

# ЭЭ ЛЭКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

9



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1952

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

# 9

СЕНТЯБРЬ  
1952

Орган Министерства электростанций СССР

23-й ГОД ИЗДАНИЯ

## СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Бесперебойно снабжать энергией потребителей . . . . .	3
В. А. Зайдель — О продолжительности строительства тепловых электростанций . . . . .	7
В. М. Биман и Б. М. Лерер — Электростанция высокого давления с прямоточными котлами, экранированными подъемно-опускными трубами . . . . .	13
С. И. Молоканов, Б. Э. Розенблат и Г. М. Цопиков — Уменьшение износа экономайзеров и потерь с уходящими газами . . . . .	22
А. П. Абовский — О застойном режиме циркуляции в контурах паровых котлов . . . . .	27
Н. П. Полушкин — Определение комбинаторных зависимостей гидравлических поворотных-лопастных турбин . . . . .	29
А. А. Кот, Р. В. Котляр и Е. В. Халапсина — Предотвращение заноса турбин солями . . . . .	32
В. С. Соколов — Ультразвуковая дефектоскопия металлов . . . . .	33
Б. И. Комиссаров — Пути экономии древесины в сетях 3—10 кв . . . . .	37
Л. Д. Стернинсон — Определение характеристик энергосистем для настройки автоматической разгрузки по частоте . . . . .	40
В. М. Кедрин — Организация обслуживания районных подстанций . . . . .	45
Ф. А. Лихачев — Повышение надежности вентильных разрядников . . . . .	47
Л. А. Галустова — Использование гололедописцев на трассе горной линии электропередачи . . . . .	49

### ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Б. И. Завадский — Уплотнение фланцевых соединений парохладителя котла высокого давления . . . . .	52
Б. К. Грант — Восстановление коленчатого вала бетононасоса Б-15 . . . . .	52
И. Л. Левин — Резка асбестоцементных плит дисковой пилой . . . . .	53
Г. А. Чилаев — Бескрановый монтаж синхронного компенсатора . . . . .	53

### ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

И. З. Макаричев, М. И. Мордуховский и А. Я. Петров — Повышение производительности шаровой барабанной мельницы 232 380 . . . . .	55
А. В. Леваков — Улучшение работы автоматического регулятора питания системы Трубкина . . . . .	55
П. В. Корнеева — О применении фильтр-пресса и центрифуги на электростанциях . . . . .	55
Б. А. Волков — Подача серной кислоты для регенерации Н-катионитовых фильтров . . . . .	56
П. К. Ляпин и В. М. Митрюковский — Автоматический пуск резервного гидрогенератора при понижении частоты . . . . .	56
А. И. Сапожников — Реконструкция вводов 110 кв . . . . .	57
Д. Л. Могилевкин — Схемы с центральным съемом сигнала . . . . .	57
В. К. Люляев — АПВ шин подстанций . . . . .	58
Н. М. Зуль — Поведение контакторов при АПВ . . . . .	59
Б. А. Ростенко — Устройство для измерений времени срабатывания реле и аппаратуры . . . . .	59
П. М. Андрющенко — Эксплуатация линий электропередачи 110 кв на деревянных опорах, защищенных координирующими подкосами . . . . .	60
В. Е. Савченко — Схема приемника поста высокочастотной фильтровой защиты типа ПВЗ . . . . .	61

### ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства Об упрощении релейной защиты сетей напряжением 110 кв и выше . . . . .	62
О повышении устойчивости работы энергосистем . . . . .	62
О работе гидрогенераторов при несимметричных нагрузках . . . . .	63
Совещание по вопросу включения синхронных генераторов способом самосинхронизации — И. И. Кодкин . . . . .	63

### КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Д. А. Савиновский и Г. П. Сутоцкий — Рецензия на книгу М. С. Шкроба „Водоподготовка“ . . . . .	64
--	----



---

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор Д. Г. Чижов.

## БЕСПЕРЕБОЙНО СНАБЖАТЬ ЭНЕРГИЕЙ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

На советских энергетиков возложена ответственная задача — бесперебойно снабжать электрической и тепловой энергией бурно растущую социалистическую промышленность и бытовые нужды населения.

Эта задача может быть успешно решена вводом новых энергетических мощностей и четкой безаварийной работой действующих электростанций и сетей.

Происходящие на электростанциях и в сетях аварии хотя и не вызывают сколько-нибудь значительного, по сравнению с выработкой, недоотпуска энергии потребителям, но наносят промышленности огромный вред, нарушая технологию производства, восстановление которой зачастую требует длительного времени после ликвидации перебоев в энергоснабжении.

В текущем году ряд энергосистем снизил аварийность (Мосэнерго, Молотовэнерго, Севкавказэнерго, Латвэнерго и др.). В первом полугодии 1952 г. значительное количество электростанций и сетевых районов работало без аварий.

Ряд предприятий работает без аварий в течение длительного времени. Так, например, более двух лет не имеют аварий Храмская гЭС, Комсомольская гЭС Узбекэнерго, 2-й район ВЭС Мосэнерго и др. Более года работают без аварий гЭС № 1 Мосэнерго, Каширская гЭС, Егоршинская гЭС, тэц № 2 Новосибирскэнерго, 9-й район ВЭС Мосэнерго и др. Однако в целом по Министерству аварийность на электростанциях и в сетях продолжает оставаться недопустимо высокой.

Снижение аварийности за 6 мес. 1952 г. по сравнению с тем же периодом 1951 г. на 10,8% совершенно недостаточно и не соответствует тем большим материально-техническим средствам, которые вкладываются в капитальные ремонты оборудования и реконструктивные мероприятия по увеличению надежности и экономичности работы электростанций и сетей.

Анализ аварийности вскрывает главнейшие недостатки в эксплуатации оборудования электростанций и сетей, снижающие надежность его работы. Ликвидация этих недостатков является первоочередной задачей работников энергосистем.

Не изжиты аварии по прямой вине персонала из-за грубых нарушений «Правил технической эксплуатации». До сих пор еще имеют место аварии вследствие отключения разъединителей под нагрузкой, включения их на неснятые «закоротки», перепитка и упуск воды в котлах. Эти аварии должны быть полностью ликвидированы путем широкого внедрения на электростанциях и подстанциях блокировки разъединителей с

выключателями, заземляющих ножей с разъединителями и обеспечения постоянной и надежной работы автоматических регуляторов питания котлов водой. Не должна допускаться приемка в эксплуатацию новых присоединений и подстанций, не оборудованных соответствующей блокировкой, и вновь смонтированных котлов без регуляторов питания.

Несмотря на возросшие требования к эксплуатации оборудования высоких параметров пара, оснащенного автоматикой, подготовка персонала в ряде случаев производится несвоевременно и некачественно и к обслуживанию его допускаются лица с недостаточной технической подготовкой. Слабо обобщается положительный опыт дежурного персонала, имеющего длительный стаж безаварийной работы. В недостаточных размерах также организован обмен опытом работы.

Руководители главных эксплуатационных и районных управлений недостаточно следят за обучением персонала на электростанциях и в сетях. В большинстве энергосистем не выполняются, например, требования «Правил технической эксплуатации» об аттестации практиков, занимающихся инженерно-техническими должностями, не ставятся перед ними задачи по повышению квалификации. Так, в Донбассэнерго ни один из практиков не прошел аттестации и больше половины из них не охвачено техническим обучением. Еще меньше уделяется внимания повышению общеобразовательной и технической подготовки ремонтного персонала. Слесарям и монтажникам часто присваиваются завышенные тарифные разряды, не соответствующие их действительной квалификации и без учета особых условий работы на энергоустановках.

Систематическая работа с эксплуатационным персоналом, тренировка его и повышение технической и общеобразовательной подготовки являются важнейшей обязанностью руководителей электростанций и сетей. Практика показывает, что именно на тех предприятиях, где работа с персоналом поставлена плохо, велика аварийность (Новосибирская тэц № 3, Томская тэц № 2, Карагандинская гЭС, Нижнетагильский и Среднеуральский районы сетей Свердловэнерго и др.).

Большое количество аварий происходит вследствие несвоевременного выполнения противоаварийных и профилактических мероприятий, нарушения и невыполнения директивных указаний по эксплуатации оборудования. Инженеры-инспекторы по эксплуатации электростанций и районов сетей, начальники аварийных инспекций и производственных служб районных управлений недостаточно контролируют выполнение этих ука-

заний и не оказывают электростанциям и сетям необходимой помощи.

Руководители энергосистем, электростанций и районов сетей должны повысить требовательность к инженерно-техническому персоналу по точному выполнению «Правил технической эксплуатации» и руководящих указаний Министерства электростанций по эксплуатации оборудования и по выполнению намеченных противоаварийных мероприятий.

На электростанциях, оборудованных шахтнo-мельничными топками, происходят частые поломки шахтных мельниц из-за неудовлетворительного улавливания металлических предметов по топливному тракту вследствие плохой работы магнитных сепараторов. Наладке работы магнитных сепараторов должно быть уделено больше внимания, а Главэнергозапчасти необходимо заняться совершенствованием их конструкции.

Большое количество поврежденных пароперегревателей на котлах высокого давления происходит из-за ошибочной установки на них углеродистых труб вместо легированных. При капитальных ремонтах необходимо проводить проверку пароперегревателей и заменять трубы из углеродистой стали легированными.

Имеет место также большое количество случаев повреждений пароперегревателей из-за заноса их солями вследствие неудовлетворительного качества пара и нарушения норм содержания котловой воды. Необходимо обратить серьезное внимание на соблюдение установленного теплотехнического режима работы котлов и на совершенствование и исправность паросепарирующих устройств.

На котлах высокого давления до 45% повреждений водяных экономайзеров происходит из-за неудовлетворительной сварки стыков труб при монтаже и ремонте. Требования циркуляра Технического управления № 2/Т 1952 г. «О сварке стыков труб водяных экономайзеров», строгое выполнение которых должно исключить подобные повреждения, к сожалению, на ряде электростанций нарушаются.

В ряде случаев повреждения поверхностей нагрева котлов и нарушения топочного режима происходят из-за неудовлетворительной работы пылепитателей. Ремонту пылепитателей, соблюдению в них минимальных зазоров необходимо уделять серьезное внимание. Пылепитатели, особенно шнековые, следует ремонтировать в мастерских, а не на месте, и иметь резерв для замены изношенных.

Наибольшее количество аварий на турбинном оборудовании вызывается неисправностями регулирования. Во время ремонта турбин системе регулирования должно быть уделено особое внимание, а в эксплуатации за работой регулирования должен быть обеспечен тщательный контроль. Не должен допускаться ввод турбин из ремонта в эксплуатацию с неисправным регулированием.

Тяжелые аварии происходят из-за повреждения упорных и опорных подшипников турбин вследствие недостаточного контроля за заносом проточной части турбин солями, работы с отступлениями от нормальных параметров пара, наличия конструктивных дефектов в узлах упорных

подшипников некоторых систем и отсутствия автоматического включения резервных масляных насосов.

Необходимо строго соблюдать допустимые величины нагрузок на всех турбинах, на которых наблюдается занос солями проточной части, руководствуясь циркуляром № 45 «Сборника директивных материалов Технического управления» (Теплотехническая часть), приняв одновременно меры к улучшению сепарации пара на котлах и обеспечению нормального качества его.

На электростанциях, где имеют еще место заносы проточной части турбин солями, должны быть смонтированы устройства для промывки турбин под нагрузкой.

Аварии с повреждением генераторов и синхронных компенсаторов имеют место, в основном, из-за дефектов изготовления и восстановления обмоток, некачественного проведения ремонтов и неудовлетворительного проведения профилактических испытаний, с нарушением требований директивных указаний в части испытания обмоток повышенным напряжением, испытания якорей возбуждителей на отсутствие плохих паяк и т. д.

Недоброкачественный ремонт и невыполнение противоаварийных мероприятий и профилактических испытаний являются также основными причинами высокой повреждаемости силовых трансформаторов и выключателей.

На некоторых электростанциях до сих пор не обеспечено надежное питание собственных нужд, не проведено секционирование шин, не внедрен автоматический ввод резервного питания.

Около 10% всех аварий происходит из-за неправильной работы релейной защиты. Основными причинами таких аварий является неправильная настройка релейной защиты, непроведение профилактических проверок ее, наличие дефектов во вторичных цепях, а также несовершенство газовых реле.

В ряде энергосистем неудовлетворительно внедряются АПВ и ААРЧ. Так, в Красноярск-энерго и Томском энергокомбинате ААРЧ вообще отсутствует, вследствие чего в последнем аварии на одной из электростанций приводили к полному обесточению потребителей.

За последние годы число аварий на линиях электропередачи достигает 13—15% от общего числа аварий в энергосистемах. Основной причиной этих аварий являются частые повреждения их посторонними лицами вследствие слабой разъяснительной работы среди населения.

Большое количество повреждений проводов происходит из-за отсутствия защиты их от вибрации, особенно на больших переходах через реки и водоемы. До настоящего времени Теплоэлектропроект при проектировании линий не предусматривал защиты проводов от вибрации, и не во всех энергосистемах своевременно исправляются эти дефекты проектирования.

Продолжают иметь место повреждения проводов из-за гололедных язвений, с которыми в энергосистемах еще не ведется достаточной борьбы. Техническому управлению следует разрабатывать инструктивные указания по плавке голо-

леда, что значительно улучшит и упорядочит борьбу с этими явлениями.

Недопустимыми являются повреждения опор линий электропередачи из-за несвоевременной замены их деталей вследствие недоброкачественного проведения измерений загнивания древесины. В некоторых энергосистемах продолжают применять при ремонтах линий электропередачи непротитанную древесину. Слабо внедряются железобетонные пасынки, особенно в южных районах Советского Союза. Энергосистемам необходимо учесть положительный опыт освоения производства железобетонных пасынков в сетях Эрэнерго.

Серьезными аварийными очагами на линиях электропередачи являются натяжные и линейные соединители кустарного изготовления, которые должны быть в кратчайший срок заменены заводскими. Заводам треста «Армсетъ» Главэлектросетьстроя необходимо увеличить выпуск и улучшить качество выпускаемой линейной арматуры, в частности «плоских замков», для соединения гирлянд, которые часто также являются источником аварий.

Аварийность в кабельных сетях составляет за последние годы 17—20% от общего числа аварий в энергосистемах, причем одна треть этих аварий происходит из-за механических повреждений. Помимо улучшения качества обходов кабельных трасс и разъяснительной работы среди населения необходимо шире внедрять усовершенствованную канализацию кабелей при реконструкции и развитии кабельных сетей.

Профилактические испытания кабелей являются основным способом предупреждения аварий. Так, в Мосэнерго в 1950 г. количество выявленных при профилактических испытаниях повреждений кабелей в 5 раз превысило число аварийных повреждений. Однако во многих энергосистемах профилактические испытания кабелей проводятся неудовлетворительно.

Руководителям энергосистем необходимо принять меры по оснащению кабельной сети аппаратурой для отыскания мест повреждения кабеля, а также по широкому внедрению в кабельных сетях автоматов повторного включения и автоматов ввода резерва, способствующих резкому сокращению аварийности.

Имеющиеся недостатки в эксплуатации энергетического оборудования могли бы быть значи-

тельно меньшими при лучшем контроле за работой энергосистем и предприятий со стороны главных эксплуатационных управлений и оказании электростанциям и сетям большей помощи со стороны научно-исследовательских и наладочных организаций Министерства электростанций.

Помощь энергопредприятиям со стороны научно-исследовательских и наладочных организаций недостаточна. Так, в течение ряда лет ВТИ не решает вопроса об увеличении надежности лопаточного аппарата турбин фирмы Сименс 34 тыс. квт, на которых неоднократно повторяются аварии из-за поломки лопаток. Также не уделяет ВТИ достаточного внимания вопросам совершенствования гидродинамического регулирования турбин. Оргрэнс не оказывает должной помощи электростанциям в наладке сепарации пара на котлах, из-за чего имеют место повреждения поверхности нагрева котлов. ЦНИЭЛ до сих пор не организовала разработки вопросов усиления масляных выключателей. Трест «Союзэнергоремонт» не обеспечивает еще должного качества ремонтов оборудования, вследствие чего имеет место большее количество повторных остановок на ремонт оборудования, прошедшего капитальный ремонт.

Техническое управление Министерства электростанций недостаточно обобщает опыт эксплуатации электростанций и сетей, медленно проводит разработку эксплуатационных и противоаварийных циркуляров, что значительно снижает эффективность их использования.

Научно-исследовательским, наладочным и ремонтным организациям необходимо к осенне-зимнему максимуму 1952 г. обеспечить разрешение всех поставленных перед ними задач, направленных к безаварийной работе электростанций и сетей.

Работники электростанций и сетей должны помнить, что бесперебойное энергоснабжение потребителей и ликвидация аварийности являются их главной задачей. Этого можно добиться только путем наведения образцового порядка в эксплуатации оборудования, своевременной ликвидацией аварийных очагов, строгого и неуклонного соблюдения «Правил технической эксплуатации», высокой производственной дисциплиной и повседневным повышением технической квалификации персонала. К этому должны быть направлены усилия работников эксплуатации.



# О продолжительности строительства тепловых электростанций

Канд. техн. наук В. А. Зайдель

При планировании продолжительности строительства тепловой электростанции обычно исходят из возможности создания необходимого фронта работ, интенсивности потоков по отдельным видам работ (земляных, бетонных и т. д.) и их технологической увязки и, наконец, из возможности сосредоточения на строительстве соответствующего количества рабочей силы.

В пределах принимаемой в настоящее время продолжительности строительства тепловых электростанций—2,5—3 года до пуска первых агрегатов—фронт работ обеспечивается без труда и, следовательно, не может служить препятствием к сокращению продолжительности строительства.

То же можно сказать и об интенсивности потоков основных видов строительных работ, которая для тепловых электростанций вообще не велика (рис. 1), а учитывая возможности современных средств механизации, может быть значительно увеличена.

Кроме того, применяемые скоростные методы строительства обеспечивают глубокое совмещение отдельных потоков строительных работ между собой и с монтажными работами, что также значительно сокращает продолжительность строительства.

Технологически продолжительность строительства тепловой электростанции, как известно, определяется ее наиболее сложным и трудоемким сооружением—главным корпусом.

Если исходить при определении продолжительности строительства главного корпуса только из интенсивности потоков работ и их совмещения, то от начала земляных работ до ввода в эксплуатацию первого блока продолжительность строительства составит всего 10—12 мес. (рис. 1), что значительно меньше не только фактически достигнутых, но и планируемых сроков.

Таким образом, ни возможные темпы строительных работ, ни возможности их совмещения пока полностью не используются и не служат препятствием к сокращению продолжительности строительства тепловой электростанции.

Остается последний фактор—возможность увеличения числа строительномонтажных рабочих,—который и определяет практически продолжительность строительства.

При оценке влияния количества рабочей силы на продолжительность строительства существует

неверное представление о том, что продолжительность строительства сокращается примерно пропорционально увеличению количества строительномонтажных рабочих.

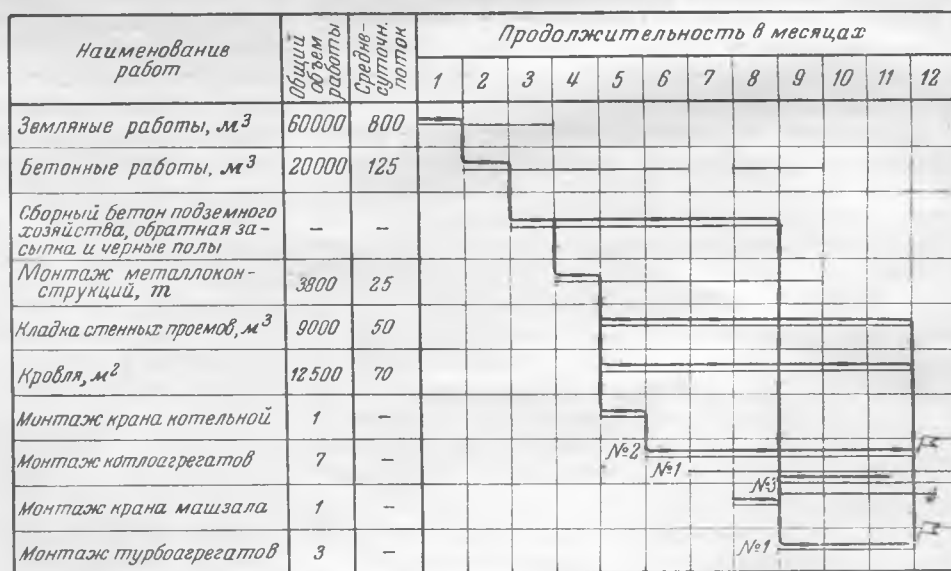
В действительности, увеличение количества рабочих обеспечивает существенное (но отнюдь не пропорциональное) сокращение продолжительности строительства только в определенных пределах, за которыми оно становится тем менее ощутимым, чем больше добавляется количество рабочих.

Исследование закономерностей изменения продолжительности строительства в зависимости от изменения количества занятых на строительстве строительномонтажных рабочих и является предметом дальнейшего изложения.

Для условия строительства тепловых электростанций обычным является отсутствие вблизи строительной площадки свободных жилых помещений. Размещение строителей осуществляется в специально сооружаемых для этой цели жилых поселках, а частично и во вновь сооружаемых постоянных поселках эксплуатации электростанции.

Поэтому возможность роста численности рабочей силы целиком зависит от ввода жилых площадей, что в свою очередь зависит от количества рабочих, выделяемых на строительство поселка.

В начале строительства на строительную площадку прибывает пионерная партия рабочих, временно размещаемая в близлежащих населенных пунктах, в вагонах-общежитиях или в палатках. Вследствие трудности расселения эта первая партия рабочих составляет обычно не более 400—600 чел. Основной задачей этой партии ра-



Примечание. Монтаж металлоконструкций на первый блок и монтаж первых двух котлоагрегатов в дутье при подаче оборудования с постоянного торца, а остальных, начиная с третьего, при подаче оборудования с временного торца после полного окончания работ по подземному хозяйству.

Рис. 1.

бочих является подготовка жилых помещений для размещения следующих партий.

Объем жилого и культурно-бытового строительства  $q$ , необходимый для размещения одного рабочего, занятого выполнением строительно-монтажных работ, с членами его семьи и связанными с ним рабочими подсобных производств, инженерно-техническими работниками, служащими и младшим обслуживающим персоналом, определяется следующим образом:

1. Коэффициент  $k$  перехода от количества рабочих, занятых на строительно-монтажных работах  $n$ , к количеству проживающих в поселке строительства  $m$  получается из следующего расчета:

Количество строительно-монтажных рабочих . . .  $n$   
Количество рабочих подсобных производств  $n_1$  . . .  $0,7 n$

Итого рабочих  $n_2$  . . .  $1,7 n$

Количество ИТР, служащих и МОП  $n_3 = 0,12n_2 =$   
 $= 0,12 \cdot 1,7 n$  . . . . .  $0,22 n$

Итого работающих  $n_4$  . . .  $1,92 n$

Всего рабочих с членами их семей (при среднем коэффициенте семейности 1,5)  $n_5 = 1,5n_4 =$   
 $= 1,5 \cdot 1,92 n$  . . . . .  $2,88 n$

Обслуживающая поселок группа (врачи, педагоги, торговый аппарат и т. д.) с членами их семей  
 $n_6 = 0,12n_5 = 0,12 \cdot 2,88 n$  . . . . .  $0,35 n$

Всего проживающих в поселке  $m$  . . .  $3,23 n$

$$k = \frac{m}{n} \approx 3,25 \quad (1)$$

2. Объем жилых и культурно-бытовых зданий на одного жителя поселка определяется из расчета:

Средняя кубатура жилых зданий на одного жителя . . . . .  $31,5 \text{ м}^3$

Средняя кубатура культурно-бытовых зданий на одного жителя . . . . .  $8,0 \text{ м}^3$

Итого кубатура на одного жителя . . .  $\sim 40 \text{ м}^3$

3. Объем строительно-монтажных работ (в стоимостном выражении) на одного жителя поселка  $q$  при средней стоимости  $1 \text{ м}^2$  жилкультурного здания в 125 руб. составит:

Ежемесячный прирост количества строительно-монтажных рабочих  $\Delta n$ , исходя только из возможности расселения их и всех связанных с ними жителей поселка, тогда составит:

$$q = 40 \cdot 125 = 5\,000 \text{ руб.} \quad (2)$$

$$\Delta n = \frac{n \cdot s}{k \cdot q} \text{ чел.,} \quad (3)$$

где  $s$  — среднемесячная выработка одного строительно-монтажного рабочего, которая для сооружения временного поселка из обычных кирпичных, шлакоблочных или деревянных домов может быть принята равной 2 500 руб.

Подставляя найденные величины для  $k$  и  $q$ , в рассматриваемом случае получим:

$$\Delta n = \frac{n \cdot 2\,500}{3,25 \cdot 5\,000} = 0,154 n,$$

т. е. ежемесячный прирост составит  $\sim 15\%$  от количества рабочих, занятых в начале каждого месяца на строительстве поселка.

Понятно, в первые месяцы строительства жилая площадь вводиться еще не будет, а следовательно, не будет и прироста количества рабочих, однако для упрощения этим можно пренебречь.

Если бы весь прирост количества рабочих направлялся только на дальнейшее строительство жилого поселка, то кривая наращивания численности рабочей силы, построенная в координатных осях — количество рабочих  $n$  и продолжительность периода наращивания  $t$ , — изменялась бы по формуле степенной функции:

$$n = a \cdot b^t, \quad (4)$$

где  $a$  — количество рабочих пионерной партии;

$$b = \frac{n + \Delta n}{n} = \frac{n + \frac{n \cdot s}{k \cdot q}}{n} = 1 + \frac{s}{k \cdot q} \quad (5)$$

(в нашем случае  $b = 1,154$ );

$t$  — продолжительность периода наращивания числа рабочих, месяцы.

На рис. 2 такие кривые построены для пионерных партий рабочих в 400, 500 и 600 чел. (кривые  $a$ ,  $b$  и  $в$ ).

Практически, однако, все вновь поступающие на строительство рабочие не могут быть полностью направлены на жилищное строительство, так как часть их неизбежно отвлекается уже в первые месяцы на строительство дорог, складов для приемки первых материалов и оборудования, а затем и остальных временных производственных сооружений строительства, которые должны быть закончены постройкой в подготовительный период, составляющий для грэс и тэц обычно около одного года.

В этом случае снизятся и темпы ввода жилищной площади поселка, а следовательно, и кривая наращивания количества рабочих. На рис. 2 кривые наращивания количества рабочих  $a_1$ ,  $b_1$ ,  $в_1$  построены из условия, что 30% вновь прибывающих рабочих отвлекается на строительство временных производственных сооружений,

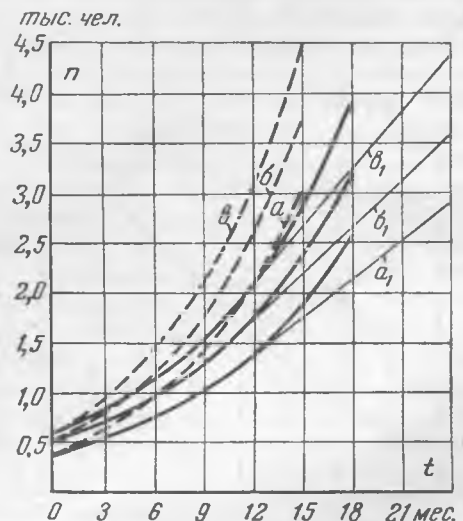


Рис. 2.

а 70% используется на строительстве жилищного поселка. Эти величины отвечают обычному соотношению объемов работ по жилищному строительству и временным производственным сооружениям, которые должны быть выполнены в течение первого года строительства при продолжительности подготовительного периода в 1 год.

Величина  $b$  в формуле (4) в этом случае будет равна

$$b = 1 + 0,7 \cdot \frac{s}{k \cdot q} = 1,11.$$

Кроме того, учитывая, что, начиная со второго года строительства, должно быть развернуто широким фронтом строительство основных сооружений электростанции, принято, что наращивание количества рабочих, занятых жилищным строительством, с этого момента прекращается, и все вновь поступающие рабочие направляются только на промышленное строительство.

Прежде чем перейти к оценке влияния изменения количества строительного-монтажных рабочих на продолжительность строительства, следует отметить, что изменение продолжительности строительства, а следовательно, и количества рабочих неизбежно связано с изменением и общего

объема строительного-монтажных работ, который может быть выражен формулой:

$$Q_{\text{общ}} = Q_{\text{осн}} + Q_{\text{врем}} + Q_{\text{пер}} \quad (6)$$

Первое слагаемое — объемы работ по основным сооружениям  $Q_{\text{осн}}$  — от продолжительности строительства не зависит. Второе — объем работ по временным сооружениям  $Q_{\text{врем}}$  — от продолжительности строительства зависит, так как меняется интенсивность потоков работ, а следовательно, и мощность подсобных предприятий, однако это изменение незначительно (в пределах нормальных колебаний продолжительности строительства), а следовательно, в целях упрощения им можно пренебречь. Третье слагаемое  $Q_{\text{пер}} = n \cdot k \cdot q$  [см. формулу (3)] изменяется прямо пропорционально количеству рабочих и может достичь очень большой величины.

Характер изменения объемов работ (в затратах) при изменении количества рабочих приведен на рис. 3. Объем работ в графике принят для типовой грэс в 300 тыс. квт, необходимый для ввода в эксплуатацию первого блока, так как весь анализ в дальнейшем для упрощения ведется только до момента пуска первого блока. С этого момента начинается обычно резкий спад количества рабочей силы, поэтому дальнейшее развитие работ для проводимого анализа интереса не представляет.

Для исследования характера влияния количества строительного-монтажных рабочих на продолжительность строительства построен график (рис. 4) для строительства грэс в 300 тыс. квт, на котором кривая 1 — наращивание количества строительного-монтажных рабочих при пионерной партии рабочих в 500 чел. (рис. 2); 2 — пограничная кривая общих объемов работ в человеко-месяцах  $Q_{\text{общ}}$  определенных из формулы (6) и разделенных на среднемесячную выработку одного строительного-монтажного рабочего  $s = 2750$  руб.; 3 — аналогично построенная пограничная кривая постоянных объемов работ [ $Q_{\text{осн}} + Q_{\text{врем}}$  из формулы (6)].

Таким образом, на этом графике площади  $Oaa_0b_0b'_0$ ,  $Oaa_1b_1b'_1$ ,  $Oaa_2b_2b'_2$  представляют собой

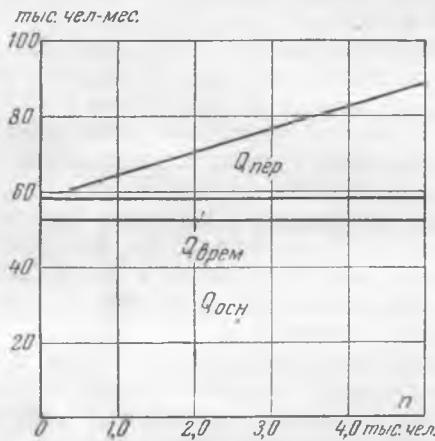


Рис. 3.

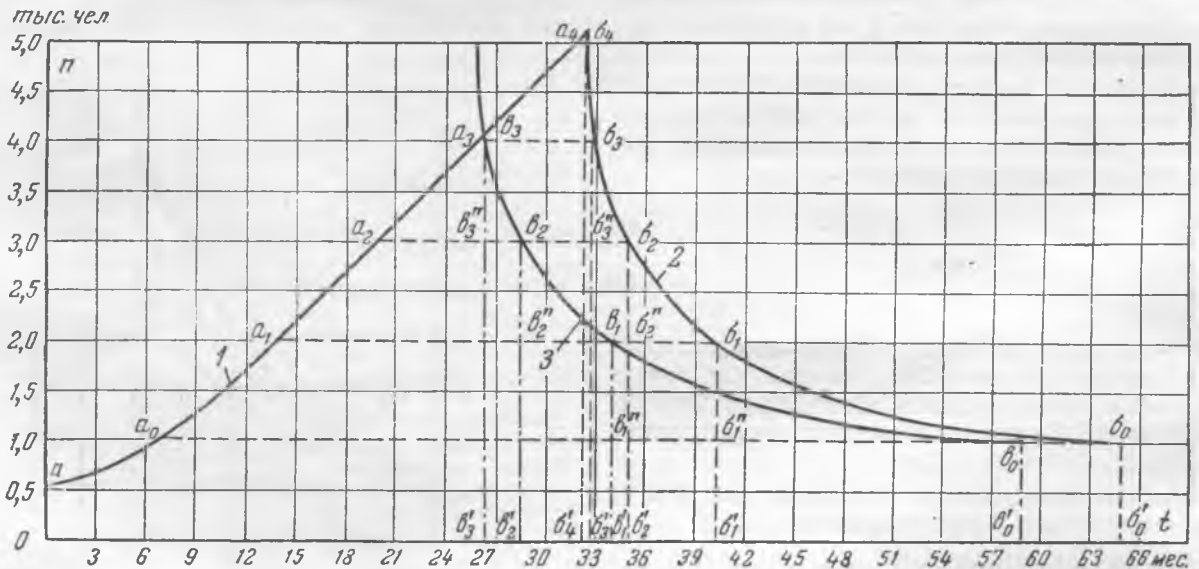


Рис. 4.

выраженные в человеко-месяцах общие объемы работ соответственно при использовании 1 тыс., 2 тыс. и 3 тыс. рабочих, а площади  $Oaa_0b_0b'_0$ ,  $Oaa_1b_1b'_1$  и  $Oaa_2b_2b'_2$  — соответственно постоянные объемы работ для тех же условий.

Из рассмотрения графика можно видеть, что увеличение количества строительного-монтажных рабочих не обеспечивает пропорционального сокращения продолжительности строительства и является эффективным средством сокращения продолжительности только в определенных, ограниченных пределах. Так, например, в рассматриваемом случае строительства грэс 300 тыс. квт при увеличении количества строительного-монтажных рабочих с 1 тыс. до 2 тыс. чел. продолжительность строительства до пуска первого блока сократится с 65 мес. ( $Ob'_0$ ) до 40 мес. ( $Ob'_1$ ), т. е. на 25 мес.

При увеличении количества рабочих еще на 1 тыс. чел., т. е. до 3 тыс. чел., продолжительность строительства уменьшится уже не на 25, а только на 5 мес. ( $Ob'_1—Ob'_2$ ), а при добавлении еще 1 тыс. рабочих — всего на 2 мес. ( $Ob'_2—Ob'_3$ ). Дальнейшее увеличение (свыше 4 000 чел.) практически ничего не дает.

Приведенные данные становятся совершенно понятными, если вспомнить, что для обеспечения жилищно-культурно-бытовым обслуживанием одного рабочего, занятого на выполнении строительного-монтажных работ, с членами его семьи и всеми связанными с ним рабочими подсобных производств, инженерно-техническими работниками и служащими требуется затратить, как это установлено выше,

$$n \cdot k \cdot q = 1 \cdot 3,25 \cdot 5\,000 = 16\,250 \text{ руб.}$$

Если условно считать, что каждый строительного-монтажный рабочий выполняет эту работу сам, то при среднемесячной выработке одного рабочего  $s = 2\,500$  руб. получится, что, прежде чем приступить к полезной работе по сооружению электростанции, каждый такой рабочий должен работать «на себя»:

$$t_{c.n} = \frac{n \cdot k \cdot q}{s} = \frac{16\,250}{2\,500} = 6,5 \text{ мес.}$$

Тогда получится, что двухтысячный рабочий из общего времени пребывания на строительстве — 26 мес. ( $a_1b_1$ ) затратит «на себя» 6,6 мес., т. е. ~ 25%; трехтысячный рабочий — соответственно на 15 мес. ( $a_2b_2$ ) ~ 45%; рабочий же пятой тысячи все 100% будет работать «на себя».

Еще более показательные и точные результаты можно получить при сопоставлении выполняемых объемов работ.

Так, в рассматриваемом примере (рис. 4) вторая тысяча рабочих выполняет объем работ — 31 тыс. чел-мес. (площадь  $a_0a_1b_1b''_1$ ), в том числе 6,6 тыс. чел-мес. (площадь  $b_1b'_1b''_1b'''_1$ ) «на себя» и 24,4 тыс. чел-мес. (площадь  $a_0a_1b_1b''_1$ ), т. е. ~ 80, по основному назначению; третья тысяча выполнит из общего объема 18 тыс. чел-мес. (площадь  $a_1a_2b_2b''_2$ ) по основному назначению — 11,4 тыс. чел-мес. (площадь  $a_1a_2b_2b''_2$ ), или 64%, четвертая тысяча рабочих — соответственно только 33%, пятая же тысяча весь объем работ 3,5 тыс. чел-мес. (площадь  $a_3a_4b_4b_3$ ) выполняет

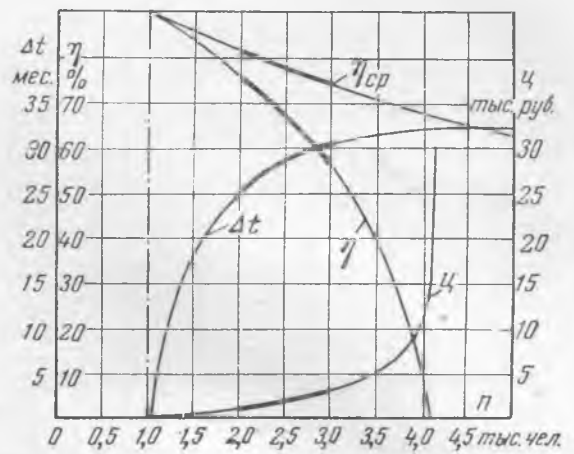


Рис. 5.

только «на себя», т. е. практически никакой пользы строительству электростанции не принесет.

Если условно назвать всю выработку строительного-монтажного рабочего за время его пребывания на строительстве выработкой общей ( $s_{oc.ц}$ ), а его выработку, затраченную на удовлетворение жилищно-культурно-бытовых нужд его самого и всех связанных с ним работников и членов семей, выработкой на собственные нужды ( $s_{c.n}$ ), то «полезная» выработка, направленная на собственно сооружение электростанции  $s_{пo.т}$ , определится как:

$$s_{пo.т} = s_{oc.ц} - s_{c.n} \quad (7)$$

а степень эффективности использования выработки строительного-монтажного рабочего  $\eta$  составит:

$$\eta = \frac{s_{пo.т}}{s_{oc.ц}} \quad (8)$$

Для условий любого строительства величина  $\eta$ , понятно, всегда значительно меньше единицы и притом не только для отдельного рабочего, но и в среднем для всех рабочих, занятых на строительного-монтажных работах.

В этом заключается существенное отличие условий строительства электростанции от условий ее эксплуатации, для которых  $\eta$  эксплуатационного рабочего всегда близка к единице.

Степень эффективности использования выработки строительного-монтажного рабочего учитывает в себе влияние количества рабочих, продолжительности строительства, темпов наращивания численности рабочей силы и увеличения объема работ, вызываемого увеличением количества рабочих, и является поэтому удобным критерием для выбора оптимальной продолжительности строительства.

Для установления оптимальной величины  $\eta$  в рассматриваемом примере грэс 300 тыс. квт построен график (рис. 5), в котором: кривая  $\Delta t$  — сокращение продолжительности строительства  $\Delta t = t_n - t_{n-1}$ , где  $t_n$  и  $t_{n-1}$  — продолжительность строительства при разных количествах рабочих, взятая из графика рис. 4; кривая  $ц$  — удорожание строительства, вызванное увеличением количества рабочих, отнесенное к 1 мес. достигнутого при этом сокращения продолжительности строительства, иначе говоря,  $ц$  — цена одного ме-

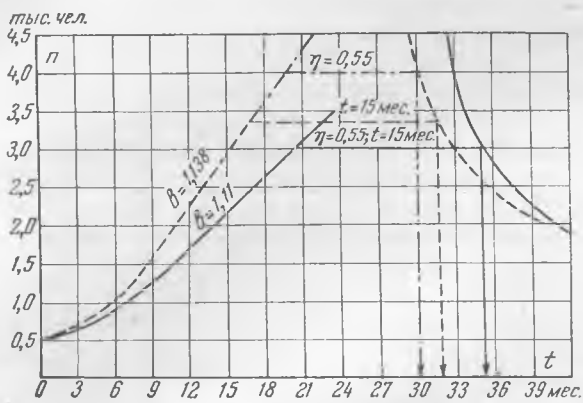


Рис. 6.

