

ЭЭ ЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

9



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1954

Вологодская областная универсальная научная библиотека
www.booksite.ru

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

9

СЕНТЯБРЬ
1954

Орган Министерства электростанций СССР

25-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Задачи промышленности и научно-исследовательских организаций в создании нового энергетического оборудования	3
А. Д. Моисеев — Улучшение плотности затвора вентилей высокого давления	5
Ф. Г. Прохоров и К. А. Янковский — Резервы производительности водоочистительных установок	11
Л. Ф. Янкелев — Метод скоростного испытания тепловой изоляции	15
С. Л. Гуревич и Л. Г. Лихтенштейн — Стойменные показатели строительства тепловых электростанций	18
Д. А. Котельников — Универсальная инвентарная опалубка для фундаментов под турбоагрегаты	21
Н. А. Переяславцев и С. А. Ривкин — Новая схема воздушных линий гидрозолоудаления	26
А. С. Галактионов — Секционирование в схемах электрических соединений	30
М. И. Песочин — Работы по телемеханизации в крупной энергосистеме	34
Д. В. Шашман — Упрощенные методы профилактических испытаний вилитовых разрядников	39
О. Г. Вексельман — Горизонтальное смещение проводов при их вертикальном расположении	44

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

М. М. Бобрицкий — Применение золы-уноса при производстве кирпича и керамических блоков	48
Д. Я. Винницкий — Клапаны для пылегазовоздухопроводов котельных установок	49

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

В. Ф. Агафонов и П. П. Есипов — Декремнизация воды доломитным методом	51
В. А. Нахалов — Защита от износа сопел золоуловителей типа „Центробежный скруббер ВТИ“	52
Г. Е. Новиков — О выявлении неисправностей встроенных трансформаторов тока	53
Л. Ф. Габуня и К. А. Федоренко — Автомат включения резервной линии с использованием высокочастотного канала	54

ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства	
О расширении области применения переменного оперативного тока для релейной защиты, автоматки, телемеханики и дистанционного управления выключателями	55
Конференция по релейной защите, электроавтоматике и телемеханике энергосистем	56
Совещание секции теплофикации МОНИТОЭ по общественому просмотру книги проф. Н. И. Дунаевского „Технико-экономические основы теплофикации“	57

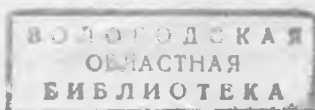
ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Ю. А. Якуб — Аварийность воздушных линий электропередачи США и Канады напряжением выше 100 кв	58
---	----

КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

А. А. Скворцов — Рецензия на книгу А. А. Волошина „Расчет паропроводов на тепловые расширения“	62
Новые книги по энергетике	64

□ □ □



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Н. М. Бондарев, П. Н. Владимиров, П. Г. Грудинский, К. Д. Лаврененко, С. И. Молоканов,
С. Г. Мхитарян, А. М. Некрасов, Б. М. Соколов, И. А. Сыромятников, С. Ц. Фаерман, Д. Г. Чижов
Главный редактор Д. Г. Чижов

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

Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора К 4-44-10 и комм. К 0-32-80, доб. 2-07

Прием в редакции: от 12 до 16 час.

по понедельникам и пятницам от 14 до 18 час.

членами коллегии: по пятницам от 18 до 20 час.

ЗАДАЧИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ОРГАНИЗАЦИЙ В СОЗДАНИИ НОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Высокие темпы развития народного хозяйства СССР и быстро возрастающая энерговооруженность промышленности и сельского хозяйства требуют дальнейшего роста энергетики, опережающего развитие других отраслей нашего хозяйства. Это решается не только увеличением количества электростанций, но и качественными изменениями в энергетических системах.

Советские энергетики успешно решили ряд задач энергоснабжения: широкое использование низкосортных топлив, создание мощных тепловых и гидравлических электростанций и объединение их в крупные энергосистемы, переход на тепловых электростанциях к установкам высокого давления, создание и освоение нового энергетического оборудования; все это позволило в 1953 г. выработать 133 млрд. кВтч электроэнергии и сэкономить против плана около 0,5 млн. т условного топлива.

