутка.

В марте 1949 г. была испытана партия трубчатых разрядников 35 кВ, оставленная на зиму 1948/49 г. на линиях электропередачи. Перед установкой на линиях в грозном сезоне 1948 г. эти разрядники прошли ремонт и лакировку перхлорвиниловой эмалью. При испытании более половины разрядников имело низкое сопротивление тела трубки (порядка 4 000 мгом) и величину $U_{сyx}$ 50 кВ.

Благодаря произведенной отбраковке разрядников перед их установкой на линиях передач в грозном сезоне 1949 г. не было случаев неправильной работы трубок.

Выводы

Проведенные испытания и опыт эксплуатации позволяют сделать следующие выводы:

1. Измерение величины поверхностного сопротивления постоянным током не может являться критерием для отбраковки разрядников.

2. Перед установкой трубчатых разрядников на линиях (после лакировки и сушки) следует произвести измерение сопротивления тела трубок мегомметром 2500 в. Это испытание можно считать достаточным для отбраковки разрядников.

3. Ориентировочные величины сопротивлений фибробакелитовой части разрядников (при измерении описанным выше методом) равны для РТ-35—10 000 мгом и для РТ-6—7 000 мгом.

4. При оставлении разрядников на зимний период необходимо максимально увеличить внешний искровой промежуток для предотвращения их работы при коммутационных перенапряжениях.

5. В целях накопления опыта желательно в энергосистемах параллельно с измерением сопротивления изоляции производить измерение сухоразрядного напряжения при 50 пер/сек.

Инж. Э. Э. Бродянский
и инж. С. М. Рожавский

ОТ РЕДАКЦИИ

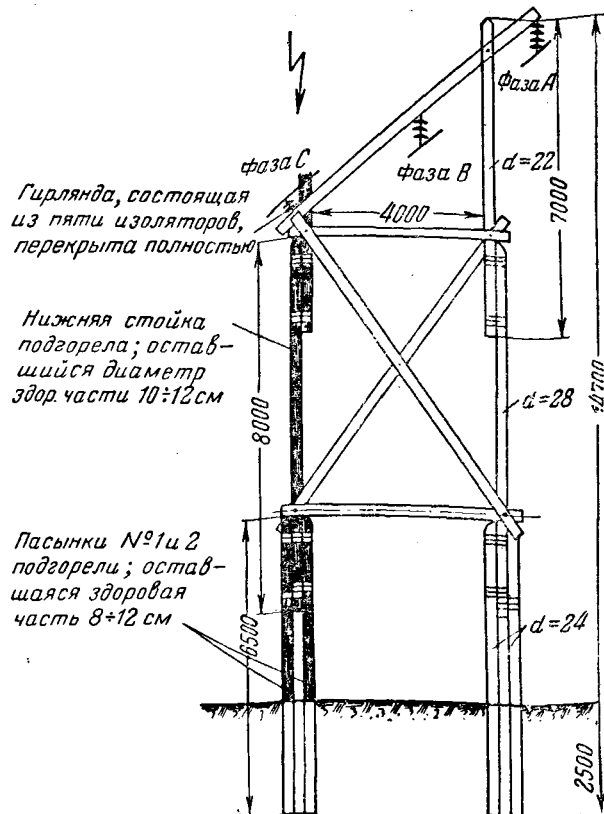
Случаи срабатывания трубчатых разрядников при коммутационных перенапряжениях наблюдались неоднократно, однако причина этого явления в большинстве случаев не была установлена. Поэтому проведенные в Харьковэнерго испытания представляют значительный интерес.

Редакция рекомендует провести подобные испытания и в других энергосистемах и просит читателей, занимающихся этим вопросом, осветить свой опыт на страницах журнала.

Повреждение на линии 110 кв, оборудованной пофазным управлением

Во время грозы от действия защиты отключилась одна фаза линии 110 кв. Фаза была автоматически включена обратно, но немедленно вслед за этим повторно отключилась. Электроснабжение потребителей продолжало осуществляться по двум фазам, в связи с чем нарушений работы электродвигателей не отмечалось.

Обходом линии было обнаружено, что на одной из промежуточных деревянных П-образных опор имеются тяжелые повреждения. Верхняя стойка опоры была полностью расщеплена прямым ударом молнии, и неудерживаемый ничем конец траверзы опустился (см. рисунок). При этом провод соприкоснулся с мокрой опорой, что вызвало устойчивое короткое замыкание на землю, ликвидированное отключением фазы.



В работе отключенной фазы под влиянием оставшихся в работе фаз были наведены емкостные токи значительной величины, утечка которых вызвала обугливание деревянных стоек и пасынков.

Величину токов утечки по поверхности опоры можно было значительно снизить путем заземления отключенного провода около места соприкосновения его с опорой.

Выводы

1. Линии, снабженные пофазным управлением, обладают высокой надежностью и обеспечивают энергоснабжение потребителей при значительных и устойчивых повреждениях линии.

2. При замыкании одной фазы на опору необходимо срочно принимать меры к надежному заземлению отключившейся фазы на месте повреждения, так как длительное протекание емкостного тока может привести к значительному обугливанию или даже загоранию опоры.

При невозможности немедленно заземлить поврежденную фазу около места повреждения следует заземлить провод заземляющим разъединителем на ближайшей к месту повреждения подстанции.

Инж. М. Д. Шефкинд



ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

О гашении поля генератора

В целях повышения надежной работы АГП генераторов Технический отдел МЭС предложил (эксплуатационный циркуляр № 2/Э от 29 марта 1950 г.):

1. АГП по схеме ХЭМЗ выполнять с однополюсным разрывом цепи и с гашением поля возбuditеля путем ввода дополнительного сопротивления в цепь возбuditеля, последовательно с шунтовой обмоткой.

Величину гасительного сопротивления поля возбuditеля принимать равной десятикратному сопротивлению шунтовой обмотки.

Указанное гасительное сопротивление поля возбuditеля устанавливать между шунтовой обмоткой и обмоткой якоря в том же полюсе, в котором установлен контакт АГП.