сяца сокращения продолжительности строительства:

$$\zeta = \frac{\Delta n \cdot k \cdot q}{\Delta t}, \quad (9)$$

где  $k$ ,  $\Delta n$  и  $q$  по формуле (3).

Из рассмотрения графика рис. 5 можно установить следующее:

1. Увеличение количества строительномонтажных рабочих в рассматриваемом примере сверх 4 тыс. не имеет смысла, так как не обеспечивает даже минимального сокращения продолжительности и вместе с тем требует ничем не оправданных затрат на сооружение дополнительного жилья.

2. Увеличение количества рабочих в пределах от 3 до 4 тыс. обеспечивает лишь незначительное сокращение продолжительности (до 2 мес.), достигаемое при этом ценой больших дополнительных затрат (до 8 млн. руб. за каждый месяц сокращения продолжительности) и значительного снижения степени эффективности использования выработки рабочих (с 50 до 10%). Поэтому увеличение количества рабочих свыше 3 тыс. в данном случае нецелесообразно.

3. Увеличение количества рабочих чрезвычайно эффективно в отношении сокращения продолжительности строительства в интервале от 1 до 2 тыс. рабочих и становится значительно менее эффективным в интервале от 2 до 3 тыс., так как при этом обеспечивается сокращение продолжительности на 5 мес., получаемое ценой до 3 млн. руб. за каждый месяц сокращения. Оптимальное количество строительномонтажных рабочих для рассматриваемого случая лежит, очевидно, где-то около 2,5 тыс., чему отвечает общее количество работающих ( $n_4$ )  $\sim$  5 тыс. чел., «степень эффективности» использования выработки рабочего, даже прибывающего последним на строительство, не ниже  $\eta = 66\%$ ,  $\eta_{ср} = 77\%$  и продолжительность строительства до ввода в эксплуатацию первого блока 37 мес.

### Выводы

Хотя приведенные выше цифровые данные и выкладки являются примерными, ориентировочными, они достаточно показательны, чтобы сделать на их основе некоторые обобщающие выводы:

1. В пределах достигнутых продолжительности строительства тепловых электростанций (2,5—3,5 года до ввода в эксплуатацию первых агрега-

тов) и уровня производительности труда единственным препятствием к сокращению этой продолжительности является возможность увеличения количества рабочих, занятых на строительномонтажных работах.

2. Возможность увеличения количества строительномонтажных рабочих ограничена и определяется темпами наращивания количества рабочей силы.

Пологий характер кривой наращивания количества рабочей силы значительно снижает влияние фактора увеличения количества рабочих на продолжительность строительства, что обычно недоучитывается.

Средствами обеспечения более крутого характера кривой развертывания рабочей силы являются [см. формулы (4) и (5)]:

а) Увеличение выработки одного строительномонтажного рабочего  $s$  на строительстве жилого поселка за счет применения только сборных и сборно-разборных домов заводского изготовления, требующих для своей сборки минимальных трудозатрат. Эффективность этого мероприятия очень велика, так как величина  $b$ , которая в этом случае увеличивается, входит в формулу (4) со степенным показателем  $t > 1$ .

Если, например, в рассматриваемом случае уменьшить трудоемкость строительства поселка за счет применения полностью законченных изготовлением на заводе, тщательно подогнанных, комплектно поставляемых и легко собираемых сборно-разборных домов хотя бы на 25%, т. е. довести расчетную выработку рабочего на строительстве поселка с 2 500 до 3 125 руб. в месяц, то величина  $b$  в формуле (4) стала бы равной:

$$b = 1 + 0,7 \frac{3125}{3,25 \cdot 5000} = 1,138,$$

в результате чего кривая наращивания количества рабочей силы пошла бы значительно круче (рис. 6), а продолжительность строительства сократилась бы при той же минимальной длительности пребывания рабочего до пуска с 35 мес. при  $b = 1,11$  до 32 мес., т. е. на 3 мес.

Следует, однако, отметить, что при  $s = 3125$  руб. продолжительность работы рабочего «на себя» уменьшится до

$$t_{с.н} = \frac{16250}{3125} = 5,28.$$

Тогда при том же  $\eta = 0,55$  минимально допустимая продолжительность пребывания строительномонтажного рабочего на строительстве снизится до  $\sim$  12 мес. и появится возможность при минимально допустимой степени эффективности использования выработки рабочего  $\eta = 0,55$  увеличить количество рабочих до 4 000 и сократить при этом продолжительность строительства еще на 2 мес., т. е. до 30 мес. (рис. 6).

Таким образом, увеличение выработки  $s$  на 25% обеспечит в данном случае возможность сокращения продолжительности строительства с 35 до 30 мес., т. е. на 5 мес. при увеличении ко-

<sup>1</sup> Выработка условно принята при неизменной стоимости 1 м<sup>3</sup> здания, равной 125 руб. [см. формулу (2)], фактическое увеличение стоимости 1 м<sup>3</sup> здания при сборно-разборных домах на величине  $b$  не скажется, так как оно одинаково увеличит в формуле (5) и  $s$ , и  $q$ .

личества рабочих до 4 тыс. чел и связанных с этим дополнительных затратах в 16 250 тыс. руб., т. е. «ценой»  $\eta = \frac{16\,250}{5} = 3\,300$  тыс. руб. за 1 мес.

сокращения продолжительности.

В действительности при применении комплектных сборных щитовых домов заводского изготовления выработка может быть увеличена значительно больше 25% против выработки на строительстве обычных домов, что обеспечит еще большую эффективность этого мероприятия.

б) Уменьшение коэффициента  $k$  перехода от количества строительно-монтажных рабочих  $n$  к общему количеству жителей поселка  $m$  за счет снижения количества рабочих подсобных производств  $n$ , что может быть обеспечено путем организации изготовления металлоконструкций, массовых столярных изделий, сборных железобетонных изделий, каркасно-несущей арматуры, инвентарной опалубки и всего вспомогательного тепло-механического и электротехнического оборудования, равно как и выполнения капитального ремонта строительного и транспортного оборудования на специальных заводах или районных базах строительных организаций. На строительных площадках должно быть оставлено приготовление бетона, раствора и т. п., технологически связанное с местом укладки.

Следует отметить, что указанное мероприятие обеспечит сокращение продолжительности строительства и за счет сокращения объема строительства временных сооружений.

в) Увеличение количества рабочих пионерной партии  $a$ . Не следует недооценивать значимости этого мероприятия. Из рис. 2 видно его влияние на пологость кривой развертывания рабочей силы, а из рис. 7 можно усмотреть, что при той же степени эффективности использования выработки рабочего  $\eta = 0,55$  продолжительность строительства при увеличении  $a$  с 400 до 600 чел., т. е. на 200 рабочих, сокращается на 5,5 мес., т. е. достигается без дополнительных затрат тот же эффект, что и при увеличении максимального количества рабочих (рис. 4) с 2 300 до 4 000, т. е. на 1 700 чел. с затратой до 30 млн. руб.

Средством осуществления этого мероприятия является широкое внедрение передвижных инвентарных вагонов-общежитий, а в отсутствии железнодорожных подъездных путей к стройплощадке — передвижных фургонов-общежитий на автоприцепах или теплых палаток.

Такой вагонный или палаточный городок разворачивается на 3—6 мес., в течение которых проживающие в нем рабочие возводят жилую площадь, необходимую для размещения как вновь прибывающих рабочих, так и их самих, после чего этот городок перебрасывается на другое строительство. По мере переселения рабочих из такого «городка» в жилые дома он может еще некоторое время служить также для временного расселения прибывающих рабочих до предоставления им помещений в жилых домах.

3. При достижимых в настоящее время темпах наращивания количества рабочей силы увеличение количества строительно-монтажных рабочих целесообразно лишь в пределах  $\eta = 50\%$ ,

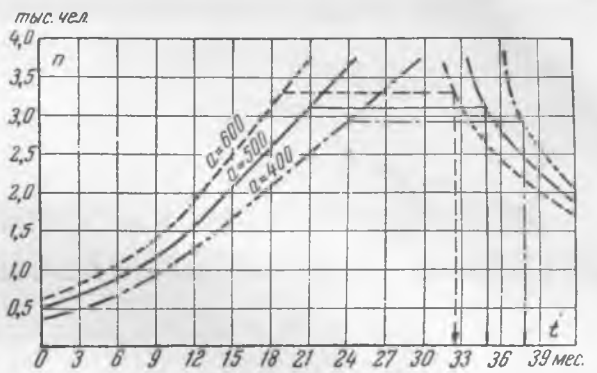


Рис. 7.

т. е. при условии продолжительности пребывания каждого рабочего на строительстве не менее 10—14 мес. до пуска первых агрегатов, иначе говоря, при условии прекращения наращивания количества рабочих за 10—14 мес. до пуска первых агрегатов в эксплуатацию.

Дальнейшее увеличение количества рабочих мало эффективно и достигается дорогой ценой, а при поступлении рабочих на строительство менее чем за 6 мес. до пуска первых агрегатов просто бесполезно, так как рабочий за это время не успеет отработать тех трудозатрат, которые должны быть вложены строительством для обеспечения жилищно-культурно-бытового обслуживания его самого, членов его семьи и всех связанных с ним рабочих, инженерно-технических работников и служащих.

Это обстоятельство упускается очень часто многими руководителями строительства, которые пытаются компенсировать допущенные в предыдущие периоды строительства прорывы дополнительным набором рабочей силы даже в последние месяцы перед пуском, отвлекают на строительство жилья для них наличные кадры и недоумевают, почему, чем больше они набирают рабочих, тем больше рабочих им нехватает.

Отдельные пики графика движения рабочей силы, понятно, возможны, так как могут быть вызваны несбалансированным поступлением на строительство узкоспециализированных рабочих, сроки прибытия и продолжительность пребывания которых на строительстве определяются технологией специальных работ.

Для кратковременного удовлетворения потребности этих рабочих в жилищной площади целесообразно развернуть на строительной площадке вновь, за полгода до пуска первых агрегатов, вагонный или палаточный городок.

4. Учитывая, что возможности увеличения количества строительно-монтажных рабочих, как это установлено выше, строго ограничены, увеличение производительности труда (выработки) за счет комплексной механизации, индустриализации и применения передовых методов производства работ и организации труда, имеющее само по себе огромное, решающее значение для внедрения скоростных методов строительства, приобретает новое дополнительное значение как фактор, обеспечивающий сокращение продолжительности строительства при неизменном, оптимальном для данного строительства количестве рабочих.

□ □ □

# Электростанция высокого давления с прямоточными котлами, экранированными подъемно-опускными трубами

Инж. В. М. Биман и канд. техн. наук Б. М. Лерер

Блок высокого давления с прямоточными котлами, экранированными подъемно-опускными вертикальными трубами, предназначался для работы на буром угле с охлаждением конденсаторов турбин пресной водой. Однако условия изменились и он работает на тощих углях с охлаждением конденсаторов морской водой.

## Особенности установки

Блок высокого давления с параметрами пара 80 ата, 500°С, принципиальная схема которого приведена на рис. 1, состоит из паровых котлов производительностью по 40/50 т/час со следующей характеристикой:

### I. Поверхность нагрева

Экономайзер I, II и III ступени—трубы Ст-20 . . . . .	650 м <sup>2</sup>
Холодная воронка—трубы Ст-20 } Экраны—трубы 15М }	58,3 м <sup>2</sup>
Переходная зона (задняя стенка топки) — трубы 15М . . . . .	19,4 м <sup>2</sup>
Перегреватель I ступени — трубы 15М: радиационная часть . . . . .	30,5 м <sup>2</sup>
конвективная часть . . . . .	104,5 м <sup>2</sup>
Перегреватель II ступени (радиационный) — трубы 15ХМ . . . . .	41,8 м <sup>2</sup>

### II. Основные расчетные данные

тощий уголь;  $D = 50$  т/час; первый впрыск — 1,5 т/час; второй впрыск — 3,5 т/час)

Температура газов:	
перед перегревателем . . . . .	1112°С
после перегревателя . . . . .	951°С
после III ступени экономайзера . . . . .	489°С
после II ступени экономайзера . . . . .	359°С
после воздухоподогревателя . . . . .	187°С
Паросодержание:	
после III ступени экономайзера . . . . .	22,8%
перед первым сепаратором . . . . .	92,8%
Температура воды и пара:	
после переходной зоны . . . . .	306°С (фактически ~ 320°С)
после I ступени перегревателя . . . . .	447°С
после II ступени перегревателя . . . . .	500°С
Температура горячего воздуха . . . . .	263°С
Тепловое напряжение топки . . . . .	142 700 ккал/м <sup>3</sup> час
Гидравлическое сопротивление котла . . . . .	38,7 ат
Газовое сопротивление котла . . . . .	60 мм вод. ст.
Воздушное сопротивление воздухоподогревателя . . . . .	17,6 мм вод. ст.
Максимальная скорость газов (I ступени перегревателя) . . . . .	11,4 м/сек

Котлы питают турбины с регулируемым отбором 4 ата. Параллельно пар из котлов может быть отведен через дроссельный клапан к паровому аккумулятору емкостью около 100 м<sup>3</sup>.

Паро-водяная часть котла отличается небольшим количеством коллекторов, почти полным отсутствием дренажной и воздушной арматуры и широким использованием крепления поверхностей нагрева на подвесных и опорных трубах. Поперечный разрез котла и его схема показаны на рис. 2 и 3.

Вода перед поступлением в котел проходит по подвесным трубам, на которых лежат опорные трубы, служащие для подвески змеевиков перегревателя I ступени и потолочных труб. Пройдя два коллектора, вода поступает в экономайзер, состоящий из шести пакетов, опирающихся на обмуровку. Особенности экономайзера являются малое число параллельных труб — 12 в I ступени, 6—во II и III ступенях, сравнительно большая скорость воды в них (1,7 м/сек) и подъемно-опускное зигзагообразное движение воды в змеевиках. Вследствие этого экономайзер несливаем. При переходе из пакетов одной ступени в пакеты

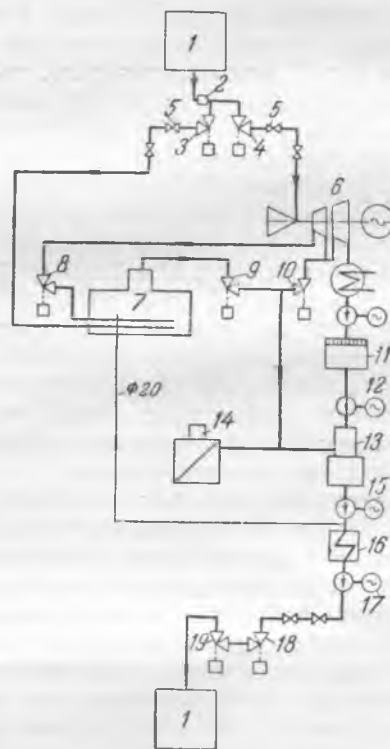


Рис. 1. Тепловая схема установки.

1 — котел; 2 — паровое сито; 3 — обводной (распечный) клапан; 4 — главный паровой клапан; 5 — обратный клапан; 6 — турбоагрегат; 7 — аккумулятор; 8 — зарядный клапан; 9 — разрядный клапан; 10 — регулирующий клапан; 11 — питательные баки; 12 — питательные насосы деаэраторов; 13 — деаэраторы; 14 — испарители; 15 — подкачивающие (бустерные) насосы; 16 — подогреватели; 17 — питательные насосы; 18 — дроссельный клапан (дифференциальный регулятор); 19 — питательный клапан.

другой вода подается с левой стороны на правую и обратно. После верхней ступени экономайзера вода проходит через опорные трубы, лежащие на петлях, образуемых подвесными трубами, затем по трем стенкам топки шестью трубами опускается вниз. На этих шести трубах подвешена радиационная часть обоих перегревателей котла. Указанные трубы переходят аналогично тому, как это принято в котлах Рамзина, в холодную воронку, а после этого они образуют подъемно-опускные вертикальные петли радиационной части собственно котла, которыми закрыты три стенки топки: левая, передняя и правая. Лишь на выходе из правой стенки имеется сборный коллектор. Таким образом, начиная от первого пакета экономайзера до выхода из правой стенки топочных экранов, нет ни одного смесительного коллектора, вследствие чего котел и называется «однотрубным».

На задней стенке топки расположена переходная зона, выполненная конструктивно так же, как и экраны остальных стенок. Перед переходной зоной и после нее установлены сепараторы, из которых первый служит для продувки части котловой воды (через шайбу диаметром 2 мм), второй — для улавливания и удаления воды (через ограничительную шайбу диаметром 6 мм), попавшей в сепаратор при нарушениях режима работы топки. Нормально через второй сепаратор проходит перегретый пар.

Далее пар идет в I ступень перегревателя, конвективно-радиационную, а после нее — во II ступень, чисто радиационную. Из II ступени пар с давлением 80 ат при температуре 500°С поступает в распределительный узел, откуда может быть отведен либо к турбинам, либо к аккумулятору.

Вся основная запорная арматура котла расположена на фронте его, на отметке кочевара (рис. 4). Обслуживание котла осуществляется полностью с отметки кочевара.

Для обмуровки таких котлов за границей применяется около 500 фасонов кирпича со сложной системой крепления на трубах, охлаждаемых воздухом. При установке котла<sup>1</sup> количество фасонов удалось уменьшить до 16.

Принцип регулирования работы котла в основном состоит в том, что не котел следует за нагрузкой турбины, а, наоборот, нагрузка турбины определяется количеством сжигаемого топлива, которое устанавливается вручную в зависимости от задания или от давления в аккумуляторе (рис. 5). Вся система регулирования котла предназначена в основном для поддержания заданной температуры перегрева 500°С.

Регулирование турбин также тесно связано с тепловой схемой. Давление пара перед турбинами, т. е. соответствие между нагрузкой турбины и выработкой пара котлом, поддерживается регулятором давления «до себя».

Нагрузка турбины зависит, таким образом, от количества пара, поступающего в цилиндр высокого давления, т. е. от количества топлива, подаваемого в топку котла при постоянных параметрах

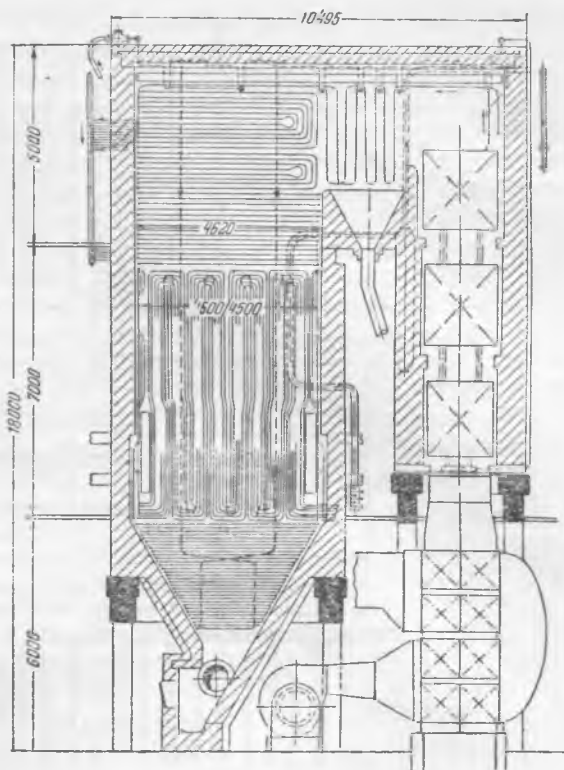


Рис. 2. Котел 50 т/час, 80 ат, 500°С.

рах пара высокого давления, поддерживаемых автоматически регуляторами котла (температура) и турбины (давление). Колебания электрической и тепловой нагрузки при изолированной работе установки должны выравняться каким-либо другим источником получения пара, в данном случае — аккумулятором. Достигается это следующим образом.

В случае изменения электрической нагрузки и соответственного изменения скорости вращения турбины ее регулятор скорости увеличивает или уменьшает поступление пара в цилиндр низкого давления турбины. В первом случае недостающее количество пара поступает в цилиндр низкого давления по линии 4 ата из аккумулятора. Во втором случае избыточный пар отводится из отбора 16 ата в аккумулятор.

При повышении или понижении давления в аккумуляторе можно вручную изменить нагрузку котлов путем изменения подачи топлива.

Если установка работает параллельно с другими генерирующими источниками, а тепловые потребители отсутствуют или расход пара на них постоянный, то аккумулятор может быть отключен. В этом случае регулятор скорости турбины бездействует; работает только регулятор давления «до себя», и колебания электрической нагрузки турбины, вызванные изменением выработки пара котлами, воспринимаются другими источниками.

Опробование обеих схем работы на описываемой установке дало хорошие результаты.

Аккумулятор имеет, кроме указанных автоматов, еще автомат для отвода избыточной воды в питательные баки.

Для поддержания температуры пара на выходе из котла имеется 6 регуляторов. Масло

<sup>1</sup> По проекту Конструкторского бюро Главпромэнергомонтажа МЭС.

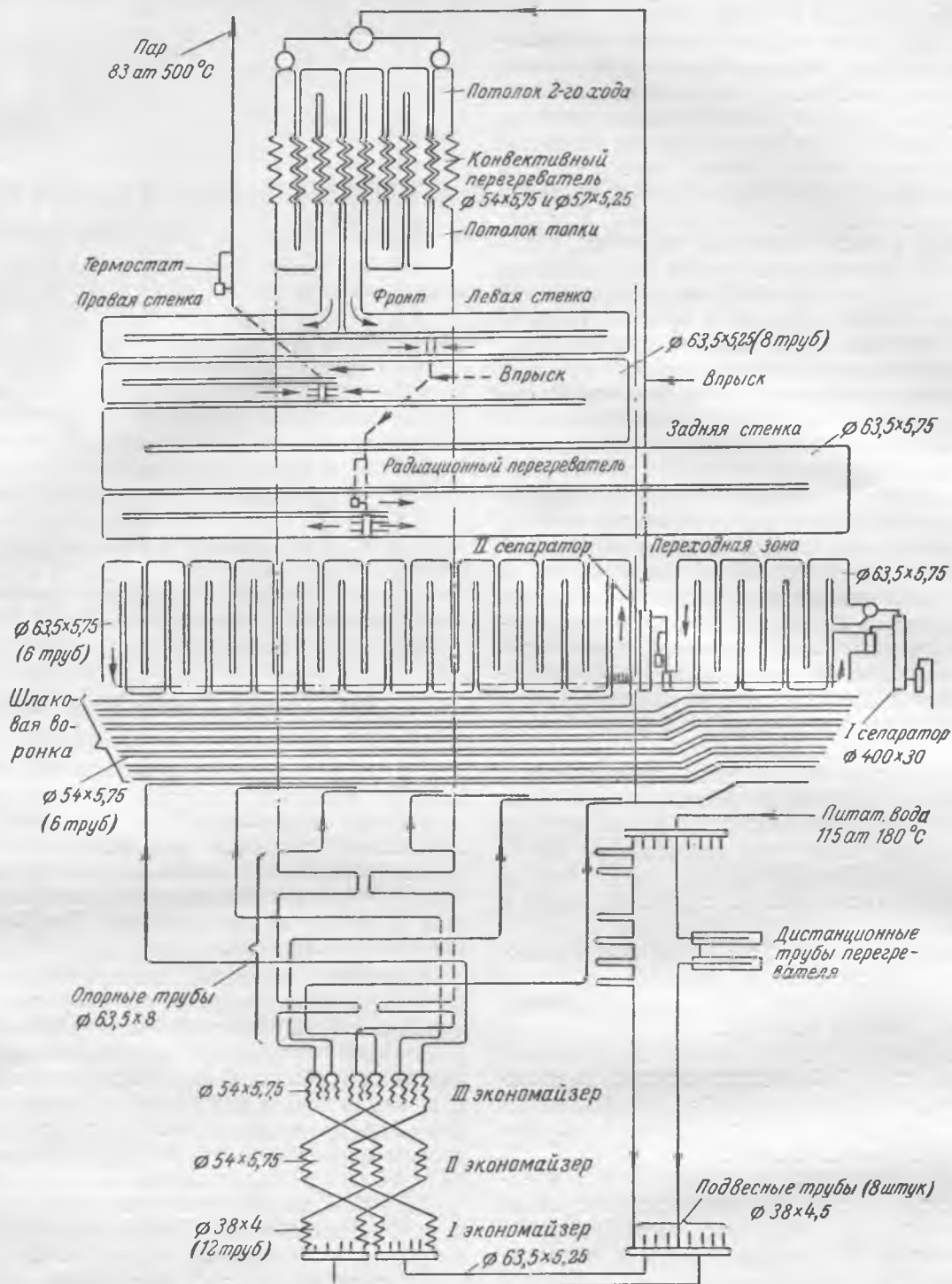


Рис. 3. Схема котла 50 т/час, 80 ат, 500° С.

подается в систему регулирования при 11 ат шестеренчатым электронасосом или резервным паровым насосом, автоматически вступающим в работу в случае выпадения электрического насоса. При помощи специального золотникового устройства давление масла снижается до 1,5 ат и оно поступает в золотниковый пульсатор, в котором происходит попеременное соединение второй масляной линии с давлением 1,5 и 11 ат. Во второй линии происходит пульсация масла 60 раз в минуту. Чувствительные элементы (термостаты, датчики давления) передают импульсы от изменения параметров пара на золотники приемного

устройства, которые изменяют давление регулирующего масла прямо пропорционально изменению регулируемого параметра.

Регулирующее масло заданного давления поступает к распределительному золотнику, определяющему перемещение сервомоторов главных вентилей, установленных непосредственно над сервомоторами (рис. 6, 7, 8).

Первичными регулирующими устройствами являются три термостата (рис. 9), установленные на соединительном паропроводе между двумя последовательными поверхностями нагрева. При изменении температуры пара на данном участке

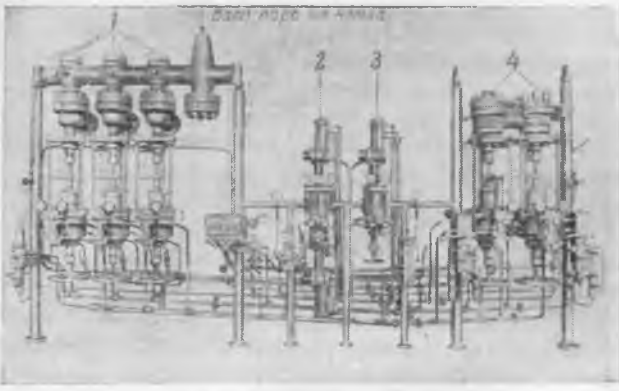


Рис. 4. Станция регулирования у фронта котла.  
1 — паровые клапаны; 2 — первый изотерморгулятор; 3 — второй изотерморгулятор; 4 — питательные клапаны.

происходит изменение длины трубы, в то время как специальный стержень, прикрепленный верхней своей точкой неподвижно к трубе, а в нижнем конце соединенный с золотником приемного устройства, сохраняет свою длину. За счет этого происходит перемещение приемного золотника относительно золотниковой камеры и, следовательно, изменяется давление регулирующего масла.

Первый термостат установлен после переходной зоны, где температура пара около  $320^{\circ}\text{C}$ . Импульс от изменения этой температуры передается на распределительный золотник первого впрыска и на изотермический регулятор питания. Последний получает, кроме того, импульс от перепада давления в диафрагме паромера. Оба импульса воспринимаются двумя золотниками и результирующим золотником. В свою очередь

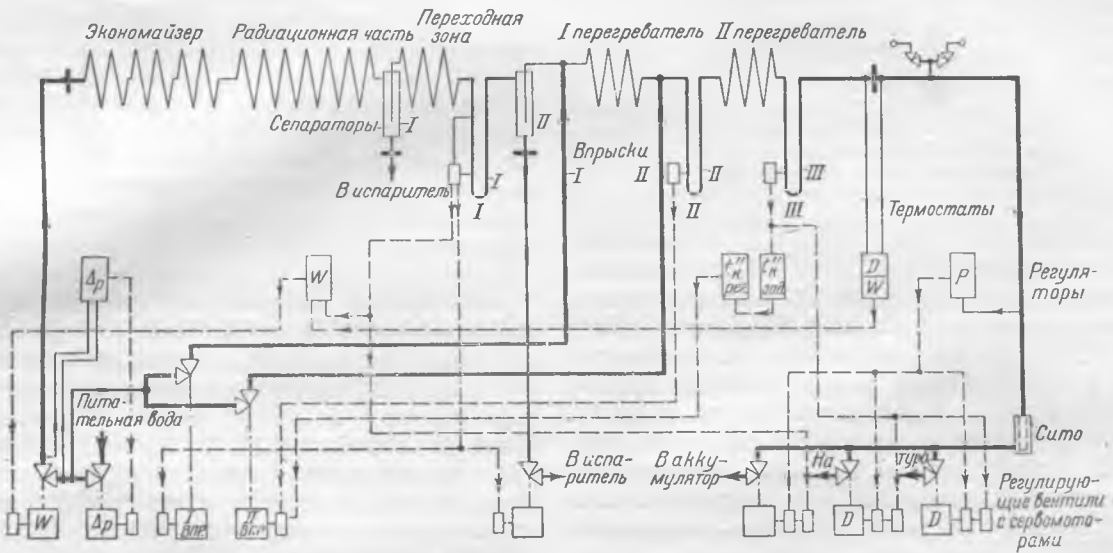


Рис. 5. Схема регулирования котла.

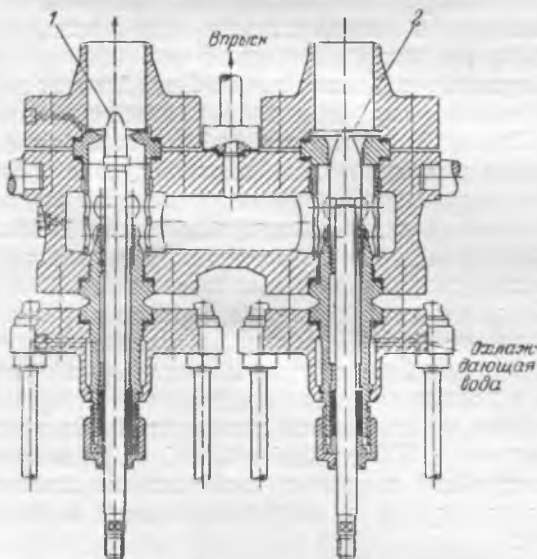


Рис. 6. Блок дифференциального и питательного клапанов.  
1 — регулирующий клапан; 2 — дроссельный клапан.

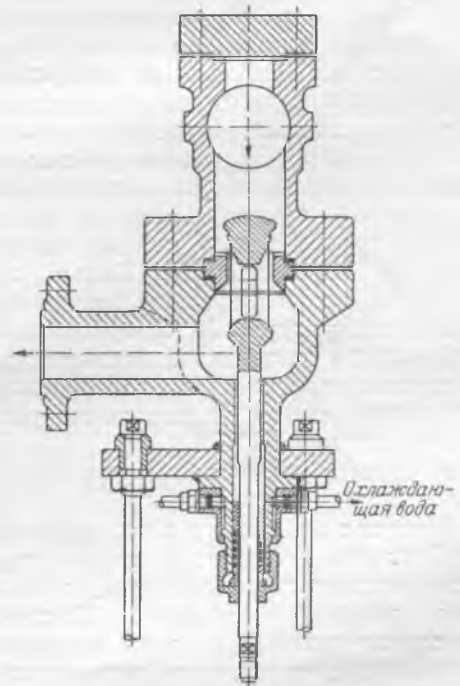


Рис. 7. Паровой клапан (главный и обводной).

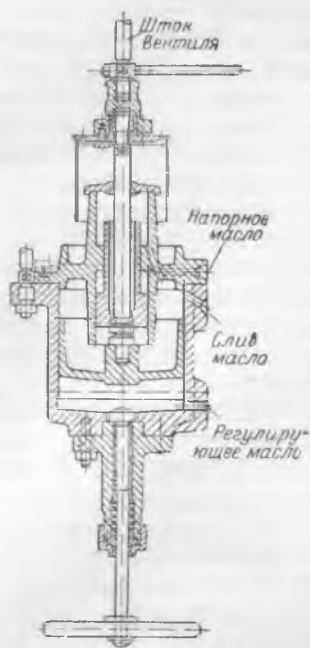


Рис. 8. Сервомотор паровых и питательных клапанов диаметром 160 и 200 м.м.

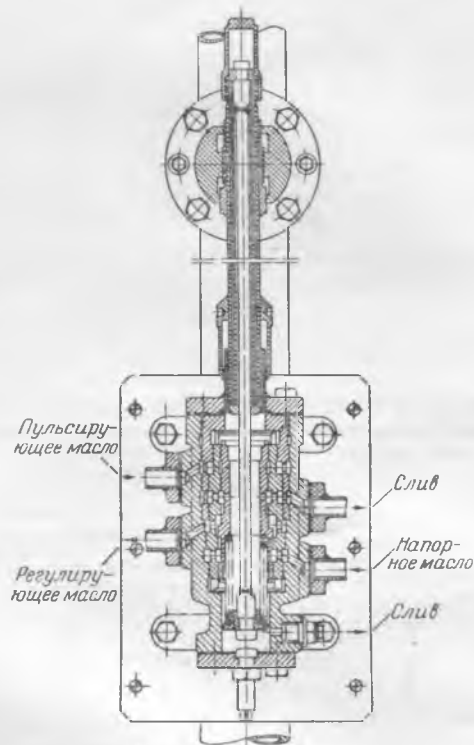


Рис. 9. Термостат.

изотермический регулятор передает командный импульс на регулирующий питательный клапан.

Увеличение расхода пара и, следовательно, увеличение перепада давления в диафрагме дают грубую установку регулирующего питательного клапана, а более точная подрегулировка производится от импульса, получаемого от первого термостата по температуре пара. При такой связи первый впрыск должен по схеме действовать только в переходные периоды при внутреннем нарушении соответствия между тепловой нагрузкой топки и подачей питательной воды.

Для регулирования питания, кроме того, установлен дифференциальный регулятор питания с дроссельным клапаном, поддерживающий постоянный перепад давления (около 1 ат) на питательном клапане. При наличии дифференциального регулятора подача питательной воды всегда прямо пропорциональна открытию питательного клапана и не зависит от режима работы насосов.

Впрыск, определяемый указанным выше регулятором первого впрыска, поступает в соединительный паропровод между вторым сепаратором и I ступенью перегревателя. Таким образом, перед местом ввода впрыска поддерживается постоянная температура 320° С, а впрыск служит для поддержания постоянства температуры пара после I ступени перегревателя по опережающему импульсу, получаемому от изменения указанной выше температуры (320° С).

Второй впрыск поступает в соединительный паропровод между первым и вторым перегревателями. Импульс на подачу этого впрыска регулирующий клапан получает от второго термостата, установленного после впрыска, и от изотермического регулятора впрыска. Последний в данном случае выполняет роль изодрома. Он получает импульс от третьего термостата, установленного на выходе пара из котла, т. е. там, где температура пара составляет 500° С.

Командный импульс от третьего термостата действует через задатчик температуры на изотермический регулятор, который и устанавливает давление регулирующего масла, передаваемого к регулятору впрыска. Таким образом, подача воды на второй впрыск определяется суммой импульсов от второго и третьего термостатов. В этой цепи второй термостат дает грубую установку клапана, а третий — точную подрегулировку. В целом этот комплекс регуляторов обеспечивает в дополнение к регуляторам питания окончательную тонкую регулировку температуры пара.

Помимо указанных регуляторов, предназначенных для поддержания температуры, на котле имеется еще регулятор давления, который действует на сервомоторы паровых вентилей котла. Нормально в эксплуатации при включенном в работу регуляторе давления «до себя» у турбины регулятор давления котла бездействует и служит только в качестве предохранительного устройства. В случае же работы турбины с отключенным регулятором давления, т. е. воздействием регулятора скорости также и на впускные групповые клапаны цилиндра высокого давления, поддержание давления перед турбинами осуществляется регулятором давления котла.

Повышение температуры пара на первом термостате до 390° С вызывает полное открытие парового вентиля, отводящего пар к аккумулятору, и полное закрытие подачи пара к турбинам. Точно так же понижение температуры на третьем термостате с 500 до 390—420° С (в зависимости от настройки) вызывает такое же закрытие клапанов на турбину и открытие клапана к аккумулятору.

Повышение давления пара на котле сверх 83 ат вызывает частичное открытие клапана к аккумулятору. Падение давления до 78 ат приводит

к частичному закрытию клапанов, отводящих пар к турбинам. Последнее необходимо для того, чтобы предотвратить значительное понижение давления в котле и возможное при этом нарушение гидродинамики котла с повреждением его труб. При падении давления пара перед турбинами ниже 71 ат регулятор давления турбины прекращает подачу пара к ней.

Регулятор разрежения не связан с другими регуляторами котла и действует на газовые заслонки между экономайзером и воздухоподогревателем. Питание регулятора маслом осуществляется от общей маслонасосной станции котла.

Котлы снабжены быстроходными мельницами, так называемыми «мелющими вентиляторами». В данной установке впервые осваивалось сжигание пыли тощих углей, выдаваемой этим мельничным устройством. Все питательные насосы имеют только электрические приводы.

Аккумулятор с полезной емкостью около 93 м<sup>3</sup> выполнен на давление 16 ат при нормальном рабочем давлении 11—12 ат. Емкость аккумулятора рассчитана на одновременный сброс в него около 150 т/час пара. При разрядке аккумулятора за счет снижения давления на 5 ат можно получить около 5 т пара, что дает возможность в случае ввода этого пара в часть низкого давления турбины воспринять толчки нагрузки около 2 тыс. квт.

### Приспособление оборудования к новым условиям работы

При работе на тощем угле вместо бурого вследствие повышения температуры в топке увеличивается интенсивность работы радиационных перегревателей. Сохранить первоначальную поверхность нагрева перегревателей можно было только за счет увеличения второго впрыска. Таким образом, оба впрыска при переходе на сжигание тощих углей имеют не только значение регулирующих элементов, но и элементов, корректирующих избыток тепловой работы радиационных перегревателей и недостаток теплопоглощения экономайзера.

Эксплуатационный опыт показал, что температуру, требуемую по условиям регулирования, удавалось обеспечить за счет впрыска воды в количестве 1—4 т/час без конструктивных переделок котла.

Переделка топочной камеры была ограничена тем, что на всех четырех ее стенках, около горелок, по высоте около 3,5 м и в верхней части холодной воронки были установлены зажигательные пояса (рис. 10) из хромитовой массы на приваренных к трубам гребенках<sup>2</sup>.

Наличие зажигательных поясов не вызывает каких-либо нарушений в тепловой работе параллельных труб котла, что позволяет рекомендовать данный способ установки зажигательных поясов для прямоточных котлов всех систем. Хотя изоляционные свойства слоя хромитовой массы с значительными включениями металла гребенок ока-

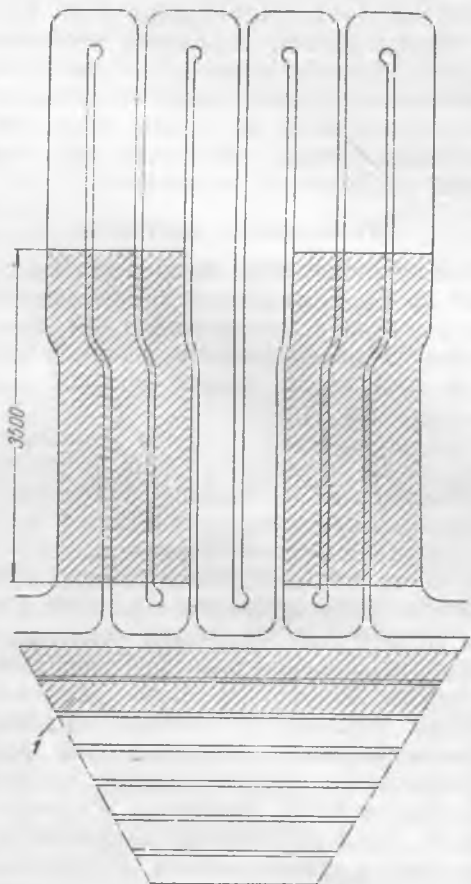


Рис. 10. Расположение зажигательных поясов на стенке.

1 — хромитовая масса.