Куйбышевская и Сталинградская гидроэлектростанции, линии электропередачи 400 кв от Куйбышевской и Сталинградской гэс в Москву, а также аналогичные линии электропередачи от этих гидроэлектростанций на Урал и в Донбасс являются основой будущей единой энергетической системы Европейской части Советского Союза.

Создание энергетической системы такой мощности и протяженности требует большой и напряженной работы научно-исследовательских и проектных организаций и промышленности. Электростанции этой системы должны работать особенно надежно и экономично.

Крупнейшая задача научно-исследовательских организаций и заводов энергомашиностроения состоит в создании и выпуске более мощных, надежных и экономичных котлов высокого давления и разработке нового мощного оборудования на сверхкритические параметры пара. Переход на такие параметры пара позволит дополнительно сэкономить более 10% топлива.

Для производства этого оборудования необходимы новые марки энергетических сталей, которые должны создать металлурги в содружестве с энергетиками и металловедом.

Повышение мощности энергосистем и надежности работы котлов и турбин позволит применять на электростанциях мощные блоки «котел — турбина».

Задача проектных организаций — создать новые схемы электростанций, более простые и экономичные, с максимальной механизацией и автоматизацией всех технологических процессов. Весьма важно обеспечить на электростанциях мобильный резерв, для чего проектировщики электростанций и конструкторы оборудования должны найти конструктивные и схемные реше-

ния, позволяющие значительно сократить время пуска котлов и турбин. Проектные и научно-исследовательские организации (ВТИ, ЦКТИ, ТЭП, ЭНИН АН СССР) должны закончить в будущем году выбор параметров и разработку характеристик оборудования новых электростанций и их технико-экономическое обоснование. Оборудование это должно быть максимально надежным, полностью механизированным и автоматизированным. Оборудование электростанций и, в частности, котельные агрегаты должны быть сконструированы таким образом, чтобы все элементы были доступны осмотру, а ремонт их был в максимальной степени механизирован. Проектные организации при компоновке таких станций должны использовать эти возможности для максимального облегчения труда и сокращения обслуживающего персонала.

Создание объединенной энергосистемы и укрупнение существующих немыслимы без широкого применения средств автоматизации и телемеханизации. Комплексно автоматизированные тепловые и гидравлические электростанции, автоматическое регулирование частоты и мощности с максимальным использованием средств телеуправления и телеизмерения позволяют более оперативно осуществлять диспетчерское управление энергосистемой.

Настоятельная необходимость объединения и развития энергетических систем и внедрение электропередач на сверхвысокие напряжения требуют от научно-исследовательских организаций и заводов электротехнической промышленности быстрого завершения работ по оборудованию на напряжение 400 кв и создания новых типов оборудования, например воздушных и маломасляных выключателей с большой отключающей способностью, обеспечивающих также надежное отключение ненагруженных линий и трансформаторов, серии автотрансформаторов, расширенного выпуска трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой, серии синхронных двигателей, новых, более мощных генераторов и другого оборудования с высокой надежностью работы и отличного качества.

Особое внимание должно быть уделено еще большему развитию работ по внедрению постоянного тока высокого напряжения для передачи электроэнергии на дальние расстояния.

Необходимость обеспечения быстрого ввода новых мощностей требует от проектных организаций и заводов дальнейшего внедрения механизации и индустриализации как методов строительства и монтажа тепловых и гидравлических электростанций, подстанций и линий.

В этой области есть некоторые достижения.

Так, внедрение типовых проектов тепловых электростанций и подстанций позволило значительно сократить сроки строительства и освоения новых объектов. Промышленность должна освоить выпуск котлов и турбин собранными блоками для максимального сокращения сроков монтажа. Электротехническая промышленность должна увеличить выпуск комплектных распределительных устройств и разработать новые типы этих устройств для открытой и закрытой установок на напряжение до 35 кв.

Эта серьезная задача должна решаться на основе имеющегося опыта конструирования и производства энергетического оборудования, эксплуатации энергосистем и результатов ведущихся исследований и разработок в научно-исследовательских организациях.

Для успешной разработки и освоения нового оборудования необходимо быстро доработать отдельные узлы в различных станционных агрегатах, выпускаемых в настоящее время.