2. Величину гасительного сопротивления в цепи ротора генератора принимать в пределах 4—5-кратного сопротивления обмотки ротора в горячем состоянии.

При этом никаких измерений или расчетов пика напряжения на контактных кольцах ротора или скорости гашения поля не требуется.

3. В тех случаях, когда на места поставляются двухполюсные АГП, контакт второго полюса должен быть использован либо в качестве параллельного контакта, либо для гашения поля возбuditеля, т. е. для введения в цепь возбuditеля дополнительного сопротивления.

В Техническом управлении по строительству и монтажу

Об изыскании естественных строительных материалов

Гидроэнергопроектом разработана инструкция по изысканиям естественных строительных материалов при гидротехническом строительстве, имеющая целью упорядочить и

установить единые требования к местным строительным материалам, а также к методике и технике их изыскания.

Инструкция утверждена Техническим управлением как обязательная при проведении изысканий, проектировании и организации гидротехнического строительства и введена в действие с 1 января 1950 г.

Гидроэнергопроекту предложено разработать дополнительно инструктивные указания по экономике выбора карьеров для естественных строительных материалов.

Теплоэлектропроекту предложено разработать аналогичную инструкцию применительно к условиям и требованиям строительства тепловых электростанций.

При проектировании крупных гидротехнических сооружений тепловых электростанций Теплоэлектропроекту рекомендовано пользоваться утвержденной инструкцией Гидроэнергопроекта.

О применении в строительстве древесины мягколиственных пород

В целях максимальной экономии древесины хвойных и твердолиственных пород Техническим управлением по строительству и монтажу разработана инструкция по применению в строительстве древесины мягколиственных пород.

При работе в условиях небольших колебаний температуры и влажности и с небольшими механическими нагрузками древесина мягколиственных пород является вполне пригодной во временных сооружениях как производственных, так и гражданских.

В инструкции указаны область применения древесины мягколиственных пород, физические и механические свойства ее, классификация, технические условия и нормы допускаемых пороков древесины, обработка и правила приемки, обмера и учета материалов.

Инструкция утверждена в качестве временной для руководства в строительстве объектов Министерства электростанций в 1950 г.

Восстановление изношенных бил шахтных мельниц наплавкой твердым электродным сплавом¹

Серьезным затруднением, с которым пришлось столкнуться при эксплуатации шахтных мельниц, является быстрый износ бил.

Помимо значительного расхода металла и рабочей силы износ бил вызывает уменьшение вентиляционной способности мельниц и понижение их производительности, а также увеличение расхода электроэнергии на размол.

Вопрос о длительности службы бил имеет существенное значение, особенно потому, что их замена или восстановительный ремонт связаны с остановкой мельницы и с необходимостью выполнения относительно сложных и трудоемких работ.

Срок службы бил шахтных мельниц зависит от ряда факторов, и в первую очередь от того, из какого металла изготовлены била. Чаще всего для бил шахтных мельниц

применяют высокомарганцовистую сталь Гатфильда или отбеленный чугуны.

На Ленинградской гЭС № 2, где установлены шахтные мельницы 1300/944 производительностью до 6 т/час, срок службы бил колеблется в пределах 6—8 суток. После такого незначительного срока работы била теряют свыше половины первоначального веса. При этом высота рабочей части бил от 109 мм уменьшается примерно до 20—30 мм.

Столь значительный износ вызван тем, что уголь в шахтных мельницах поступает несортированным, с большим содержанием весьма твердых включений в виде серпентинного колчедана и др.

На гЭС № 7 Ленэнерго установлены шахтные мельницы 1500/1131, производительностью 13 т/час, работающие с нагрузкой 8—9 т/час. На этой станции уголь поступает

¹ По материалам ОргрЭС.

без твердых включений, износ бил, выполненных из стали Гатфильда, значительно меньше, чем на г/с № 2, и срок их службы составляет в среднем 425—575 час.; при этом первоначальная высота рабочей части бил уменьшается на 70—80 мм. Наиболее интенсивному износу подвергаются боковые (крайние) била.

Большой износ бил, а также дефицитность стали Гатфильда, из которой они изготавливаются, заставили искать возможность изготовления бил шахтных мельниц из простой углеродистой стали и подобрать марку сплава для наплавки изнашиваемых поверхностей.

Исследования наплавленных бил организованы Оргр/с, который производил их непосредственно на электростанциях. Первый этап работ, проводившихся на г/с № 2 Лен/энерго, носил предварительный характер; при этом исследовалась, главным образом, стойкость боковых бил. Второй этап испытаний (средних бил) был осуществлен на г/с № 7.

Электроды Т-620-А и их характеристика

Электроды Т-620-А представляют собой металлические стержни малоуглеродистой проволоки марки 1 или 1А (ГОСТ 2246-43) диаметром 4 мм, длиной 450 мм, покрытые легирующей обмазкой из тонкомолотого феррохрома, ферротитана, карбида бора марки А и серебристого графита (см. таблицу).

Рецептура покрытия электродов марки Т-620-А

Материал	Содержание легирующих элементов в материалах	Расход на одну порцию	
		г	в % к составу сухой смеси
Феррохром	Хрома 57—63%	3 000	75
Ферротитан	Титана 18—22%	600	15
Карбид бора марки А		200	5
Серебристый графит	Углерода 68—72%	200	5
	Итого . . .	4 000	100

Подготовка пробы для химического анализа металла, наплавленного электродами Т-620-А, производилась следующим образом. Наплавленный металл до застывания выливался на стальной лист и спрессовывался до получения застывшей тонкой пластинки, легко поддающейся измельчению. Для химического анализа наплавленного металла было отобрано несколько проб, давших следующее содержание элементов: хром — 20—22%, титан — 1,4—1,6%, бор — 1,2—1,5%, углерод — 3,0—3,5%, марганец — 1,5—2,0%, сера — 0,03%.

Для определения твердости наплавленного металла были изготовлены специальные образцы. Средняя твердость указанных образцов непосредственно после наплавки составляла 56—60 единиц.