зались невысокими, все же зажигательные пояса выполнили свою роль. Устойчивое горение пыли обеспечивалось уже при нагрузке котла 25—30 т/час без подсвечивания мазутом и при сравнительно грубом помоле  $R_{88} = 15—20\%$ . Следует отметить, что приварные детали для крепления хромитовой массы различной формы — гребенки, круглые и полосовые шипы — одинаково хорошо удерживают массу между приварышами. Однако слой хромитовой массы, выступающий за пределы приварышей в топку, во всех случаях отваливается.

Исходя из опыта ВТИ, решено было сохранить турбулентные щелевые горелки, изменив лишь направление пылевого потока. Горелки перчаточного типа с сихромалевыми наконечниками на каждой трубе были повернуты таким образом, чтобы оси их пересеклись в центре топки, причем предусматривалась возможность сохранения тангенциального потока вторичного воздуха в верхних ярусах горелки, если бы это потребовалось. Одновременно для улучшения прогрета пыли подвод вторичного воздуха внизу был заглушен и сохранен только в верхней и средней частях горелки. Указанные мероприятия обеспечили достаточную устойчивость горения пыли тощего угля.

Котел был пущен с двумя мельницами, причем оказалось, что при получении пыли достаточно высокого качества (даже при  $R_{88} = 6\%$ ) производительность двух мельниц с избытком обес-

<sup>2</sup> См. Л. И. Ойрех, «Электрические станции», 1952, № 3.

печивает работу котла. Однако для получения такой тонины помола пришлось изменить конструкцию сеператора, уменьшив высоту лопаток для получения большей скорости воздуха. Этим удалось ограничиться на первое время, несмотря на изменения условий работы котла, и добиться надежной работы всей установки.

### Освоение котлов

Управление котлами было освоено в весьма короткие сроки. Первый котел описываемой установки был сдан в эксплуатацию вместе с турбиной после 72-час. комплексного опробования уже через 14 дней после первой пробной растопки котла. Пуск его усложнялся отсутствием характеристики регуляторов котла и невозможностью в связи с этим предварительной их установки в требуемое рабочее положение. На последующих котлах регуляторы устанавливались и налаживались по уже имеющимся характеристикам на холодном котле по давлению регулирующего масла, и котлы сразу пускались с регуляторами.

При первой растопке было особенно трудно регулировать давление в котле вследствие отсутствия какого бы то ни было дистанционного управления паровым клапаном, сбрасывающим воду на аккумулятор. Перед второй растопкой были установлены дополнительные местные приборы и был включен регулятор давления, автоматически поддерживавший давление в котле как до, так и после начала парообразования. Благодаря этому удалось получить расчетные параметры (80 ат, 500°С) при нагрузке котла 25 т/час и отводе пара в аккумулятор. Но эта растопка показала, что регулирование питания одним только регулирующим или дроссельным клапаном чрезвычайно затруднительно. Поэтому при третьей растопке был включен дифференциальный регулятор питания. Наличие двух действующих регуляторов дало возможность поддерживать в большей или меньшей степени требуемые параметры пара и нагрузку котла.

Работа котла на аккумулятор без возвращения конденсата была связана с полной потерей всего конденсата, что ограничило длительность опробования котла.

Во время комплексного 72-час. опробования котла работали три регулятора давления, дифференциальный регулятор, второй впрыск. В дальнейшем работали все регуляторы.

Опробование котла при первых растопках производилось на мазуте. Паровыми форсунками за счет изменения подачи мазута к одной или двум форсункам удавалось весьма точно поддерживать температуру пара, пользуясь показаниями гальванометра температуры газов после первого перегревателя.

В первый период эксплуатации горение пыли без подсвечивания было невозможно; происходили неоднократные обрывы факела. Лишь по истечении 1—1,5 мес. по мере наладки мельниц удалось обеспечить устойчивое горение пыли без подсвечивания мазутом.

В период освоения невольно приходилось проверять работу установки в аварийных положениях. Оказалось, что в случае обрыва факела и достаточно быстрого розжига мазутных форсунок

удается продолжать работу котла почти без падения температуры пара. Аварийное отключение турбины совершенно не отражается на работе котла, так как при этом происходит автоматическое переключение подачи пара на аккумулятор. Прекращение электропитания механизмов собственных нужд на время до 20 мин. не вносит специфических осложнений в работу котла.

Специфической для данной установки является операция растопки. Ввиду наличия подъемно-опускных труб в котле и полного отсутствия воздушников для удаления воздуха из котла перед зажиганием форсунок через котел в течение 15 мин. прокачивается вода с максимально возможным расходом (около 50 т/час). Лишь после этого производится розжиг форсунок, и подача воды уменьшается до 20—25 т/час. Минимум подачи определяется устойчивостью гидродинамики, но нижний предел возможной устойчивости не проверялся. Однако подача 20 т/час обеспечивает устье полную надежность.

Обязательным условием надежности операции растопки является поддержание полного рабочего давления в котле, начиная с момента прокачки воды перед растопкой. Несоблюдение этих условий, обязательных при растопке всех котлов с подъемно-опускным потоком воды, как показала практика других установок, может привести к серьезным повреждениям поверхности нагрева. Особенно это опасно для котлов, имеющих подъемно-опускное движение воды не только в испарительной части, но и в экономайзере и не имеющих коллекторов после экономайзера. Скопление воздуха в одном канале экономайзера может оставить без воды весь змеевик до его выхода из топки.

При растопке и остановке котла приходится учитывать наличие зажигательных поясов. Быстрая растопка может вызвать нарушение целостности поясов и обмуровки. Последняя требует достаточно медленного разогрева еще и потому, что вследствие отказа от многочисленных фасонов при первоначальной конструкции обмуровки на этих котлах обмуровка выполнена в виде свободно стоящих стен высотой до 12 м и толщиной в один кирпич с креплением этих стен к каркасу при помощи связанных кирпичей, расположенных рядами через 0,6—0,7 м по высоте. Поэтому растопка до получения пара нормальных параметров продолжается 1 час.

Остановка котла также должна производиться постепенно, так как иначе за счет тепла, аккумулярованного в зажигательных поясах, возможен перегрев труб, на которых укреплены эти пояса. Поэтому при остановке производится постепенный съем нагрузки, постепенное снижение температуры пара, и после получения на третьем термостате температуры 300—350°С гасятся форсунки и производится прокачка воды через котел с расходом 10—12 т/час до полного охлаждения.

В схеме электростанции предусмотрена только одна растопочная линия на несколько котлов. Поэтому при пропуске паровых вентилей на работающих котлах и растопке котла на ту же линию, заполненную паром, с прокачкой холодной водой возникают сильные удары. В целом схему растоп-

ки нельзя считать совершенной, хотя при поль­зовании для растопки горячей водой эта операция производится удовлетворительно.

Большие затруднения в эксплуатации в пер­вое время вызвало попадание морской воды че­рез неплотности в конденсаторах. Загрязнение питательной воды объясняется, однако, не только подсосом морской воды в конденсаторах, но и не­удовлетворительной работой сепарирующих устройств испарителей и неплотностью охладите­лей на испарителях, непрерывно добавляющих соли в цикл.

Солесодержание питательной воды вместо допускаемой нормами в 3—5 мг/л достигало вре­менами 20—30 мг/л. Это вызывало загрязнение котла, пара и занос турбины солями. Промывку котла приходилось производить примерно один раз в 10 дней, а турбины — через каждые 5—6 дней. Водная промывка котла осуществлялась путем прокачки воды через котел. При этом вы­мываются также соли жесткости. Чаше, однако, производится паро-водяная промывка котла при пониженной температуре пара. Удаление солей при этом происходит более интен­сивно, причем

удаляются только соли, легко растворимые. Про­мывка турбины под нагрузкой производилась пу­тем снижения температуры пара на выходе из котла до температуры насыщения. Нагрузка тур­бины при этом снижалась до 30% номинальной мощности. Эти мероприятия давали хороший эф­фект. Промывка турбины на холостом ходу про­изводилась также паром из аккумулятора (12 кг/см<sup>2</sup>).

Настойчивая работа персонала электростан­ции по уплотнению конденсаторов дала возмож­ность устранить неплотности и добиться солесо­держания конденсата нормально до 0,3—0,5 мг/л.

Систематически производимые наблюдения по­казали, что при солесодержании питательной воды до 0,5 мг/л отложения солей в котле и тур­бине весьма невелики и промывка их производит­ся один раз в месяц.

Практика эксплуатации выявила, что первый сепаратор, предназначенный для непрерывной продувки котла, не выполняет своего назначения, так как к. п. д. его по солеулавливаюнию соста­вляет не более 30%.

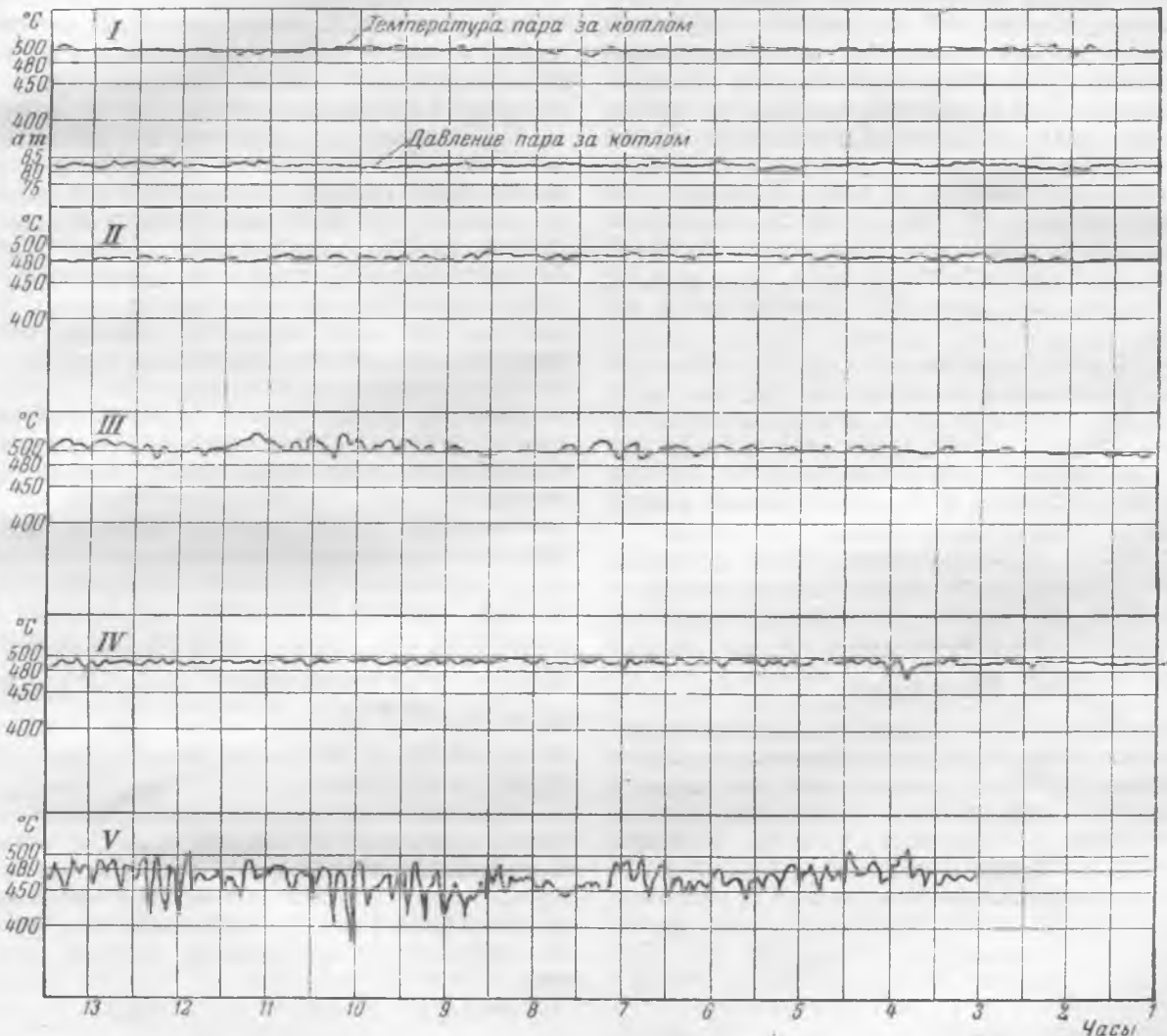


Рис. 11. Запись самописцев температуры и давления пара за котлом.

I, II — нормальная работа установки (давление поддерживается регулятором давления „до себя“ турбины, аккумулятор отключен от котла, в работе все регуляторы котла, кроме регулятора давления); III — ненормальная работа автоматического регулирования котла; IV — последние часы комплексного 72-час. опробования; регулируются вручную: питание, топливо (пыль + мазут), первый впрыск; регулируются автоматически: давление, дифференциальный регулятор, второй впрыск; V — первое опробование котла на пыли; регулируется вручную: питание, топливо (пыль + мазут), первый и второй впрыски; регулируются автоматически: давление, дифференциальный регулятор.

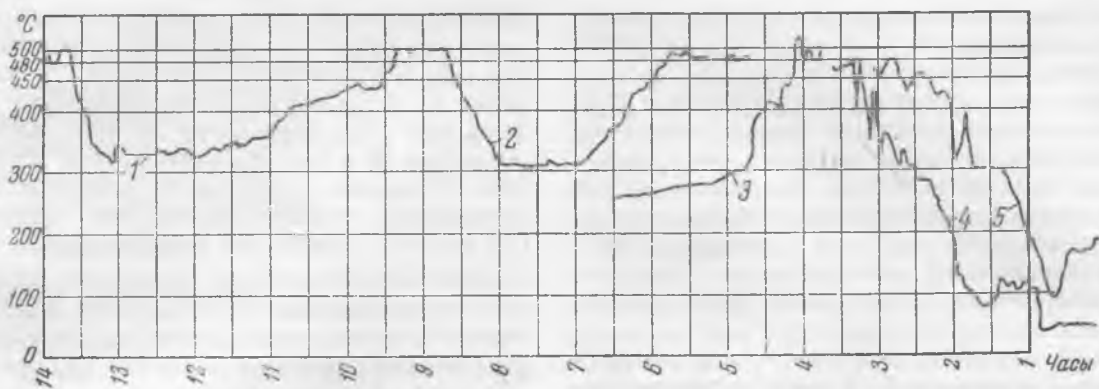


Рис. 12. Запись самописца температуры пара за котлом.

1 — промывка турбины влажным паром под нагрузкой; 2 — промывка котла влажным паром; 3 — остановка котла; 4 — растопка котла с холодного состояния; 5 — растопка котла с горячего состояния.

Достигнутые в первом году эксплуатации экономические показатели котлоагрегата характеризуются температурой уходящих газов до 130—140°С, содержанием горючего в уносе — до 17,5%; длительность безостановочной работы котла до 1100 час.; максимальная нагрузка котла (по пару) — до 55 т/час. Однако тонкость помола и содержание горючих в уносе сильно зависят от содержания летучих в топливе и от его влажности: при нормальном для тощего угля содержании летучих 10—12% и влажности 3—4% тонкость помола (при работе двух мельниц) достигает  $R_{88} = 6—8\%$ . Кроме того, содержание горючих в уносе сильно зависит и от избытков воздуха в топке. Поэтому для обеспечения хороших показателей по пылесжиганию при всех возможных колебаниях качества топлива, повидимому, потребуются некоторые дополнительные переделки по пылесистеме и горелкам.

За год работы котла имел место лишь один случай повреждения поверхностей нагрева — разрыв трубы перегревателя в средней части из-за дефекта материала самой трубы. Шлакование топки и занос конвективных поверхностей нагрева золой незначительны и не ограничивают работу котлов.

На рис. 11 и 12 приведены записи приборов, регистрирующих температуру пара на выходе из котла. Эти диаграммы характеризуют работу оборудования при разных условиях.

### Выводы

Опыт пуска блока высокого давления с прямоточными котлами, экранированными подъемно-опускными трубами, показал, что это новое и своеобразное оборудование благодаря полной законченности и хорошему качеству монтажа к моменту пуска котла, наличию большого опыта по котлам высокого давления в СССР, и в частности котлам Рамзина, освоено в короткие сроки.

Вместе с тем опыт эксплуатации показал, что установка обладает и рядом недостатков. Система авторегулирования конструктивно чрезвычайно сложна, и те же результаты могут быть, несомненно, достигнуты более простым способом при помощи аппаратуры, изготавливаемой отечественными заводами.

Характерная особенность конструкции котла — «однотрубность», т. е. отсутствие коллекторов на тракте от входа воды в экономайзер и до выхода из испарительной части топочных экранов, не является достоинством котла.

Надежность гидродинамики испарительной части хорошо обеспечивается также при помощи шайбозания (котлы Рамзина) или многократного перемешивания. В то же время появление свищей в трубах поверхностей нагрева, особенно в экономайзере, в котлах описываемой системы значительно опаснее, чем в котлах других систем, так как они могут привести к выходу из строя всего «однотрубного» змеевика, т. е.  $1/6$  части котла.

Поэтому данные котлы требуют более высокого качества сварки и большего внимания при эксплуатации, чем прямоточные котлы других систем.

Тепловая схема электростанции с наличием аккумулятора излишне сложна, так как аккумулятор необходим только для изолированно работающей станции с прямоточными котлами и не обязателен для станции, работающей в энергетической системе.

Сепаратор котла работает неудовлетворительно, и поэтому качество воды для этого котла должно быть не ниже, чем для бессепараторного прямоточного котла.

В целом опыт эксплуатации показал, что электростанция, работающая в энергосистеме и имеющая только прямоточные котлы может работать не менее устойчиво и надежно, чем аналогичная электростанция с барабанными котлами.



# Уменьшение износа экономайзеров и потерь с уходящими газами

Инж. С. И. Молоканов, инж. Б. Э. Розенблат и инж. Г. М. Цопиков

Длительный опыт эксплуатации отечественных пылеугольных котлоагрегатов 160/200 т/час с П-образной компоновкой (ТКП-3 и секционные ЛМЗ) показал, что при сжигании многозольных уральских бурых углей наблюдается значительный золовой износ хвостовых поверхностей, в особенности водяных экономайзеров, большое газовое сопротивление котлоагрегата и большие потери тепла с уходящими газами из-за их высокой температуры.

Золовой износ указанных поверхностей нагрева вызывается главным образом повышенными скоростями газов, совершенно недопустимыми при сжигании многозольных углей. Например, эрозийные свищи на гйбах змеевиков экономайзеров появились на секционных котлах ЛМЗ после десятимесячной эксплуатации, а на котлах ТКП-3—после двухгодичной эксплуатации. Большое газовое сопротивление котлоагрегата также вызвано высокими скоростями газов.

Значительные потери тепла с уходящими газами вызываются высокими температурами газов, которые достигают при нагрузках 160—190 т/час на ряде установок 200—240°С.

Практика показала, что бороться с золовым износом и с повышенным сопротивлением хвостовых поверхностей можно путем их реконструкции, снижая скорости газа.

При реконструкции целесообразно расширять габариты конвективной шахты для увеличения хвостовых поверхностей нагрева и снижения температуры уходящих газов. Примеры такой реконструкции приведены ниже.

## Реконструкция экономайзера котла ТКП-3 с передвижной передней стенки шахты

Общий вид экономайзера котла ТКП-3 до реконструкции и после нее<sup>1</sup> представлен на рис. 1.

Уменьшение скоростей газов достигается за счет расширения газохода путем отнесения передней стенки в сторону топки (передвижка задней стенки менее желательна, так как это связано с большим объемом работ). В расширенном по габаритам газоходе размещается увеличенная поверхность нагрева экономайзера. В неизменном положении сохраняются входной и выходной кол-

лекторы и питательные трубопроводы, что снижает первоначальные капитальные затраты, связанные с реконструкцией. Кроме этого ликвидируются золовые бункеры под пароперегревателем, которые ранее были источником больших присосов на котле.

Первоначальные опасения о заносе пароперегревателя золой и накоплении ее в бункере в специальных опытах, проведенных перед реконструкцией, не подтвердились.

Поверхность нагрева, образованная из труб диаметром  $38 \times 3,5$  с шахматным расположением, увеличена с 1660 до 2930 м<sup>2</sup> за счет отнесения передней стенки газохода в сторону топки на 1,25 м с соответствующим удлинением трубных пучков и заполнением дополнительным количеством змеевиков в коридорах по горизонтальной и вертикальной плоскостям газохода.

Количество параллельных змеевиков было увеличено со 182 до 195. Дополнительные змеевики были развальцованы в специально рассверленных отверстиях. При этом было ликвидировано пять газовых коридоров шириной в свету 112 мм каждый, которые ранее прикрывались чугунными плитами. Горизонтальный участок газохода под пароперегревателем вместо ликвидированных бункеров имеет длину 1,4 м. Живое сечение для прохода газов увеличилось с 17,0 до 24,6 м<sup>2</sup>. После реконструкции водяного экономайзера котел был пущен в эксплуатацию в 1950 г.

Через 1 мес. непрерывной работы котел был аварийно остановлен из-за обнаруженного свища в области экономайзера. Поврежденным оказался один змеевик вследствие раздутия в гйбе вблизи порога пароперегревателя. Кроме того, другие змеевики в этой же области (верхние 2 ряда) оказались покоробленными из-за недостаточного охлаждения этих труб. Причиной этого явилась неравномерная раздача воды в параллельные змеевики, несмотря на четырехточечный подвод питательной воды по длине входных коллекторов.

Температура змеевиков экономайзера (измерение было проведено 10 поверхностными термомпарами на змеевиках 3, 7, 13, 97, 99, 103, 111, 177, 179, 195 вблизи выходного коллектора экономайзера) колебалась в пределах 253—339°С при нагрузке 120 т/час и 276—368°С при нагрузке 197 т/час ( $t_{\text{г.с.}} = 240^\circ\text{С}$ ). Такая разверка температур вызвана была неравномерностью распределения воды по трубам. Измерениями также было установлено, что если какой-либо змеевик имеет повышенную или пониженную тем-

<sup>1</sup> Реконструкция выполнена по предложению инж. Б. Э. Розенблата и инж. Г. М. Цопикова и по рабочим чертежам проектно-конструкторского отдела Свердловэнерго.



Показатели работы котла ТКП-3 160/200 т/час

Наименование величин	До реконструкции		После реконструкции	
	I	II	I	II
Паропроизводительность, т/час . . . . .	160	200	162	203
Давление пара (в главном паропроводе) <sup>1</sup> , атм . . . . .	33	33	33	33
Температура перегретого пара в главном паропроводе <sup>1</sup> , °С . . . . .	400	400	400	400
Температура питательной воды <sup>1</sup> , °С . . . . .	138	138	138	138
Температура газов перед экономайзером, °С . . . . .	580	626	565	610
Температура газа после экономайзера, °С . . . . .	270	297	231	237
Температура уходящих газов, °С . . . . .	203	226	172	177
Коэффициент избытка воздуха до экономайзера . . . . .	1,49	1,49	1,49	1,49
Коэффициент избытка воздуха после экономайзера . . . . .	1,56	1,56	1,56	1,56
Паросодержание в экономайзере <sup>1</sup> , % . . . . .	6,1	10,5	9,8	13,8
Скорость газов при входе во второй ряд труб экономайзера, м/сек . . . . .	10,9	14,5	7,3	9,65
Средняя скорость газов в экономайзере, м/сек . . . . .	9,0	12,05	5,95	7,75
Газовое сопротивление экономайзера, мм вод. ст. . . . .	68	74	44	46
Удельный расход электроэнергии на тягу, квтч/т пара . . . . .	3,7	3,45	3,4	3,0
Гидравлическое сопротивление экономайзера и питательных труб, атм . . . . .	—	—	1,15	1,25
Гидравлическое сопротивление, собственно экономайзера, атм . . . . .	—	—	1,1	1,2

<sup>1</sup> Для удобства сравнения взяты одинаковые параметры для перегретого пара и питательной воды как до реконструкции, так и после реконструкции.

<sup>2</sup> Паросодержание подсчитано при теплотворной способности топлива 3560 ккал/кг и при температуре питательной воды во время опыта 138°С.

В большинстве случаев температура питательной воды перед экономайзером держится 140—142°С. При расчетной температуре питательной воды  $t_{п.в} = 150^{\circ}\text{C}$  паросодержание при нагрузке 160/200 т/час составляло: до реконструкции 9,9/13,5% и после реконструкции 12,7/16,7%.

После пуска котла с зашайбованным экономайзером была установлена равномерная раздача воды по параллельным змеевикам.

При нагрузке котла 185 т/час температура змеевиков, проверенная 21 поверхностной температурой, составляла от 238 до 260°С. Показатели работы котла ТКП-3 приведены в табл. 1.

В результате реконструкции эксплуатация котельного агрегата характеризуется следующими данными:

1. Увеличился рабочий диапазон нагрузок котла. При этом максимальная нагрузка котла составляла длительно 200 т/час и кратковременно 220 т/час.

2. Температура уходящих газов снизилась на 31—49°С, что соответствует повышению к. п. д. котлоагрегата на 1,9—3,0%\*.

3. Сопротивление газового тракта снизилось на 24—28 мм вод. ст., что кроме увеличения ра-

бочего диапазона нагрузок на тех же дымососах котла уменьшает удельные расходы электроэнергии на собственные нужды на 0,3—0,45 квтч/т пара.

4. Скорости газов на входе во второй ряд труб экономайзера, подвергающийся максимальному истиранию, снизились с 10,9—14,5 до 7,3—9,65 м/сек, что обеспечивает повышение срока службы поверхности нагрева по условиям золотого износа.

5. Паросодержание в реконструированном экономайзере составляет 10—14% (при расчетной температуре питательной воды  $t_{п.в} = 150^{\circ}\text{C}$ —12,7—16,7%), причем такие величины не вызывают никаких ненормальностей в эксплуатации.

Следует отметить, что Таганрогский завод «Красный котельщик» в своих указаниях для подобных конструкций экономайзеров ограничивает паросодержание величиной в 10%. Такая цифра, по нашему мнению, ничем не оправдывается, поскольку практикой эксплуатации подтверждена устойчивая работа экономайзеров, в том числе и реконструированного, с более высоким паросодержанием.

Последнее обстоятельство очень важно, так как если не допускать кипения в экономайзере с паросодержанием более 10%, то при реконструкциях это ограничивает развитие экономайзерных поверхностей нагрева. Между тем для повышения экономичности котла наиболее рационально развивать поверхности водяных экономайзеров, а не воздухоподогревателей<sup>2</sup>.

### Реконструкция экономайзера котла ТКП-3 с изменением его высоты

На одном из котлов ТКП-3 в 1949 г. была произведена реконструкция экономайзера, заключающаяся в увеличении поверхности нагрева за счет увеличения количества петель с 24 (48 горизонтальных рядов труб) до 51 (102 горизонтальных ряда). Поверхность нагрева была увеличена с 1575 до 2230 м<sup>2</sup>.

Так как габариты экономайзерной шахты по длине и ширине остались без изменений, то для снижения скорости газов было решено применять «косую» компоновку вместо обычно распространенной «шахматной». Шаги труб:

$$\begin{array}{ll} \text{До реконструкции} & S_1 = 100 \text{ мм}; \quad S_2 = 90 \text{ мм} \\ \text{После реконструкции} & S_1 = 150 \text{ мм}; \quad S_2 = 60 \text{ мм} \end{array}$$

Некоторые показатели работы котла паропроизводительностью 175 т/час приведены в табл. 2.

Таким образом, после проведенной реконструкции газовое сопротивление экономайзера повысилось на 34 мм вод. ст.; температура уходящих газов снизилась на 40°С; скорости газов в пучке понизились незначительно, и поэтому уже после годичной эксплуатации начали обнаруживаться свищи из-за золотого износа и пришлось

<sup>2</sup> Вопрос о целесообразности развития при реконструкции хвостовых поверхностей котлоагрегатов водяных экономайзеров или воздухоподогревателей должен решаться в каждом отдельном случае применительно к конкретным условиям. Ред.

\* Цифры указаны при нагрузке 160—200 т/час.

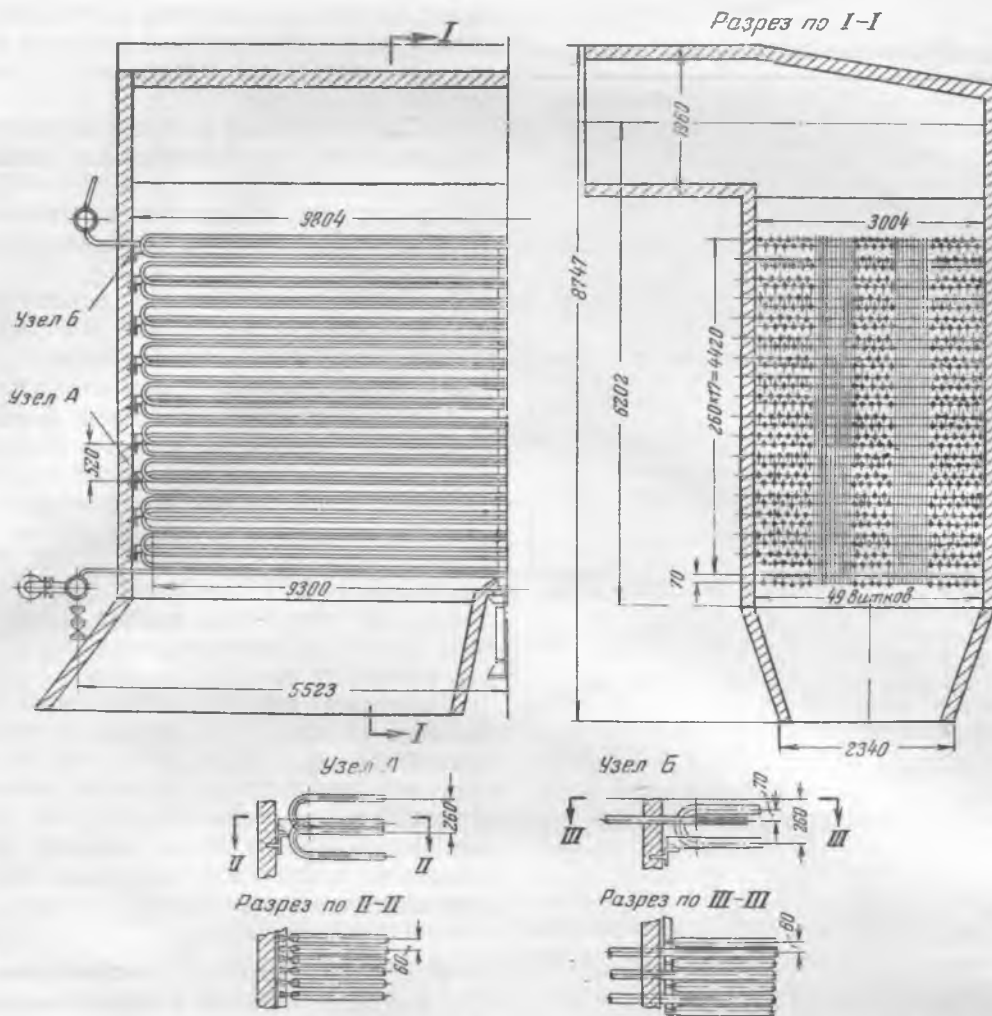


Рис. 2. Компонка водяного экономайзера секционного котла ЛМЗ 160 200 т час (в заводском изготовлении).

Таблица 2

Наименование	До реконструкции	После реконструкции
Температура газов за водяным экономайзером, °С . . . . .	305	251
Температура уходящих газов, °С . . . . .	240	200
Газовое сопротивление экономайзера, мм вод. ст. . . . .	38	72
Расход электроэнергии на тягу, квт·ч т пара . . . . .	3,5	3,97

устанавливать защитные чехлы на «калачах» змеевиков. Следует иметь в виду, что размещение змеевиков экономайзера перпендикулярно фронту с гйбами, обращенными к задней стене газохода, неблагоприятно в отношении золотого износа.

Поэтому проведенную реконструкцию экономайзера нельзя считать вполне рациональной и рекомендовать ее для широкого применения.

### Реконструкция экономайзеров секционных котлов ЛМЗ

Экономайзер (рис. 2) состоит из двух секций, которые с задней стороны соединяются между собой перемышкой диаметром 150 мм. Каждая

секция состоит из 48 параллельных змеевиков из труб диаметром 51 × 3,5 мм.

Поверхность нагрева водяного экономайзера составляет 600 м<sup>2</sup> (две секции по 300 м<sup>2</sup>). Каждая секция в свою очередь разделяется обдувочной трубой на две части (по 24 змеевика в половине), причем расстояние в свету между частями секции составляет 109 мм.

Уже первые месяцы эксплуатации экономайзера показали его явно неудовлетворительную работу.

1. Обдувочные трубы покорибило и они перестали проворачиваться. Газы, устремлявшиеся в свободный проход между половинками секций, сильно изнашивали крайние трубы, и в результате через 6 мес. эксплуатации начали образовываться эрозийные свищи. Пришлось обдувочные трубы удалить, а проход между половинками секции заложить кирпичом в несколько рядов по высоте.

2. После десятимесячной эксплуатации начали появляться эрозийные свищи на гйбах труб экономайзера. Для борьбы с износом пришлось устанавливать на «калачи» стальные чехлы толщиной в 2 мм. Чехлы закрывали верхние половины гйбов и прямые участки труб на длине около 600 мм. Основная причина золотого износа — недопустимо большие скорости газов в экономайзе-

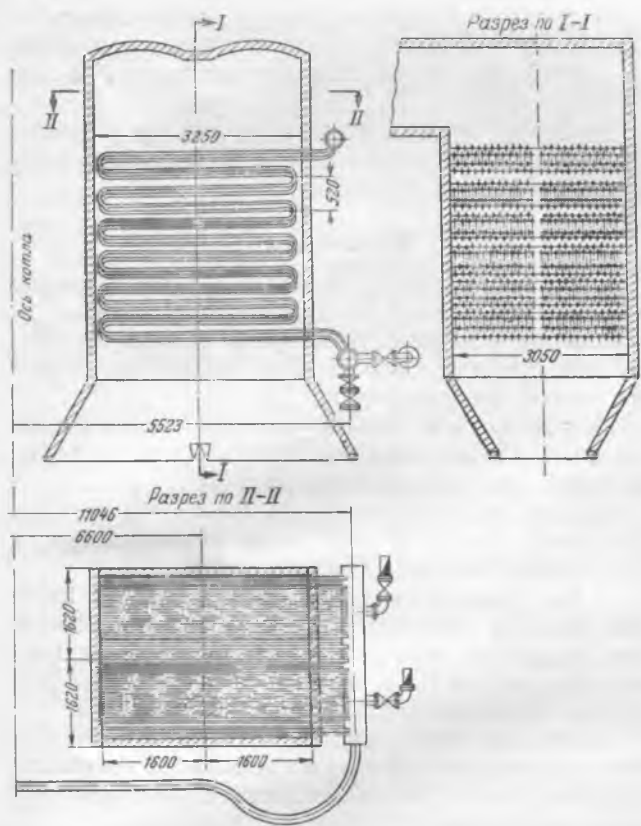


Рис. 3. Реконструкция водяного экономайзера первого секционного котла.

ре: средняя скорость газов при нагрузках 160—200 т/час составляет 12,75—16,8 м/сек.

3. Тепловосприятие экономайзера совершенно недостаточно. При нагрузке в 170 т/час температура уходящих газов достигала 230° С, несмотря

на то, что котел имеет пластинчатый воздухоподогреватель большой поверхности нагрева 8 896 м<sup>2</sup>.

В 1943 г. была произведена реконструкция экономайзеров двух секционных котлов с увеличением поверхности нагрева с 600 до 920 м<sup>2</sup> за счет наращивания змеевиков на 3 петли вверх. Такая реконструкция частично снизила температуру уходящих газов, но скорости газов остались неизменными.

В 1946 г. был принят вариант реконструкции экономайзера с расширением шахт в боковые стороны, так как вариант с расширением шахт в фронтальную и заднюю стороны был связан с большими работами по удлинению коллекторов экономайзера.

Первоначально был реконструирован экономайзер одного котла паропроизводительностью 170 т/час (рис. 3). Была образована одна общая шахта экономайзера с устранением разрыва между секциями. Так как шахта экономайзера получилась длинной — 9 804 мм, то в середине нее были установлены опорные чугунные балки.

Затем был реконструирован экономайзер второго котла такой же паропроизводительности (рис. 4). По другому варианту было произведено расширение шахт влево и вправо с соответствующим перемещением коллекторов экономайзера и питательных трубопроводов. В данном случае упрощалось крепление змеевиков (не требовалась установка чугунных опорных балок), снижались скорости газов и улучшалась доступность во время ремонта.

Кроме того, для дополнительного снижения скорости была применена «косая» компоновка вместо обычной шахматной, так как при этом скорости газов дополнительно снижались с 9,18 до 7,5 м/сек.

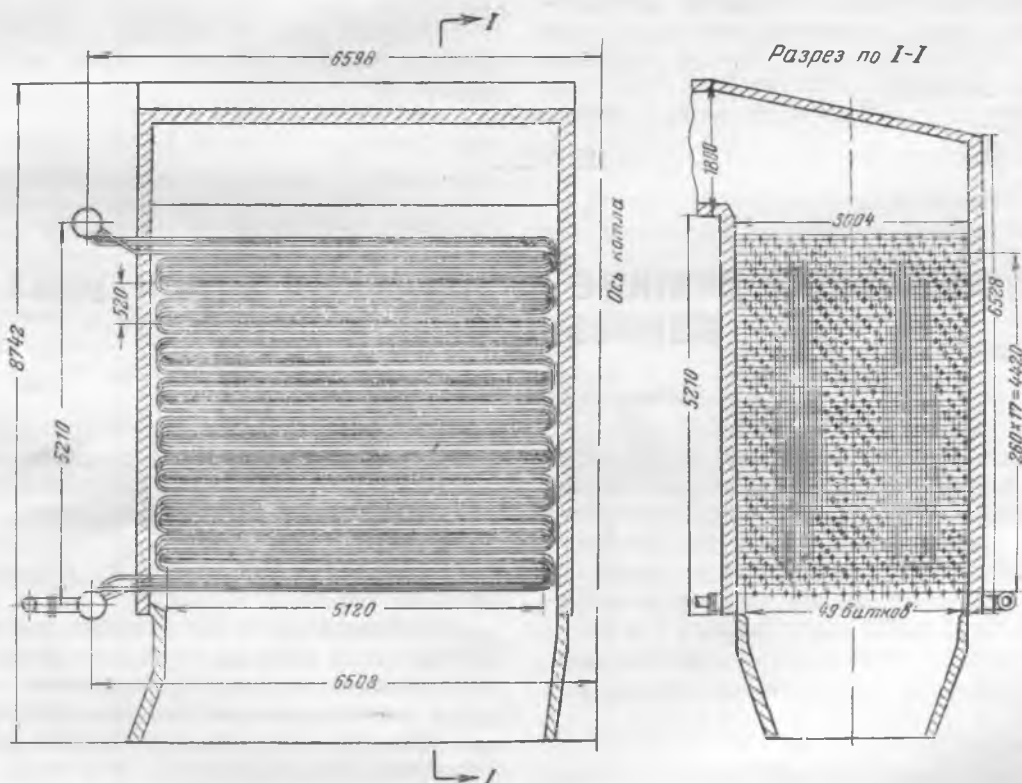


Рис. 4. Реконструкция водяного экономайзера второго секционного котла.

Показатели работы этих секционных котлов после трехгодичной эксплуатации приведены в табл. 3.

Таблица 3

Показатели работы секционных котлов

Наименование	I котел		II котел	
	До реконструкции	После реконструкции	До реконструкции	После реконструкции
Поверхность водяного экономайзера, м <sup>2</sup> . . . . .	920	1 570	920	1 380
Температура газов перед экономайзером, °С . . . . .	640	636	635	629
Температура газов за экономайзером, °С . . . . .	352	330	335	310
Температура уходящих газов, °С . . . . .	214	200	212	186
Температура горячего воздуха, °С . . . . .	285	250	285	250
Газовое сопротивление водяного экономайзера, мм вод. ст. . . . .	92	30	85	45
Средняя скорость газов в экономайзере, м/сек . . . . .	15,2	7,5	15,0	9,5
Температура питательной воды, °С . . . . .	140	140	140	140
Паросодержание в экономайзере, % . . . . .	5,9	7,8	7,1	8,7
Живое сечение для прохода газов, м <sup>2</sup> . . . . .	11,85	23,36	11,85	17,95

Таким образом, после реконструкции экономайзеров котлов было достигнуто снижение:

а) температуры уходящих газов на 14 и 26°С, что соответствует повышению к. п. д. котлов на 1—1,85%;

б) сопротивления газового тракта на 62—40 мм вод. ст., что соответствует снижению удельного расхода электроэнергии на тягу на 0,6—0,4 квтч/т пара;

в) средней скорости газов в экономайзере с 15,2 до 7,5—9,5 м/сек и скорости газов при входе во второй ряд труб соответственно с 17,8 до 8,9—11,3 м/сек.