Для еще более эффективного сжигания низкосортных топлив с большой влажностью и зольностью и отходов обогатительных угольных фабрик необходимо быстрее закончить исследовательские работы по предварительной подсушке топлива и применению циклонных топок с жидким шлакоудалением. Центральный котлотурбинный и Всесоюзный теплотехнический институты уже ряд лет работают в этом направлении, но до сих пор не дали окончательных решений.

Широкое внедрение установок высокого давления потребовало высокой чистоты питательной воды и пара. Начатые ВТИ и научно-исследовательскими институтами Министерства химической промышленности работы по глубокому химическому обессоливанию воды и производству анионитов необходимого качества ведутся крайне медленно, что приводит к усложнению эксплуатации установок высокого давления. Отсутствие разработанных методов глубокой очистки воды задерживает внедрение прямоточных котлов.

Надежная и экономичная работа котлов в значительной степени зависит от организованной подачи топлива в топку. Однако в конструкцию пылевых бункеров, пылепитателей, пылепроводов и горелок за последние годы не внесено никаких усовершенствований. Организации Министерства тяжелого машиностроения — ЦКТИ и заводы, а также Орггрэс и ВТИ не уделяют должного внимания усовершенствованию этих важных элементов котлоагрегата. Слабо разрабатывается и более надежное и экономичное котельно-вспомогательное оборудование — питательные насосы, дымососы, вентиляторы, насосы для регуляторов температуры перегретого пара и пр.

Ненормальным является также и то, что до сих пор котлостроительные заводы и ЦКТИ не решили полностью задачи обдувки поверхностей нагрева котлов и надежного регулирования температуры перегретого пара, что приводит к снижению надежности и экономичности работы котлов и турбин и не позволяет полностью автоматизировать работу котлоагрегата.

Турбостроительные заводы и ЦКТИ должны дать более экономичную проточную часть турбин,

разработать оптимальные профили лопаток, увеличивающие надежную работу лопаточного аппарата.

Конструкторам следует создать плотные конденсаторы, так как отсутствие таких конденсаторов приводит к загрязнению конденсата и снижению качества питательной воды, что создает значительные затруднения в эксплуатации станции.

Как было указано выше, широкое внедрение автоматики и телемеханики на электростанциях и в сетях позволило резко увеличить надежность работы энергосистем и достигнуть некоторого улучшения технико-экономических показателей. Однако отставание в механизации отдельных технологических процессов, главным образом на тепловых электростанциях, и недостаточное внимание заводов-поставщиков энергетического оборудования к вопросам конструирования оборудования с учетом требований широкой механизации и автоматизации не позволяют полностью внедрить автоматику и получить максимальный технико-экономический эффект, особенно в снижении численности персонала. В этом большом деле энергетикам недостаточно помогают организации и заводы машиностроения и приборостроения.

Для централизации управления мощными агрегатами станций необходим выпуск малогабаритных и многопредельных регистрирующих приборов теплового контроля. Требуется значительного улучшения и изменения характеристик запорная и регулирующая пароводяная арматура для всего диапазона давлений; необходимо также усилить работы по созданию новых типов арматуры для высокого и сверхвысокого давлений.

Вагоностроительные заводы до сих пор выпускают вагоны с ручным открыванием и закрытием люков. Механизация этой операции, например при помощи пневматики, позволила бы значительно облегчить труд персонала топливно-транспортных цехов электростанций и сократить в 2—3 раза его численность.

Основная работа научно-исследовательских организаций и конструкторов заводов энергетического оборудования должна быть направлена на создание еще более надежного, экономичного и полностью автоматизированного оборудования, приспособленного в целях сокращения сроков строительства энергетических объектов к блочному монтажу.

Выполнение задач, стоящих перед энергетиками и энергомашиностроителями, требует дружной, согласованной работы коллективов научно-исследовательских организаций, заводов энергомашиностроения и эксплуатационников-энергетиков.

Технические управления министерств тяжелого машиностроения, электротехнической промышленности, машиностроения и приборостроения и Министерства электростанций обязаны путем максимальной координации работ обеспечить быструю разработку и всестороннюю проверку новых образцов оборудования в условиях эксплуатации, что явится залогом своевременного выполнения этих больших задач.