Было также исследовано влияние высоких температур нагрева и последующего остывания на твердость указанных опытных образцов. Проверка показала, что термическая обработка не изменила твердости наплавленных образцов.

Наплавка электродами Т-620-А возможна на электро-сварочных аппаратах постоянного и переменного тока. Обмазка расплавляется одновременно с металлическим стержнем, не образуя козырьков. Не имеет также места отслаивание кусков обмазки, которое наблюдается при высокой степени легирования металла (тугоплавкая обмазка).

Наплавленный металл отличается повышенной плотностью и в нем отсутствуют раковины и шлаковые включения.

Вследствие сравнительно невысокой температуры плавления металла, наплавленного электродами Т-620-А, кла-

дется тонким и гладким слоем, без образования чешуек и хорошо диффундирует в основной металл детали.

Присутствие титана сообщает наплавленному металлу достаточную при такой высокой твердости вязкость.

Вследствие текучести металла, наплавленного электродами Т-620-А, наплавка этими электродами возможна при горизонтальном положении шва; при вертикальном положении возможность наплавки ограничена.

Наплавка бил шахтных мельниц на г/с № 7 Лен/энерго

Из нескольких осуществленных вариантов наплавки средних бил наилучшие результаты показали била, наплавленные по всему рабочему торцу столбиком высотой 25 мм. Износ по рабочей части этих бил после 333 час. работы произошел на толщину 17 мм. По противоположной, нерабочей части била почти не изнашивались и их можно было с успехом перевернуть. Новые же била из стали Гатфильда за этот же промежуток времени—336 час.—износились по рабочей части на 39 мм, а по нерабочей части — на 27 мм.

За это же количество часов работы мельницы каждое била из стали Гатфильда потеряло в весе около 1,3 кг металла, а наплавленные указанным выше способом била из углеродистой стали — всего лишь 0,35 кг.

Следует отметить значительное отличие характера износа бил из стали Гатфильда от характера износа бил, наплавленных по рабочему торцу столбиком. В билах из стали Гатфильда износ средней части била происходит медленнее износа боковых частей, в результате чего образуется углубление по бокам рабочей части бил примерно на 6—8 мм. Износ же наплавленных бил по рабочей части била протекает равномерно.

После незначительного восстановления наплавленные била проработали еще 428 час.; их износ по рабочей части торца составил 15—20 мм.

В IV квартале 1949 г. на одной мельнице был установлен полный комплект бил из углеродистой (с 2% марганца) стали, наплавленных по рабочему торцу электродами Т-620-А на высоту 30 мм, и на другой мельнице того же котла комплект бил из стали Гатфильда.

После 528 час. работы била из стали Гатфильда полностью износились, оставшаяся высота рабочей поверхности составляла всего лишь 25—29 мм. За это же время била, изготовленные из углеродистой стали, наплавленные электродами Т-620-А на высоту 30 мм, имели износ: по высоте рабочей части на 22—25 мм, т. е. в рабочей части била остался слой сплава высотой 5—8 мм; по ширине торца на 30—35 мм, т. е. почти до половины ширины била; по нерабочей части износа наплавленного металла не произошло. Такие била, перевернутые на 180°, могут продолжать работу и в дальнейшем подвергаться многократному восстановлению.

В результате достигается значительная экономия за счет снижения расхода металла, которая по подсчетам Оргр/с на одну мельницу составляет свыше 20 000 руб. в год.

Выводы

1. Разработана рецептура покрытия и освоено производство электродов марки Т-620-А. Изготовление таких электродов освоено ЦРЗ Лен/энерго и опытным сварочным заводом ЦНИИ МПС.

2. Разработана технология наплавки средних бил по торцу. Срок службы средних бил, наплавленных по торцу на высоту 30 мм до полного износа наплавленного металла, в 1,5—2 раза больше срока службы бил, изготовленных из стали Гатфильда. После износа сплава по рабочей части била следует перевертывать и после полного износа сплава восстанавливать наплавкой.

3. Медленный износ бил, наплавленных сплавом Т-620-А, обеспечивает меньший расход электроэнергии на разлом топлива по сравнению с быстрознашивающимися билами из стали Гатфильда. Меньший расход металла обеспечивает значительную денежную экономию.



ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Американские газовые турбины промышленного типа

Опубликованный в № 4 журнала Power за 1949 г. отчет о конференции по газотурбостроению не содержит сколько-нибудь серьезных расчетных данных или конструктивных подробностей газотурбинных агрегатов, однако приведенные ниже выдержки позволяют составить некоторое представление о типах газовых турбин, выпускаемых в настоящее время для потребностей «рынка» и степени промышленного внедрения этих машин в США.

Фирмой ДЖИИ проданы шесть стационарных газовых турбин. Одна из них мощностью 3 500 квт, с начальной температурой газа 790° С, будет установлена на силовой станции газовой и электрической компании штата Оклахома и предназначена для работы на естественном газе. Две такие же турбины будут работать на нефти, одна на станции в штате Мэн и вторая в энергосистеме Новой Англии. Три агрегата мощностью по 5 000 квт (рис. 1 и 2) находятся в настоящее время в постройке, два для штата Оклахома и один в качестве резерва для гидроэлектростанции Бэнгор.

Последние три машины предназначены для работы на естественном газе. Они имеют следующую характеристику; начальная температура газа 825° С, степень сжатия равна 9, термический к. п. д. колеблется от 26,4 до 28% в зависимости от теплотворной способности топлива. Компрессор низкого давления, приводимый в действие турбиной низкого давления, подает воздух двумя параллельными потоками через промежуточные охладители в компрессор высокого давления. Этот компрессор установлен на валу турбины высокого давления, которая приводит также генератор. После компрессора высокого давления воздух снова разделяется на два параллельных потока и направляется через регенераторы в 6 камер сгорания. Эти камеры расположены по окружности и примыкают непосредственно к торцевой части корпуса со стороны высокого давления.

Отличительной особенностью рассматриваемой турбины «разделенного» типа является наличие в общем корпусе двух роторов (высокого и низкого давления). Оба ротора расположены на одной осевой линии, консольно по отношению к своим подшипникам, и вращаются в одну сторону с различной, однако, скоростью.