За 3—3,5 года эксплуатации котлов с реконструированными экономайзерами не обнаружено заметного золотого износа.

## Выводы

1. Реконструкция водяных экономайзеров должна заключаться в максимально возможном увеличении поверхности нагрева и живого сечения для прохода газов за счет увеличения размеров шахты экономайзеров:

а) для котлов ТКП-3—за счет перемещения передней стенки экономайзера и ликвидации бункеров под пароперегревателем;

б) для секционных котлов ЛМЗ—за счет перемещения боковых стен шахт экономайзера и ликвидации разрыва между секциями.

2. На реконструируемых экономайзерах змеевики должны выполняться с минимально возможным радиусом гиба и располагаться в шахматном порядке, чтобы в том же объеме шахты разместить максимальную поверхность нагрева.

Частичный рост газового сопротивления за счет увеличения количества змеевиков по высоте вполне окупится дополнительным снижением температуры уходящих газов.

3. Реконструированные экономайзеры котлов среднего давления с паросодержанием примерно 15% работают вполне надежно.

4. Положительный опыт реконструкции водяных экономайзеров двух типов котлов (ТКП-3 и секционных ЛМЗ) следует рекомендовать к распространению на другие подобные котлы и близкие по конструкции с П-образной компоновкой, включая и прямоточные, сжигающие многозольные бурые угли.

5. Эффективность «косой» компоновки змеевиков экономайзера должна быть дополнительно проверена.



## О застойном режиме циркуляции в контурах паровых котлов

Инж. А. П. Абовский

Помимо обычного метода расчета циркуляции в настоящее время ЦКТИ рекомендует также ряд показателей, по которым можно произвести проверку надежности циркуляции в контуре<sup>1</sup>. Так, для проверки отсутствия застоя и опрокидывания циркуляции в отдельных элементах циркуляционного контура даны номограммы IV и V.

Удельный напор застоя и опрокидывания циркуляции определяется в зависимости от следующих величин:

1) средней приведенной скорости пара в трубе с наименьшей тепловой нагрузкой  $k_q w''_{cp}$ ;

2) давления в котле  $p$ ;

3) диаметра труб  $d$ ;

4) сопротивления трубы  $k$  (только для проверки на опрокидывание).

В работе ЦКТИ нет никаких указаний относительно угла наклона труб, для которого применимы рассматриваемые номограммы.

Из расчета циркуляции, приведенного в качестве примера, следует, что ЦКТИ рекомендует применять эти номограммы для труб, наклоненных к вертикали под любым углом.

<sup>1</sup> Нормы расчета циркуляции воды в паровых котлах, Машгиз, 1950.

В действительности же номограммы для проверки возможности режимов застоя и опрокидывания циркуляции, приведенные в работе ЦКТИ, относятся только к вертикальным трубам.

Для труб, наклоненных под углом  $\alpha$  к вертикали, удельный полезный напор застоя зависит от этого угла, так как вообще полезный напор является функцией от угла наклона труб.

Таким образом, в величину удельного полезного напора застоя  $p_{заст}$ , определяемую по указанной номограмме ЦКТИ, необходимо ввести поправку на угол наклона трубы к вертикали  $k_\alpha$ , т. е.

$$p_{заст\alpha} = p_{заст\alpha=0} \cdot k_\alpha \text{ кг/м}^3.$$

Значение поправочного коэффициента  $k_\alpha$  можно определить по номограмме ЦКТИ III (в той же работе). По этой номограмме значение  $k_\alpha$  определяется в зависимости от отношения  $\frac{w_{ср}}{w_0}$  и угла наклона трубы.

При определении поправочного коэффициента  $k_\alpha$  для застойного режима вместо параметра  $\frac{w_{ср}}{w_0}$  вводится параметр  $\frac{\gamma_\alpha}{2\gamma_n}$ , который получается из уравнения:

$$w_{0\text{ мин}}'' = w'' \frac{\gamma_n}{\gamma_\alpha},$$

$$\frac{w_{ср}}{w_{0\text{ мин}}''} = \frac{\gamma_\alpha}{2\gamma_n}$$

$$\left( w_{ср}'' = \frac{1}{2} w'' \right).$$

Таким образом, поправочный коэффициент на угол наклона трубы для удельного полезного напора застоя зависит только от давления и угла наклона и не зависит от тепловой нагрузки.

Достаточная точность, которая получается при использовании указанного параметра  $\frac{\gamma_n}{2\gamma_\alpha}$  для определения  $p_{заст}$ , видна из сопоставления значений удельного полезного напора застоя для вертикальной трубы, получаемых по номограмме ЦКТИ и расчетным путем по формуле:

$$p_{заст} = \varphi k_p (\gamma' - \gamma'') \text{ кг/м}^3.$$

Таким образом, с приемлемой точностью поправочный коэффициент на угол наклона трубы при определении удельного полезного напора застоя можно найти по указанному способу, используя вместо параметра  $\frac{w_{ср}}{w_0}$  отношение  $\frac{\gamma_n}{2\gamma_\alpha}$ .

При тех же данных, что и в рассмотренном примере, в трубе, наклоненной под углом, например, в  $45^\circ$  к вертикали, удельный полезный напор застоя по ЦКТИ будет равен такому же, как и в вертикальной трубе, т. е.

$$p_{заст} = 540 \text{ кг/м}^3.$$

В действительности же

$$k_\alpha = 0,895$$

(по номограмме III ЦКТИ по оси абсцисс отложено  $\frac{\gamma_\alpha}{2\gamma_n} = 20,2$ ) и

$$p_{заст} = 0,895 \cdot 540 = 494 \text{ кг/м}^3.$$

Определение удельного полезного напора застоя в наклонных трубах без учета угла наклона их (по ЦКТИ) приводит к завышенной степени надежности по застою, т. е. наклонные трубы, рассчитанные по нормам ЦКТИ, фактически могут оказаться в режиме застоя, хотя расчетом этого не обнаруживается.

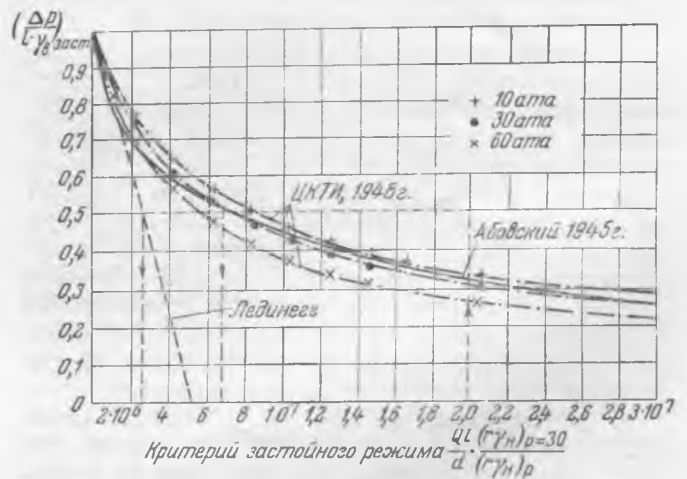
Таким образом, расчет по ЦКТИ приводит для наклонных труб к меньшим запасам, чем для вертикальных, хотя желательно для наклонных труб запас иметь большим, так как при прочих равных условиях несимметричность потока ухудшает условия работы этих труб, особенно при обогреве, более сильном сверху, чем снизу.

Влияние угла наклона на величину  $p_{заст}$  сказывается при высоких давлениях в большей степени, чем при низких.

Указанную зависимость поправки на угол наклона от давления при определении полезного напора в элементе можно также установить из опытных данных ЦКТИ (см. номограмму III).

Для умеренных давлений значение параметра  $\frac{\gamma_\alpha}{2\gamma_n}$ , по которому рекомендуется находить поправку на угол наклона трубы при определении  $p_{заст}$  в ней, выходит за пределы значений, отложенных на оси абсцисс номограммы III ЦКТИ. Однако экстраполировать в этом случае нет надобности, так как, начиная с определенного значения  $w''$  (или, что то же,  $\frac{\gamma_\alpha}{2\gamma_n}$ ), поправка на угол наклона перестает зависеть от указанного параметра и зависит только от угла наклона (все кривые, начиная от  $\frac{w''}{w_0} = 14$ , идут параллельно оси абсцисс).

Автор в 1944 г. получил количественно правильные данные по застойному режиму в виде удельного полезного напора  $\frac{\Delta p}{\gamma_n}$  на основе использова-



ния работ ЦКТИ (результатирующего графика относительной скорости пара и работ Д. Ф. Петерсона и О. М. Балдиной), а также указал на ошибочность методики немецкого специалиста Лединегга в вопросе изучения застойного режима. (Лединегг принимал значение относительной скорости пара постоянным и равным  $0,5 \text{ м/сек.}$ )

На графике (см. рисунок) сопоставлены данные автора, ЦКТИ (для трех давлений), Лединегга. По оси абсцисс отложен параметр  $\frac{Q \cdot l}{d}$  ( $Q$  — тепловая нагрузка,  $\text{ккал/м}^2 \text{ час}$ ;  $l$  — обогреваемая длина трубы,  $\text{м}$ ;  $d$  — внутренний диаметр трубы,  $\text{м}$ ), а по оси ординат — удельный полезный напор в трубе при застое.

Отсутствие застоя выражается условием

$$\frac{\Delta p}{l_{18}} > \left( \frac{\Delta p}{l_{18}} \right)_{\text{заст}}$$

где  $\frac{\Delta p}{l_{18}}$  — полезный напор в трубе;

$\left( \frac{\Delta p}{l_{18}} \right)_{\text{заст}}$  — полезный напор в застойной трубе, определяемый из графика при минимальной тепловой нагрузке трубы данного контура.

Как видно из графика, расхождение между данными нашими и ЦКТИ при умеренных давлениях (до  $60 \text{ атм}$ ) незначительное.

Приведенный график представляет застойный режим в вертикальной трубе. Автоном также получены аналогичные зависимости для наклонных труб, указывающие на необходимость введения поправочного коэффициента на угол наклона трубы при определении удельного полезного напора застоя по номограмме IV ЦКТИ.



## Определение комбинаторных зависимостей гидравлических поворотно-лопастных турбин

Инж. Н. П. Полушкин

На гидростанциях комбинаторные зависимости у гидротурбин с поворотными лопастями рабочего колеса устанавливаются по комбинаторным кривым, которые определяются в лабораторных условиях при модельных испытаниях каждого типа рабочего колеса. Эти кривые не учитывают весьма существенных искажений, вызванных как масштабным коэффициентом, так и искажением подобия, возникающих при изготовлении турбин, строительстве и монтаже гЭС. Поэтому в действительности турбины работают не с наилучшим к. п. д.

Введением правильных комбинаторных зависимостей можно получить значительную дополнительную выработку электроэнергии при тех же расходах воды, а также улучшить кавитационные условия работы турбин и сократить расходы на капитальные ремонты проточной части их.

На гидростанциях часто наблюдается, что работающие рядом одинаковые турбины с поворотными лопастями рабочего колеса развивают различную мощность при одинаковых открытиях направляющего аппарата. Здесь, конечно, влияют и другие факторы, но все же основным следует считать различно установленную комбинаторную зависимость (не по шкале) вследствие заводских строительных и монтажных искажений. Из этого следует, что вопросу определения и установления правильных комбинаторных зависимостей у поворотно-лопастных турбин на действующих гидростанциях надо уделить серьезное внимание.

В настоящее время нет разработанной методики определения оптимальной зависимости угла  $\varphi$  разворота лопастей рабочего колеса от от-

крытия направляющего аппарата (величина  $a_0$ )  $\varphi = \varphi_1(a_0)$  на действующих турбинах.

Одной из попыток в этом направлении является «метод наименьших вибраций», предложенный инж. Владиславлевым. По его утверждению работа поворотно-лопастной турбины при любом постоянном открытии направляющего аппарата происходит наиболее спокойно (при наименьшей вибрации) тогда, когда установлено соответствие между открытием направляющего аппарата и углом установки лопастей рабочего колеса. Однако это утверждение может быть справедливым лишь в некоторых частных случаях, так как вибрация агрегата есть сумма действия ряда факторов.

При одном каком-либо открытии направляющего аппарата увеличение угла установки лопастей ведет вначале к увеличению мощности, развиваемой турбиной, а затем к ее уменьшению. Примерный график изменения мощности в зависимости от угла установки лопастей рабочего колеса (при  $a_0 = \text{const}$ ) представлен на рис. 1. Опыты показывают, что при увеличении мощности существенного изменения вибрации агрегата не наблюдается вплоть до точки А, соответствующей максимальной мощности для данного открытия направляющего аппарата. Если увеличивать угол установки лопастей далее этой точки, то развиваемая мощность начнет уменьшаться, а вибрация агрегата при этом будет увеличиваться.

Обычно точка наивысшего к. п. д. турбины (точка В) находится где-то слева от точки максимальной мощности (точки А). Отсюда видно, что определить точку В методом вибрации невозможно, так как в зоне изменения  $\varphi$  от  $\varphi_0$  до  $\varphi_0$  вибрация

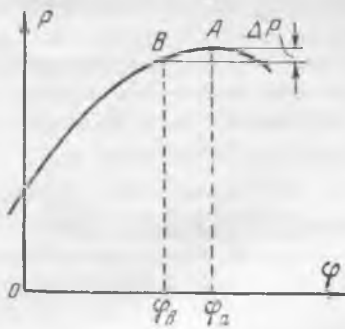


Рис. 1.

агрегата практически остается постоянной. Здесь скорее можно попасть не в точку  $\varphi_a$ , а в точку  $\varphi_a$ .

Рассмотрим иной возможный способ определения правильной комбинаторной зависимости турбины в натуре. Для каждого открытия направляющего аппарата величина  $\Delta P$  имеет определенное значение. Поэтому, произведя испытание модели, можно определить величины  $\Delta P$  для ряда открытий направляющего аппарата и подсчитать отношение каждой этой величины к соответствующему значению максимальной мощности (при этом открытии), т. е. определить

$$\left( \frac{P_{i \max} - P_{i0}}{P_{\max}} \right)_{\text{модели}} = \left( \frac{P_i}{P_{i \max}} \right)_{\text{модели}} = k. \quad (1)$$

Подсчет коэффициента  $k$  для ряда значений открытия направляющего аппарата можно сделать, пользуясь материалами испытания модели. На основании испытаний можно построить график зависимости коэффициента  $k$  от открытия направляющего аппарата  $a_0$ , т. е. функцию  $k = \Phi(a_0)$  (рис. 2). Имея кривую рис. 2 и предполагая подобие режимов работы турбины и модели в интервале от точки А до точки В (см. рис. 1), т. е. предполагая  $k_{\text{модели}} = k_{\text{турб}} = 1(a_0)$ , можно определить наилучшую комбинаторную зависимость для турбины. Для этого необходимо произвести испытание турбины и определить для каждого открытия направляющего аппарата ее величину наибольшей мощности (изменяя угол разворота лопастей), т. е. найти зависимость  $P_{\max} = f_1(a_0)$ , которая представлена на рис. 3 кривой 1. На основе изогональности, используя уравнение (1), можно написать:

$$\left( \frac{P_{i \max} - P_{i0}}{P_{i \max}} \right)_{\text{турбины}} = k_{\text{модели}}, \text{ или } (P_{i0})_{\text{турбины}} = (P_{i \max}) \cdot (1 - k_{\text{модели}}). \quad (2)$$

По измеренному во время испытания турбины ряду значений  $P_{i \max}$  определяются соответствующие значения  $P_{i0}$  по формуле (2). Таким путем находится зависимость между открытием направляющего аппарата и значением мощности, которая соответствует наилучшему к. п. д. турбины, т. е. зависимость  $P_{i0} = f_2(a_0)$ , представленная на рис. 3 кривой 2. Теперь нетрудно перейти к зависимости  $\varphi = \psi_1(a_0)$ . Для этого, задавая ряд

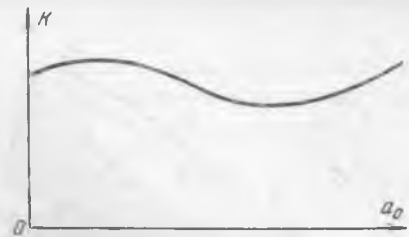


Рис. 2.

постоянных значений  $a_0$ , необходимо изменять угол установки лопастей до тех пор, пока не получится значение мощности, определяемое соответствующей точкой кривой 2. Найденные точки будут соответствовать режиму наивысшего к. п. д. турбины.

Определение точек максимальной мощности можно производить, также изменяя открытие направляющего аппарата для ряда значений угла установки лопастей, т. е. определять пропеллерные характеристики рабочего колеса. Таким путем вместо ряда значений функции  $P_{ai \max} = f_{ai}(\varphi)$  мы получим ряд значений функции  $P_{ei} = f_{ei}(a_0)$  для ряда постоянных  $\varphi$ . Из дальнейшего будет видно, что обе эти функции определяют одну и ту же пространственную кривую максимальной мощности.

Для большей легкости построения удобно мощность и открытие направляющего аппарата, получаемые во время испытания модели и турбины, брать в долях от максимального значения, равного единице.

Изложенное наглядно иллюстрируется применением пространственной системы координат (рис. 4)

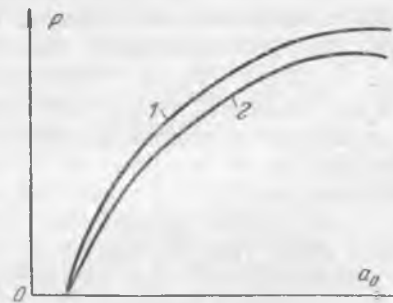


Рис. 3.

и связывающей величины: мощность турбины—открытие направляющего аппарата—угол установки лопастей рабочего колеса.

Результаты испытаний, проведенных при нескольких положениях направляющего аппарата (см. рис. 1), представлены на рис. 4 в виде плоских кривых  $P_{ai} = f_{ai}(\varphi)$ . Совокупность этих кривых для всего диапазона значений открытия направляющего аппарата в пространственной системе координат образует поверхность. Линия, проведенная по гребню этой поверхности (линия  $A_0A_1A_2A_3 \dots A_n$ ) есть линия максимальной мощности, являющаяся совокупностью точек максимальных значений мощности, получаемых во всем диапазоне открытия направляющего аппарата (соответствующим точкам А на рис. 1). Проекция этой линии на

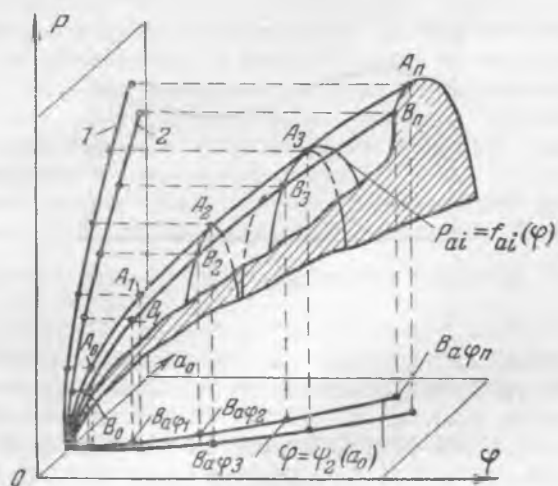


Рис. 4.

плоскость  $\alpha_0 O \varphi$  дает кривую зависимости  $\varphi = \psi_2(\alpha_0)$ , при которой получается максимальная мощность. Проекция пространственной кривой максимальной мощности на плоскость  $PO\alpha_0$  дает кривую максимальной мощности в зависимости от открытия направляющего аппарата (т. е. кривую 1 рис. 3). Зная значение коэффициента  $k$  для каждого открытия направляющего аппарата (из рис. 2) и имея в виду формулу (2), можно на поверхности рис. 4 нанести точки, соответствующие максимальному к. п. д. турбины.

Пространственная кривая, проведенная через эти точки, является кривой наивысшего к. п. д. (кривая  $B_0 B_1 B_2 B_3 \dots B_n$ ), связывающей зависимость переменные величины: мощность—открытие направляющего аппарата—угол установки лопастей при наивысшем к. п. д. Проекция пространственной кривой наивысшего к. п. д. на плоскость  $\alpha_0 O \varphi$  дает искомую комбинаторную кривую, т. е. кривую наилучшего использования энергии воды (кривая  $B_{\alpha\varphi_1} B_{\alpha\varphi_2} B_{\alpha\varphi_3} \dots B_{\alpha\varphi_n}$ ). Проекция кривой  $B_0 B_1 B_2 \dots B_n$  на плоскость  $PO\alpha_0$  дает зависимость мощности от открытия направляющего аппарата при наивысшем к. п. д. турбины (т. е. кривую 2 рис. 3). Нетрудно видеть, что пересечение поверхности  $P = f(\alpha_0 \psi)$  любой плоскостью, параллельной плоскости  $PO\alpha_0$  (рис. 4), дает в сечении пропеллерную характеристику для соответствующего значения угла установки лопастей.

Таким образом, изложенный метод определения комбинаторных связей погоротно-лопастных турбин на действующих гидростанциях основан на принятии в качестве ориентира гребня поверхности (рис. 4), т. е. максимумов функций  $P_{ai} = f_{ai}(\varphi)$  для всего диапазона изменения  $\alpha_0$ .

На основе изогональности режимов модели и турбины [ $k_{модели} = k_{турбины} = \Phi(\alpha_0)$ ] определяется, на каком расстоянии линия максимального к. п. д. турбины отстоит от линии максимальной мощности. Таким образом, исключается влияние всех погрешностей, неизбежно получающихся в стадии работ от модели до действующей турбины.

Изложенный метод имеет то допущение, что при переходе от модели к турбине не учитывается поправка масштабного коэффициента, но эта величина незначительна и ею можно пренебречь.

## Выводы

1. На гидростанциях, оборудованных поворотными лопастными турбинами, комбинаторные зависимости устанавливаются на основании модельных испытаний, что является неточным, так как при этом не учитываются искажения цеховые, строительные и монтажные, неизбежно вносимые в турбину при производстве работ.

2. Разработанных приемов определения наилучших комбинаторных зависимостей на действующих турбинах в настоящее время нет, что не позволяет более эффективно использовать энергию водотока, а также уменьшить эффект кавитационных разрушений в проточной части турбины, т. е. уменьшить расходы на капитальный ремонт.

3. Метод определения комбинаторной зависимости по наименьшим вибрациям не является правильным, так как вибрация агрегата происходит вследствие ряда различных причин.

4. Предлагаемый метод позволяет определить комбинаторную зависимость по данным испытаниям модели и турбины. При желании получить большую точность следует освоить методику получения безмасштабных характеристик при испытаниях моделей.

5. Предлагаемый метод определения комбинаторных связей позволяет получить дополнительную выработку электроэнергии на гидростанциях, оборудованных поворотными лопастными турбинами.



## Предотвращение занося турбин солями

Канд. техн. наук А. А. Кот, инж. Р. В. Котляр и инж. Е. В. Халапсина

В одной из энергосистем, имеющей значительные ограничения мощности турбин, специальной бригадой в 1951 г. проводилось обследование четырех электростанций (одной грэс и трех тэц) с целью выявления причин и разработки мероприятий по устранению этих ограничений<sup>1</sup>.

В период обследования 13 турбин имели ограничения мощности от 0,1 до 11 тыс. кВт.

Причиной ограничения мощности турбин являлось в основном образование солевых отложений в проточной части при периодических бросках котловой воды. Появление бросков вызывалось резким изменением нагрузки котлов, увеличением ее выше установленных норм, а также резким изменением уровня воды в барабанах котлов.

Ограничение мощности турбин вызывалось также образованием отложений на поверхности трубок конденсаторов со стороны охлаждающей воды и повышенной температурой охлаждающей воды в летний период из-за недостаточной производительности брызгальных бассейнов.

Эксплуатационные данные за 18 мес. показывают, что ограничение мощности, вызванное солевыми отложениями на лопатках, полностью ликвидируется при обычных промывках проточной части турбин.

Однако вследствие значительного загрязнения трубок конденсаторов отложениями (с водяной стороны) не всегда достигается восстановление мощности турбин только промывкой проточной части. Например, на одной турбине тэц с давлением пара 35 ат весной 1950 г. ограничение мощности составляло 7 тыс. кВт. Промывкой проточной части турбины удалось снизить ограничение до 4,5 тыс. кВт, т. е. восстановить мощность на 2,5 тыс. кВт. Последовавшая затем очистка конденсатора этой турбины обеспечила дополнительное повышение мощности на 3 тыс. кВт.

В летний период вследствие повышенной температуры охлаждающей воды не всегда удавалось восстановить номинальную мощность турбин только промывкой проточной части и чисткой конденсаторов. Например, при температуре охлаждающей воды 26,5°С и вакууме 89,25% промывка проточной части и чистка конденсатора другой турбины на той же тэц не дали достаточного эффекта, и после проведения этих мероприятий ограничение мощности осталось на уровне 1 тыс. кВт.

Эксплуатационный материал по ряду котлов с естественной циркуляцией показывает, что ка-

чество пара значительно ухудшается при резком изменении нагрузок. Вследствие этого на некоторых котлах появляются частые броски котловой воды, вызывающие увеличение содержания пара, фиксируемое солемером, с 2 до 4 мг/кг и более.

На другой тэц с давлением пара 35 ат наблюдается значительное количество бросков котловой воды, вызываемое преимущественно неравномерным паросъемом с правой и левой сторон барабанов котлов. Так, например, на одном из котлов наблюдается большее количество бросков с правой стороны, что вызывается большим паросъемом по этой стороне (в 1,3--1,6 раза больше, чем с левой стороны котла). В отдельных случаях (на тэц 60 ат) броски вызывались превышением установленных норм по содержанию котловой воды.

Периодические анализы проб насыщенного и перегретого пара методом химического концентрирования ионов показывают, что в ряде случаев содержание его превышает установленные нормы (0,3 мг/кг) и достигает величин 0,36--0,71 мг/кг.

По мере накопления солей в пароперегревателях котлов происходит частичное «вымывание» их в турбину, что подтверждается анализом перегретого пара ионитовыми фильтрами. Особенно сильное «вымывание» солей из пароперегревателя из-за бросков котловой воды или перемещения зоны осушения пара имеет место в секционных котлах, в которых поверхностные парохладители установлены на насыщенном паре.

Несмотря на то, что электростанции на протяжении последних 8 лет непрерывно занимаются проведением работ по улучшению сепарации котлов с привлечением компетентных организаций, паросепарирующие устройства на некоторых котлах работают совершенно неудовлетворительно. По этой причине электростанции вынуждены на таких котлах снижать содержание котловой воды или ограничивать нагрузку.

На обследованных электростанциях коэффициент использования турбин высок, т. е. отсутствуют длительные остановки, позволяющие иметь эффективную самопромывку проточной части; по этой же причине нарушается график чистки конденсаторов турбин.

В связи с изложенным в значительной степени повышаются требования к качеству пара и охлаждающей воды.

Качество питательной воды прямооточных котлов, установленных в котельных 35 ат, по исправленному сульфатному остатку, как правило, не превышает 0,3 мг/л, но в некоторых случаях вслед-

<sup>1</sup> В бригаде, кроме авторов, принимали участие инженеры Ю. О. Нови, О. И. Нехорошкова и Д. А. Савиловский.

стве присоса в конденсаторах турбин сульфатный остаток бывает и выше (0,40—1,07 мг/л).

Качество отдаваемого перегретого пара прямоточных котлов в среднем характеризуется содержанием по сульфатному остатку, в 0,10—0,15 мг/кг. В ряде случаев содержание пара бывает больше указанной величины, а в некоторых случаях сульфатный остаток по пару выше сульфатного остатка по питательной воде.

Просмотр лент солемера системы Мостофина прямоточных котлов показывает, что при неравномерном температурном режиме за переходной зоной происходит выброс солей из агрегата. На лентах зафиксировано значительное число бросков, которые при сильном изменении температуры за переходной зоной, например с 390 до 300° С, доходит до 4 мг/кг.

Применяющийся на некоторых электростанциях отбор проб пара от одной точки на солемеры и холодильники следует считать неправильным, так как это вызывает колебания количества отбираемой пробы и искажения в показаниях солемеров.

Применяемый некоторыми электростанциями нерегулярный контроль при помощи ионитовых фильтров за качеством насыщенного пара котлов с естественной циркуляцией не дает возможности определить его истинное содержание. Особое значение это имеет для котлов, которые выдают пар на турбины с заносом солями проточной части.

На тэц 60 ат имело место ограничение мощности предвключенных турбин, которая восстанавливалась промывкой проточной части увлажненным паром при сниженной нагрузке.

Интенсивному заносу проточной части этих турбин способствовало большое количество питательной воды содержанием 70—90 мг/л, впрыскиваемой перед турбинами, ввиду отсутствия на котлах регуляторов перегрева пара. В течение 5 мес. 1951 г. на турбину № 2 впрыск включался 43 раза, из них 15 раз круглосуточно; на турбину № 3—33 раза, из них 13 круглосуточно; на турбину № 1—23 раза, из них 9 круглосуточно; на турбину № 4—9 раз, из них 5 круглосуточно.

Особенно сильное влияние впрыска питательной воды наблюдалось на турбинах № 2 и 3 в мае 1951 г., когда впрыск осуществлялся по 3 раза круглосуточно, что вызвало необходимость промывки этих турбин через 7—12 суток. С питательной водой, впрыснутой в течение трех суток, в каждую турбину вводилось 4—5 кг солей, что

вполне достаточно для значительного ограничения мощности.

Занос солями проточной части явился также следствием неудовлетворительного качества насыщенного пара, выдаваемого некоторыми котлами, из-за наличия бросков котловой воды.

Один из котлов тэц 60 ат в 1951 г. был оборудован ступенчатым испарением в виде выносных циклонов. Проведенная реконструкция позволила повысить нагрузку котла со 100 до 120 т/час и увеличить содержание продувочной воды с 1700 до 6000 мг/л, что дало возможность уменьшить продувку с 5 до 1%. При этом содержание воды в чистом отсеке составило 550—500 мг/л, а содержание насыщенного пара котла значительно уменьшилось и находится в пределах 0,08—0,27 мг/кг (определялось по ионитовому методу).

Броски котловой воды, как правило, отсутствуют и появляются в отдельных случаях только при резком повышении нагрузки.

### Выводы

Для предотвращения ограничения мощности турбин рекомендуется следующее:

1. Необходимо устранять броски котловой воды, фиксируемые солемерами, путем:

а) недопущения перегрузок котлов выше установленных норм;

б) ликвидации резких колебаний нагрузок котлов, для чего паровую нагрузку электростанции в таких случаях целесообразно регулировать не одним-двумя, а большим количеством котлов;

в) равномерного отбора пара по обоим сторонам котла.

2. Нужно следить за своевременной промывкой пароперегревателей котлов с естественной циркуляцией и промывкой прямоточных котлов, не допуская выбросов солей, фиксируемых солемерами. Нельзя допускать питания прямоточных котлов водой с содержанием выше 0,35 мг/л, для чего необходимо добиваться нужной плотности в конденсаторах турбин и своевременно устранять подсосы охлаждающей воды.

3. Не следует допускать впрыска питательной воды (при наличии добавка химически очищенной воды) для регулирования температуры перегрева пара. Для впрыска нужно применять только конденсат.

4. Необходимо производить обработку циркуляционной воды и следить за своевременной очисткой трубок конденсаторов от загрязнений с водяной стороны.



# Ультразвуковая дефектоскопия металлов

Инж. В. С. Соколов

За последние годы в нашей промышленности получили широкое применение физические методы дефектоскопии металлов. Одним из них является ультразвуковой метод, не требующий вырезки образцов или разрушения изделий.

Ультразвуковые колебания являются упругими колебаниями материальной среды, частота которых лежит выше предела слышимых звуков, т. е. больше 16 кгц. Такими колебаниями можно не только производить дефектоскопию металлов, но и исследовать их структуру и измерять толщину различных материалов.

Ультразвуковые волны способны проникать в металл на большую глубину и применяются с успехом для выявления в металлах раковин, газовых пор и расслоений. Результаты исследования при этом получаются мгновенно после включения аппарата в работу. Чувствительность этого метода к выявлению дефектов отвечает самым жестким требованиям производства. Ультразвуком можно контролировать металл толщиной 10 м и более.

Родной ультразвуковой дефектоскопии является Советский Союз. В 1929 г. этот метод был впервые предложен лауреатом Сталинской премии проф. С. Я. Соколовым. С тех пор ультразвуковая дефектоскопия металлов прочно вошла в промышленность. Проводившиеся в последнее время испытания ультразвуковых дефектоскопов показали, что советские дефектоскопы являются лучшими в мире; они дают более четкие импульсы и весьма устойчивы в работе.

## Некоторые свойства ультразвуковых волн

Для ультразвуковой дефектоскопии используются звуковые колебания с частотой от 0,5 мгц до нескольких десятков миллионов герц.

Ультразвуковые дефектоскопы, работающие в указанном диапазоне частот, создают ультразвуковые колебания в металлах с длиной волны от 0,5 до 0,03 см.

Известно, что звуковые волны, проходя через различные среды, отражаются от границы раздела этих сред (например, металл—воздух, металл—жидкость, жидкость—воздух и т. д.). Отражение интенсивности звуковых волн от границы раздела зависит от акустического сопротивления каждой из соприкасающейся среды и равно:

$$J = J_0 \left( \frac{\rho_1 c_1 - \rho_2 c_2}{\rho_1 c_1 + \rho_2 c_2} \right)^2,$$

где  $J$  — интенсивность отраженной волны;  
 $J_0$  — интенсивность падающей волны;

$\rho_1, \rho_2$  — плотности сред;

$c_1, c_2$  — скорости звука в тех же средах.

Произведение плотности среды на скорость звука в той же среде ( $\rho c$ ) есть акустическое сопротивление среды.

При падении звуковой волны из воздуха на твердое тело отражается почти 100% звуковой энергии. Коэффициент отражения звука на границе раздела двух сред в зависимости от отношения их акустических сопротивлений приведен на рис. 1.

Границы дефектов в металлах можно рассматривать как границы раздела двух сред. Ультразвуковые колебания, проходя через металл и встретив дефект, могут отразиться от его границы. Если дефект очень мал и составляет небольшую долю длины волны, отражения может и не быть; ультразвуковая волна обойдет дефект и пройдет дальше. Следовательно, для обнаружения дефектов малых размеров необходимо работать с звуковой волной короткой длины, равной или меньшей размера дефекта, который желательно определить. При частоте звуковых колебаний, например, 3 мгц можно обнаружить дефект размером 0,5 мм.

Трещину или расслоения в металле, расположенные перпендикулярно распространению волны, можно определить, если размер их вдоль волны будет хотя бы немногим превосходить порядок межмолекулярного сцепления. Такие незначительные дефекты невозможно определить никаким другим методом дефектоскопии.

При падении звуковой волны под углом к какой-либо поверхности волна преломляется. Способность звуковых волн преломляться при переходе из одной среды в другую позволяет применять звуковые линзы, аналогично применению их в оптике. Звуковыми линзами можно фокусировать звуковую энергию. Таким образом, аналогично понятию «световая оптика» в акустике существует понятие «звуковая оптика». Между ними есть много общего, но в отличие от световых волн звуковые волны не могут распространяться в пустоте.



Рис. 1. График коэффициента отражения звука на границе раздела двух сред в зависимости от их акустических сопротивлений.

В твердых телах и в жидкостях скорости звуковых волн могут изменяться в обе стороны по отношению к воздуху, и показатели преломления в звуковой оптике могут быть значительно больше и меньше единицы. Следовательно, звуковые собирающие линзы могут быть как выпуклыми, как и вогнутыми. Они изготавливаются из жидкости, металла, дерева и других материалов.

### Получение ультразвука для дефектоскопии

Наиболее распространенными генераторами ультразвука являются магнитоэлектрические и пьезоэлектрические преобразователи. В ультразвуковой дефектоскопии металлов применяются главным образом пьезоэлектрические преобразователи, позволяющие получить ультразвук с частотой до 30 мГц на основных частотах, а при работе на гармониках еще более высокие частоты. Особенно для этой цели используется кристалл кварца.

Пьезоэлектрическим эффектом кристаллов называется возникновение зарядов на их поверхности при приложении к кристаллам механического давления или растяжения (прямой пьезоэффект) обнаружен впервые братьями Кюри в 1880 г.). Существует и обратный пьезоэффект, заключающийся в том, что при сообщении электрических зарядов переменного знака граням кристалла последний будет изменять свои размеры. При этом кристалл будет излучать звуковые волны такой частоты, с какой изменяются знаки прикладываемых электрических зарядов.

Эта деформация кристаллов незначительна и для кварцевой пластинки равна примерно  $1,12 \times 10^{-11}$  см/в. При максимальном напряжении, которое может выдержать кварцевая пластинка (около 1500 в на 1 мм толщины) и частоте до 1 мГц амплитуда колебаний может достигнуть порядка  $10^{-5}$  см. В этом случае от кристалла кварца можно получить мощность ультразвука, достаточную для прозвучивания металлов толщиной более 10 м.

### Импульсные ультразвуковые дефектоскопы

В типичной схеме дефектоскопа (рис. 2) ламповый генератор подает электрические заряды с заданной частотой на излучающую кварцевую пластинку, которая от этого приходит в колебание. Если пластинка будет плотно прижата к исследуемому образцу, то звуковые колебания от пластинки передадутся в него. Колебания, дойдя до противоположной грани образца, отразятся и попадут на приемную кварцевую пластинку, расположенную рядом с излучающей. Колебания, отраженные от противоположной грани образца, часто называют «донным» сигналом. При наличии дефекта в образце звуковые колебания отразятся от него раньше, чем от противоположной грани, и, следовательно, раньше попадут на приемную пластинку.

Ламповый генератор подает электрические заряды на излучающую пластинку не постоянно,

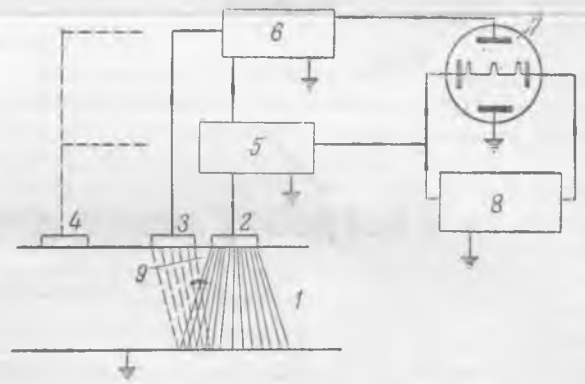


Рис. 2. Схема импульсного ультразвукового дефектоскопа. 1 — контролируемый металл; 2 — излучающая пластинка; 3 — приемная пластинка; 4 — излучающая и приемная пластинка в случае работы на один щуп; 5 — генератор импульсов; 6 — усилитель; 7 — электронно-лучевая трубка; 8 — горизонтальная развертка луча; 9 — «мертвая зона».

а короткими импульсами, между которыми образуются продолжительные паузы. Это позволяет четко различать на индикаторе начало импульса, сигналы от дефекта и донные сигналы.

Продолжительность импульса зависит от минимальной глубины залегания дефекта, который желательно обнаружить. Необходимо, чтобы во время прохождения импульса звуковых колебаний в исследуемом образце от передней грани до дефекта и обратно к приемной пластинке, не было бы никаких других сигналов. Длина импульса определяется выражением

$$\tau \leq \frac{2l}{c},$$

где  $\tau$  — продолжительность импульса, сек.;  
 $l$  — расстояние от верхней грани образца до дефекта, см;  
 $c$  — скорость звуковых колебаний в образце, см/сек.

Для подачи и прекращения импульса генератор автоматически, в нужный момент, включается и отключается. Частота следования импульсов достигает обычно нескольких сот в секунду. Продолжительность пауз между импульсами при этом получается  $1\ 000 \pm 1\ 500$  мксек.

Отраженные звуковые импульсы, попав на приемную пластинку кварца, заставят ее колебаться, отчего на ее гранях возникнут электрические заряды. Эти заряды усиливаются ламповым усилителем и подаются на отклоняющую пластинку электронно-лучевой трубки осциллографа.