Улучшение плотности затвора вентилей высокого давления

Инж. А. Д. Моисеев

Практика работы установок высокого давления показывает, что одним из источников тепловых потерь на электростанциях является ненадежная работа запорной арматуры по решающему узлу — затвору.

Потерю затвором плотности в процессе эксплуатации могут вызвать следующие три основных фактора, часто взаимосвязанные:

1) задираемость металла в результате трения скольжения уплотнительных поверхностей в момент закрытия затвора (при металле, склонном к задиранию);

2) смятие уплотнительных поверхностей в результате неправильного подбора материалов в запорной паре, неудачной конструкции затвора и т. п.;

3) эрозия уплотнительных поверхностей как результат воздействия живой силы высокоскоростного потока рабочей среды, в особенности воды и пароводяной смеси (рис. 1).



Рис. 1. Клапан и седло с эродированными поверхностями.

Результаты наших исследований¹ в прямоугольной узкой щели достаточно убедительно говорят о малой эрозиостойкости слаболегированных сталей, об отрицательном влиянии азотирования на эрозионные свойства сталей перлитного класса и о высоких эрозионных показателях хромоникелевых сталей аустенитного класса и сталей типа сормайт № 1.

Вместе с тем опыт эксплуатации вентилей, в которых запорные пары выполнены из весьма эрозиостойких нержавеющей сталей, наглядно показывает, что высокий показатель эрозиостой-

кости еще не является достаточным критерием пригодности той или иной марки стали для уплотнительных органов арматуры.

Для исследования отдельных факторов, влияющих на плотность затвора вентилей, были проведены специальные сравнительные опыты (см. схему экспериментальной паровой установки на рис. 2) на запорном вентиле показанной на рис. 3 конструкции, в котором клапан сделан подвесным и шпindelь вращающимся, а седло выполнено в виде наплавки в корпусе; угол конусности затвора равен 60° .

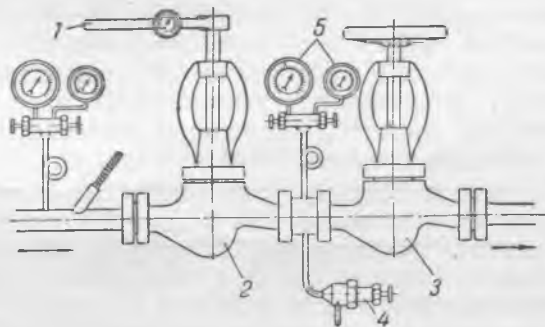


Рис. 2. Экспериментальная паровая установка. 1 — динамометрический ключ; 2 — экспериментальный вентиль; 3 — контрольно-запорный вентиль ($D_y 20$); 4 — дренажный вентиль ($D_y 6$); 5 — манометры (образцовый и нормальный).

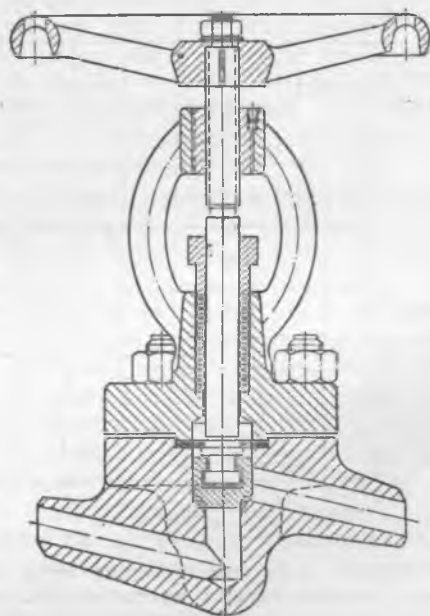


Рис. 3. Экспериментальный запорный вентиль $D_y 20$.

¹ А. Д. Моисеев, Сравнительная эрозиостойкость сталей для уплотнительных поверхностей затворов арматуры высокого давления, „Вестник машиностроения“, 1953, № 11.

уплотнением 40 и 60° и один—с плоским (тарельчатым). Методика исследования заключалась в 100-кратном закрытии с первоначально найденным уплотняющим усилием и промежуточной проверке плотности затвора через каждые 25 циклов. Материалом в запорной паре являлись стали ЭЯ2 (клапан) и ЭЯЗС (седло).