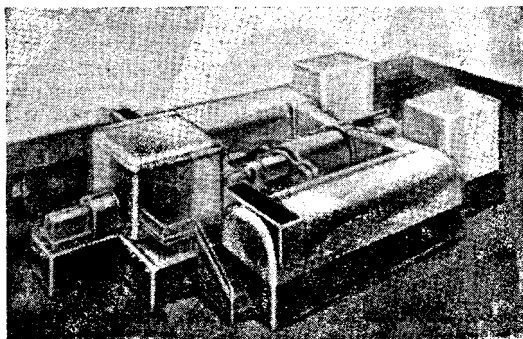


Рис. 1. Общий вид газового турбогенератора 5 000 квт фирмы ДЖИИ.

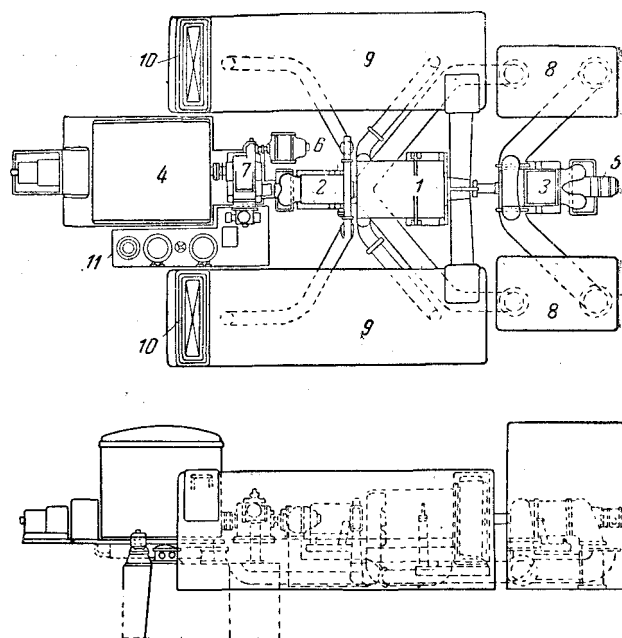


Рис. 2. Схематический план и разрез по газовому турбоагрегату 5 000 квт фирмы ДЖИИ.

1 — газовая турбина; 2 — компрессор низкого давления; 3 — компрессор высокого давления; 4 — генератор; 5 — пусковой двигатель части высокого давления; 6 — пусковой двигатель части низкого давления; 7 — зубчатый редуктор; 8 — охладитель; 9 — регенератор; 10 — выхлоп; 11 — масляные насосы и бак.

Ротор высокого давления имеет две ступени скорости, причем диск второй ступени приварен по окружности к торцу диска первой ступени, откованного заодно с валом. Ротор низкого давления, также цельнокованный, имеет только одну активную ступень.

Применение подобной конструкции проточной части вызвано желанием устранить потери давления в ресиверных трубах между турбинами. Газ, пройдя вторую ступень ротора высокого давления, поступает непосредственно в направляющий аппарат ступени низкого давления. Из турбины низкого давления газ направляется диффузором, снабженным профильной решеткой; двумя параллельными потоками газ следует в регенераторы и далее выбрасывается в атмосферу.

Турбоагрегат снабжен компрессорами осевого типа, отличительной особенностью которых представляют подвижные направляющие лопатки первых ступеней. Это конструктивное мероприятие улучшает к. п. д. установки при частичных нагрузках наряду с переменным числом оборотов турбины низкого давления и компрессора низкого давления, благодаря чему оказывается возможным поддерживать оптимальный режим установки.

Имеется воздушное охлаждение наиболее горячих частей турбины: соплового венца и обода диска первой ступени. Для охлаждения корпуса турбины применяется вода, которая циркулирует в специальных кольцевых каналах и в полостях опорной части турбины со стороны низкого давления. Общий расход воды невелик и составляет всего 6,8 м³/час.

Фирма Эллиот строит судовые газовые турбоагрегаты мощностью 3 000 л. с., имеющие начальную температуру газа 770° С, степень сжатия 5,75 и термический к. п. д. 33,4% при полной нагрузке.

Эта фирма строит также стационарные одноваловые агрегаты компактного типа. Мощность агрегата 2 900 кВт, начальная температура газа 700° С, степень сжатия равна 5,75, термический к. п. д. 24,9%, топливо — нефть. Число оборотов турбины и компрессора 5 910 в минуту. Имеется регенератор, рассчитанный на степень регенерации 50%. Камере сгорания придано наклонное расположение. Турбина имеет четыре реактивных ступени. Ротор турбины сварной, выполнен в комбинации с ротором двухступенчатого центробежного компрессора. Такая конструкция устраняет необходимость в уплотнениях со стороны высокого давления как турбины, так и компрессора. Кроме того, делаются ненужными соединительные патрубки между турбиной и компрессором. Коэффициент полезного действия компрессора составляет 79,2%. Такой относительно высокий к. п. д. для центробежного компрессора достигается за счет применения внутреннего охлаждения между ступенями компрессора и делает его почти равноценным по экономичности значительно более дорогому и сложному осевому компрессору.

Указывается, что удорожание установки, связанное с наличием регенератора, окупается в течение первых 6 000 час. работы установки.

Фирма Алис-Чалмерс строит для стационарных установок одноваловые агрегаты мощностью 7 500 кВт, начальная температура газа 710° С, степень сжатия 5. Мощность турбины брутто при полной нагрузке составляет 25 000 кВт. По своей компоновке агрегат несколько напоминает описанный выше агрегат фирмы Эллиот. Ротор турбины — сварной конструкции, имеет 6 реактивных ступеней. Применен компрессор осевого типа с 20 ступенями. Роторы турбины и компрессора соединены жесткой муфтой и лежат на трех подшипниках. Число оборотов агрегата 3 600 в минуту обуславливает возможность непосредственного соединения с генератором. Для небольших агрегатов, мощностью ниже 2 500 кВт, применяется редукторная передача к генератору.