Одновременно с запуском генератора импульсов запускается цепь горизонтальной развертки луча электронно-лучевой трубки. В это время на экране трубки появится первый импульс в виде вертикального пика, так как генератор связан соответствующим образом с усилителем. После этого генератор отключится до следующего импульса. При наличии дефекта в исследуемом образце на определенном расстоянии от начального импульса, соответствующем глубине залегания дефекта, на экране появится второй импульс. В конце развертки луча появится импульс донного сигнала. Измерив расстояние между импульсом от дефекта и начальным (или донным)

импульсом, можно легко определить глубину залегания дефекта.

Устройство ультразвуковых импульсных дефектоскопов с импульсами продолжительностью менее  $1 \text{ мксек}$  весьма затруднительно. Однако в настоящее время такими дефектоскопами можно выявлять дефекты в стали, расположенные на расстоянии  $5 \text{ мм}$  от поверхности, а в некоторых случаях удается выявлять дефекты на глубине  $3 \text{ мм}$ . Обычно ультразвуковыми импульсными дефектоскопами выявляются дефекты, расположенные на глубине не менее  $10\text{--}12 \text{ мм}$  от поверхности.

На рис. 3 показаны три основных типа существующих ультразвуковых импульсных дефектоскопов.

Некоторые дефектоскопы могут работать как с двумя, так и с одной кварцевой пластинкой. Работа с одной пластинкой часто может представлять некоторые удобства; с одной пластинкой быстрее отыскивается дефект в контролируемом образце. При этом устраняется «мертвая зона» между первичными звуковыми волнами и отраженными, как это видно на рис. 2.

Импульсными ультразвуковыми дефектоскопами можно обнаружить самые незначительные дефекты. Часто такая высокая чувствительность становится излишней. Например, во многих случаях мелкие поры или рыхлоты в металле допустимы. В этих случаях чувствительность дефектоскопов заглубляют снижением рабочей частоты.

На рис. 4 приведена типичная осциллограмма при наличии дефекта в металле.

Как правило, литье (чугун, бронза и пр.) имеет крупнозернистое строение металла. Ультразвуковые колебания высокой частоты сильно рассеиваются крупными зернами металла, поэтому для прозвучивания отливок приходится работать на частоте около  $0,5 \text{ мгц}$ . Но в этом случае можно обнаруживать лишь более значительные по размерам дефекты (более  $10 \text{ мм}$ ).

В ультразвуковом методе контроля требуется плотный контакт поверхности кварцевой пластинки с поверхностью контролируемого изделия. Поверхность изделия для этого должна быть обязательно обработана с чистотой по «два треугольника». Кроме этого, на поверхность изделия наносится тонкий слой масла. При плохом контакте ультразвуковые волны от кварцевой пластинки в изделие не пройдут. Это ограничивает применение ультразвукового метода контроля в изделиях с шероховатой поверхностью. По этой причине до сих пор не удается ультразвуковым методом производить контроль качества сварных швов без снятия усиления.

Помимо шероховатой поверхности, при контроле сварных швов ультразвуком получают большие отражения звуковых колебаний от границы основного и наплавленного металла и на экране осциллографа образуются импульсы, как от дефектов.

Способность звуковых волн отражаться от слоев металла различной плотности и различного кристаллического строения позволяет применять ультразвуковые дефектоскопы для определения закаленного слоя в стали. Закаленный слой металла по акустическому сопротивлению отли-

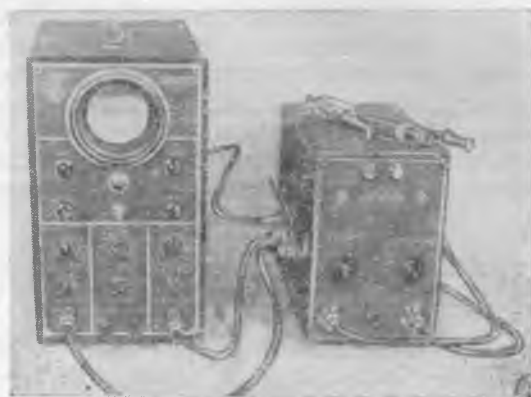
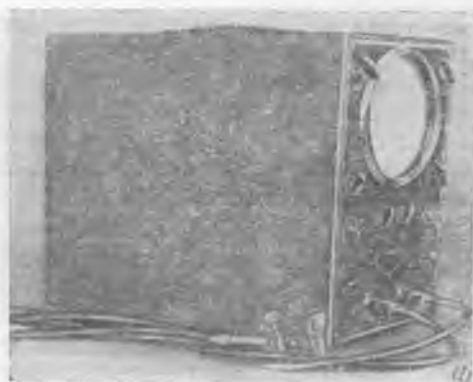


Рис. 3. Импульсные ультразвуковые дефектоскопы.

*a* — Ленинградского электротехнического института;  
*б* — ЦНИИТМАШ; *в* — ЦИСМ Котлонадзора МЭС.



Рис. 4. Осциллограмма с дефектоскопа УЗД-8 ЛЭТИ.

чается от незакаленного слоя. Переходная зона между этими слоями, как граница раздела двух сред (хотя может быть и не резкая), может дать сильное отражение звуковой энергии, и на экране электроннолучевой трубки получится импульс. Для четкой работы в этом случае необходимо подбирать соответствующую частоту.

При ультразвуковом импульсном методе контроля металлов невозможно определить характер дефекта. Трещины, расслои, раковины и тому подобные различные дефекты дают одинаковый импульс на экране электроннолучевой трубки. Кроме того, ультразвуковым методом невозможно определить размер дефекта по глубине, вдоль распространения звуковой волны. От трещины, хотя и большой площади, но микроскопической ширины, получаются такие же импульсы, как и от раковины больших размеров, занимающей большой процент от сечения металла. В ультразвуковой дефектоскопии можно определить только границы дефекта в проекции на площади изделия и место расположения его по сечению.

### Ультразвуковая дефектоскопия с видимым изображением дефектов

Кроме известных до сего времени двух видов микроскопа — оптического и электронного, — существует еще третий вид, изобретенный проф. С. Я. Соколовым, — ультразвуковой микроскоп (рис. 5). В нем излучающая кварцевая пластинка и предмет помещаются в жидкую среду.

Ультразвуковые колебания, идущие от кварцевой пластинки, проходя через жидкую среду, отражаются от предмета и собираются акустической линзой на приемной кварцевой пластинке 4. Приемная кварцевая пластинка замонтирована в катоднолучевую трубку. Пьезоэлектрические заряды на приемной пластинке распределяются соответственно контуру рассматриваемого предмета. Электронный луч, обегая приемную кварцевую пластинку, снимает с нее заряды. Эти заряды усиливаются и подаются на вторую электроннолучевую трубку (кинескоп) 7, развертка которой синхронизирована с первой трубкой. Изображение предмета получается на экране трубки 7 аналогично телевизионному изображению. На этом приборе можно получить изобра-

жение рассматриваемого предмета, увеличенного в десятки раз.

Имеются и другие пути получения видимых изображений при прозвучивании металлов. В Центральной испытательной станции металлов Главной госинспекции Котлонадзора МЭС был использован метод, предложенный ранее Польшманом. Схема сконструированного прибора приведена на рис. 6.

Излучающая кварцевая пластинка устанавливается с одной стороны контролируемого изделия; между ними находится жидкая среда, ограниченная тонкой твердой пластинкой или тонкой резиной.

На пути ультразвукового пучка лучей, по другую сторону изделия, помещена акустическая линза, фокусирующая звуковой пучок на специальный экран. Экран состоит из закрытой кассеты, стенка которой со стороны наблюдателя прозрачная. В кассету налита жидкая суспензия из алюминиевой пудры. Полученные восьмичасовым отстоем частицы алюминиевой пудры имеют диаметр 5—20 м и толщину 1—3 м.

При отсутствии дефекта в контролируемом изделии однородный по интенсивности ультразвуковой пучок лучей, проходя в кассету, поворачивает алюминиевые частицы плоскостью перпендикулярно направлению распространения звуковых лучей. В этом случае свет от подсвечивающей лампы, направленный под углом на обратную сторону кассеты, будет равномерно отражаться от алюминиевых частиц в глаза наблюдателя.

В случае наличия дефекта внутри металла звуковые волны, направленные нормально от излучающей пластинки, отразятся от дефекта и не пройдут в кассету. Алюминиевые частицы в кассете в этом месте будут беспорядочно ориентированы, и отраженный свет от экрана будет рассеянным, кажущимся серо-темным.

Таким путем воспроизводится изображение внутренних дефектов в металлах.

В Центральной испытательной станции металлов был введен ряд усовершенствований. В частности, экран был помещен в электрическое поле, силовые линии которого направлены вдоль распространения звуковой волны<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Предложено В. С. Соколовым и Ю. Г. Кардаш.

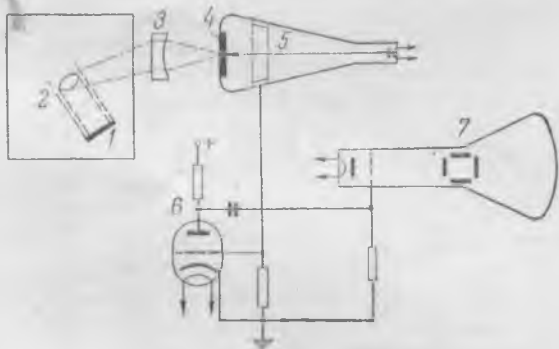


Рис. 5. Схема ультразвукового микроскопа проф. С. Я. Соколова.

1 — излучающий кварц; 2 — дефект в металле; 3 — акустическая линза; 4 — приемный кварц; 5 — электроннолучевая трубка; 6 — усилитель; 7 — электроннолучевая трубка с флюоресцирующим экраном для получения изображения дефекта.

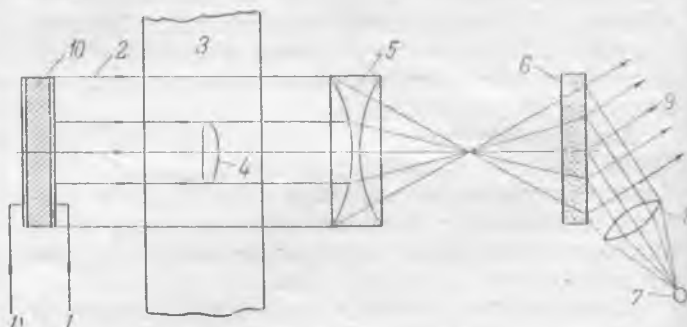


Рис. 6. Схема ультразвукового дефектоскопа с экраном из суспензии.

1 — провода от лампового генератора; 2 — ультразвуковые колебания; 3 — контролируемое изделие; 4 — дефект внутри изделия; 5 — звуковая линза; 6 — экран из алюминиевой суспензии; 7 — источник света; 8 — линза; 9 — отраженный свет; 10 — кварцевая пластинка.

Электрическое поле помогает звуковым волнам ориентировать алюминиевые частицы. Изображение на экране от этого получается более контрастным. На рис. 7 показаны внутренние дефекты в металле, изображения которых получены на экране описанного прибора.

С помощью этого метода теоретически можно обнаруживать дефекты внутри металла, по размерам равные длине волны. Практически удается видеть и более мелкие дефекты. Приведенные на фотографии дефекты получены на частоте колебаний 6,5 мггц. При этой частоте дефекты в стали размером 0,8 мм выявляются легко. Расслоения и трещины в металле, расположенные параллельно плоскости изделий, выявляются с той же чувствительностью, что и при помощи импульсных ультразвуковых дефектоскопов.

Работа аппарата происходит на незатухающих колебаниях. Этим методом можно контролировать металл толщиной от десятых долей миллиметра до нескольких десятков миллиметров. Показанный на рис. 7,а дефект обнаружен в сварном шве толщиной 10 мм со снятым усилением. Попытки обнаружить тот же дефект в этом сварном шве импульсным ультразвуковым дефектоскопом, не дали положительных результатов. Импульсными дефектоскопами невозможно

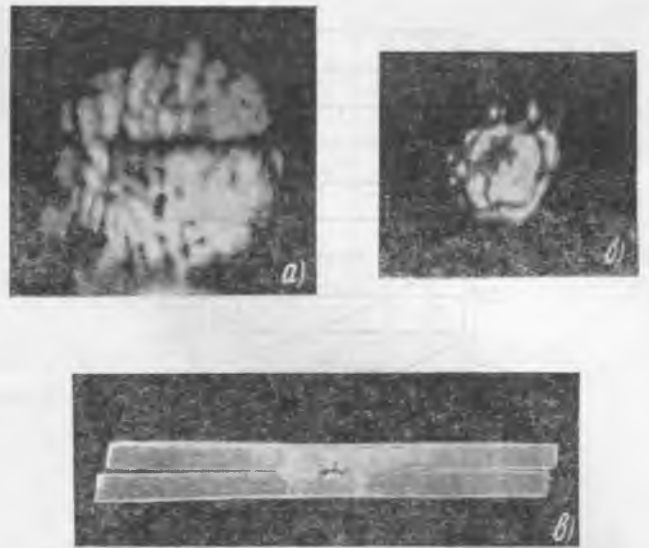


Рис. 7. Изображения дефектов на экране с суспензией. а — неспровар в сварном шве; б — сварная точка; в — макроснимок с той же сварной точки.

контролировать и качество точечной сварки тонких листов, тогда как описанный прибор дает удовлетворительные результаты.

## Пути экономии древесины в сетях 3÷10 кв\*

Инж. Б. И. Комиссаров

Протяженность проходящих по ненаселенной местности линий в связи со сплошной электрификацией нашей страны исчисляется сотнями тысяч километров (представляющих по длине около 80% всех линий 3÷10 кв), что ставит на первый план при их сооружении и эксплуатации вопросы экономии.

Однако в существующей практике произошедшие изменения почти не отразились. До сих пор строятся вновь и капитально восстанавливаются линии с заведомо заниженными пролетами, порядка 50 ÷ 60 м. Проектные организации ориентируются на применение универсальной опоры; популярный «Электротехнический справочник» под редакцией М. В. Хомякова предлагает все один и тот же вариант промежуточной опоры для ненаселенной местности.

Между тем применение универсальной опоры, единой для проводов всех марок и всех районов климатических условий, неминуемо вызывает для большинства линий значительный перерасход средств и древесины. Так, предлагаемая в упомянутом справочнике опора допускает, например, для провода А-120 (II район климатических условий) пролет длиной 100 м, а для провода А-25—только 68 м. Получается абсурдное положение: на линиях с тяжелыми проводами, которые несут большие электрические нагрузки и питают наиболее ответственных потребителей, дре-

весина работает с механическими напряжениями, близкими к предельно допускаемым «Правилами устройства электротехнических установок» (ПУЭУ). На линиях же, менее ответственных, запасы прочности древесины во много раз превышают установленные нормы. Линии, проходящие по ненаселенной местности, в подавляющем большинстве случаев выполнены проводами малых и средних сечений и для них применение этой опоры вызывает заведомый перерасход древесины и средств. При этом излишние запасы прочности в эксплуатации не используются, так как эксплуатационник определяет необходимость замены деталей опоры, исходя из проектного диаметра  $D_{расч}$  по известной формуле:

$$D_0 = CD_{расч},$$

где  $D_0$  — наименьший допустимый диаметр в эксплуатации;

$C$  — коэффициент износа.

Проектный диаметр не зависит от сечения провода и, следовательно, замена древесины на линиях с легкими проводами производится тогда, когда запасы прочности опоры далеко еще не исчерпаны.

Не отвечают современным условиям и конструктивные решения промежуточной опоры, принимающие расположение проводов либо «в шахмат», либо «треугольником».

\* Печатается в порядке обсуждения. Р е д.

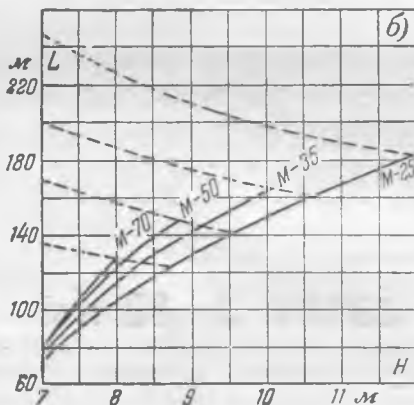
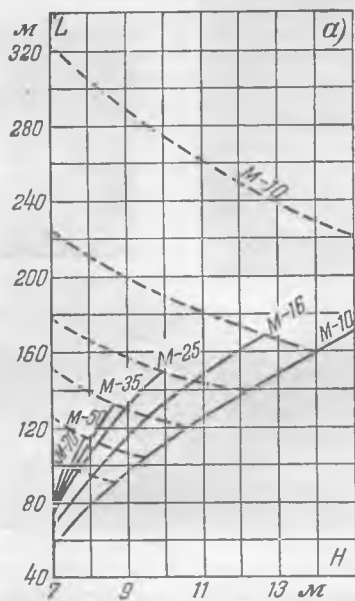


Рис. 1. Кривые максимальных пролетов по габариту (сплошные линии) и по механической прочности (пунктир) для медных проводов.

а—при верхнем отрезе опоры 160 мм; б—при верхнем отрезе опоры 180 мм.

Последние редакции ПУЭУ, исходя из условий грозоупорности, требуют, чтобы расстояния между проводами высоковольтной линии были не менее 1 м. В силу этого наиболее выгодной является конструкция промежуточной опоры с горизонтальным расположением проводов, дающая выигрыш в габарите проводов над землей порядка 2 м по сравнению с расположением проводов «в шахмат».

С точки зрения удобства монтажа все три варианта примерно равноценны. При эксплуатации горизонтальное расположение надежнее двух других вариантов, так как исключает возможность схлестывания проводов в пролете при нарушении заданных стрел провеса.

Таким образом, для линий 3÷10 кВ, проходящих по ненаселенной местности, целесообразно в настоящее время отказаться от единой промежуточной опоры и принять в качестве основного решения горизонтальное расположение проводов на опоре. Соответствующие расчетные данные, приводимые ниже, подтверждают эти положения.

На рис. 1,а сплошными кривыми изображена зависимость максимально допустимой по габаритным соображениям длины пролета от высоты

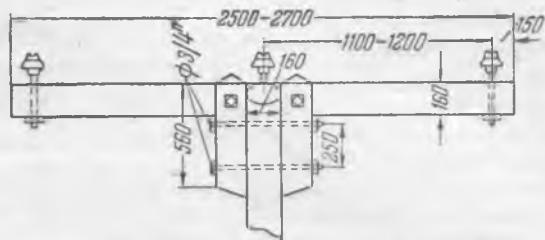


Рис. 2. Вариант крепления траверсы у вершины опоры.

опоры над землей для медных проводов различных сечений. Пунктирные кривые дают для тех же марок проводов зависимость максимально допустимой (по механической прочности опоры) длины пролета также от высоты опоры над землей. Зависимости эти подсчитаны на основе следующих исходных данных: район климатических условий II; материал опоры — сосна; диаметр верхнего отреза стойки 160 мм; опоры — сборные из стойки и пасынка; расположение проводов на опоре — горизонтальное (рис. 2).

На рис. 1,б показаны такие же зависимости, что и на рис. 1,а, но для стоек с диаметром верхнего отреза 180 мм.

Определение оптимальных значений высоты опоры и длины пролета производится путем сравнения коэффициентов использования механических свойств древесины и величин удельного расхода древесины на 1 км линии.

Коэффициент использования древесины равен отношению длины пролета, допустимой по габаритным соображениям, к длине пролета, максимально допустимой по механической прочности опоры. Решение наиболее выгодно, когда коэффициент использования равен или близок к единице при достаточно низком удельном расходе древесины. Значения коэффициентов использования и удельного расхода древесины приведены на рис. 3.

Пользуясь графиками рис. 1 и 3 или подобными им, можно легко получить наиболее выгодные решения для всех случаев, встречающихся при проектировании линий 3÷10 кВ.

Пусть, например, при сооружении линии подвешивается провод марки М-16 и желательно предусмотреть в дальнейшем возможность замены его проводом марки М-35. Пересечение сплошной кривой для М-16 с пунктирной кривой для М-35 на рис. 1,а определяет высоту опоры над землей 9,8 м и пролет 128 м, при которых поставленные требования будут соблюдаться, а коэффициент использования будет максимальным из возможных.

По кривой удельного расхода древесины для проводов М-16 находим на рис. 3,а, что при высоте опоры 9,8 м удельный расход древесины будет равен 4,55 м<sup>3</sup>/км.

Действуя подобным образом, находим наилучшие значения высоты опоры и длины пролета для различных случаев (табл. 1).

Из рассмотрения графиков рис. 1 и данных табл. 1 следует, что:

1) оптимальные решения по предлагаемому методу дают практически приемлемые габариты опор;

Таблица 1

Наивыгоднейшие значения высоты опоры и длины пролета

Монтируемый провод	Предусмотрена возможность замены проводом	Определенные по максимальным коэффициентам использования					
		для стоек с диаметром верхнего отреза 160 мм			для стоек с диаметром верхнего отреза 180 мм		
		высота опоры над землей, м	длина пролета, м	удельный расход древесины, м <sup>3</sup> /км	высота опоры над землей, м	длина пролета, м	удельный расход древесины, м <sup>3</sup> /км
M-10	M-16	14	160	5,25	—	—	—
M-10	M-25	12,2	140	5,15	—	—	—
M-10	M-35	10,8	122	5,20	—	—	—
M-10	M-50	9,7	104	5,30	—	—	—
M-16	M-25	10,8	145	4,45	—	—	—
M-16	M-35	9,8	128	4,55	—	—	—
M-16	M-50	8,8	110	4,70	—	—	—
M-16	M-70	8,1	96	4,95	—	—	—
M-25	M-35	9,0	132	4,05	10,7	162	4,60
M-25	M-50	8,3	113	4,25	9,6	142	4,80
M-25	M-70	7,7	98	4,55	8,7	122	5,00
M-35	M-50	8,0	116	4,10	9,2	145	4,47
M-35	M-70	7,5	98	4,50	8,3	125	4,77
M-50	M-70	7,4	100	4,60	8,1	127	4,57

2) для проводов мелких сечений (M-10, M-16) значения коэффициентов использования, равные единице, лежат за пределами принятого диапазона высот опор даже для легких опор с диаметром верхнего отреза 160 мм (график рис. 1,а); это обстоятельство наглядно показывает нецелесообразность использования опор с верхним отрезом 180 мм и выше для проводов мелких сечений и подтверждает нецелесообразность ориентации на универсальную опору.

Сопоставление полученных таким образом решений с широко распространенными и поддерживаемыми по традиции 50-м пролетами, а равно с пролетами, допускаемыми единой опорой (пользуемся данными упомянутого справочника), приведено в табл. 2.

Таблица 2

Сравнение расхода древесины при различном расположении проводов на опорах

Провод	Длина пролета, м		Расход древесины, м <sup>3</sup> /км			Экономия древесины, получаемая в результате применения предлагаемого метода, % по отношению	
	при универсальной опоре с расположением проводов в шахмат	при выборе опоры предлагаемым методом	при 50-м пролете	при универсальной опоре	при выборе опоры предлагаемым методом	к 50-м пролетам	универсальной опоре
M-10	75	140	12	7,97	5,15	57	35
M-16	88	145	12	6,85	4,45	63	35
M-25	103	132	12	5,83	4,05	66	30
M-35	110	116	12	5,46	4,10	66	25

Аналогичные данные получаются для алюминиевых и для стальных проводов.

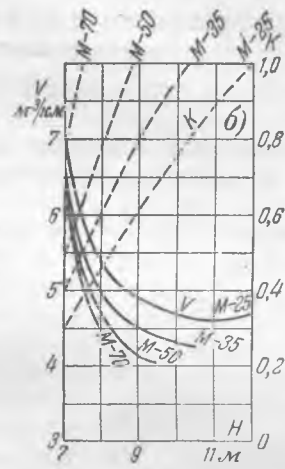
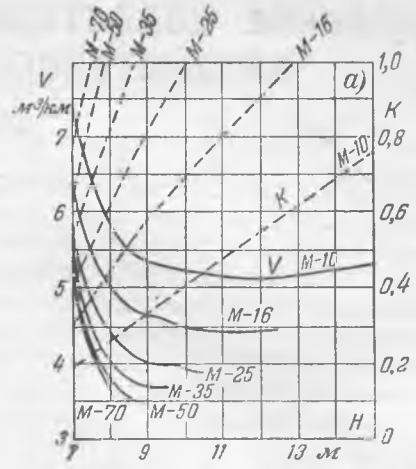


Рис. 3. Кривые коэффициентов использования (пунктир) и кривые удельного расхода древесины (сплошные) для медных проводов.

а—при верхнем отрезе опоры 160 мм; б—при верхнем отрезе опоры 180 мм.

Приведенные цифры показывают справедливость высказанных положений, тем более, что столь значительная экономия по древесине сопровождается резким снижением расходов на рабочую силу, транспорт и другие строительные расходы, а также снижает эксплуатационные расходы и создает более надежную в эксплуатационном отношении линию, так как уменьшает количество слабых мест.

Выводы

Количество древесины, затрачиваемой при строительстве и ремонте линий 3÷10 кв, проходящих по ненаселенной местности, может и должно быть резко снижено, причем ежегодная экономия выразится десятками, если не сотнями тысяч кубометров высококачественной древесины. Для этой цели следует:

1) отказаться от применения единой опоры и перейти к горизонтальному расположению проводов на опоре;

2) широко проводить при капитальных ремонтах линий электропередачи переход от 50 м к увеличенным пролетам, определяемым по кривым, аналогичным приведенным на рис. 1 и 3;

3) ввести обязательную сортировку леса до начала строительных или ремонтных работ, чтобы расходовать лес с максимальными коэффициентами использования.

# Определение характеристик энергосистем для настройки автоматической разгрузки по частоте

Инж. Л. Д. Стернинсон

Разработка методов настройки устройств автоматической аварийной разгрузки энергосистем потребовала выявления ряда характеристик последних. Среди них весьма важное значение имеют статическая характеристика нагрузки и протекающие процессы изменения частоты при внезапном возникновении дефицита активной мощности (динамическая характеристика). Ниже освещаются результаты испытаний, проведенных при участии Оргрэс.

## Статические характеристики нагрузки

Статические (установившиеся) режимы работы энергосистемы могут быть проанализированы по диаграмме рис. 1. Линия *абв* (или *абг*) представляет характеристику мощности, отдаваемой генераторами при неизменном положении синхронизационных устройств регуляторов турбин. На участке *аб* при снижении частоты мощность возрастает в результате действия регуляторов турбин. Участок *аб* может быть назван статической характеристикой энергосистемы. Наклон этой характеристики определяется статизмом характеристик регуляторов турбин. Он не остается неизменным вследствие нелинейности характеристик регуляторов, а также потому, что по мере снижения частоты все большее число регуляторов выходит из действия, так как достигается полное открытие регулирующих клапанов и направляющих аппаратов. Некоторые данные о величине наклона (статизма) характеристики на участке, соответствующем нормальной нагрузке энергосистемы, были приведены в статье автора<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Л. Д. Стернинсон, Характеристики энергосистемы как объекта автоматического регулирования частоты, „Электрические станции“, 1949, № 1.

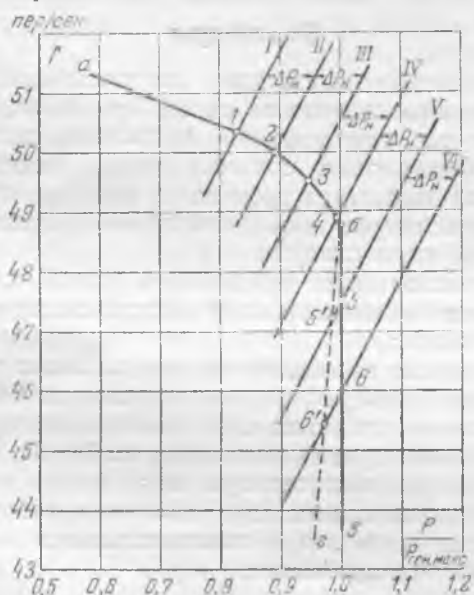


Рис. 1. Диаграмма установившихся режимов работы энергосистемы.

В точке *б* достигается полное открытие впуска пара или воды на всех турбинах, и при дальнейшем снижении частоты мощность, отдаваемая генераторами, остается неизменной (линия *бв*) либо, точнее говоря, несколько уменьшается вследствие уменьшения развиваемой турбинами мощности при снижении скорости вращения (линия *бг*).

Работа энергосистемы определяется точками пересечения характеристики мощности генераторов с характеристиками мощности нагрузки (прямые *I, II, III* и т. д., соответствующие разной нагрузке при нормальной частоте в энергосистеме). Известно, что мощность потребления в системе уменьшается при снижении частоты. Предполагается, что с изменением величины нагрузок их характеристики (наклон прямых) остаются неизменными, а переход от одной нагрузки энергосистемы к другой соответствует переходу с рабочей точки *1* на рабочую точку *2* и т. д. Как видно, на участке *аб* соотношение изменений нагрузки и частоты определяется в основном наклоном характеристики мощности генераторов, поскольку этот наклон значительно меньше наклона характеристик нагрузки. На участке же *бв(бг)* указанное соотношение определяется наклоном характеристики нагрузки.

При аварийном дефиците активной мощности в энергосистеме частота снижается настолько, что регулирующие органы турбин открываются полностью, и работа энергосистемы происходит на участке *бв(бг)* характеристики.

В общем случае статическая характеристика нагрузки (зависимость мощности нагрузки от частоты) при неизменном напряжении на ее зажимах может быть представлена уравнением:

$$P_n = P_1 + P_2 \frac{f}{f_0} + P_3 \frac{f^3}{f_0^3} + \dots + P_n \frac{f^n}{f_0^n} \quad (1)$$

Первый член суммы соответствует нагрузке, не зависящей от частоты (освещение, печи, потребители, работающие на выпрямленном напряжении). Второй член соответствует вращающимся механизмам с постоянным моментом сопротивления. Последующие члены представляют механизмы с вентиляторным моментом сопротивления (центробежные насосы, вентиляторы) при различной величине статического напора.

Наибольший интерес представляет зона изменений частоты, составляющая примерно 10% от номинального значения (50—45 пер/сек). На этом участке практически любая зависимость по уравнению (1) может быть представлена прямой линией, касательной в точке  $f=f_0$  к кривой, соответствующей этому уравнению. Прямая может быть охарактеризована тангенсом угла наклона, выраженным в относительных единицах:

$$k = \frac{\Delta P}{\Delta f} \cdot \frac{f_0}{P_{n0}} \quad (2)$$

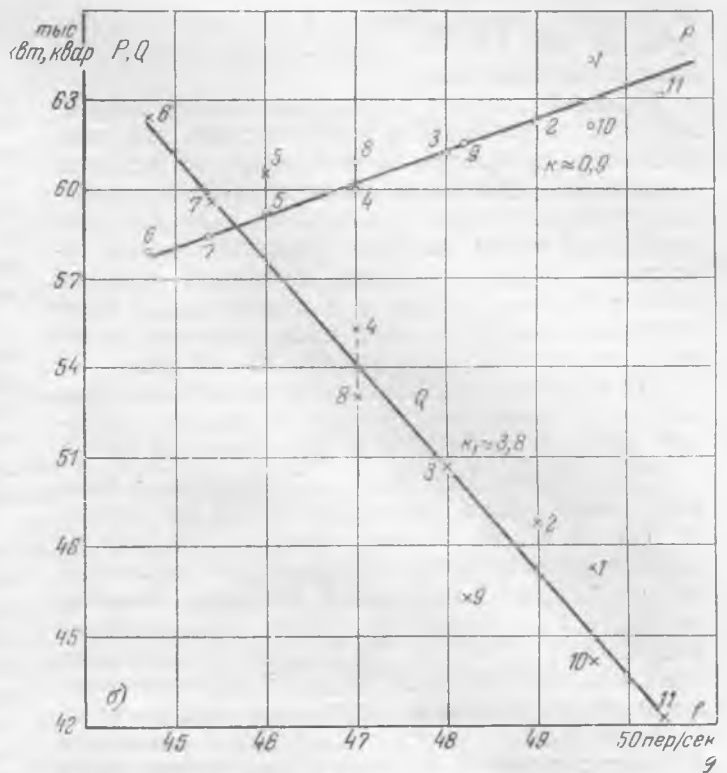
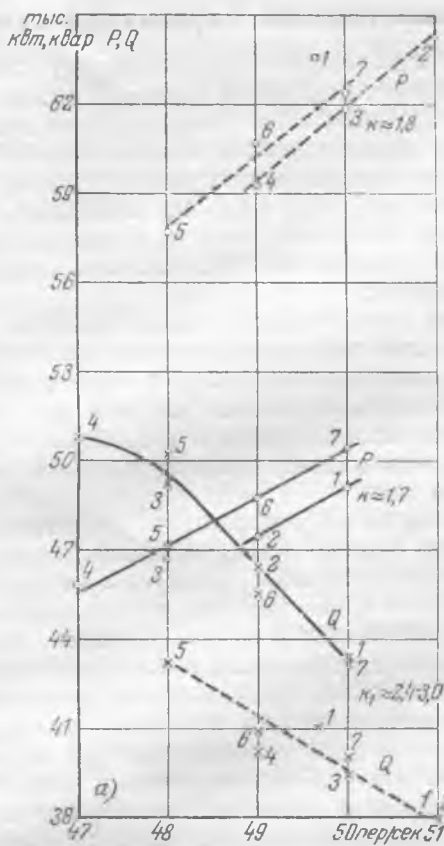


Рис. 2. Статические характеристики нагрузки энергосистем. а — энергосистема № 1: (сплошная линия — опыт № 1 в воскресный день, пунктирная — опыт № 2); б — энергосистема № 2; в — энергосистема № 3. ○ — точки измерений активной нагрузки; × — точки измерений реактивной нагрузки.

где  $k$  — регулирующий эффект активной нагрузки (по отношению к частоте);

$\frac{\Delta P}{\Delta f}$  — отношение изменения нагрузки к изменению частоты;

$f_0$  — номинальная частота;

$P_{n0}$  — величина нагрузки при  $f_0$ .

Легко показать, что величина  $k$  связана с величинами, входящими в уравнение (1), следующим соотношением:

$$k = \frac{P_2 \cdot 1 + P_3 \cdot 3 + \dots + P_n \cdot n}{P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n} \quad (3)$$

Опытное определение статических характеристик для отдельных групп потребителей предпринималось и раньше<sup>2</sup>.

Статические характеристики нагрузки, полученные в трех энергосистемах в 1950—1951 гг., представлены на рис. 2.

Энергосистемы № 1 и 2 имеют установленную мощность генераторов порядка 100 тыс. квт каждая. В обеих энергосистемах испытания проводились дважды, причем были включены все АРН. Для энергосистемы № 1 приведены результаты обоих опытов (рис. 2, а), для энергосистемы № 2 — одного (рис. 2, б).

Энергосистема № 3 (рис. 2, в) представляет собой отдельно работающую тэц мощностью

$2 \times 12$  тыс. квт. Испытания производились во время минимума нагрузки и при отсутствии всякого регулирования возбуждения.

На диаграммах рис. 2 нанесены зависимости от частоты активной и реактивной нагрузки энергосистем, а на рис. 2, в, кроме того, напряжение на шинах тэц. Цифры, проставленные около точек, указывают последовательность измерений. Прямые линии проведены примерно таким образом, чтобы среднее отклонение опытных точек от прямой было минимальным. В некоторых случаях для активной нагрузки проведено по две параллельных прямых, что соответствует предполагаемому изменению подключенной мощности нагруз-

<sup>2</sup> В. М. Горштейн, Статические характеристики потребителей, „Электрические станции“, 1940, № 5-6.

ки за время опыта. Точки 2, 3 и 4 характеристики  $Q$  на рис. 2, в явно выпали и не учтены при проведении прямой.

Большой разброс точек, повидимому, неизбежен при испытаниях в энергосистеме, где подключенная мощность потребителей не остается неизменной. Для уменьшения ошибок в определении характеристик необходимо выбирать для испытаний время наиболее ровного участка суточного графика нагрузки, проводить каждый опыт возможно быстрее и повторять их. В перечисленных энергосистемах цикл снижения и повышения частоты продолжался 20—25 мин.

На основании произведенных испытаний определены значения регулирующего эффекта активной нагрузки по частоте  $k$ , указанные на рис. 2.

Для энергосистем № 1 и 2 значение  $k$  было определено также расчетным путем по формуле (3) на основе анализа состава нагрузки по данным диспетчерской службы и дало величины, весьма близкие к найденным из опыта. Большое значение  $k$  в случае отсутствия регулирования напряжения в системе № 3 объясняется снижением активной нагрузки потребителей осветительного типа вследствие снижения напряжения. Следует, однако, иметь в виду, что в некоторых случаях значение  $k$ , близкое к трем, может иметь место и при наличии АРН. Так, в 1948 г. в одной небольшой энергосистеме ( $P_{ген} \approx 60$  тыс. кВт) в ночное время был проведен опыт со снижением частоты до 48 пер/сек, на основе которого было определено значение  $k \approx 3$ .

Изменение реактивной нагрузки  $Q$  при изменении частоты может быть охарактеризовано величиной

$$k_1 = \frac{\Delta Q}{\Delta f} \cdot \frac{f_0}{Q_0}$$

При наличии АРН  $Q$  при снижении частоты возрастает, а при отсутствии АРН соответственно уменьшается.

Снижение частоты при испытаниях в энергосистемах № 1 и 3 производилось путем перемещения синхронизаторов регуляторов турбин, а в энергосистеме № 2 — прикрытием стопорного клапана одной из паровых турбин. Мощность остальных агрегатов ограничивалась при помощи ограничителей открытия направляющего аппарата на гидротурбинах и прикрытия главной задвижки на паровых турбинах. Предварительно принимались меры по обеспечению бесперебойной работы механизмов собственных нужд тепловых электростанций (пуск или подготовка к пуску резервных агрегатов, в том числе питательных турбонасосов).

Наибольшие трудности при проведении испытаний вызвали опасения персонала электростанции за работу лопаточного аппарата паровых турбин при ненормальной частоте. Вряд ли эти опасения можно признать обоснованными, так как длительность снижения частоты при испытаниях весьма невелика (15—20 мин.). Тем не менее целесообразно снимать нагрузку в первую очередь с турбин, лопатки которых внушают опасения, с тем, чтобы при пониженной частоте иметь небольшие расходы пара на этих машинах.

## Динамические характеристики

На динамическую характеристику энергосистемы влияют: наличие и величина резерва мощности, типы агрегатов (паровые или гидравлические) и другие причины. Особое значение имеет характеристика, соответствующая полному отсутствию резерва, так как она позволяет судить о процессе изменения частоты в аварийных условиях при отключении значительной генерирующей мощности.

Снятие динамической характеристики производится путем отключения от сети генератора, несущего некоторую нагрузку, и осциллографирования процесса изменения частоты при помощи шлейфного осциллографа и устройства, преобразующего отклонение частоты в изменение постоянного тока.

Для снятия характеристики, соответствующей отсутствию резерва в энергосистеме, на гидротурбинах направляющие аппараты ставятся на ограничители (либо турбины переводятся на ручное регулирование), а на паровых турбинах прикрываются главные задвижки (или стопорные клапаны) до такой степени, чтобы регулирующие клапаны открылись до предела (одновременно необходимо отводить синхронизаторы до предела на «прибавить»). Следует иметь в виду, что подобная операция вызывает иногда значительные трудности на турбинах, имеющих промышленные или теплофикационные отборы, вследствие большого запаса хода регулирующих клапанов на них.

Прежде чем обратиться к результатам испытаний, выясним теоретически характер процесса изменения частоты в энергосистеме при отсутствии резерва и внезапном отключении генерирующей мощности.

Дифференциальное уравнение движения системы в неустановившемся режиме имеет известный вид:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_z - M_n, \quad (4)$$

где  $J$  — суммарный момент инерции вращающихся масс энергосистемы, оставшихся в работе;

$\omega$  — круговая частота;

$M_z$  — момент, развиваемый турбоагрегатами;

$M_n$  — момент сопротивления нагрузки.