Проведенное испытание показало, что запорная пара из сталей ЭЯ2 и ЭЯЗС не обеспечивает плотности затвора независимо от формы сопряжения уплотнительных поверхностей и что конусное уплотнение дает худшие результаты, чем плоское. С уменьшением угла конусности показатель плотности падает.

Общее состояние поверхностей уплотнения клапанов испытанных профилей характеризуется рис. 6.

Новая серия опытов, в которых одновременно с нержавеющей хромоникелевыми сталями, обладающими большой пластичностью, исследованию в запорных парах с конусным уплотнением подвергались сплавы с большой поверхностной твердостью типа сормайт № 1 (1,65% С, 29,5% Сг, 6,25% Ni), лишь подтвердила положение о невозможности достижения плотности в затворах принятого исполнения (по конструкции и металлу запорной пары).

В этих опытах угол конусности затвора принимался равным 40°, причем в методику исследования работы запорных пар внесены изменения, которые выражались в периодических повышениях и снижениях удельных давлений на уплотнительные поверхности с целью приближения режима работы экспериментального затвора к реальным эксплуатационным условиям, когда при ручном закрытии с нерегулируемой затяжкой неизбежно колебание величины окружного усилия, приложенного на ободе маховика.

Наиболее характерную картину в этих опытах дали запорные пары из однородных металлов: в одном случае из мягкой катаной стали ЭЯЗС, в другом — из твердого сплава типа сормайт № 1.

Результаты испытания затвора из стали ЭЯЗС (0,41% С, 18% Сг, 24% Ni; $H_B = 160$) представлены на рис. 7 в графической форме. Ступенчатая диаграмма в нижней части рисунка характеризует последовательность и величину приложенного к уплотнительным поверхностям удельного давления в процессе закрытия затвора, цифры же на этой диаграмме дают представление о порядковом номере очередного закрытия, при котором определялась плотность затвора.

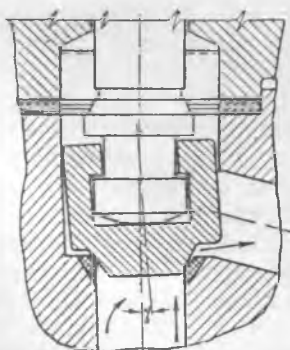


Рис. 5. Косая посадка клапана.



Рис. 6. Состояние уплотнительных поверхностей клапанов из стали ЭЯ2 после испытания. а — уплотнение под углом 40°; б — уплотнение под углом 60°; в — плоское уплотнение.

Как видно из профиля диаграммы, плотность затвора исследовалась не только при повышении величины приложенного удельного давления $q_{упл}$, но периодически и при пониженных значениях его.

Введение этого критерия облегчает получение более объективного представления о качестве работы затвора из изучаемой пары металлов, о чем можно судить по характеру изменений и направлению кривых равных удельных давлений, связывающих величину протечки пара в мерительную камеру (по противодействию P_2) с удельным давлением $q_{упл}$ и длительностью выдержки τ при этом удельном давлении.

Анализ цифровых данных и типичное для данного опыта направление пучка кривых равных удельных давлений вправо вверх свидетельствуют, что при конусном уплотнении, т. е. в условиях взаимного сдвига уплотняющих поверхностей и свободной подвески клапана, запорная пара из однородной нержавеющей стали ЭЯЗС не дает плотности затвора ни при одном из усилий в широком интервале удельных давлений ($q_{упл} = 500 \div 1200 \text{ кг/см}^2$). С увеличением числа закрытий качество уплотнения ухудшается.

Не дала положительных результатов в отношении плотности затвора и запорная пара из твердого сплава типа сормайт № 1, обладающего высокой поверхностной твердостью ($H_B \approx 400$).