Термический к. п. д. агрегата мощностью 7 500 кВт при различных нагрузках и топливах характеризуется следующими цифрами:

	На нефти	На газе
При нагрузке 3 750 кВт	15,2%	15%
" " 5 625 "	19,2%	19%
" " 7 500 "	22,2%	21,9%

На рис. 3 показана конструкция концевой уплотнения вала этой турбины со стороны высокого давления. Воздух из нагнетательного патрубка компрессора подается через канал А в кольцевую полость В уплотнения и далее — через радиальный зазор С и кольцевую камеру — частью направляется внутрь турбины, пройдя через лабиринт между венцом направляющих лопаток первой ступени и ротором, где смешивается с рабочим потоком газа; остальная часть воздуха просачивается через лабиринтовое уплотнение конца ротора и отсасывается через канал D эксгаустером.

Описанная конструкция уплотнения полностью предотвращает возможность протечки рабочего газа в машинный зал (что могло бы вызвать тяжелые отравления). Кроме того, достигается охлаждение конца ротора в районе лабиринтового уплотнения за счет омывающего его относительно холодного воздуха. Этим обеспечивается приемлемая температура опорной шейки и нормальная работа подшипника.

Подобная же конструкция уплотнения применена для конца вала со стороны низкого давления.

Фирма Лаваль запроектировала газовые турбоагрегаты мощностью 3 000 л. с., которые находятся в настоящее время в изготовлении. Начальная температура газа 710° С, степень сжатия 6.

Компрессор — трехступенчатый с так называемым «смешанным потоком» объединяет в себе принцип центробежного и осевого компрессоров. Производительность компрессора 850 м³/час. Турбина — «разделенного» типа имеет общий корпус для двух роторов (высокого и низкого давлений) консольного типа, вращающихся с различной скоростью. Цельнокованный ротор высокого давления имеет 5 реактивных ступеней и соединен с компрессором. Ротор

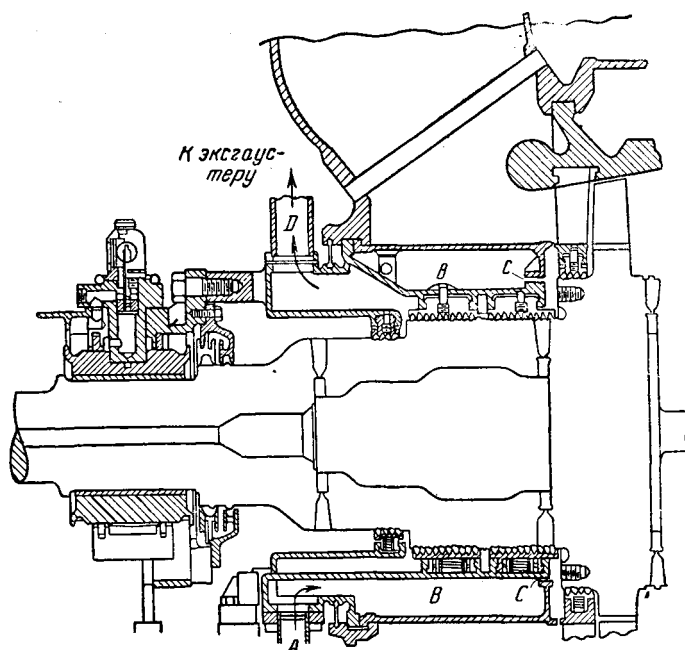


Рис. 3. Концевое уплотнение вала газовой турбины 7 500 кВт фирмы Алис-Чалмерс.

низкого давления, также цельнокованный, имеет 3 реактивных ступени и соединен с генератором.

Фирма Боинг, производящая самолеты, также выпускает весьма компактные и легкие газовые турбоагрегаты небольшой мощности — 200 л. с. Начальная температура газа 825° С, степень сжатия от 6 до 8. Компрессор — центробежного типа, с двумя нагнетательными патрубками, соединенными непосредственно с двумя камерами сгорания. Турбина — «разделенного» типа. Роторы высокого и низкого давлений, оба цельнокованные, имеют по одной реактивной ступени. Ротор высокого давления, работающий при 24 000 об/мин, соединен с компрессором, а ротор низкого давления, работающий при 36 000 об/мин, соединен с ведомым валом через редуктор, снижающий число оборотов до 2 500 в минуту.

Полная мощность агрегата может быть достигнута в течение 15 сек. с момента начала пуска. Повышение числа оборотов от 10 000 до 36 000 в минуту происходит в течение 5 сек.

Вес агрегата с редуктором составляет 68 кг, т. е. 0,34 кг на 1 л. с.

Расход нефти колеблется в зависимости от нагрузки от 450 до 675 г/л. с. ч., что соответствует термическому к. п. д. от 9,5 до 14%. Расход топлива на холостом ходу составляет около 20% такового при полной нагрузке. В случае добавления к агрегату регенератора расход топлива может быть снижен на 25%, что, однако, связано с удвоением веса агрегата.

Газовые турбоагрегаты Боинг предназначены, главным образом, для транспортных целей. Однако неразрешенной проблемой при использовании этих двигателей в городском транспорте является резкий шум, производимый компрессором. Трудности в устранении шума связаны с нежелательностью добавления какого-либо сопротивления на всасывающем патрубке компрессора, откуда исходит шум.

Как видно из приведенного, внедрение газовых турбин на электростанциях и на транспорте в США все еще носит единичный характер. Мощность построенных агрегатов не превышает 7 500 кВт, а термический к. п. д. для стационарных установок не выше 28%.

Все газотурбинные установки, построенные до настоящего времени, работают на естественном газе или нефти. Не предпринимается даже попыток к переходу на твердое топливо.

Следует констатировать, что, несмотря на отдельные конструктивные успехи некоторых фирм, энергомашинно-строительная промышленность США топчется на месте и значительно отстала в вопросах газотурбостроения. Достаточно напомнить, что в маленькой Швейцарии, отягощенной к тому же планом Маршалла, за последние годы построены газотурбинные агрегаты с единичной мощностью 13 и даже 27 тыс. кВт и к. п. д., достигающем 34%.