Умножив все члены уравнения (4) на  $\omega$ , получаем:

$$J\omega \frac{d\omega}{dt} = P_z - P_n, \quad (5)$$

Стоящие в правой части уравнения (5) мощности — развиваемая турбинами  $P_z$  и нагрузки  $P_n$  — являются функциями частоты. Зависимость  $P_n$  от  $\omega$  при изменении частоты в пределах около 10% является, как показывают испытания, практически прямолинейной и может быть представлена уравнением:

$$P_n = P_{n,уст} + \left( \frac{\Delta P_n}{\Delta \omega} \right) \Delta \omega, \quad (6)$$

где  $P_{n,уст}$  — установившееся значение нагрузки после окончания переходного процесса;

$\frac{\Delta P_n}{\Delta \omega}$  — величина изменения нагрузки в абсолютных единицах мощности на единицу изменения частоты;

$\Delta \omega$  — разница между переменным и установившимся значениями круговой частоты.

Аналогично можно принять:

$$P_2 = P_{2, \text{уст}} + \left( \frac{\Delta P_2}{\Delta \omega} \right) \Delta \omega. \quad (7)$$

Подставляя (6) и (7) в (5) и учитывая, что  $P_{2, \text{уст}} = P_{n, \text{уст}}$  и  $d(\Delta \omega) = d\omega$ , получим:

$$J\omega \frac{d(\Delta \omega)}{dt} = \left( \frac{\Delta P_2}{\Delta \omega} \right) \Delta \omega - \left( \frac{\Delta P_n}{\Delta \omega} \right) \Delta \omega. \quad (8)$$

Разделим все члены равенства на номинальную мощность оставшихся в работе генераторов  $P_{2,0}$  и введем относительное изменение частоты  $\omega_* = \frac{\Delta \omega}{\omega_0}$ , для чего каждый член умножим и разделим на  $\omega_0$ .

$$J\omega_0 \frac{d\omega_*}{dt} = \left( \frac{\Delta P_2}{\Delta \omega} \frac{\omega_0}{P_{2,0}} \right) \omega_* - \left( \frac{\Delta P_n}{\Delta \omega} \frac{\omega_0}{P_{2,0}} \right) \omega_*. \quad (9)$$

Переменную величину  $\frac{J\omega_0}{P_{2,0}}$  можно без большой ошибки (если изменение  $\omega$  невелико) заменить механической постоянной времени  $T = \frac{J\omega_0^2}{P_{2,0}}$  оставшихся в работе агрегатов и крупных двигателей.

Величина  $T$  может быть определена следующим образом:

$$T = \frac{\Sigma T_2 P_2 + \Sigma T_0 P_0}{\Sigma P_2}, \quad (10)$$

где  $T_2$  и  $P_2$  — механические постоянные времена и номинальные мощности отдельных турбо- и гидроагрегатов;

$T_0$  и  $P_0$  — механические постоянные времена и номинальные мощности крупных

двигателей и синхронных компенсаторов, причем  $T_0$  должно учитывать момент инерции приводимого механизма.

Коэффициент, стоящий в скобках в первом члене правой части уравнения (9), представляет относительное изменение мощности, развиваемой турбинами, при изменении частоты; обозначим его буквой  $m$ . Коэффициент при  $\omega_*$  во втором члене представляет регулирующий эффект нагрузки  $k$ , но отнесенный не к величине нагрузки при нормальной частоте  $P_{n,0}$ , а к номинальной мощности генераторов. С учетом

сказанного уравнение (9) является линейным и может быть записано в виде:

$$T \frac{d\omega_*}{dt} + \left( k \frac{P_{n,0}}{P_{2,0}} - m \right) \omega_* = 0. \quad (11)$$

Его решением является экспонента

$$\omega_* = \omega_{* \text{уст}} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (12)$$

где

$$\tau = \frac{T}{\frac{P_{n,0}}{P_{2,0}} k - m}. \quad (13)$$

Уравнение (12) действительно лишь при не очень больших изменениях частоты. В противном случае дифференциальное уравнение (5) не может быть принято за линейное и его решение будет отличаться от (12).

Как видно, постоянная времени зависит от типа работающих (или оставшихся в работе) агрегатов (значение  $T$ ), от состава потребителей ( $k$ ) и от „коэффициента дефицита мощности“  $\left( \frac{P_{n,0}}{P_{2,0}} \right)$ . Последний при испытаниях обычно меньше единицы; испытания дают, следовательно, увеличенное значение постоянной времени по сравнению с тем, что имеет место в реальных условиях при внезапном возникновении дефицита мощности в энергосистеме.

Если величина  $m$  значительно меньше  $k$ , как это часто имеет место, а дефицит мощности невелик, то выражение (13) может быть упрощено

$$\tau = \frac{T}{k}. \quad (14)$$

Последнее выражение является частным случаем выведенной ранее<sup>3</sup> зависимости

$$\tau = \frac{T}{\frac{1}{\delta} + k}, \quad (15)$$

действительной при наличии резерва для энергосистем, состоящих только из тепловых электростанций. Выражение (15) переходит в (14), если

<sup>3</sup> См. сноску 1.



Рис. 3. Оциллограмма процесса изменения частоты в энергосистеме № 3 (отключение генератора с нагрузкой 2,1 тыс. кВт).

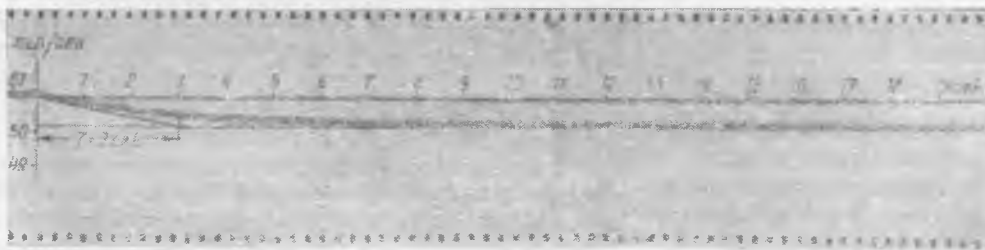


Рис. 4. Оциллограмма процесса изменения частоты в энергосистеме № 1 (сброс генерирующей мощности 6 тыс. кВт; нагрузка энергосистемы до сброса — 61 тыс. кВт, после сброса — 59,4 тыс. кВт).

статизм статической характеристики энергосистемы (участок *ab* на рис. 1)  $\delta$  равен бесконечности, т. е. если резерв отсутствует.

На рис. 3 представлена оциллограмма, снятая при отключении генератора в энергосистеме № 3. Кривая изменения частоты довольно близка к экспоненте с постоянной времени  $\tau = 35$  сек. Если принять для оставшегося в работе турбогенератора типовое значение механической постоянной времени около 10 сек. и учесть найденную из опыта величину  $k = 3$ , то получим по формуле (14) значение  $\tau$ , весьма близкое к опытному.

На рис. 4 представлена оциллограмма, полученная в одном из опытов в энергосистеме № 1. Предполагалось получить характеристику при отсутствии резерва, однако нагрузка отключенного генератора была в основном принята другими машинами. Снижение частоты составило всего около 0,7 пер./сек и  $\tau$  (3 сек) получилось меньше того, что имело бы место при полном отсутствии резерва.

На рис. 5 воспроизведены результаты трех опытов, проведенных в энергосистеме № 2. Кри-

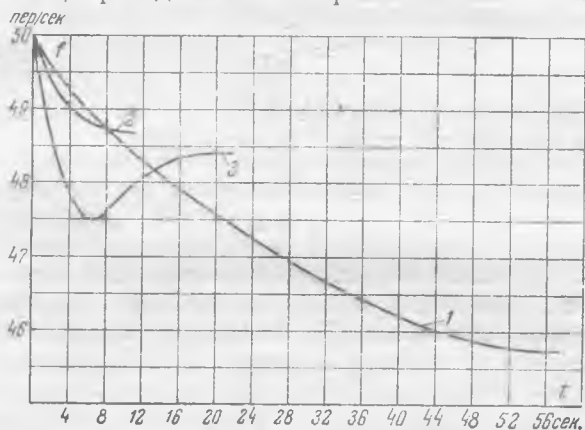


Рис. 5. Динамические характеристики энергосистемы № 2.

вая 1 представляет процесс при отсутствии резерва и отключении генератора с нагрузкой, составляющей 8% от нагрузки системы. Кривая 2 относится к случаю, когда имелся резерв для покрытия всей нагрузки отключенного генератора, составлявшей 13% от нагрузки энергосистемы. Наконец, в случае, представленном кривой 3, был отключен генератор с нагрузкой около 30% при наличии резерва главным образом на гидростанции.

Здесь обращает на себя внимание в первую очередь большое значение постоянной времени процесса при отсутствии резерва. Объяснение этого явления состоит в том, что мощность, отда-

ваемая генераторами энергосистемы, сильно уменьшается со снижением частоты (соответствует участку  $\delta_2$  рис. 1). При снижении частоты на 10% уменьшение мощности генераторов составило 3—4%. Главным образом это произошло за счет гидростанции, имеющей поворотные лопасти турбины, для которых при неизменных открытиях направляющего аппарата и угла поворота лопастей характерно значительное уменьшение расхода воды и, следовательно, развиваемой мощности, при снижении скорости вращения<sup>4</sup>.

В этом случае  $\tau$  может быть определено по формуле (13).

Для энергосистемы № 2  $T = 10$  сек. (подсчитано по значениям  $GD^2$  для гидрогенераторов и типовому значению  $T$  для турбогенераторов),

$k = 0,9$  (рис. 2, б),  $m \approx 0,3$ ,  $\frac{P_{г.о}}{P_{т.о}}$  при испытаниях

меньше единицы. Расчетное значение  $\tau$  близко к 25—28 сек., опытное составляет 24 сек.

Кривая 3 рис. 5 характерна для энергосистем с гидростанциями. Кривая 2 близка к экспоненте с постоянной времени, определенной по выражению (15), если в качестве  $\delta$  подставить статизм регулятора турбины, воспринявшей нагрузку, пересчитанный к мощности энергосистемы.

## Выводы

1. Статические характеристики активной нагрузки энергосистем при изменении частоты в пределах 50—45 пер/сек могут приниматься прямолинейными. Регулирующий эффект активной нагрузки имеет весьма различные значения (от 0,9 до 3), в зависимости от состава потребителей, наличия регуляторов напряжения и схемы сети.

2. Реактивная нагрузка энергосистемы при снижении частоты и наличии АРН, поддерживающих неизменное напряжение на шинах электростанций, возрастает весьма значительно: на 2,5—4% на каждый 1% снижения частоты.

3. В расчетах балансов активной мощности при пониженной частоте и анализах процесса изменения частоты следует учитывать изменение (уменьшение) мощности, развиваемой полностью загруженными (или ограниченными по пропуску действующего фактора) турбинами. Это особенно относится к поворотным гидротурбинам.

4. Процесс изменения частоты при внезапном появлении дефицита мощности и отсутствии резерва в энергосистеме протекает приблизительно по экспоненциальному закону с постоянной времени, определяемой по формуле (13).

<sup>4</sup> Турбинное оборудование гидроэлектростанций, под редакцией А. А. Морозова, Госэнергоиздат, 1949, стр. 101—103.



# Организация обслуживания районных подстанций<sup>1</sup>

Инж. В. М. Кедрин

Дежурный персонал пока еще составляет большую часть обслуживающего персонала районных подстанций энергосистем. Поэтому уменьшение численности персонала, дежурящего на подстанциях, является важной задачей эксплуатирующих организаций.

На районной подстанции, являющейся узлом сети основного напряжения, организация дежурства близка к организации дежурной службы на электростанции<sup>2</sup> и здесь не рассматривается.

Ниже рассмотрен порядок дежурства на проходной районной подстанции в кольце сети основного напряжения или питающей оппайкой, или в тудике от той же сети. Нормальным графиком дежурства на такой подстанции обычно является 3<sup>1/2</sup>-сменный график дежурств двумя работниками в смену — дежурным техником и дежурным монтером. В этом случае дежурных на подстанции оказывается 7 чел. Такой график практикуется давно и характеризуется слабой загрузкой персонала активной работой в течение смены. Вследствие этого были предложены различные графики дежурств, преследующие цель повысить загрузку персонала для сокращения его численности. Однако все они исходят из необходимости непрерывного пребывания дежурного на шите подстанции и, обладая рядом недостатков, не получили широкого применения.

Современная техника районных подстанций доведена до полной степени автоматизации. При этом такая автоматика освоена на многих подстанциях. Если в те времена, когда возникла необходимость непрерывного дежурства на подстанции, не было автоматов повторного включения, автоматов включения резерва, автоматов разгрузки и других видов автоматических устройств, то теперь они имеются на всех подстанциях. В то же время широко распространились телесигнализация и телеизмерение с диспетчерских пунктов энергосистемы, где находится непрерывно дежурящий персонал. Одновременно надежность работы оборудования значительно повысилась вследствие, с одной стороны, применения отечественного оборудования высокого технического совершенства, с другой, — вследствие широко и глубоко внедренных в эксплуатацию профилактических испытаний и ремонтов. И действительно, аварийность с оборудованием снизилась во много раз.

Совершенно очевидно, что новой технике районных подстанций должно соответствовать де-

журство в центральном пункте, куда подводятся необходимая телесигнализация и телеизмерение с контролируемых подстанций, где дежурный персонал отсутствует.

Однако во многих случаях на подстанциях еще нет автоматики, телеизмерения и телесигнализации в объеме, требуемом, как предварительное условие, для снятия непрерывного дежурства на них. Более того, часто предъявляется требование введения телеуправления выключателями и даже разъединителями. Есть все основания предполагать, что эти предварительные условия для снятия дежурства являются следствием отсутствия массового опыта эксплуатации подстанций без непрерывного дежурства.

Исходя из этого, предложен описанный ниже порядок обслуживания подстанций, который надо рассматривать как переходную ступень к полному снятию дежурного персонала с подстанции, после накопления опыта эксплуатации подстанций без непрерывного надзора.

Предлагаемый порядок обслуживания районных подстанций уясняется из следующего:

## Штат подстанции

1. Начальник подстанции . . . . .	1
2. Дежурных техников . . . . .	3
3. Эксплуатационных монтеров . . . . .	2

Всего . . . . . 6 чел.

В некоторых случаях (например, в городской черте в зависимости от числа присоединений на подстанции и возможностей городского транспорта) начальнику подстанции и эксплуатационным монтерам может быть поручено обслуживание двух и более подстанций.

Начальник подстанции является единоначальником и лицом, ответственным за подстанцию, руководит ее работой, подменяет при необходимости дежурных техников, выписывает наряды по технике безопасности на работы на подстанции, является ответственным руководителем работ в распредустройствах подстанции.

Дежурный техник несет раз в трое суток дежурство на подстанции, единолично и круглосуточно, с правом отдыха и сна в специально оборудованной комнате при подстанции; он производит операции с оборудованием единолично в соответствии с пп. 10, 11, 12 и 57 «Правил безопасности».

Эксплуатационный монтер производит эксплуатационное обслуживание подстанции, профилактические осмотры оборудования с отключением (ревизии), мелкий ремонт и участвует в профилактических испытаниях и капи-

<sup>1</sup> Печатается в порядке обсуждения. Ред.

<sup>2</sup> В. М. Кедрин и Ф. И. Рапота, Оперативная и дежурная служба на электростанциях, «Электрические станции», 1935, № 9.

гальном ремонте оборудования. Является вторым лицом при подготовке рабочего места с дежурным техником (производит отключения, накладывает временные заземления на токоведущие части, устанавливает ограждения и др.). Эксплуатационный монтер имеет суммирующий рабочий день<sup>3</sup>. Местожительство его вблизи одной из обслуживаемых подстанций.

Дежурный техник является на работу, например, в 20 час., когда все работы на подстанции закончены, принимает дежурство, производя единоличный осмотр оборудования. После приема дежурства он находится в дежурной комнате, оборудованной соответствующей мебелью, связью и предупредительной и аварийной сигнализацией.

В ноль часов дежурный техник производит запись показаний счетчиков, после чего идет отдыхать в дежурную комнату. Утром, если на подстанции намечены работы на отключенном оборудовании, в назначенный час является один из эксплуатационных монтеров и совместно с дежурным техником готовит рабочее место с установкой временных закороток и заземлений. К моменту окончания подготовки рабочего места является начальник подстанции и второй эксплуатационный монтер, а также весь персонал, который должен работать на отключенном оборудовании. Дежурный техник производит допуск к работам. Запись показаний измерительных приборов он обычно ведет в часы утренней и вечерней наибольших и дневной наименьшей нагрузок. Характерные суточные графики нагрузки снимаются дежурным техником по специальному заданию в дни, свободные от работ, причем ему помогает один из эксплуатационных монтеров.

После окончания работ дежурный техник отпускает весь персонал, участвовавший в работе, в том числе и первого эксплуатационного монтера, а сам с вторым эксплуатационным монтером производит подготовку и включение оборудования в работу. Если в процессе работ рабочий день эксплуатационных монтеров превысит 8 час., то им дается соответствующий отгул в день, свободный от работ на отключенном оборудовании подстанции в течение ближайших 14 дней<sup>4</sup>.

В те дни, когда на подстанции нет работ с отключенным оборудованием и других работ по эксплуатации, эксплуатационные монтеры используются на работах на других подстанциях.

Очередной отпуск начальник подстанции и два эксплуатационных монтера, каждый по 24 рабочих дня, получают одновременно в период, когда никаких работ на подстанции не планируется. Очередные отпуска по 24 рабочих дня дежурным техникам даются в период наимень-

шего количества работ на подстанции, связанных с отключением оборудования.

В период отпусков, который длится 4 мес., дежурство на подстанции может осуществляться двумя техниками, а третий или находится в отпуске или исполняет обязанности начальника подстанции; при этом несут дежурство два техника или начальник подстанции, который может совмещать дежурство на подстанции.

При введении предлагаемого порядка эксплуатации подстанции значительно сокращается число персонала, как это видно из таблицы.

Порядок эксплуатации	Начальник подстанции	Дежурный техник	Дежурные монтеры	Эксплуатационные монтеры	Всего
Нормальный 3 $\frac{1}{2}$ -сменный график дежурства 2 человека в смену . . .	1	3	3,5	1,5	9
Суточное дежурство техника на дому и монтера на подстанции . . . . .	1	2	3,5	1,5	8
Предлагаемый порядок дежурства . . . . .	1	3	—	2	6

Кроме того, эксплуатационные монтеры во многих случаях могут обслуживать две подстанции и более и всегда должны быть использованы для работ на соседней подстанции, например, при большом объеме работ при отключении трансформаторов, реконструкции и др. Наличие в распоряжении начальника подстанции двух монтеров при общем сокращении персонала создает базу для производства работ по мелкой реконструкции подстанции и культурной ее эксплуатации и содержания.

Все эти обстоятельства в конечном счете ведут к активной работе персонала, к повышению производительности труда. Существующий же порядок обслуживания предусматривает дежурство монтеров, которое, по существу, сводится к пассивному ожиданию, к непроизводительной затрате рабочего времени.

Предлагаемый порядок легко позволяет избежать сверхурочных работ и переработок персонала, в то время как при существующем положении, как правило, имеют место сверхурочные и переработки. Всегда при отпусках и отсутствии по болезни работников дежурному персоналу приходится работать сверхурочно или необходимо увеличивать персонал. При новом порядке, как это показано выше, необходимости в сверхурочных работах не возникает. Существующее сейчас так называемое дежурство на дому, как правило, ведет к большим переработкам персонала даже в нормальных условиях в периоды ремонтов оборудования, и сокращение при таком дежурстве одного человека получается именно вследствие этих переработок.

<sup>3</sup> „Справочник профсоюзного работника“, изд. 1949 г. постановление НКТ СССР от 13 февраля 1928 г. (стр.189); статьи 97 и 97<sup>1</sup> Кодекса законов о труде РСФСР (стр. 183).

<sup>4</sup> Там же.



# Повышение надежности вентиляльных разрядников

Инж. Ф. А. Лихачев

В энергосистемах ежегодно имеют место случаи повреждения некоторых типов вентиляльных разрядников при замыканиях на землю в сетях, работающих или с изолированной или с компенсированной нейтралью. Преобладающее большинство этих повреждений падает на разрядники 35 кВ РВП-35 и на разрядники 50—60 кВ R-452/50-60 фирмы Сименс.

По результатам профилактических испытаний разрядники вводились в эксплуатацию в хорошем состоянии. Отмечались случаи разрушений разрядников R-452/50-60 через месяц после полной разборки, тщательной просушки и испытаний.

Весьма существенным недостатком разрядников РВП-35 и R-452/50-60 является отсутствие у искровых промежутков шунтирующих сопротивлений. В связи с этим распределение напряжения вдоль искровых промежутков определяется частичными емкостями единичных элементов.

Для снижения импульсного разрядного напряжения разрядников РВП-35 на них установлены экранирующие кольца, присоединенные через сопротивление к крышке разрядника.

Когда на разрядник действует импульсное напряжение, то через емкость кольца ( $C_k \approx 25 \cdot 10^{-12} \text{ ф}$ ) и через сопротивление  $R_k$  протекает значительный ток.

Падение напряжения на сопротивлении  $R_k$  становится настолько большим, что потенциал кольца приближается к нулю. Кольцо как бы изолируется от разрядника. На единичных искровых промежутках создается наибольшая неравномерность напряжения, что способствует развитию каскадного разряда вдоль всего искрового промежутка.

Чем меньше  $R_k$ , тем больше импульсное разрядное напряжение. При металлическом соединении кольца с крышкой будет самое высокое импульсное разрядное напряжение (рис. 1).

Переход от изолированного состояния к металлическому соединению кольца и крышки разрядника приводит к увеличению импульсных разрядных напряжений примерно на 25%, при этом оно не превышает 140 кВ<sub>макс</sub> при  $t = 1 \text{ мксек}$ .

При воздействии на разрядник напряжения рабочей частоты емкостный ток кольца ничтожно мал, и поэтому падение напряжения от этого тока на сопротивлении кольца незначительно (4—8% от действующего фазового напряжения).

Потенциалы кольца и крышки разрядника практически одинаковы, и наличие сопротивления в держателе кольца не оказывает сколько-нибудь заметного влияния на разрядные напряжения при промышленной частоте (рис. 2).

Разрядные напряжения при частотах, соответствующих дуговым перенапряжениям, неизвестны. С повышением частоты напряжение на разряднике  $U_d$ , экранирующее действие кольца, снижается и, следовательно, наличие сопротивления обуславливает неравномерность распределения напряжения вдоль искрового промежутка.

Поэтому можно полагать, что разрядные напряжения при частотах, превышающих 50 пер/сек, находятся между разрядными напряжениями рабочей частоты и импульсными разрядными напряжениями.

На рис. 3 приводятся кривые зависимости падения напряжения в сопротивлении кольца ( $\frac{\Delta U}{U_d} = \frac{R_k}{z}$ ) и потенциалы кольца ( $\frac{U_k}{U_d} = 1 - \frac{R_k}{z}$ ) в зависимости от частоты действующего напряжения  $U_d$ . При построении принято:  $R_{k, \text{ср}} = 10 \text{ мгом}$  и действительная емкость кольца РВП-35  $C_k \approx 25 \cdot 10^{-12} \text{ ф}$  ( $z = \sqrt{R_k^2 + x_c^2}$ , где  $x_c = \frac{1}{\omega C_k}$ ).

Из рис. 3 видно, что если при промышленной частоте потенциал кольца лишь на 8% меньше

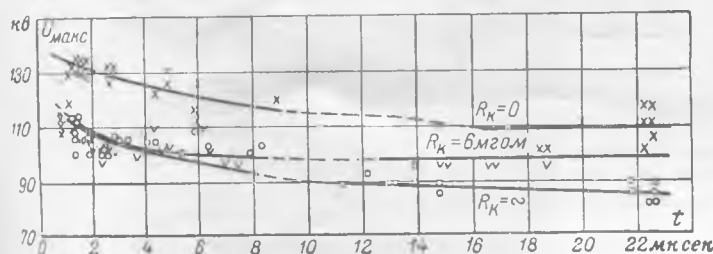


Рис. 1. Импульсные пробивные напряжения разрядника РВП-35 при сопротивлениях в держателе экранирующего кольца.

○ —  $R_k = \infty$  (без кольца); × —  $R_k = 0$  (металлическое соединение кольца и крышки); ▽ —  $R_k = 6 \text{ мгом}$ .

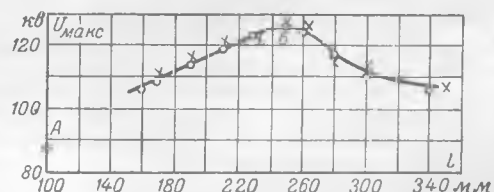


Рис. 2. Разрядные напряжения промышленной частоты разрядников РВП-35 в зависимости от положения кольца  $l$ .

○ — кольцо подключено наглухо; × — кольцо подключено через сопротивление  $R_k = 60 \text{ мгом}$ .



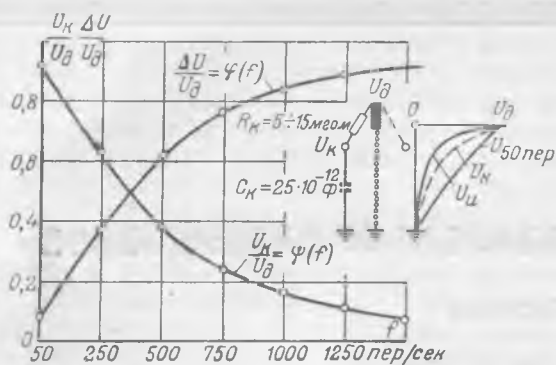


Рис. 3. Падение напряжения на сопротивлении кольца  $\Delta U$  и потенциал кольца относительно земли  $U_k$  в зависимости от частоты напряжения на разряднике  $U_\phi$ .

потенциала крышки разрядника, то при частоте 500 пер/сек потенциал кольца меньше потенциала крышки на 62%, а при 1500 пер/сек он составляет всего лишь 7% от потенциала крышки. Это показывает, что уже при частоте 500 пер/сек экранирующее действие кольца ослабляется весьма значительно, а при частоте 1500 пер/сек кольцо практически изолируется от крышки, как и при импульсах.

Еще большее снижение экранирующего действия кольца получается при сопротивлении в держателе, равном 15 мгом.

При больших сопротивлениях разрядные напряжения при частотах дуговых перенапряжений будут приближаться к разрядному напряжению промышленной частоты разрядника без экранирующего кольца (точка А кривой рис. 2) и могут быть оценены величиной порядка 90 кв<sub>макс</sub>, т. е.  $3,1 U_\phi$ .

Как показали многочисленные измерения в сетях, работающих с изолированной и с компенсированной нейтралью, момент замыкания на землю в сети характеризуется крутым подъемом напряжения на неповрежденных фазах. Частота затухающих колебаний напряжений в переходный период зависит от параметров сети и в большинстве случаев находится в пределах 500—1500 пер/сек.

В сетях с изолированной нейтралью, а также и в компенсированных сетях при расстройке компенсации могут возникать повторные зажигания дуги в месте повреждения, сопровождающиеся перенапряжениями на неповрежденных фазах.

При срабатывании разрядника на одной из неповрежденных фаз, через место повреждения, кроме тока некомпенсации ( $I_3 = I_c - I_1$ ), будет протекать сопровождающий активный ток раз-

рядника ( $I_p = 50$  а). Несмотря на то, что этот ток и будет разорван разрядником, его ионизирующее и тепловое действие совместно с током некомпенсации способствует повторности зажигания дуги в месте повреждения, а следовательно, и новым срабатываниям разрядника.

Если дуговые перенапряжения достигли такой величины, при которой разрядник сработал, то в результате следующих друг за другом зажигания дуги в разряднике наступает тепловой пробой дисков рабочих сопротивлений или же перекрытие их по боковым поверхностям.

В разряднике после этого устанавливается ток двухполюсного короткого замыкания через землю. Элементы единичных искровых промежутков оплавляются или же свариваются. Давление, возникающее от горячей внутри разрядника дуги короткого замыкания, разрывает фарфоровую рубашку.

При разработке разрядников РВП-35 не производились измерения разрядных напряжений при частотах, соответствующих дуговым перенапряжениям. Завод-изготовитель оценивает их величиной разрядного напряжения при промышленной частоте, равной 75 кв<sub>эф</sub> ( $3,7 U_\phi$ ).

Эта величина не соответствует действительности, так как при таких уровнях разрядных напряжений срабатывание разрядника РВП-35 от дуговых перенапряжений мало вероятно.

В действительности разрядные напряжения разрядника РВП-35 при частоте, соответствующей дуговым перенапряжениям, следует оценивать величиной, приближающейся к разрядному напряжению промышленной частоты разрядника без экранирующего кольца, т. е. примерно на 15% ниже величины, указываемой заводом.

В целях предотвращения случаев срабатывания и повреждения разрядников РВП-35 при замыканиях на землю необходимо повысить их разрядные напряжения при частотах, соответствующих дуговым перенапряжениям путем металлического соединения экранирующего кольца с крышкой разрядника. Это не изменит величины разрядных напряжений промышленной частоты и приблизит к ним разрядные напряжения частот дуговых перенапряжений, т. е. 120 кв<sub>макс</sub> (точка Б на кривой рис. 2). Импульсные разрядные напряжения повысятся до 135—145 кв<sub>макс</sub> при предразрядном времени менее 1 мксек.

Эти величины будут все же ниже разрядных напряжений эксплуатируемых разрядников РТНМ-35/3,5 и РЗСН-35, которые имеют импульсные разрядные напряжения при  $t = 2$  мксек соответственно 150 и 155 кв<sub>макс</sub>.

#### ОТ РЕДАКЦИИ

Техническим управлением Министерства электростанций 22 марта 1952 г. издан противоаварийный циркуляр № 3/Э, обязывающий все энергосистемы зашунтировать в разрядниках РВП-35 сопротивления, через которые присоединены экранирующие кольца к крышке разрядника.



# Использование гололедописцев на трассе горной линии электропередачи

Канд. техн. наук Л. А. Галузова

Многие из высоковольтных линий электропередачи в Советском Союзе находятся в районах с неблагоприятными метеорологическими условиями, иногда приводящими к неожиданным эксплуатационным затруднениям и авариям. Учитывая интерес, который представляет определение механических нагрузок на провода воздушных линий электропередачи, находящихся в таких условиях, ниже приводим результаты наблюдений на одной линии, вступившей в эксплуатацию в 1948 г. Трасса ее проходит по горному району с довольно частым появлением гололедных отложений.

При проектировании этой линии было решено провести исследование гололедных явлений с целью установления расчетных механических нагрузок на провода, что было начато в 1935 г. ТНИСГЭИ.

Обобщив результаты наблюдений образования гололеда на опытных пролетах и используя данные эксплуатации линий связи, расположенных вблизи намечаемой трассы, институтом были определены расчетные механические нагрузки.

В начале 1948 г. на линии электропередачи произошло несколько тяжелых аварий, что заставило возобновить наблюдения над гололедообразованиями. Эти наблюдения в отличие от предыдущих велись при помощи разработанных в ТНИСГЭИ гололедописцев для записи веса гололедных отложений на проводах специальных опытных пролетов, расположенных параллельно

линии, в непосредственной близости от нее. Кроме того, были применены гололедописцы, записывающие нагрузки на проводах действующей линии электропередачи.

Гололедописцы с недельным заводом не требуют частого контроля со стороны обслуживающего персонала и могут быть поэтому установлены в удаленных от жилья местах, если последние представляют интерес в отношении подверженности гололедным образованиям.

Они позволяют выявить и изучить отдельные микрорайоны с большими нагрузками. В подобных микрорайонах на трассе рассматриваемой линии, где наблюдались исключительно сильные гололедообразования, приведшие к падению опор и обрывам проводов, и были в первую очередь установлены гололедописцы.

В первый год наблюдений был установлен один гололедописец, во второй год — два и на третий год — десять гололедописцев на опытных пролетах и два на действующей линии.

Опытный пролет состоит из трех деревянных опор — двух концевых и одной промежуточной — с подвешенным на них проводом марки М-95. Расстояние от средней промежуточной опоры до каждой из концевых 50 м. Точки подвеса провода расположены на одной горизонтальной линии для обеспечения равенства действия обоих пролетов на гололедописец, установленный на средней опоре. Кроме того, места установки самих опор подбирались так (используя особенности рельефа), чтобы высотные отметки провода были равны отметкам проводов эксплуатируемой линии.

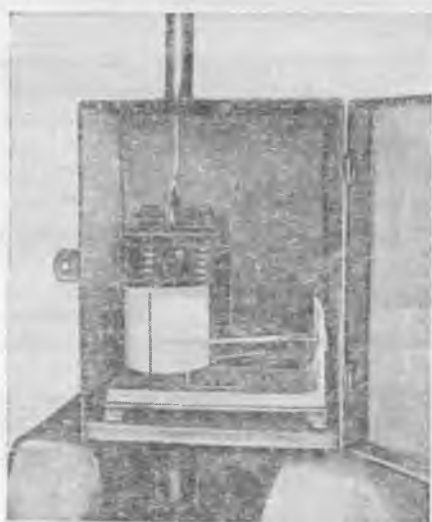


Рис. 1. Гололедописец, установленный на опытном пролете.

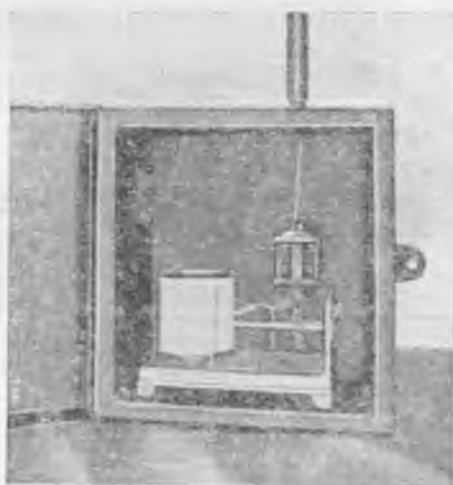


Рис. 2. Гололедописец, установленный на действующей линии электропередачи.

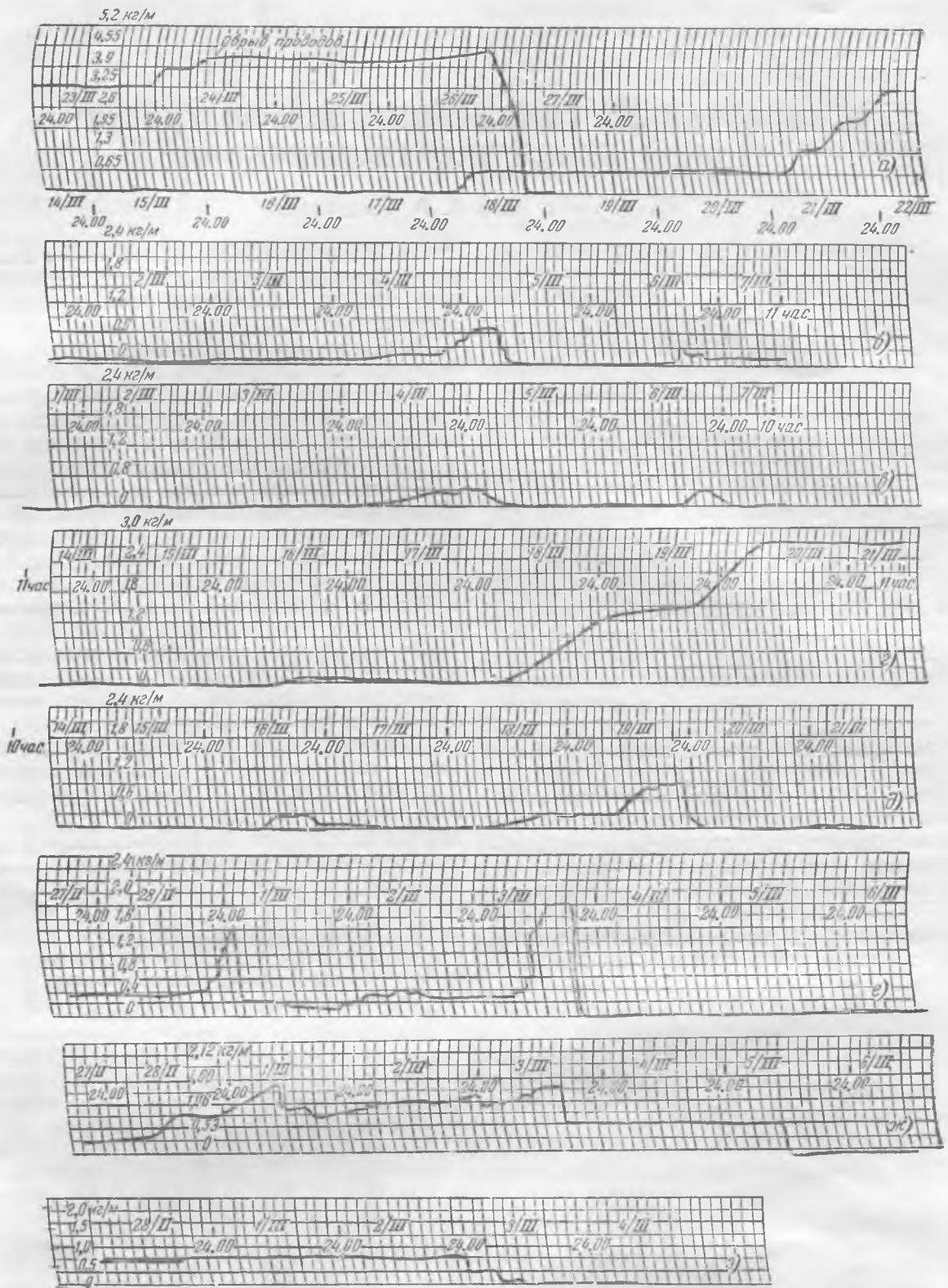


Рис. 3. Гололедограммы некоторых характерных случаев гололедных нагрузок.  
 а—опытный пролет № 1 (15/III—27/III 1949 г.); б—опытный пролет № 1 (1/III—7/III 1950 г.); в—опытный пролет № 2 (1/III—7/III 1950 г.); г—опытный пролет № 1 (14/III—21/III 1950 г.); д—опытный пролет № 2 (14/III—21/III 1950 г.); е—опытный пролет № 1 (27/II—6/III 1951 г.); ж—опытный пролет № 10 (27/II—6/III 1951 г.); з—опора № 24 на эксплуатируемой линии (27/II—4/III 1951 г.).

Гололедописец (рис. 1) состоит из двух основных частей — вращающегося коромысла с соотношением плеч  $\frac{1}{3}$ , установленного на средней опоре и связанного меньшим плечом с серединой провода, и самописца, связанного с помощью троса с большим плечом коромысла и установленного в нижней части средней опоры. При изменении вертикальной нагрузки на проводе коромысло поворачивается и тянет за собой трос, который через регулировочный рычаг воздействует на перо самописца, производящего запись на ленте, укрепленной на барабане, вращаемом часовым механизмом. Внутри корпуса гололедописца установлена пружина, натягивающая трос (рассчитанная на  $70 : 80$  кг) и играющая роль пружинных весов.

Гололедописец, предназначенный для записи гололедной нагрузки на проводах действующей линии (рис. 2), отличается от описанного тем, что вместо вращающегося коромысла имеется устанавливаемый на траверзе опоры пружинный динамометр, который через специальный хомут сцепляется с арматурной подвеской гирлянды. По мере возрастания гололедной нагрузки пружина динамометра сжимается и тянет за собой трос, передающий ее деформацию стрелке самописца, установленного в нижней части опоры линии электропередачи. Как и в аппарате, установленном на опытном пролете, здесь трос натягивается специальной кружиной, вмонтированной в корпус гололедописца.

Сила натяжения этой пружины очень мала по сравнению с нагрузкой, воспринимаемой динамометром, пружина которого рассчитана на 1 000 кг. Таким образом, пружина, вмонтированная в корпус этого гололедописца, является лишь натяжной<sup>1</sup>.

Все гололедописцы тарировались в лаборатории и на месте установки.

Для возможности объективного сравнения результатов наблюдений за гололедными отложениями на проводах опытных пролетов и на проводах действующей линии гололедописцы были помещены на опорах линии передачи, расположенных вблизи опытных пролетов. Подобное расположение позволяет судить о влиянии на интенсивность гололедообразований таких факторов, как длина пролета, величина электрического тока, а также других причин.

Естественно, что записи, полученные в последнем случае, более точно отвечают цели поставленных исследований. Однако из-за необходимости отключения линии электропередачи для монтажа динамометров, а также из-за трудностей, возникших при их изготовлении, наблюдения в основном пришлось вести на опытных пролетах.

В течение первых лет наблюдений гололедописцами зарегистрирована нагрузка  $2,8 \div 4,3$  кг/м,

<sup>1</sup> Более подробное описание этих приборов имеется в книге проф. В. В. Бургсдорфа, «Сооружение и эксплуатация линий в сильно гололедных районах», Госэнергоиздат, 1947.