Сопоставление результатов опытов над сталью разной поверхностной твердости свидетельствует, что поставленные в одинаковые условия как пластичные, так и твердые сплавы в запорной паре

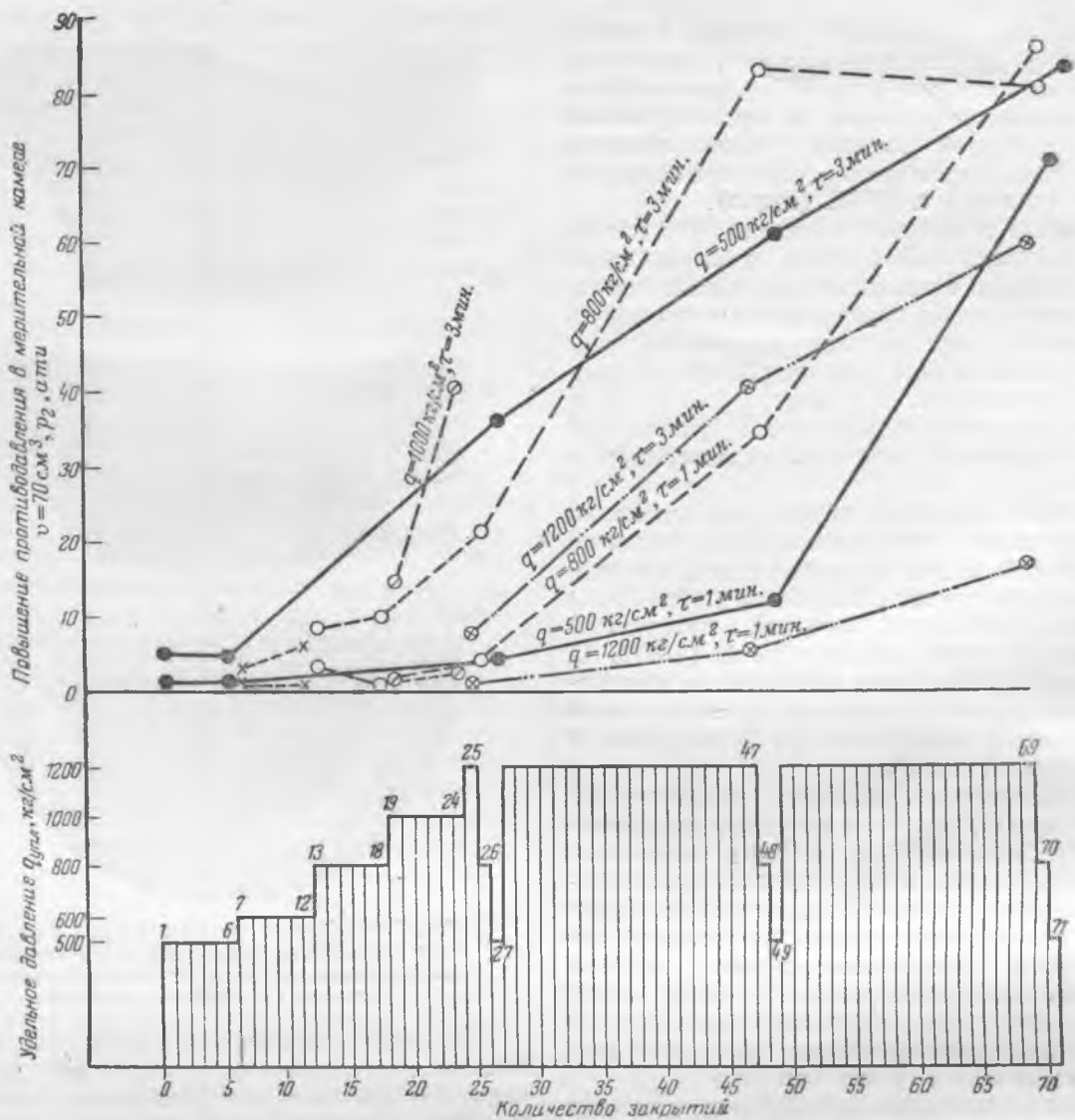


Рис. 7. Характеристика работы запорной пары из однородной стали ЭЯЗС при свободно подвешенном клапане.

при свободной подвеске клапана дают одинаково отрицательные результаты, причем, как правило, в обоих случаях имеет место прогрессирующее ухудшение качества уплотнения.