Причинами столь значительного отставания газотурбостроения в США является техническая депрессия, в которой пребывают ныне даже «ведущие» турбостроительные фирмы. Характерно, что некоторые из этих фирм оказались настолько технически беспомощными, что были вынуждены покупать патенты и готовые чертежи швейцарских газовых турбин.

Инж. О. Н. Давидовский

Новая конструкция горизонтального фланцевого соединения цилиндра высокого давления

Английская фирма Парсонс разработала и применила для турбины 60 000 кВт с параметрами свежего пара 65 ата, 480°С новый тип горизонтального фланцевого соединения цилиндра высокого давления, представленный на рис. 1 в собранном и на рис. 2 в разобранном виде и в схематическом разрезе — на рис. 3. Фланцы цилиндра соединяются при помощи зажимных скоб, охватывающих фланцы снаружи. Соединение фланцев со скобками выполнено клиновидным и затягивается горизонтально расположенными шпильками. По мнению фирмы, данный тип соединения лучше обеспечивает плотность фланцев по сравнению с болтовым соединением и может быть выполнен при более узких фланцах значительно облегченной конструкции.

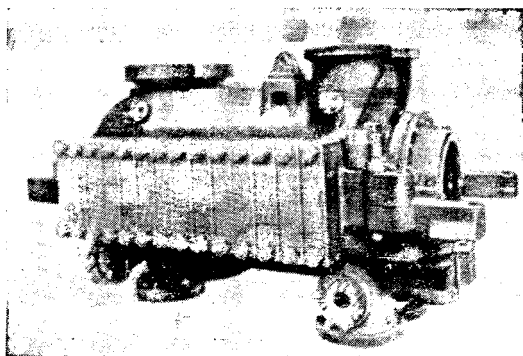


Рис. 1.

Как видно из рис. 2, фланцы цилиндра механически обработаны, кроме плоскости разъема, также в вертикальной плоскости и по посадочным, под скобы, плоскостям. Последние имеют уклон 1:8, образуя, таким образом, угол заклинивания. Лапы скоб обрабатываются соответственно. Ширина каждой скобы составляет 108 мм, а шаг расположения их на фланцах цилиндра — 115 мм. Крепящие шпильки имеют диаметр 32 мм. При обычной конструкции фланцев в данном случае потребовались бы крепящие болты диаметром до 100 мм.

При сборке наложенные на фланцы скобы закрепляются при помощи накрученных на шпильки гаек вручную, в холодном состоянии. Затем скобы подогреваются при помощи электрических стержневых нагревателей, помещаемых в специально сделанных для этой цели вертикальных сверлениях. Далее производится затяжка гаек на шпильках. Гайки затягиваются примерно на одинаковый

угол поворота без применения особых усилий. Этим обеспечивается равномерный натяг скоб. По охлаждении скобы приобретают необходимый натяг, который обеспечивает надежную плотность соединения фланцев цилиндра турбины.

Помимо вертикальных сверлений в скобах имеются горизонтальные сверления, которые вместе с первыми об-

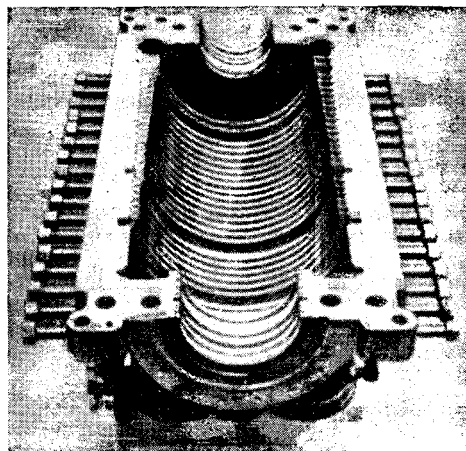


Рис. 2.

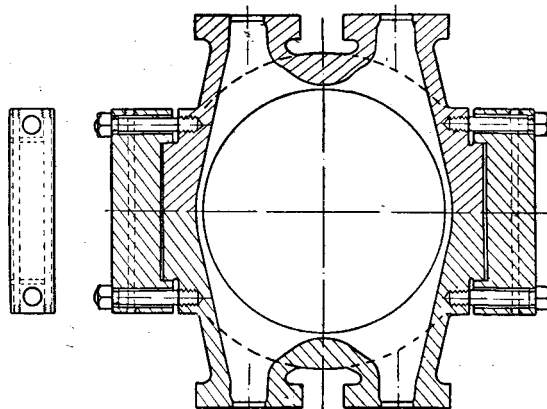


Рис. 3.

разуют контур для парового обогрева скоб при прогреве турбины во время пуска ее в работу.

Для проверки указанного способа крепления предварительно было изготовлено два одинаковых по размерам цилиндра паровой турбины, причем для одного было применено обычное болтовое соединение, а для другого — соединение при помощи скоб. Гидравлическое испытание показало, что соединение при помощи скоб выдержало давление 184 ата без какой-либо протечки, в то время как цилиндр с обычным болтовым соединением дал течь во фланцевом стыке при значительно более низком давлении. Затем соединение при помощи скоб было проверено на перегретом паре при давлении 106 ата и температуре 538°С. Протечки пара при этом также не было обнаружено (Heaton Worcks Journal, № 28, 1949).

Обраб. инж. А. П. Саликов



КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Л. И. Керцелли и В. Я. Рыжкин, Тепловые электрические станции, под общей редакцией Л. И. Керцелли, М.—Л., Госэнергоиздат, 1949, стр. 556 + 4 вклейки, тираж 6000 экз., ц. 35 руб.

Курс тепловых электрических станций, точнее тепловой части этих станций, представляет собой весьма важную часть в образовании инженера-теплоэнергетика.

В этом курсе на базе изучения отдельных элементов теплового оборудования станции — котлоагрегатов, турбогенераторов и т. п. — будущий инженер должен получить целостное представление о всей тепловой части электростанции и освоить методы рационального ее проектирования и эксплуатации. При этом центром тяжести курса являются вопросы проектирования, поскольку вопросам эксплуатации котельных и турбинных цехов обычно посвящаются специальные курсы, и поэтому в курс теплосиловых станций должны входить лишь основные вопросы эксплуатации станции в целом.