что заставило провести мероприятия по усилению этих участков линии общей протяженностью 7,6 км, выразившиеся в установке 24 дополнительных опор, частичной замене проводов и ослаблении тяжения. Расчетная нагрузка в реконструированных участках была принята 5 кг/м.

Увеличение в дальнейшем количества гололедописцев по трассе позволило установить некоторые характерные особенности протекания процесса гололедообразования.

Первая особенность заключается в периодичности возникновения и спадания гололедных отложений. Продолжительность периода —  $2 \div 2,5$  суток (рис. 3, а—ж). Одновременность появления гололедообразований в нескольких микрорайонах является второй особенностью, в чем можно убедиться, сравнивая одновременные записи. Третья особенность заключается в наличии микрорайонов с наибольшей интенсивностью отложений.

Записи гололедописцев показывают, что процесс гололедообразования характеризуется сравнительно плавным нарастанием и скачкообразным снижением нагрузки. Последнее объясняется сбросом гололедных отложений, происходящим обычно на сравнительно больших длинах провода. По некоторым записям можно заметить незначительную ступенчатость нарастания гололедной нагрузки, что в основном происходит из-за трений и заеданий в механизмах самописцев вследствие замерзания влаги, проникающей в зазоры между трущимися частями.

Гололедописец, установленный на эксплуатируемой линии (рис. 3, з), зарегистрировал гололедную нагрузку 0,6 кг/м вместо 1,4 кг/м, зарегистрированную на близрасположенном опытном пролете (3, ж). Снижение можно объяснить нагревом провода электрическим током. Оба гололедописца отмечают спад гололеда, начиная с 3/III, однако кривая рис. 3, з более плавная, что, видимо, обусловлено спецификой образования гололеда на проводах, обогреваемых током.

## Выводы

1. Применение гололедописцев дает возможность объективно судить о максимальных гололедных нагрузках, о характере протекания гололедообразования во времени и распространения гололедообразования по трассе линии.

2. Записи гололедописцев дают возможность определить расчетные нагрузки на проводе и наметить ряд мероприятий по повышению механической надежности линии электропередачи.

3. Гололедописцы, имеющие часовой механизм с недельным заводом, дают возможность изучения гололеда в труднодоступных районах, где ежедневные наблюдения за установками затруднительны.

4. Опыт эксплуатации показал, что гололедописцы должны иметь влагонепроницаемый кожух и в них должно быть устранено заедание в передаточном механизме.



## Уплотнение фланцевых соединений парохладителя котла высокого давления

Котельные агрегаты высокого давления типа ПК-10 оборудованы поверхностными парохладителями для регулирования температуры перегретого пара. Корпус парохладителя 1 (рис. 1) выполнен из длинной трубы, к обем концам которой приварены фланцы 2. К этим фланцам через линзовую прокладку 9 присоединяется трубная доска 3 с змеевиками, которая перекрывается крышкой регулятора перегрева 4, имеющей два штуцера 6 для подвода и отвода воды. Перегородка 7 разделяет водяную камеру между трубной доской и крышкой регулятора. Фланец 2 и крышка 4 стягиваются с помощью шпилек с гайками 5. Таким образом, парохладитель имеет два фланцевых соединения «по пару» (между деталями 2 и 3) и два фланцевых соединения «по воде» (между деталями 3 и 4). Последнее соединение уплотняется паранитовой прокладкой 8 толщиной 1 мм. Расчетная разность температур входящей и выходящей воды равна 60°С. Фактически эта величина колеблется в пределах от 10 ÷ 15 до 100°С.

Это обстоятельство приводит к изменению усилий затяжки фланцев и неудовлетворительному поведению фланцевых соединений парохладителя в условиях эксплуатации. Особенно трудно сохранить плотность фланцевого соединения «по воде».

Проблем фланцевых соединений обычно сопровождаются значительной эрозией поверхности фланцев и линзовой прокладки и требуют поэтому немедленной остановки котлоагрегата, так как ремонт поврежденных фланцев крайне затруднителен (заплавка, шабровка и т. д.). Поэтому работники котельных цехов часто заваривают все четыре фланцевых соединения парохладителя.

Такой выход из положения не может быть признан удовлетворительным, так как приводит к еще большим затруднениям в случае необходимости ремонта змеевиковой системы парохладителя.

Для уплотнения фланцев парохладителя автором<sup>1</sup> было проделано следующее:

<sup>1</sup> Совместно с работниками монтажной организации (инженеры В. С. Горохов и А. И. Котляков).

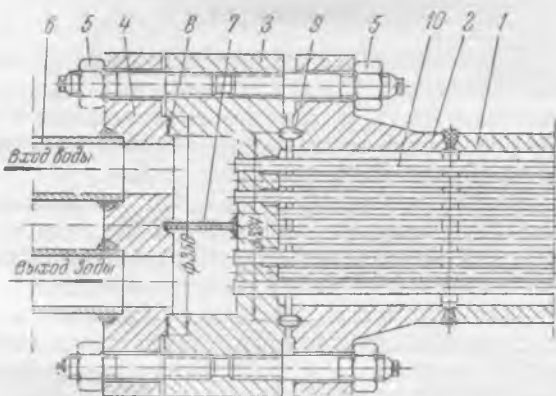


Рис. 1. Фланцевые соединения парохладителя.

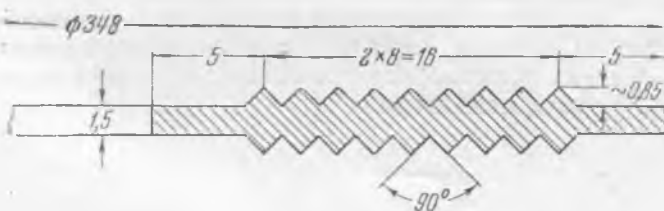


Рис. 2. Гребенчатая прокладка.

Уплотняющие поверхности фланцев «по воде» были притерты (с помощью специального кольца) наждачной пылью до полного удаления всякого рода рисок и местных углублений или выступов. Затем отдельные места уплотняющих поверхностей подшабрировались и снова притирались пастой ГОИ. Качество притирки проверялось по кольцевой плите «на краску». По окончании притирки поверхность получила матовый вид. Из отожженной стали Ст-3 (рис. 2) были изготовлены гребенчатые прокладки. Фланец «по воде» собирался на гребенчатой и двух паранитовых (толщиной по 0,75 мм) прокладках, лежащих по обе стороны гребенчатой. Прокладки и фланец перед сборкой были смазаны пастой, составленной из натуральной олифы (0,25 л), сурика густотертого и свинцовых белил (по 300 г), в которую добавлялся графит — до получения густой консистенции.

Фланцевое соединение «по пару» притиралось линзовым кольцом (прокладкой) с помощью наждачной пыли, а затем пасты, благодаря чему одновременно улучшалась поверхность фланцев и линзового кольца. Качество притирки проверялось с линзовым кольцом «на краску». Это соединение также было собрано на пасте.

Оба фланцевых соединения были обтянуты вначале в холодном состоянии, а затем еще раз после прогрева фланцев и подъема давления до 3—4 ат (во время первой растопки), при этом тщательно контролировалась равномерность обтяжки. После горячей обтяжки фланцы были тщательно изолированы изоляционной массой.

По котельному цеху было отдано распоряжение начинать подачу воды в парохладитель с момента растопки котла (после подъема давления до 7—10 ат); во время работы котла не снижать расхода воды в парохладитель ниже 5 т/час и изменения расхода производить плавно; во время работы котла, а также сразу после остановки не закрывать полностью питательных линий регулятора перегрева во избежание гидравлических ударов.

В результате уплотнения фланцев пропусков в фланцевых соединениях парохладителя не было более года, несмотря на частые изменения температуры питательной воды от 105 до 215°С.

Учитывая опыт по уплотнению фланцев парохладителя были проведены аналогичные работы по крышкам камер водяного экономайзера, имеющим линзовое уплотнение, аналогичное фланцу «по пару» парохладителя. Пропуска в крышках также не было.

### Выводы

1. Необходимым условием удовлетворительной работы фланцевых соединений на высоком давлении является высокая точность обработки фланцевых поверхностей, что особенно важно для фланцев значительных диаметров.

2. Для фланцевых соединений, работающих без значительных изменений температур, достаточна установка одной из прокладок гребенчатой, линзовой или паранитовой. Предпочтение должно отдаваться конструкции фланца с гребенчатой прокладкой, как более удобной для ремонта.

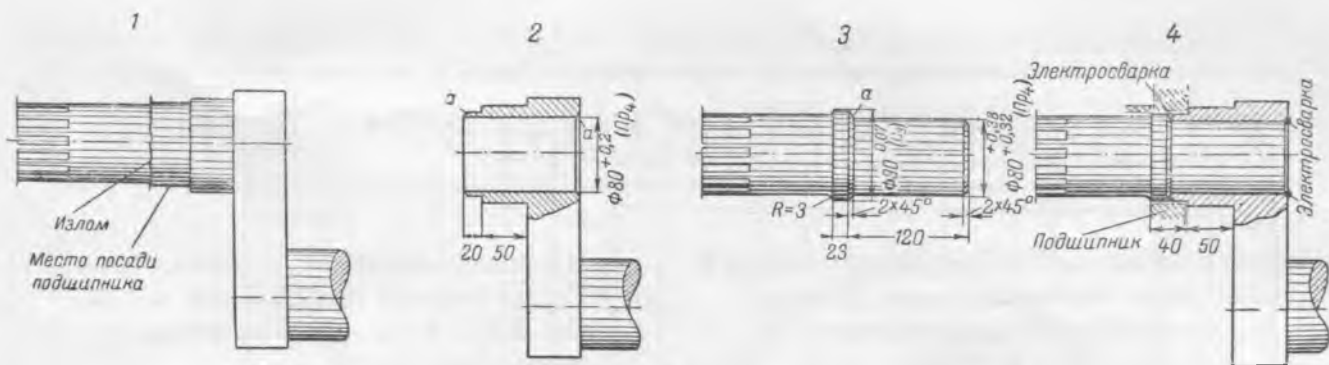
3. Для фланца парохладителя «по воде», работающего в условиях значительных изменений температур, рекомендуется применять описанную тройную прокладку.

Инж. Б. И. Завадский

## Восстановление коленчатого вала бетононасоса Б-15

При работе бетононасоса Б-15 выявилась слабость коленчатого вала: он ломался в одном и том же месте — со стороны консольной части, в плоскости перехода с диаметра 90 мм на диаметр 80 мм\*.

\* См. статью автора, «Электрические станции», 1952, № 7.



Восстановление изломанных коленчатых валов бетононасосов типа Б-15.

Переходы в месте излома коленчатых валов выполнены без выборки галтели под радиус, что приводило к поломкам вала вследствие большой динамической нагрузки, а также и вибрации, передаваемой через клапанные тяги и кулисный механизм.

Для восстановления коленчатых валов на месте был разработан метод (см. рисунок), который дал положительные результаты. Он заключается в следующем.

В месте излома (эскиз 1) восстанавливаемый вал торцевался (эскиз 2), снималась часть пояска диаметром 90 мм (место посадки подшипника) наполовину его ширины (25 мм) и в теле кривошипа (колена) протачивалось сквозное отверстие диаметром 80 мм с допусками на прессовую посадку  $Pr_4$  по IV классу точности. На торцах снимались фаски  $2 \times 45^\circ$  под последующую электросварку (а).

Консольная часть вала изготавливалась по эскизу 3; на ней был оставлен поясок диаметром 90 мм и длиной 25 мм с фаской  $a \ 2 \times 45^\circ$  под электросварку и дополнительной частью диаметром 80 мм и длиной 120 мм для запрессовки в горячем состоянии консольной части вала в его колесо.

Обе части восстанавливаемого вала (эскизы 3 и 4) нагревались до  $800^\circ C$ , и изготовленная консольная часть запрессовывалась в отверстие диаметром 80 мм в кривошипе. В местах, указанных на эскизе 4, производилась электросварка качественными электродами.

Место посадки подшипника (шейка диаметром 90 мм) на всей ширине (40 мм) протачивалось с допусками под скользящую посадку по III классу точности. Таким образом, подшипник, посаженный на свое место, располагался половиной своей ширины на теле старого (изломанного) вала, а второй половиной — на плече вновь изготовленной части вала, как показано на эскизе 4.

Инж. Б. К. Грант

## Резка асбестоцементных плит дисковой пилой

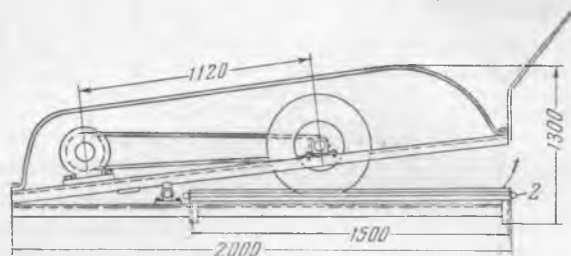
Асбестоцементные плиты нашли широкое применение при изготовлении разнообразных электротехнических конструкций. Они применяются как в качестве изоляционного материала для опорных плит под рубильники и предохранители, так и в качестве перегородок в силовых шкафах, камерах сборных распределительных устройств, кабельных туннелях и т. п.

Резка асбестоцементных плит является одной из трудоемких операций по заготовке элементов электротехнических конструкций и требует применения специальных приводных станков, существенным недостатком которых является то, что карборундовые круги их быстро срабатываются и на больших скоростях, при неосторожном нажиме разрезаемой плитой, разрушаются. Это небезопасно для производства работ и, кроме того, нередко приводит к длительным простоям станков.

Учитывая эти недостатки, предложено резку асбестоцементных плит производить диском диаметром 450 мм, толщиной 3 мм, выполненным из Ст-3, вращая его с окружной скоростью 90—100 м/сек.

Для производства испытания диска была использована качающаяся дисковая пила (см. рисунок) треста «Сиб-электромонтаж» для резки швеллера и сортового металла.

Под диск пилы подводится временный стол 1. Поддача плиты со столу производится вручную при помощи двух штанг. Для направления разрезаемой плиты по линии разметки на столе устанавливаются два угольника, пере-



двигаемые по валикам 2 в зависимости от ширины разрезаемой плиты. Результаты испытаний показали отличное качество резки.

Кроме того, резка асбестоцементных плит дисковой пилой производится в 4 раза быстрее карборундового круга и в 38 раз быстрее ручной резки.

Инж. И. Л. Левин

## Бескрановый монтаж синхронного компенсатора

На одной из подстанций осуществлено подъемное устройство для бескрановой установки и выемки ротора весом 45 т синхронного компенсатора мощностью 30 тыс. квт.

Подъемное устройство (рис. 1) представляет собой передвижной металлический портал, установленный на 8 катках на рельсах, проложенных по фундаменту синхронного компенсатора параллельно его продольной оси. На портале установлена вспомогательная балка, опирающаяся на два гидравлических домкрата грузоподъемностью 30 т. К вспомогательной балке на штробах подвешивается ротор, который таким образом вместе с балкой помощью гидравлических домкратов может быть поднят на требуемую высоту. Передвижение портала осуществляется двумя ручными лебедками.

Установка ротора осуществляется в следующей последовательности (рис. 2).

Ротор, расположенный на монтажной площадке, примыкающей к фундаменту синхронного компенсатора, захватывается штробами за середину и с помощью гидравлических домкратов поднимается на высоту, соответствующую его расположению внутри статора. Одновременно на конец вала ротора, со стороны, обращенной к синхронному компенсатору, надевается специальный удлинитель, снабженный на конце роликом, а на другой конец вала навешивается подшипник. После этого портал с подвешенным к нему ротором передвигается ручными лебедками к синхронному компенсатору, пока штробы, поддерживающие ротор, не придвинутся вплотную к статору. В этот момент ротор, с помощью гидравлических домкратов, несколько опускается и устанавливается одним концом вала вместе с подшипником на фундаментную плиту синхронного компенсатора, а другим концом вала, снабженным удлинителем, с роликом, на специальную балку, укладываемую на фундаментной плите с другой стороны статора (рис. 2,а).

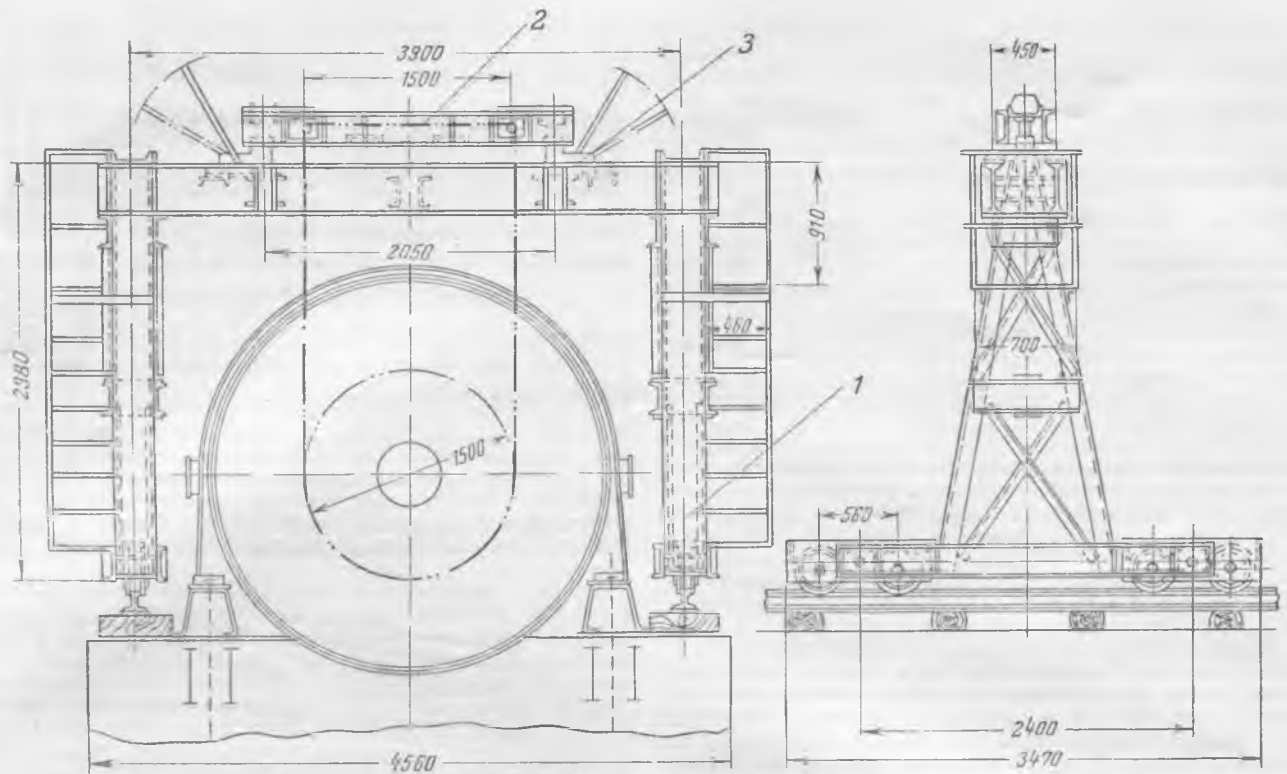


Рис. 1. Подъемное устройство.

1 — портал; 2 — вспомогательная балка; 3 — гидравлический домкрат.

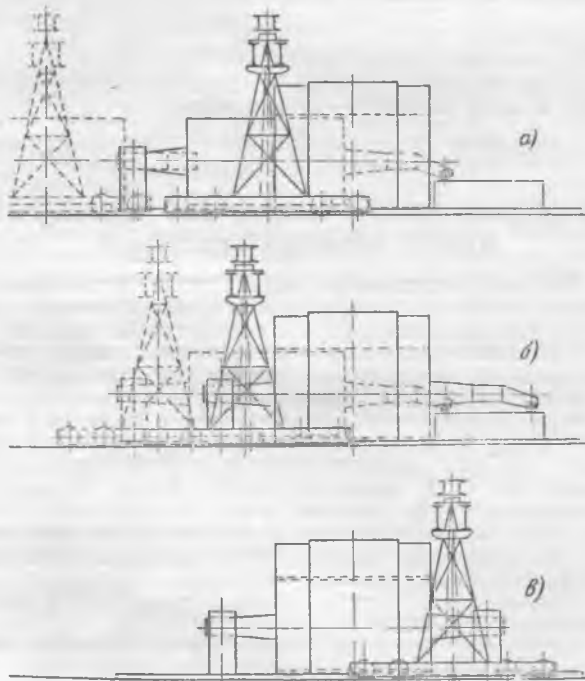


Рис. 2. Схема монтажа ротора.

Портал передвигается на край ротора, после чего конец вала ротора приподнимается гидравлическими домкратами вместе с подшипником. Далее портал, вместе с подвешенным к нему концом ротора, с помощью ручных лебедок передвигается по направлению к статору. Противоположный конец ротора, снабженный удлинителем вала с роликом, в это время передвигается по балке. Это движение продолжается до тех пор, пока ротор не займет своего нормального положения внутри статора. После этого конец ротора вместе с подшипником опускается гидравлическими домкратами на свое место на фундаментную плиту (рис. 2, б).

Портал передвигается на противоположную сторону статора, после чего второй конец ротора приподнимается гидравлическими домкратами, что позволяет снять удлинитель вала с роликом и убрать балку. Затем конец вала ротора опускается на подшипник, чем и заканчивается процесс установки ротора (рис. 2, в).

Выемка ротора производится аналогично вышеописанному, но операции следуют в обратной последовательности.

Описанным подъемным устройством производится также подъем небольших деталей с помощью 3-х тали, подвешенной к portalу.

Все подъемное устройство было выполнено в кратчайший срок и позволило отказаться от затрат на приобретение и установку мостового крана.

Инж. Г. А. Чилаев



## Повышение производительности шаровой барабанной мельницы 232/380

На котле производительностью 60 т/час, оборудованном пылеугольной топкой и индивидуальной системой пылеприготовления с одной мельницей типа 232/380 (см. рисунок), работающей на кемеровском угле, в начале 1952 г. был проведен опыт снижения шаровой загрузки мельницы до 10 т.

По заводским данным шаровая загрузка мельницы должна была составлять 18 т, но из условий работы электродвигателя она была ограничена 16 т.

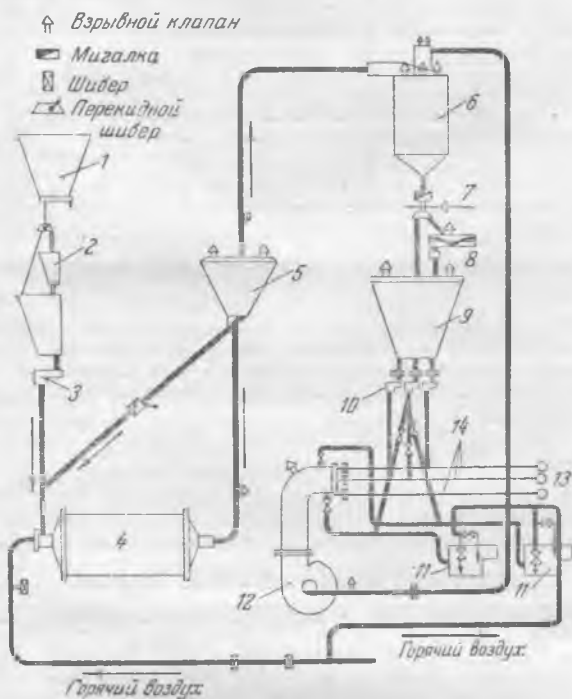


Схема пылеприготовления.

1 — бункер сырого угля; 2 — автоматические весы (сняты); 3 — питатель сырого угля; 4 — мельница 232/380 (Ш-8); 5 — сепаратор; 6 — циклон; 7 — сетка; 8 — п.к.; 9 — пылевой бункер; 10 — питатели пыли; 11 — муфельные горелки; 12 — вентилятор мельницы; 13 — горелки; 14 — пылепровода на основные горелки котла.

Произведенные испытания показали повышение производительности мельницы, что определено по выработке пара котлом за 1 час работы мельницы, и уменьшение расхода электроэнергии на 1 т выработанного котлом пара.

При шаровой загрузке мельницы 16 т расход электроэнергии составлял 3 квтч/т пара, а после уменьшения загрузки мельницы шарами до 10 т он снизился до 2 квтч/т пара, или на 33%.

Кроме уменьшения расхода электроэнергии на пылеприготовление, следует ожидать также снижения расхода шаров и повышения надежности работы мельничного агрегата (электродвигателя, редуктора, подшипников и прочих элементов).

Инж. И. З. Мазаричев, инж. М. И. Мордуховский и инж. А. Я. Петров

## Улучшение работы автоматического регулятора питания системы Трубкина

При работе регуляторов питания системы Трубкина наблюдается пульсация, вызываемая толчками со стороны импульса по расходу пара.

Этот недостаток, приводящий к повторным включениям регулятора, может быть устранен путем установки дроссельной шайбы с отверстием диаметром 1,5—2 мм

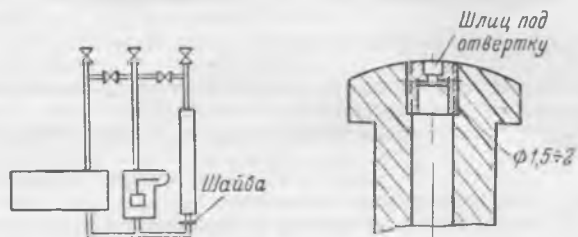


Рис. 1.

Рис. 2.

в канале гребенки под минусовым сосудом расхода (рис. 1). Шайба ввертывается в разрезанное отверстие штуцера гребенки (рис. 2).

Установка шайбы на импульсных линиях перед сосудом не рекомендуется из-за опасности забивания отверстия шламом. Дросселирование приводит к некоторому запаздыванию действия импульса по расходу пара, что улучшает качество работы регулятора.

Описанная переделка осуществлена на ряде электростанций, в том числе на одной из тэц Уфимэнерго.

Инж. А. В. Леваков

## О применении фильтрпресса и центрифуги на электростанциях

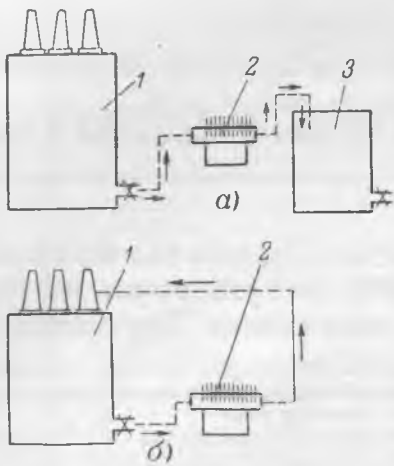
Для очистки трансформаторного масла от воды и механических примесей применяется фильтрпресс или центрифуга.

В зимних условиях эксплуатационное масло обычно подогревается до 60°С и многократно пропускается через фильтрпресс или центрифугу.

Центральной лабораторией Арменэнерго было установлено, что при таком фильтровании одновременно с повышением электрической прочности часто происходит увеличение кислотного числа. Так, например, трансформаторное масло с электрической прочностью 35 кв и кислотным числом 0,12 мг КОН после фильтрования в течение 11 час. с нагревом до 60°С дало пробой 50 кв и кислотное число 0,17.

На электростанциях часто из-за отсутствия запасного чистого бака соответствующей емкости, требуемой для проведения очистки по схеме а (см. рисунок), производят очистку по схеме б. При этом масло освобождается от шлама и воды неполностью, и через короткое время снова выделяется шлам вследствие энергичного смешения масла с воздухом. Циркуляция подогретого масла между баком трансформатора и фильтрпрессом без учета обогащения воздухом приводит к сокращению срока его службы.

Как показывает опыт эксплуатации, основная масса шлама обычно оседает на сердечнике и на дне трансформатора. Поэтому при капитальных ремонтах для повышения эффекта фильтрования рекомендуется соблюдать следующие



Схемы очистки.

1 — трансформатор; 2 — фильтрпресс или центрифуга;  
3 — запасной бак.

щий, наиболее рациональный порядок операций с маслом, если оно не подлежит глубокой регенерации:

- 1) осторожно слить основную массу масла в запасный чистый бак;
- 2) лишний слой масла (около 1%) слить отдельно в бочки и профильтровать несколько раз;
- 3) сердечник после выемки обмыть свежим сухим маслом;
- 4) основную массу масла при наличии мути пропустить через фильтрпресс или центрифугу из запасного бака в трансформатор один раз.

Инж. П. В. Корнеева

## Подача серной кислоты для регенерации Н-катионитовых фильтров

При переоборудовании водоподготовки по схеме Н-На-катионирования была запроектирована подача крепкой серной кислоты в расходно-дозировочные баки из бака-вытеснителя общепринятым способом при помощи сжатого воздуха.

Первые дни работы с кислотой показали, что стальные вентили покрываются налетом, сальники пропускают, резьба на штоке вентилей срывается и образуются течи. Кроме того, такая схема требует присутствия непосредственно у бака-вытеснителя обслуживающего персонала (во время работы), что небезопасно. Для устранения указанных затруднений автором совместно с бригадиром слесарей С. С. Зазовским была предложена и осуществлена подача кислоты по схеме, изображенной на рисунке.

В бак-хранилище крепкой серной кислоты, находящийся в отдельном здании на расстоянии около 50 м от химводоочистки и заглубленный на 2,5 м, опущен через люк стальной сосуд-вытеснитель диаметром 200 мм и длиной 2000 мм с грибовым клапаном из винилпласта. К верхней части сосуда-вытеснителя приварены две трубы диаметром 25 мм, из которых одна опущена до дна и предназначена для подачи кислоты, а другая — воздушная.

Расходный бак расположен на втором этаже химводоочистки, где находятся также необходимые для обслуживания вентили, отделенные от бака стеклянной перегородкой.

Расходно-дозировочные баки имеют поплавковые указатели уровня. Подача кислоты осуществляется следующим образом. Сосуд-вытеснитель через грибовый клапан наполняется крепкой кислотой; при этом воздух вытесняется по воздушной линии через открытые запорный и воздушный вентили. Затем закрывают воздушный вентиль и открывают вентиль от компрессора, создавая давление в сосуде-вытеснителе, в результате чего грибовый клапан закрывается, и кислота выдавливается в расходный бак. За поступлением кислоты в расходный бак следят через

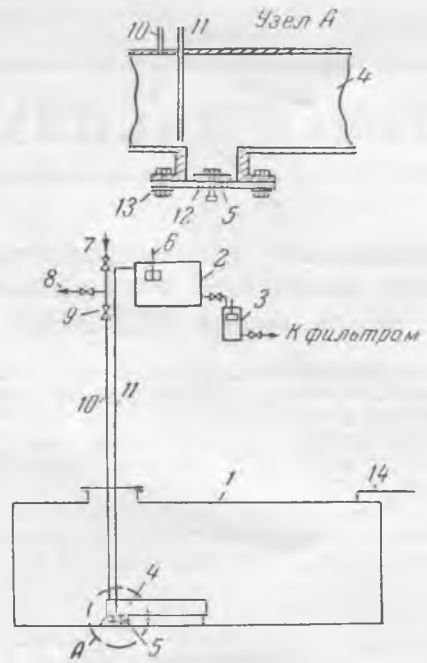


Схема подачи крепкой кислоты для регенерации Н-катионитовых фильтров.

1 — бак-хранилище крепкой серной кислоты; 2 — расходный бак; 3 — дозировочный бак; 4 — сосуд-вытеснитель; 5 — грибовый клапан из винилпласта; 6 — поплавковый указатель уровня; 7 — вентиль от компрессора; 8 — воздушный вентиль; 9 — запорный вентиль; 10 — воздушная линия; 11 — кислотная линия; 12 — пластина из винилпласта с шестью отверстиями по 18 мм, перекрываемых грибовым клапаном; 13 — стальной фланец; 14 — слив из железнодорожной цистерны.

стеклянную перегородку по поплавковому указателю уровня. По окончании подачи кислоты закрывают вентиль от компрессора и открывают воздушный вентиль, вновь заполняя сосуд-вытеснитель кислотой для следующей подачи. Скорость подачи крепкой кислоты около 60 л в 3 мин. при давлении 2—4 ат.

Реконструированная установка безотказно работает с февраля 1951 г.

Б. А. Волков

## Автоматический пуск резервного гидрогенератора при понижении частоты

В одной из энергосистем в виде опыта на гидростанции большой мощности выполнен автоматический пуск резервного генератора при понижении частоты. При наличии автоматического управления гидроагрегатами оказалось возможным относительно несложно выполнить такое устройство для дополнительного повышения надежности работы энергосистемы, оснащенной устройствами как автоматического регулирования, так и автоматической аварийной разгрузки по частоте.

Схема автоматического пуска (см. рисунок) не потребовала сложной аппаратуры. Основным элементом является реле частоты.

При снижении частоты до величины уставки реле РПЧ замыкает свои контакты и запускает реле времени РВ.

Уставка реле РПЧ выбрана выше уставок устройств автоматической разгрузки по частоте.

По истечении выдержки времени реле РВ замыканием его контактов включается многоконтактное промежуточное реле РП, которое рассчитано на пуск нескольких агрегатов одновременно или любого из них, в зависимости от режима работы станции и энергосистемы. Контакты реле РП включены последовательно с контактами ключа КЧП (ввод частотного пуска) и параллельно с контактами ключа КУ (дистанционное управление агрегатом). Замыканием контактов реле РП включается реле РАП (реле автоматического пуска) и производится пуск агрегата и включение генератора в сеть. После окончания автомати-



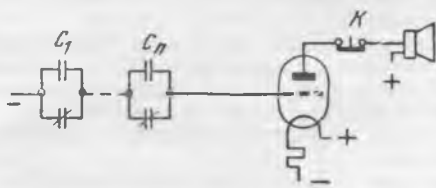


Рис. 1.

По схеме рис. 1 сеточное смещение к тиратрону подается через параллельно соединенные нормально разомкнутые и нормально замкнутые контакты кодовых реле  $C$  ( $C_1, C_2, \dots, C_n$ ). Группы этих контактов соединяются последовательно. При действии любого сигнального (кодового) реле кратковременно снимается сеточное смещение с сетки тиратрона, а следовательно, нарушается и запирающий эффект. Сигнальная сирена приходит в действие, и снятие сигнала возможно лишь при нажатии самовозвращающейся кнопки  $K$ , временно нарушающей анодную цепь.

Несколько отлично построена схема, показанная на рис. 2, контакты кодовых реле которой также собраны последовательно, но включены в анодную цепь. Кнопка снятия сигнала включена в цепь сетки.

Схема рис. 2 в отличие от схемы рис. 1 построена на принципе постоянного протекания анодного тока. Реле  $P_1$  обтекается анодным током и его контакты в цепи сирены и промежуточного реле разомкнуты. Отрицательное смещение подано на сетку через кнопку и замкнутый контакт реле  $P_2$ . Запирающий эффект сетки проявиться не может.

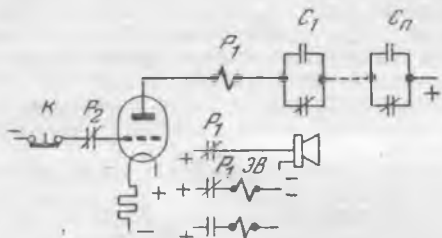


Рис. 2.

Появление сигнала приводит в действие соответствующее кодовое реле, у которого размыкается нормально замкнутый и замыкается нормально разомкнутый контакты. Имеющее место при этом временное нарушение анодной цепи позволяет проявиться запирающему эффекту сетки. Анодный ток в цепи больше не появляется, реле  $P_1$  обесточено, и сирена приходит в действие.

Одновременно действует реле времени ЭВ, снимающее сигнал через 5–10 сек. временным нарушением цепи сетки. Сигнал можно также снять нажатием кнопки.

Работа описанных схем в эксплуатационных условиях в течение более трех лет показала безотказное и четкое действие. Схемы пригодны для приема неограниченного количества сигналов.

Схема рис. 2 более надежна, так как контролирует исправность тиратрона благодаря постоянному протеканию анодного тока.

Для схемы целесообразно применить малогабаритный тиратрон типа ТГ-213, имеющий следующие данные: напряжение накала 4 в, ток накала 8,3 а, напряжение зажигания 30 в, максимальный анодный ток 125 ма.

Для увеличения срока работы тиратрона ток его накала следует уменьшить на 5–10% от указанного в паспорте.

Инж. Д. Л. Могилевкин

## АПВ шин подстанций

Шины подстанций 110 кВ являются важнейшим элементом электросети, повреждения на котором приводят к авариям с тяжелыми последствиями. Быстрое отключение таких повреждений дифференциальной защитой шин повышает надежность работы электросистемы, но в ряде случаев не обеспечивает бесперебойного снабжения электроэнергией потребителей, питающихся от этой подстанции.

Важнейшим мероприятием, позволяющим сохранить полностью или частично нагрузку при повреждениях на шинах, является сочетание действия защиты шин с действием устройств автоматики.

В практике энергосистемы еще в 1947 г. была предложена и осуществлена схема автоматического переключения нагрузки при срабатывании защиты шин. Принцип действия схемы заключается в том, что при действии дифференциальной защиты шин 110 кВ нагрузка отключившихся трансформаторов автоматически переключается (на стороне 35–6 кВ) на оставшиеся в работе трансформаторы.

Такая схема, однако, не дает полноценного решения и не везде может быть применена достаточно эффективно. Так, например, при нарушении фиксации на подстанции с двумя нормально работающими системами шин 110 кВ и фиксированным присоединением элементов при коротком замыкании на одной из систем шин подстанции сткючается полностью.

На подстанциях со значительно разнящейся мощностью трансформаторов, присоединенных к каждой из систем шин 110 кВ, указанное выше автоматическое переключение нагрузки часто может быть осуществлено только для одной системы шин.

Дальнейшим расширением области применения автоматики явилось осуществление автоматического повторного включения при повреждениях на шинах.

Опыт эксплуатации энергосистемы показал, что примерно 75% повреждений на шинах 110 кВ были неустойчивые. При этом в большинстве случаев повреждения на шинах имели место при нарушении фиксации и, следовательно, действие АВР не могло сохранить нагрузки. При наличии АПВ шин действие его было бы успешным, т. е. аварии были бы предотвращены.

Вот почему с начала 1951 г. в энергосистеме на ряде подстанций было смонтировано АПВ шин, а в 1952 г. намечено выполнить АПВ шин на всех подстанциях 110 кВ.

Такое комплексное решение, т. е. оборудование шин 110 кВ устройствами как АВР, так и АПВ, значительно повышает бесперебойность снабжения электроэнергией потребителей для случаев повреждений на шинах и применимо практически на всех подстанциях.

Для сохранения питания потребителей не требуется полного восстановления схемы шин, что связано с рядом трудностей.

Принципиально схема АПВ шин выполнена следующим образом: при коротком замыкании на системе шин отключаются все питающие линии, и если в работе обе системы шин, то и междушинный выключатель, а затем одна из линий автоматически включается повторно.

На подстанции, где имеются синхронные компенсаторы, защита шин действует на отключение АГП компенсатора. Включение АГП происходит автоматически после появления напряжения на шинах. Для этой цели использованы реле защиты минимального напряжения компенсатора.

На некоторых подстанциях после срабатывания защиты шин и повторного включения только одной из питающих линий чувствительность дифференциальной защиты шин оказывается недостаточной для отключения линии в случае наличия на шинах устойчивого повреждения. С этой целью предусмотрены дополнительные чувствительные пусковые реле в схеме дифференциальной защиты шин. Плюс на контакты указанных реле подается только после срабатывания основных пусковых реле, чем предотвращается ложное действие чувствительных реле в нормальных условиях.

При наличии АПВ и АВР шин в энергосистеме приняты следующие режимы работы подстанций на стороне 110 кВ. При наличии фиксированного распределения линий и равномерном распределении трансформаторов (по мощности) между системами шин введены в действие АВР и АПВ на обеих системах. Предпочтение отдается АВР, т. е. при коротком замыкании на шинах производится автоматическое переключение нагрузки, и АПВ шин служит только для ускорения ликвидации аварии. При неодинаковом распределении мощности трансформаторов по системам шин АПВ введено на обеих системах шин, а АВР действует только при коротких замыканиях на той системе шин, к которой подключена меньшая мощность трансформаторов. При нарушении фиксации АВР выводится из действия и оставляется АПВ на одной из линий.