Улучшение работы затвора со свободно подвешенным клапаном может быть достигнуто применением плоского уплотнения, но при условии исключения возможности появления на уплотнительных поверхностях запорной пары кольцевых задиrow, что обеспечивается либо применением в местах сопряжения головки шпинделя с телом клапана (в случае изготовления его из мягкой

стали) наплавok или вставок из твердых сплавов, как это схематично показанo на рис. 8, либо выбором для уплотнительных поверхностей сталей, не склонных к задиранию при работе в скользящей паре. Еще более целесообразно сочетание обоих мероприятий.

Многие находящиеся в эксплуатации ventили по своей конструкции вполне допускают возможность переделки средствами электростанций конусного уплотнения (в случае его ненадежности) на плоское.

При применении конусного уплотнения необходимо, кроме того, обеспечить соосность клапана и уплотнительного кольца в корпусе.

В случае невозможности или трудности достижения такой соосности неизменным условием при конусном уплотнении должно явиться обеспечение фиксированной посадки клапана в седло. В конструктивном отношении эта задача наиболее просто решается применением затворов, в которых шпиндель имеет только прямолинейное перемещение, функции же клапана выполняет соответственно профилированный конец шпинделя.

К числу недостатков такой конструкции относится трудность правильного сопряжения затвора

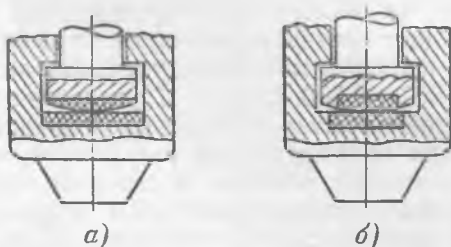


Рис. 8. Повышение поверхности твердости шпинделя и клапана в местах их сопряжения наплавкой (а) и вставками (б).

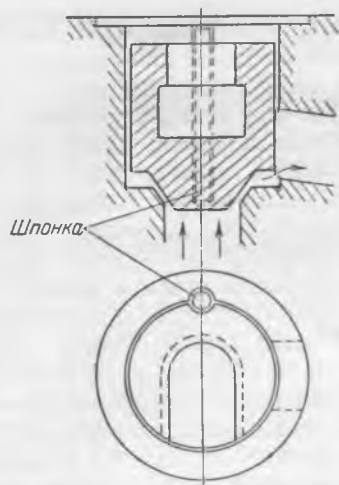


Рис. 9. Схема установки направляющей шпонки.

по уплотнительным поверхностям клапана и седла, что требует строгого соблюдения порядка пооперационной сборки вентилей рассматриваемой конструкции. В таких вентилях укладку асбестовых колец в сальниковое гнездо следует производить при установленной и затянутой крышке и выдвинутом шпинделе до плотного соприкосновения с седлом, так как в противном случае набивка сальника может отвести шпиндель от соосного положения с седлом. В вентилях таких конструкций целесообразно переходить к беспрокладочным соединениям крышки с корпусом, чтобы предотвратить перекосы, вполне реальные в условиях эксплуатации при применении мягких прокладок и неравномерной затяжки крышечных шпилек.

В условиях электростанций реконструирование ходовой части вентилей с вращательно-поступательным перемещением на поступательное весьма затруднено, поэтому такое мероприятие не может быть рекомендовано эксплуатационному персоналу, тем более что ремонт головок шпинделей является более сложной и трудоемкой операцией, чем замена подвешного клапана, являющегося сменной запасной деталью затвора.

Достаточно рентабельным способом повышения качества уплотнения конусного и плоского затворов может явиться обеспечение фиксированной посадки клапана в седло при помощи направляющих шпонок, устанавливаемых с достаточным зазором в пазы между телом клапана и гнездом корпуса, как это эскизно показано на рис. 9.

Убедительным подтверждением этого являются результаты нашего опыта с запорной парой из сплава типа сормайт № 1 (рис. 10).