К сожалению, до сих пор таких курсов, по существу, не было, так как выпущенная в 1938 г. книга проф. Б. М. Якуба «Тепловые электрические станции» не была закончена (вышла только I часть) и, естественно, устарела, а книга проф. В. В. Лукницкого «Теплосиловые установки» (1940 г.) охватывает в основном мелкие станции и преимущественно с описательной стороны. Недавно же вышедшая книга А. А. Лаговского и В. Б. Пакшверы «Тепловые электрические станции» является учебником для энерготехникумов и неэнергетических втузов. Нет книг требуемого профиля и в иностранной литературе, так как уровень многочисленных книг по теплосиловым станциям (например Крофт, Джефферт) невысок и они являются чисто описательными курсами без сколько-нибудь серьезной теоретической части.

Поэтому крупным достижением следует считать выход в свет книги «Тепловые электрические станции» проф. Л. И. Керцелли и доц. В. Я. Рыжкина, предназначенной служить учебником для теплотехнических специальностей втузов и обобщающей многолетний опыт преподавания данной дисциплины в МЭИ им. Молотова.

Хотя книга представляет также значительный интерес и для широкого круга инженеров-теплотехников, однако в первую очередь ее надлежит рассматривать как учебник.

С этой точки зрения следует считать, что в целом авторам удалось успешно разрешить весьма трудную задачу создания оригинального учебника, основанного на достижениях советской энергетики и научных работах наших ученых, охватывающего достаточно полно как теоретическую, так и описательную сторону курса.

Вместе с тем появление, по существу, первого учебника по тепловой части мощных электростанций ставит ряд вопросов: о содержании курса, его объеме и размежевании с другими предметами.

В данном учебнике не содержится сколько-нибудь значительных разделов, выходящих за рамки программы курса, как это имело место в ряде учебников и учебных пособий. Однако общий объем курса все же велик; даже для специализирующихся по тепловой части станции, для которых на этот курс дается около 150 час., объем книги в 73 авт. л. надо считать чрезмерным. Естественно это еще в большей степени относится к обычному курсу (около 100 час.).

Объем книги можно было бы сократить за счет некоторых разделов, частично дублирующих смежные курсы. В первую очередь это относится к общетеоретической части курса (главы 1—3), в которой подробно излагаются общие сведения по паросиловым циклам, относящимся обычно к

курсу технической термодинамики. Особенно много места занимает исследование циклов, т. е. установление влияния отдельных параметров цикла на его показатели.

Если применительно к общему изложению циклов может стоять только вопрос об отсутствии дублирования, то применительно к исследованию паросиловых циклов следует поставить вопрос о целесообразности включения их в систему образования инженера-теплотехника вообще.

Циклы современных мощных паросиловых установок настолько усложнились, что их исследование обычными методами термодинамики в полном виде практически невозможно. В итоге приходится настолько упрощать рассматриваемые циклы, что количественные результаты становятся весьма мало похожими на имеющие место в действительности.

Установление, например, оптимальной степени регенерации даже с учетом всех особенностей реального цикла (что непомерно усложняет расчеты) приводит к значениям температуры питательной воды, резко отличным от практических. Это и понятно, так как в действительности всегда приходится считаться, во-первых, с понижением к. п. д. либо увеличением стоимости котельного агрегата при увеличении температуры питательной воды и, во-вторых, со стоимостью самой системы регенеративных подогревателей, составляющей у мощных турбин очень крупную величину. Поэтому реально выбор всех параметров цикла может проводиться лишь путем проектной проработки ряда вариантов, учитывающих не только весь объем термодинамических соотношений, но всю экономику вопроса. Это относится буквально ко всем параметрам паросилового цикла: начальным параметрам пара, температуре питательной воды, наличию и характеру промежуточного перегрева и т. п. Ценность же упрощенных, дающих результаты резко отличных от действительности и оторванных от экономики «исследований» следует считать весьма «сомнительной» даже с чисто педагогической точки зрения. Данный учебник, безусловно, перегружен такими расчетами и графиками, иногда даже недостаточно согласованными между собой (например, оптимальная температура питательной воды по графикам 44 и 45).

Некоторое сокращение возможно также за счет исключения мелких разделов, излагающих очень сжато и не всегда удачно вопросы, подробно развиваемые в других курсах (например, § 3, гл. 3).

Следует считать, что такие вопросы, как, например, химическая подготовка воды, подробно излагаемые в других курсах, следует давать без описания сущности методов и оборудования, но с подробной оценкой тех итоговых показателей, которые являются существенными для станции в целом. В данном вопросе надо было дать оценку основных свойств сырой воды, влияющих на выбор водоподготовки, а не ограничиваться поверхностной характеристикой (высокое качество, низкое качество), не дающей возможности дифференцировать оценку сырой воды для различных случаев (например, роль SiO_2 мала для низкого давления и очень велика для высокого, доля бикарбонатов в общей величине плотного остатка сильно сказывается на эффективности $\text{H}-\text{Na}$ -катионирования и т. п.). Точно так же необходимо, не останавливаясь на описании процессов сепарации, ступенчатого испарения и т. п., охарактеризовать более точно требования к качеству, связав этот вопрос с общим балансом солей в цикле-станции, с заносом турбин солями и их промывкой. Именно такие вопросы, охватывающие всю станцию в целом,

могут и должны быть предметом курса теплосиловых станций.

Кстати следует отметить, что раздел химической подготовки питательной воды содержит неточные формулировки (например, применение химически обессоленной воды для прямоточных котлов, характеристика $H-N$ -катионирования и т. п.); не даны хотя бы относительные стоимости воды,готавливаемой различными методами.

Раздел, посвященный компоновке главного здания, изложен хорошо, может быть со слишком большим числом примеров, однако при наличии указаний на достоинства и недостатки отдельных схем отсутствует общий вывод, который должен был бы содержать указания на область приложения той или иной компоновки.