Инж. В. К. Люляев

## Поведение контакторов при АПВ

При испытаниях грузового устройства АПВ, проведенных Всесоюзным научно-исследовательским институтом электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ) на одной из колхозных гЭС, было отмечено, что перерыв в питании примерно на 0,4 сек. вызываемый действием АПВ, практически не приводит к изменению нагрузки. Основной нагрузкой линии, на которой было установлено грузовое АПВ, являлись асинхронные двигатели электродвигателей типа ЭТ-5. Управление электродвигателями производится контакторами переменного тока, снабженными удерживающими катушками напряжения. Контактники при действии АПВ не отключались. Собственное время отключения такого контактора обычно не превышает 0,05—0,06 сек. \*, в то время как при действии АПВ продолжительность перерыва в питании была почти в десять раз больше.

Дополнительно проведенные исследования показали, что при отключении линии асинхронные двигатели, продолжая вращаться по инерции, переходят на работу в генераторный режим и некоторое время поддерживают напряжение на удерживающих катушках контакторов.

В рассматриваемом случае переход асинхронных двигателей на работу в генераторный режим облегчался наличием емкости кабеля (питание к двигателю электрогенератора подводится кабелем длиной 600—800 м, емкость между жилами которого примерно равна 0,10—0,12 мкф, напряжение питания 1000 в). Испытания показали, что после отключения подстанции, питающей двигатель электрогенератора, который работал на холостом ходу, контактор оставался притянутым более 0,6 сек.

Из изложенного следует, что при перерыве питания на 0,4 сек. в результате действия АПВ в разветвленной сети при работе ряда достаточно нагруженных двигателей последние могут сохраняться в работе, хотя никаких приспособлений для создания выдержки времени в отключении контакторов не имеется.

Инж. Н. М. Зуль

## Устройство для измерений времени срабатывания реле и аппаратуры

На гЭС проверка и настройка реле защиты производится, как правило, на специальных стендах, изготовленных электролабораторией станции, позволяющих производить регулировку и измерения тока, напряжений, сдвига фаз, частоты и времени срабатывания реле.

Самой легкой из этих операций является измерение времени срабатывания реле, так как почти все реле защиты имеют контакты, замыкающиеся с выдержкой времени, и схема измерения времени легко осуществляется на том же стенде, где производятся остальные испытания реле.

В отличие от схем защиты схемы автоматического управления и сигнализации содержат большое количество хотя и простых реле, но с различным исполнением контактов.

Реле автоматики смонтированы в специальных шкафах, снимать каждое из них для проверки и настройки его в электролаборатории затруднительно. Поэтому проверка этих реле производится непосредственно на месте их установки. Если измерения омических сопротивлений катушек реле, сопротивлений изоляции и токов срабатывания выполняются относительно легко, то измерение времени срабатывания требует значительного времени на сборку отдельных схем применительно к каждому исполнению контактов реле.

В схемах автоматики часто бывает необходимо измерить время какой-либо промежуточной операции, например, время от подачи импульса на пуск агрегата до начала открытия шарового затвора, ограничителя открытия и т. д.

Для ускорения измерения времени срабатывания реле с различным исполнением контактов, а также для измерения продолжительности перемещений различных деталей механической аппаратуры по предложению автора на элек-

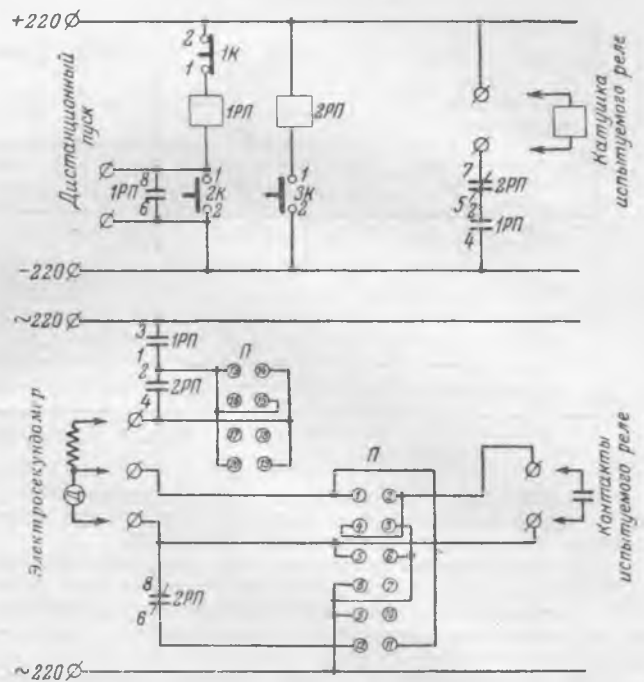


Рис. 1. Схема устройства для измерения времени.

трянности выполнено переносное устройство, при пользовании которым отпадает надобность в сборке каждый раз отдельных схем (рис. 1).

Устройство представляет собой деревянный ящик размером 330 × 150 × 120 мм, внутри которого смонтированы промежуточные реле 1РП (типа ЭП-101), 2РП (типа ЭП-103), избирательный переключатель П (ключ управления типа КФ-5555), кнопки 1К, 2К, 3К и электрический секундомер (типа ПВ-52). На наружной текстолитовой панели размещены зажимы для подключения напряжений постоянного и переменного тока и испытуемого реле, кнопки 1К, 2К, 3К и рукоятка переключателя П. Панель прибора снабжена схемой, показывающей назначение всех деталей.

Поворотом переключателя П, имеющего четыре положения, собираются схемы для измерения времени срабатывания следующих четырех типов: 1 и 2 — реле с нормально разомкнутыми и нормально замкнутыми контактами, замыкающимися с выдержкой времени; 3—4 — с нормально разомкнутыми и нормально замкнутыми контактами, размыкающимися с выдержкой времени (рис. 2).

После подключения напряжений постоянного и переменного тока, контактов и катушки испытуемого реле переключатель П ставится в положение, соответствующее исполнению контактов данного реле. Например, для проверки реле с нормально разомкнутыми контактами, замыкающимися с выдержкой времени, нажимается кнопка 2К, чем подается питание на катушку реле 1РП, а его контактами 2—4 — напряжение на катушку испытуемого реле и одновременно контактами 1—3 на пуск электрического секундомера.

Реле 1РП самоудерживается через свои контакты 6—8. Секундомер отсчитывает время срабатывания испытуемого реле, которое своими контактами шунтирует двигатель секундомера и останавливает его. После отсчета времени нажатием кнопки 1К схема устройства приводится в исходное положение.

Если, например, требуется измерить время срабатывания реле с нормально разомкнутыми контактами, размыкающимися с выдержкой времени, то, установив переключатель П в необходимое положение, нажатием кнопки 2К подается напряжение на катушку испытуемого реле, причем секундомер в это время не работает, так как он зашунтирован контактами 6—8 реле 2РП.

Нажатием кнопки 3К напряжение с катушки испытуемого реле снимается и одновременно заводится секундомер размыканием контактов 6—8 реле 2РП. Через время, равное времени задержки, размыкаются контакты испытуемого реле и ими останавливается секундомер.

\* См., например, В. А. Булгаков, Электрическая аппаратура управления, Госенргиздат, 1947.

Положение рукоятки (вид спереди) и пакетов ключа (вид сзади)																					
Исполнение контак- тов испытываемого реле		N <sup>2</sup> контактов																			
	-	1-2	1-4	4-3	3-2	5-6	5-8	8-7	7-6	9-10	9-12	12-11	11-10	13-14	13-16	16-15	15-14	17-18	17-20	20-19	19-13
	↗	×	-	-	-	×	-	-	-	×	-	-	-	×	-	-	-	×	-	-	-
	↘	-	×	-	-	-	×	-	-	-	×	-	-	-	×	-	-	-	×	-	-
	↗	-	-	×	-	-	-	×	-	-	-	×	-	-	-	×	-	-	-	×	-
	↘	-	-	-	×	-	-	-	×	-	-	-	×	-	-	-	×	-	-	-	×

Рис. 2. Диаграмма переключателя И.

По схеме (рис. 1) и диаграмме (рис. 2) можно видеть, каким образом производится измерение времени для реле с двумя остальными исполнениями контактов.

При использовании устройства для измерения времени срабатывания силовых выключателей контакты 2—4 реле ИРП и контакты 5—7 реле 2РП должны быть рассчитаны на ток, соответствующий току отключающих и включающих катушек.

При необходимости измерения времени действия электрической и механической аппаратуры отдельных участков схем автоматики прибор может быть запущен автоматически, для чего на его панели имеются зажимы дистанционного пуска, подключенные параллельно кнопке 2К.

Прибор в данном случае используется следующим образом. Предположим, необходимо измерить время от подачи импульса на пуск гидроагрегата до открытия гидроклапана (отдельный участок схемы автоматического пуска агрегата). Для этого к устройству подводится питание, к зажимам «дистанционный пуск» подключаются свободные нормально разомкнутые контакты реле пуска, а вместо контактов испытываемого реле включаются блок-контакты гидроклапана.

При подаче импульса на пуск агрегата реле пуска своими контактами запускает секундомер, который будет работать до тех пор, пока гидроклапан не откроется и не зашунтирует двигатель секундомера своими блокконтактами.

Инж. Б. А. Ростенко

## Эксплуатация линий электропередачи 110 кВ на деревянных опорах, защищенных координирующими подкосами

В одном из сетевых районов с интенсивной грозовой деятельностью линии электропередачи 110 кВ до 1948 г. не имели специальной противогрозовой защиты, что вызывало большое число их отключений от атмосферных перенапряжений. Защитить линии тросами ввиду частых гололедов больших размеров не представлялось возможным.

В 1948 г. для грозозащиты наиболее поражаемых участков линий были установлены в опытным порядке на 22 промежуточных опорах предложенные ЦНИЭЛ МЭС координирующие подкосы с искровым промежутком в 1 м. В этом же году была зарегистрирована нормальная работа подкосов на трех опорах. На соседней анкерной опоре, не имевшей подкосов, были перекрыты траверза и две гирлянды изоляторов на средней фазе, что подтвердило целесообразность применения подкосов.

После этого опыта, с 1949 г., подкосы были широко внедрены на всех линиях 110 кВ, а наиболее ответственная линия протяженностью 28,6 км была защищена подкосами полностью; они устанавливались как на промежуточных, так и на анкерных опорах. Для подкосов применялся лес, преимущественно местных пород (ольха, осина), диаметром 7—10 см. Координация осуществлялась с расстоянием 9,5—10 м по дереву, от вершины подкоса до земли.

В 1948 г. у стоек с подкосами забивались одиночные углубленные заземлители в виде метровых труб, а в последующие годы заземлители не ставились.

Защищенность линий координирующими подкосами по годам составляла (по отношению к общей длине линий): 1948 г.—1,5%; 1949 г.—10%; 1950 г.—20%; 1951 г.—38%.

Работа координирующих подкосов за 1948—1951 гг. характеризуется следующими данными:

- Количество случаев работы подкосов . . . . . 11
- Количество опор, на которых работали подкосы . . . . . 26
- Количество случаев перекрытий по траверзам при одновременной работе подкосов 4

В каждом случае подкосы работали на 1 ÷ 5 опорах. Случаев одновременной работы двух подкосов на опоре не наблюдалось.

Указанные четыре случая перекрытия по траверзе при одновременной работе подкосов произошли на опорах без заземлителей. На опорах с заземлителями за четыре года подкосы работали в четырех случаях, и обратных перекрытий с опоры на провод не было. Это обстоятельство указывает на желательность установки заземлителей у опор с подкосами для лучшего растекания токов молнии. В местах с низкой удельной проводимостью грунта следует считать установку заземлителей необходимой.

Работа линий 110 кВ энергосистемы в грозовые сезоны ряда лет характеризуется следующими данными:

	Удельное число от- ключений
1937 г. . . . .	2,6
1933 г. . . . .	1,6
1939 г. . . . .	2,9
1940 г. . . . .	2,2
1946 г. . . . .	2,9
1947 г. . . . .	2,8
1948 г. . . . .	1,0
1949 г. . . . .	0,4
1950 г. . . . .	1,4
1951 г. . . . .	1,2

1937, 1939, 1947, 1950 и 1951 гг. отличались особенно интенсивной грозовой деятельностью. За 1941—1945 гг. материалы отсутствуют.

Среднее удельное число отключений за период до внедрения подкосов составляло 2,5, а после их установки в наиболее поражаемых местах 1,0.

Как отмечено выше, за последние четыре года по причине неправильной работы подкосов имели место только четыре отключения, т. е. 14%, а остальные произошли вследствие поражения молнией незащищенных участков линий. Если бы линии были защищены координирующими подкосами на всем своем протяжении, то удельное число отключений было бы значительно ниже. Линия, защищенная подкосами на всем протяжении, за три года отключалась только один раз, по причине повреждения трубчатого разрядника на подходе ее к станции.

Таким образом, применение координирующих подкосов для грозозащиты линий 110 кВ только на отдельных, наиболее грозопоражаемых участках дало возможность энер-

госсистеме снизить грозозычные отключения линий в 2,5 раза и почти полностью избежать грозозычные аварии по линиям. Четырехлетний опыт эксплуатации линий 110 кВ на деревянных опорах показал высокую эффективность координирующих подкосов как средств защиты линий от грозозычных перенапряжений.

При эксплуатации подкосов выявилась необходимость некоторого их усовершенствования: на верхнем конце подкоса должен быть наложен проволочный бандаж, а на нижнем конце подкоса такой же бандаж должен охватывать и стойку для направления тока молнии по поверхности древесины и предотвращения ее щепления; при установке подкоса необходимо соблюдать расстояние по дереву 9 м от вершины подкоса до земли, причем излишняя длина древесины должна шунтироваться проволокой. Оборудованные таким образом подкосы и стойки при прохождении по ним тока молнии не приводят к обратным перекрытиям на средней провод.

На основании имеющегося опыта можно сделать вывод, что координирующие подкосы, разработанные ЦНИЭЛ МЭС, являются эффективным и надежным средством грозозащиты линий 110 кВ на деревянных опорах и должны получить широкое распространение. По сравнению с другими видами грозозащиты координирующие подкосы являются дешевым и простым в эксплуатации защитным средством.

Установка координирующих подкосов может производиться без отключения линий.

Инж. П. М. Андрущенко

## Схема приемника поста высокочастотной фильтровой защиты типа ПВЗ

В процессе наладки и эксплуатации постов высокочастотной фильтровой защиты типа ПВЗ пришлось столкнуться с тем, что схема приемника этого поста имеет большую чувствительность к дефектам установленных в нем ламп.

Лампы эти обладают значительным термотоком управляющей сетки, вследствие чего они через некоторое время дают ток называемый «ложный» ток приема. Этот ток приема появляется при отсутствии высокочастотного сигнала на входе приемника. При некоторых типах таких ламп «ложный» ток приема может достигнуть 20 мА. Появление «ложного» тока приема во время короткого замыкания в зоне действия фильтровой защиты может привести к отказу этой защиты. Вследствие этого в заводской схеме приемника поста ПВЗ могут быть использованы только телампы, которые не имеют термотока управляющей сетки.

Согласно циркулярному письму Технического управления МЭС, о наличии термотока судят по приращению анодного тока при введении в цепь управляющей сетки лампы сопротивления большой величины, порядка 3 мОм, причем лампа предварительно прогревается в течение 8—10 мин. Лампы, имеющие приращение анодного тока более 5—7%, считаются непригодными для установки в приемник преемо-передатчика ПВЗ.

Испытания, проведенные в лаборатории ЦСРЗАИ энергосистемы, показали, что большое количество ламп не проходит этой отбраковки, так как остальные имеют приращение анодного тока более 12—15%, а у некоторых ламп это приращение достигало 30—40% и более.

Автором предложена схема приемника, не дающая «ложного» тока приема. В приемнике, переделанном по этой схеме (рис. 1), могут быть использованы лампы, которые имеют большие термотоки и негодные для работы в приемнике заводской схемы. Лампы в этой схеме соединяются параллельно и работают по принципу анодного детектирования.

Параллельное включение ламп позволило повысить надежность приемника и сохранить параметры заводской схемы. В случае потери эмиссии одной из ламп приемник обеспечивает нормальную работу защиты, так как ток приема при одной лампе составляет  $17 \div 18,5$  мА.

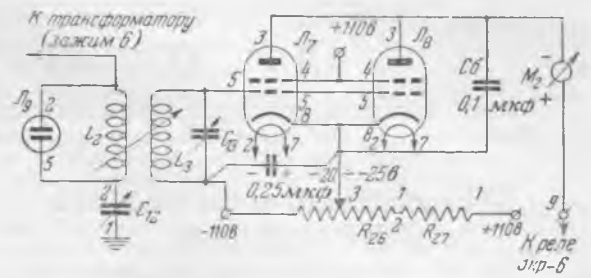


Рис. 1. Принципиальная схема переделанного приемника. Условные обозначения соответствуют обозначениям принципиальной схемы преемо-передатчика ПВЗ.

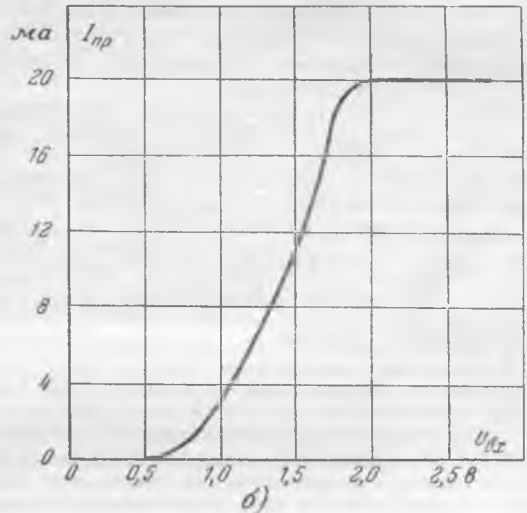
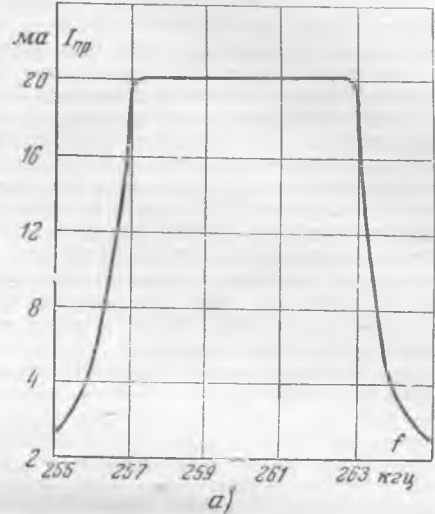


Рис. 2. Характеристика приемника по пиковой схеме. а — избирательности; б — чувствительности.

О параметрах схемы можно судить по приведенным на рис. 2 характеристикам избирательности (снималась при уровне на входе преемо-передатчика  $+3$  nep) и чувствительности.

В настоящее время в энергосистеме включены в эксплуатацию два высокочастотных канала фильтровой защиты с действием на отключение с преемо-передатчиками типа ПВЗ, у которых приемники переделаны по приведенной схеме.

В. Е. Савченко



**В Техническом управлении  
Министерства**

**Об упрощении релейной защиты  
сетей напряжением 110 кВ  
и выше**

В последнее время как на вновь вводимых, так и на действующих линиях напряжением 110 кВ и выше проектируется и выполняется установка чрезмерно большого числа различных защит, зачастую сложных. Во многих случаях без достаточных оснований на линиях устанавливаются одновременно и высокочастотная и дистанционная защиты, выпуск которых возобновлен электропромышленностью. Устанавливаются резервные защиты, которые по существу из-за ограниченной чувствительности только дублируют основную защиту, не резервируя отказа защиты и выключателя предыдущего участка сети.

Такая практика является вредной, так как ведет, в конечном счете, к усложнению эксплуатации и понижению надежности работы сетей. Хотя, в результате повышения уровня эксплуатации релейной защиты в послевоенные годы, ее неправильные действия относительно редки, такие случаи еще имеют место и вероятность их растет с увеличением числа установленных защит. Утяжеляются условия работы персонала служб релейной защиты из-за увеличения числа обслуживаемых защит, особенно, сложных. Оказывается невозможным уложить выполнение проверок установленных защит во все более сокращаемые сроки отключения линий на ремонты или простоя за это время достаточно тщательно проверки.

Установка чрезмерно большого числа защит, в том числе сложных, вызывается неправильным стремлением работников проектных организаций и эксплуатации перестраховаться на всякий случай. При этом не учитывается, что с ростом мощности энергосистем и широким внедрением форсировки возбуждения синхронных машин увеличиваются возможности эффективного использования простых токовых отсеков, а удаленные короткие замыкания вызывают все меньшие посадки напряжения в узловых точках, т. е. меньше сказываются на работе энергосистемы. Излишества в области выполнения релейной защиты способствовала нечеткая формулировка § 94 и 96 и неправильная формулировка § 97 «Правил устройства электротехнических установок» (раздел «Релейная защита»).

Учитывая это, Техническое управление МЭС вынесло следующее решение (№ 19/Э от 18 июля 1952 г.):

1. Не устанавливать высокочастотной защиты на длинных линиях, в том числе и связывающих электростанций, в тех случаях, когда более простые защиты (дистанционные, максимальные и др.) обеспечивают отключение с временем I зоны всех междуфазовых коротких замыканий, вызывающих посадку напряжения на шинах, где установлена защита ниже 60%  $U_{ном}$ .

2. При установке высокочастотной защиты, как правило, в качестве резервных защит применять ступенчатые максимально-направленные защиты от замыканий между фазами и максимальные или максимально-направленные защиты от замыканий на землю, если они обеспечивают отключение повреждений с выдержкой времени не выше 0,6 сек.

Если высокочастотная защита реагирует только на несимметричные короткие замыкания, то следует устанавливать дополнительно отсеку, работающую только при трехфазных коротких замыканиях, в том числе и действующую неселективно, но тогда с обязательным последующим АПВ.

В каждом случае установки дистанционной защиты в дополнение к высокочастотной проектная организация должна обосновать такое исключение.

3. Если не удается обеспечить действие резервной защиты на случай отказа защиты на предыдущем участке

при всех видах коротких замыканий, разрешается выполнять это резервирование только для замыканий на землю.

Главным инженерам энергосистем, а также главным инженерам проектных организаций предлагается:

а) обратить самое серьезное внимание на необходимость борьбы с проявляющейся в последнее время тенденцией чрезмерно усложнять защиту линий;

б) не допускать установки и включения в проекты сетей напряжением 110 кВ и выше лишних, перестраховочных защит, шире применять простые защиты, в первую очередь ненаправленные, направленные и ступенчатые токовые отсеки;

в) поддерживать и поощрять выполнение разработок, предусматривающих более простые решения при проектировании защит новых сетей и реконструкции защиты действующих сетей.

**О повышении устойчивости  
работы энергосистем**

В энергосистемах имели место случаи развития аварий в результате медленного отключения близких устойчивых междуфазовых коротких замыканий после действия АПВ на коротких линиях, не имеющих междуфазовых отсеков. Были также случаи замедленного отключения коротких замыканий в результате выведения из действия защиты блокировкой от качаний.

Для предотвращения таких случаев и повышения устойчивости работы энергосистем Техническое управление МЭС предлагает всем районным управлениям и энергосистемам (противоаварийный циркуляр № 10/Э от 18 июля 1952 г.):

1. На всех линиях основного напряжения, отходящих от шин электростанций и связывающих электростанции, а также на головных участках линий, отходящих от межстанционных транзитов, на которых по условиям селективности не установлены мгновенные отсеки от междуфазовых коротких замыканий, в 1952 г. выполнить ускорение защиты после действия АПВ.

Примечание. Основным напряжением являются в зависимости от конкретных условий работы энергосистемы напряжения 6, 10, 35, 110, 154 или 220 кВ, на которых осуществляется параллельная работа электростанций.

2. Независимо от наличия на указанных линиях сложных быстродействующих защит (высокочастотных, дистанционных, дифференциальных продольных и поперечных) ускорение защиты после действия АПВ должно быть выполнено с помощью простейших токовых отсеков и отсеков по напряжению или от пусковых органов имеющихся защит, помимо блокировки от качания, и так, чтобы при АПВ линии на близкое устойчивое короткое замыкание, сопровождающееся значительной посадкой напряжения на шинах основного напряжения электростанций и подстанций (меньше 50—60%  $U_{ном}$ ), отключение этого короткого замыкания производилось бы без выдержки времени.

В случаях, когда указанные выше отсеки не могут быть выполнены селективными, они должны автоматически вводиться в действие только на время 0,5—1 сек. после включения линии действием АПВ.

3. В дистанционных защитах, оборудованных блокировкой от качаний по схеме с быстрым возвратом после короткого замыкания с питанием цепей напряжения от линейных трансформаторов напряжения, предусмотреть специальные меры по восстановлению схемы блокировки, обеспечивающие готовность действия защиты при повторном включении от АПВ и опробовании линии.

4. Направленные фильтровые защиты с высокочастотной блокировкой типа ПЗ-161 и ПЗ-162, не готовые к повторному действию при неуспешном АПВ на линии, дополнить быстрым восстановлением схемы от АПВ.

## О работе гидрогенераторов при несимметричных нагрузках

В последние годы Тбилисским научно-исследовательским институтом сооружений и гидроэнергетики (ТНИСГЭИ) по заданию Технического управления МЭС проведено большое теоретическое и опытное исследование несимметричного режима гидрогенераторов, являющееся продолжением исследований несимметричного режима гидрогенераторов, поставленных впервые в Советском Союзе.

ТНИСГЭИ исследованы и изучены факторы, ограничивающие несимметричную нагрузку гидрогенераторов, разработана методика опытного определения этой нагрузки, разработана и изготовлена оригинальная аппаратура для фиксации и исследования вибрации и механических напряжений гидрогенераторов.

На базе этих разработок, ТНИСГЭИ при участии ряда энергосистем проведено опытное исследование более 20 гидрогенераторов различных типов и мощностей.

На основе опыта с гидрогенераторами ТНИСГЭИ совместно с энергосистемами проведены на 6 крупных электропередачах опыты длительного несимметричного режима, показавшие полную реальность перехода магистральной линии электропередачи на длительный несимметричный режим при устойчивом повреждении одной фазы.

Результаты этих опытов уже были использованы в 1951 и 1952 гг. в двух энергосистемах при аварийном устойчивом повреждении одной фазы линии электропередачи, связывающей электростанцию с энергосистемой, а также при выходе из строя трансформаторной фазы. Переход в этих случаях на длительный двухфазный режим вместо обычного полного отключения позволил уменьшить аварийный недоотпуск электроэнергии на 650 тыс. кВтч.

Рассмотрев результаты исследований ТНИСГЭИ за 1948—1951 гг., Техническое управление МЭС устанавливает (решение № 18/Э от 17 июля 1952 г.):

1. Принятый электромашиностроительными заводами предел несимметрии для гидрогенераторов — отношение тока обратной последовательности к номинальному  $I_2 / I_{ном}$  не больше 5% — технически совершенно не обоснован и, как показывает практика, может быть увеличен обычно в 3 раза и более, в зависимости от конструктивных данных генератора и качества его сборки.

2. Для ряда гЭС, где были произведены испытания гидрогенераторов при длительных несимметричных нагрузках, допустимы (в аварийных режимах, при ремонтах и т. д.) значения  $I_2 / I_{ном}$  в пределах 15—35%.

Для внедрения длительных несимметричных режимов в практику эксплуатации электросетей, в которых были проведены опыты передачи энергии по двум фазам, широкой реализации длительных несимметричных режимов в практике эксплуатации энергосистем и продолжения работ по комплексному использованию этих режимов, Техническое управление МЭС указанным решением предложило:

1. Энергосистемам, имеющим опыт работы при длительных несимметричных режимах, совместно с ТНИСГЭИ разработать инструкцию по переходу на длительный несимметричный режим и представить ее на утверждение в Техническое управление МЭС в течение 1952 г.

2. Теплоэлектропроекту в течение 1953 г. разработать и представить на утверждение Технического управления МЭС проект релейной защиты магистральных линий электропередачи с двухсторонним питанием при длительном двух- и пятифазном режимах.

3. ТНИСГЭИ в течение 1953 г. рассмотреть вопросы работы диспетчерской связи при длительном несимметричном режиме линий электропередачи, проходящих параллельно линиям связи.

## Совещание по вопросу включения синхронных генераторов способом самосинхронизации

24 июня с. г. состоялось совещание энергетиков главных управлений, проектных, наладочных и эксплуатационных организаций ряда министерств по вопросу внедрения в практику эксплуатации включения синхронных генераторов на параллельную работу способом самосин-

хронизации. На совещании присутствовало 146 чел., представляющих 27 министерств.

Во вступительном слове зам. начальника Технического управления Министерства электростанций доктор техн. наук И. А. Сыромятников отметил чрезвычайную эффективность использования для электростанций всех типов и всех мощностей включения синхронных генераторов на параллельную работу способом самосинхронизации, а также и то, что до настоящего времени в ряде случаев считалось необходимым проводить предварительные расчеты величины возможных толчков тока и понижения напряжений при самосинхронизации. Не было также ясных указаний о возможности включения способом самосинхронизации в случаях, когда мощность включаемого генератора больше мощности работающих.

В результате научно-исследовательских работ, проведенных ЦНИЭЛ МЭС, ВИЭСХ и ВАСХНИЛ, а также успешного внедрения самосинхронизации эти ограничения теперь могут быть сняты для малых электростанций с генераторами мощностью 3 тыс. кВт и ниже.

И. А. Сыромятников особенно подчеркнул важность внедрения в практику эксплуатации форсировки возбуждения генераторов, которая, как известно, значительно улучшает надежность энергоснабжения потребителей, а также ускоряет протекание процесса самосинхронизации.

Канд. техн. наук Л. Г. Мамиконянц (ЦНИЭЛ МЭС) сообщил о результатах работ по изучению физической картины явлений, протекающих в синхронных генераторах при их самосинхронизации, и показал, что, помимо значительного упрощения операции включения на параллельную работу, способ самосинхронизации исключает возможность повреждения генераторов при проведении операции даже малоквалифицированным персоналом.

Канд. техн. наук Ю. М. Элькинд (ЦНИЭЛ МЭС) изложил разработанные ЦНИЭЛ совместно с ВИЭСХ схемы устройств самосинхронизации для электростанций с генераторами мощностью до 3 тыс. кВт.

Канд. техн. наук И. И. Кодкин (ВИЭСХ, ВАСХНИЛ) доложил о результатах научно-исследовательских работ, проведенных в ВИЭСХ по самосинхронизации генераторов малых мощностей, и положительный опыт внедрения самосинхронизации на электростанциях Министерства сельского хозяйства.

Об успешном опыте внедрения самосинхронизации сообщили и другие выступавшие.

Инж. В. М. Агапов (МЭМИИТ МПС) осветил положительные результаты работ по внедрению самосинхронизации на локомотивных и дизельных железнодорожных электростанциях.

Инж. А. Ф. Васильев (Ивэнерго) сообщил, что на ряде агрегатов мощностью 25 тыс. кВт самосинхронизация принята в качестве единственного способа включения генераторов на параллельную работу, и устройства точной синхронизации демонтированы.

Канд. техн. наук Э. Г. Файнштейн (Узбекэнерго) сообщил, что в Узбекэнерго, где самосинхронизация широко внедрена ранее других энергосистем, многолетний опыт эксплуатации подтвердил преимущества способа самосинхронизации.

Инж. Г. Е. Туркия (Грузэнерго) и ряд других выступавших подчеркнули простоту и надежность проведения операции включения на параллельную работу способом самосинхронизации.

Совещание приняло решение, в котором рекомендует на малых электростанциях всех министерств использовать способ самосинхронизации как основной способ включения синхронных генераторов на параллельную работу.

В развитие решения совещания Техническое управление МЭС и Главсельэлектро МСХ приняли решение, в котором предлагают для малых электростанций с генераторами мощностью 3 тыс. кВт и менее:

1. Использовать способ самосинхронизации в качестве основного способа включения генераторов на параллельную работу.

2. Применять способ самосинхронизации при любом отношении мощности включаемого генератора к мощности работающих генераторов.

3. Применять способ самосинхронизации без предварительной проверки величины возможных толчков тока и понижения напряжений при самосинхронизации.

4. Рекомендовать на генераторах всех типов указанных мощностей выполнять устройства форсировки возбуждения.

Канд. техн. наук И. И. Кодкин

# КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Профессор, доктор техн. наук М. С. Шкроб, Водоподготовка, М.—Л., Госэнергоиздат, 1950 г. 476 стр.

По вопросам водоподготовки на тепловых электростанциях с 1938 г. и по настоящее время у нас издано всего лишь пять монографий. В 1938 г. вышла книга М. С. Шкроба «Водоподготовка и режим котловой воды на стационарных паросиловых установках»; в 1940 г. книга И. Л. Гордона «Водопритокление»; в 1941 г. книга М. С. Шкроба «Водоподготовка»; в 1947 г. книга М. С. Шкроба «Современные методы водоподготовки» и, наконец, в 1950 г. рецензируемая книга.

Книга И. Л. Гордона крайне бедна по содержанию, а потому широкого распространения и признания среди химиков-энергетиков не получила. Книга М. С. Шкроба «Водоподготовка», изд. 1947 г.—небольшой учебник для слушателей энергетических техникумов. Единственным солидным руководством по вопросам водоподготовки до 1950 г. являлась книга М. С. Шкроба, издания 1938 г., получившая большую популярность как среди работников электростанций, так и в энергетических вузах, но и эта книга при стремительном прогрессе нашей энергетики к 1950 г. в значительной части устарела.

Выпуск книги М. С. Шкроба «Водоподготовка», изд. 1950 г., поэтому был более чем своевременен. Она выпущена как учебное пособие для энергетических техникумов, но по своему содержанию и объему может рассматриваться как руководство для химиков электростанций.

Книга эта имеет те же разделы и тот же порядок изложения, что и выпущенная в 1938 г., но переработана полностью и в ней дано много ценных добавлений.

Автор внес в книгу основные достижения научно-исследовательских институтов, проектно-наладочных организаций и работников эксплуатации электростанций СССР в области водоподготовки, имевшиеся к моменту издания книги, т. е. дал вполне современное руководство по технике водопритокления на электростанциях.

К сожалению, все разделы книги изложены более сжато, нежели в книге, изданной в 1938 г. Об этом говорит и весь объем книги — 293/4 печ. лист., в то время как издание 1938 г. имело 35 1/2 печ. лист. при меньшем фактическом материале.

Для работников эксплуатации электростанций, а они являются основным кругом лиц, пользующихся этой книгой, было бы желательно иметь более развитый материал с большим количеством примерных расчетов и приведением конкретных указаний по ведению режимов и эксплуатации отдельных установок и аппаратов.

Кроме сжатости изложения, в книге имеется еще ряд недостатков. Приводим основные из них.

1. Некоторые вопросы, еще не вышедшие из стадии лабораторных или полупромышленных экспериментов, трактуются автором как уже решенные, что может неправильно ориентировать некоторых, недостаточно компетентных, читателей. Например, на стр. 106 говорится «Широкое применение в советской энергетике получили ступенчатое испарение, размыв пены и промывка пара питательной водой». Если первые два метода и особенно ступенчатое испарение действительно применяются широко, то этого нельзя сказать о промывке пара, находящейся в области, хотя и широкой, но экспериментальной.

Не указано, что обескремнивание воды сернохлорной окисью железа и алюминатами (стр. 351—353) практического применения у нас в Советском Союзе не имеет.

Фторидный метод обескремнивания излагается (стр. 359) как апробированный и не оговорено, что в промышленном масштабе этот метод у нас еще не использовался.

На стр. 346 приведены данные по обменной способности эспатита ТМ (2000 т-град/м<sup>3</sup> по сульфатному иону и 1500 по хлоридному) и не указано, что эти данные еще не проверены длительной эксплуатацией, а в настоящее время известно, что эспатит ТМ не соответствует техническим условиям и к эксплуатации непригоден.

2. Имеются следующие неправильные, по нашему мнению, утверждения и рекомендации:

а) На стр. 75, 76 и 373 говорится о применимости термического способа (метода растрескивания) для удаления накипи с трубных пучков теплообменных аппаратов и испарителей. Этот способ допустим лишь для U- и W-образных трубок, в иных же случаях будет приводить к расстройству вальцовочных соединений.

б) На стр. 80 дана схема кислотной промывки котельного агрегата с принудительной циркуляцией горячего кислотного раствора через водяной экономайзер и пароперегреватель, которая не может быть рекомендована как типовая. При кислотных промывках всегда следует избегать промывки экономайзеров и пароперегревателей; они крайне нежелательны и требуются лишь в исключительных случаях.

в) На стр. 117 указано, что периодическая шламовая продувка осуществляется из нижних точек 2—4 раза в сутки. Такое указание неконкретно и неправильно, так как излишние продувки ведут к быстрому износу арматуры и опасны с точки зрения нарушения циркуляции. Периодичность продувок зависит от качества воды и в ряде случаев они могут не производиться совершенно, т. е. от ремонта до ремонта котла.

г) На стр. 189 указано, что жесткость питательной воды на установках давлением 30—60 ат не должна превышать 0,1°. Эта норма, хотя и предусмотрена «Правилами технической эксплуатации», не только устарела, но и всегда была недопустима для котлов с вялой циркуляцией. Например, нельзя питать секционные котлы ЛМЗ 160/200 т/час даже водой с жесткостью 0,06—0,08°.

В современных условиях, при возможности двухступенчатого катионирования и точного (комплексометрического) метода определения жесткости воды, следует рекомендовать более жесткие нормы, и жесткость 0,05° для котлов среднего давления нужно считать предельно-допустимой.

Кстати, автором совершенно не акцентирована целесообразность для котлов среднего давления и обязательность для котлов высокого давления двухступенчатой схемы катионирования и не указаны основные преимущества этой схемы (исключение проскоков жесткости, снижение шламообразования, снижение расхода фосфатов).

3. Недостаточно удовлетворительно изложены разделы по исправительным и паропреобразовательным установкам и по дегазации воды.

4. Как и в книге издания 1938 г., практически отсутствует очень важный раздел по обработке охлаждающей воды и борьбе с отложениями в конденсаторах турбин. Для работников эксплуатации этот раздел часто более важен, нежели предотвращение накипобразования в котлах, так как последнее для отечественных электростанций является хорошо освоенным, пройденным этапом.

5. В главах X и XIV в описаниях и в расчете качества воды при H-катионировании не указывается изменение качества воды после H-катионитовых фильтров в течение рабочего периода фильтра и роль солей натрия, если таковые содержатся в исходной воде.

Несмотря на указанные замечания, книга М. С. Шкроба является ценным и в настоящее время единственным руководством, правильно и всесторонне освещающим состояние техники водопритокления на электростанциях Советского Союза.

Инж. Д. А. Савиновский и инж. Г. П. Сутоцкий

## ОТ РЕДАКЦИИ

Публикуемая рецензия рассматривает книгу М. С. Шкроба лишь с точки зрения инженера-производственника, но не разбирает ее как учебник или как учебное пособие, что является основным назначением данной книги. Рецензия не дает также оценки книги и с точки зрения проектировщика.

## Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и давать другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее  $9 \times 12$  см, в двух

### ПОПРАВКИ

В № 9 журнала «Электрические станции» за 1952 г. в статье В. А. Зайделя «О продолжительности строительства тепловых электростанций», стр. 9, левая колонка, в 17-й строке снизу следует читать «...ственно из 15 мес. (а<sub>2</sub>б<sub>2</sub>)...»

Там же на стр. 11, левая колонка, в 1-й строке снизу следует:  $\eta \geq 50\%$ .

На стр. 61 в заметке В. Е. Савченко «Схема приемника поста высокочастотной фильтровой защиты типа ПВЗ», левая колонка, в 15-й строке снизу должно быть: «...преходит этой отбраковки, так как они имеют прира-

причем обозначениям на

овый номер,

тдельно, со-

измерения.

звать слиш-

ком проводника теснот.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Советском Союзе меры длины, веса и др.

6. **Официальный материал должен быть заверен соответствующими организациями. Статьи работников научно-исследовательских организаций, предприятий и учреждений должны иметь разрешение руководства.**

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 165, редакции журнала «Электрические станции».

---

---

## Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и давать другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее  $9 \times 12$  см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

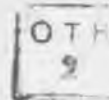
4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Советском Союзе меры длины, веса и др.

6. **Официальный материал должен быть заверен соответствующими организациями. Статьи работников научно-исследовательских организаций, предприятий и учреждений должны иметь разрешение руководства.**

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, 1 этаж, помещ. 165, редакции журнала «Электрические станции».



Цена 8 руб.