Последний раздел — заключение, который было бы точнее назвать перспективами развития тепловых электростанций, содержит много ценного материала, но непропорционально развит, и некоторые параграфы нельзя считать удачными. Вопрос о применении водяного пара сверхвысоких параметров изложен чересчур кратко и без учета последних данных в этой области.

Раздел о ртутно-бинарных установках, наоборот, слишком развит, но материал недостаточно согласован и частично устарел (ртутные котлы с дополнительными водяными экранами). О газотурбинных установках сказано довольно подробно, но недостаточно выделены основные вопросы, определяющие применение газовых турбин в стационарной энергетике: ориентация на твердое топливо

и на установки средней мощности. В сравнении газотурбинных установок с паросиловыми необходимо оттенить границы мощностей, в пределах которых проводится сравнение по экономичности, так как для паросиловых установок, в отличие от газотурбинных, достижимые величины к. п. д. сильно зависят от масштаба установок.

Наконец, как общее замечание, следует отметить, что вся книга в целом недостаточно охватывает экономические вопросы. В тех случаях, когда эти вопросы рассматриваются, стоимости даются в относительных единицах, что сильно затрудняет усвоение студентами. Необходимо пользоваться реальными цифровыми значениями стоимости, так как без этого изучение студентами весьма важных вопросов экономики энергетики не может быть полноценным.

Как видно из изложенного выше, значительная часть замечаний относится к принципиальным вопросам, охватывающим не столько данный учебник, сколько общие вопросы подготовки инженера-энергетика. Отмеченные недостатки данной книги не являются принципиальными и легко могут быть исправлены при переиздании. В целом же следует еще раз отметить, что книга представляет собой достаточно удачное и по существу первое решение весьма трудной задачи, и безусловно, окажет большую помощь как студентам энергетических вузов, так и широким кругам инженеров.

Член-корреспондент Академии наук СССР
М. А. Стырикович

Новые книги по энергетике

Дюскин В. К., Переменный расход воды в тепловых сетях, М.—Л., Госэнергоиздат, 1949, 118 стр., 4 р. 25 коп.

Даются теоретические обоснования возможности применения в тепловых сетях и отопительных системах количественно-качественного регулирования. Описываются результаты применения указанного режима как на опытном объекте, так и в работающих системах теплофикации. Дается анализ влияния на работу отопительных систем первоначальной разрегулировки, охлаждения воды в трубах и образования в них ламинарных потоков. Анализ мероприятий, повышающих гидравлическую устойчивость отопительных систем.

Ефремов В. Н., Производство бетонных и железобетонных работ при строительстве гидростанций, М.—Л., Госэнергоиздат, 1949, 155 стр., 7 р. 50 к.

Рассматриваются вопросы подготовки оснований сооружений, производство бетонных и смежных с ними работ — торкретирования, цементации, гидроизоляции и т. д. Изложенный в книге материал основан преимущественно на данных опыта отечественного гидротехнического строительства и освещает вопросы применения новой техники при строительстве бетонных и железобетонных сооружений.

Зайдель В. А., Монтаж котельного оборудования, М.—Л., Госэнергоиздат, 1949, 228 стр., 7 р. 45 к.

Книга состоит из трех частей. Часть первая: такелажные, котельные и слесарно-сборочные работы; часть вторая: монтаж паровых котлоагрегатов и часть третья: монтаж котельно-вспомогательного оборудования. В книге отдельной главой изложены особенности организации рабочего места, труда и техники безопасности работ в условиях монтажа котельного оборудования.

Калантаров П. Л., Руководство к лабораторной работе по переменным токам, Л.—М., Госэнергоиздат, 1949, 188 стр., 6 р. 85 к.

Книга предназначена для лабораторных занятий по исследованию цепей переменного тока. Дается описание методов измерения, приборов и лабораторных установок

переменного тока, а также работ по исследованию конденсаторов, ртутного выпрямителя, переходных режимов и пр.

Кожевников А. С. Общие уравнения установившегося движения потока с переменным расходом и их решения, М.—Л., Госэнергоиздат, 1949, 87 стр., 3 р. 50 к.

В книге дается вывод общих дифференциальных уравнений установившегося движения жидкостей с переменным расходом и их решения без учета и с учетом сопротивлений. Предназначена для научных работников и инженеров проектных организаций гидротехнических специальностей.

Комаров А. М. и Лукницкий В. В., Справочник для теплотехников электростанций, М.—Л., Госэнергоиздат, 1949, 359 стр., 30 руб.

Справочник содержит современные данные о котельных и турбинных установках, включая агрегаты высокого давления, а также о тепловой части электростанции в целом и охватывает как основные вопросы расчетного характера, так и указания по эксплуатации оборудования. Книга является переработанным и дополненным изданием справочника, выпущенного в 1939 г. Он предназначен для технического персонала, соприкасающегося в своей работе с энергетическим оборудованием.

Кутателадзе С. С. и Цукерман Р. В., Очерк развития теории теплоты в работах русских ученых XVIII и XIX столетий, М.—Л., Госэнергоиздат, 1949, 156 стр., 9 руб.

В книге изложены в систематизированном виде работы Ломоносова, Ползунова, Умова, Орлова и других русских ученых по теории теплоты, освещены исследования по научному проектированию паровых котлов.

Кириллин В. А. и Шейнлин А. Е., Сборник задач по технической термодинамике, М.—Л., Госэнергоиздат, 1949, 222 стр., 11 р. 30 к.

Сборник содержит задачи по всем разделам программы курса «Техническая термодинамика» для теплотехнических специальностей энергетических вузов. Особое внимание обращено на раздел «Паросиловые установки». Часть задач снабжена подробными решениями, остальная — ответами.



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**. 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 другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать photographиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные, размером не менее 9×12 см. Фото направлять в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или photographия должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать 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. Официальные материалы должны быть заверены соответствующими организациями. Материал научно-исследовательских организаций и заводов должен 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, I этаж, помещ. 164, редакции журнала «Электрические станции».

Цена 8 руб.