В левой части рис. 10 даны результаты испытания затвора в процессе 40 закрытий для клапана, установленного на шпонке, в правой — для продолженного опыта с тем же клапаном, но при вынутой шпонке. При работе затвора с клапаном на шпонке полная плотность (при 10-минутной выдержке) обеспечивалась при первых закрытиях с $q_{упл} = 400 \text{ кг/см}^2$ и сохранялась

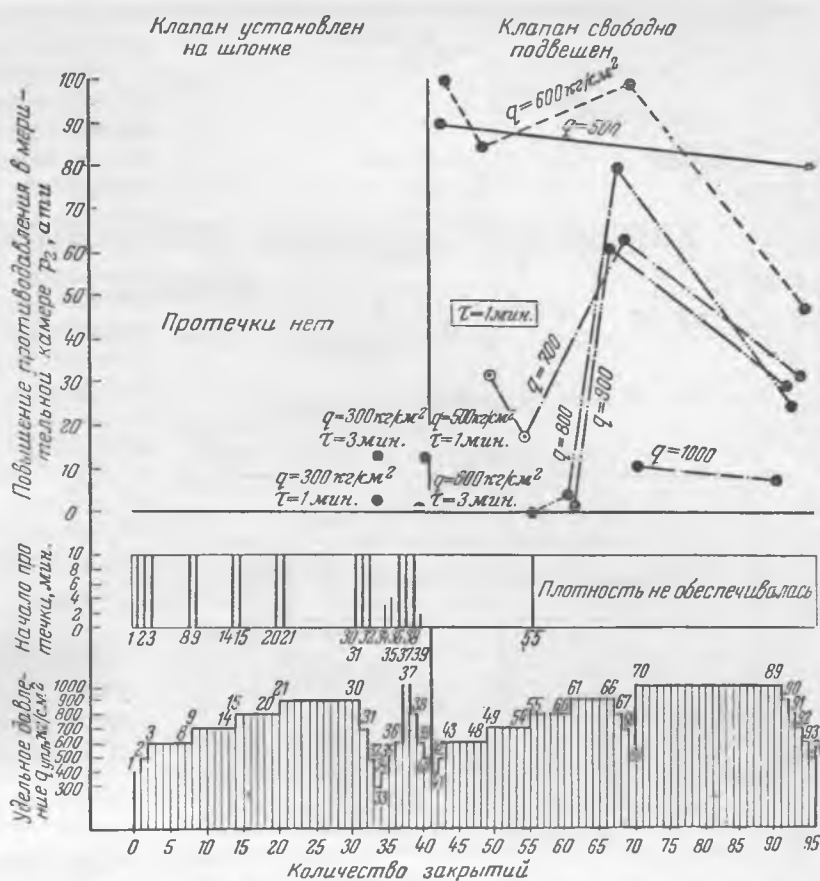


Рис. 10. Характеристика работы запорной пары из сплава типа сормайт № 1. Два варианта установки клапана.

при последующих закрытиях — до 32-го (при $q_{упл} = 500 \text{ кг/см}^2$).

Вторая половина графика на рис. 10 в опыте без шпонки характеризуется неустойчивостью состояния уплотнения затвора, причем лишь однажды (при $q_{упл} = 800 \text{ кг/см}^2$ после 55-го закрытия) была достигнута плотность затвора (при 10-минутной выдержке). Дальнейшее повышение уплотняющего усилия не улучшило качества уплотнения. Относительно большими протечками сопровождалось даже закрытие затвора при $q_{упл} = 900$ и 1000 кг/см^2 .

Второй опыт на аналогичном сплаве был поставлен в обратном порядке: вначале исследование запорной пары производилось на клапане без шпонки, а затем опыт продолжался при вложенной шпонке, что дало возможность оценить качество запорной пары с точки зрения как конструкции затвора, так и исследуемых свойств сплава (рис. 11).

Как видно из кривых равных удельных давлений в левой части рисунка, свободная посадка клапана, несмотря на тщательную предварительную притирку уплотняющих поверхностей, привела к относительно значительным протечкам при $q_{упл}$ в пределах $300 - 800 \text{ кг/см}^2$, причем характерно, что повышение удельного давления (см. 1-е, 2-е и 4-е закрытия) даже ухудшало качество уплотнения, и лишь к концу опыта при $q_{упл} = 700 - 800 \text{ кг/см}^2$ достигнуто качество уплотнения 1-го закрытия при $q_{упл} = 300 \text{ кг/см}^2$.

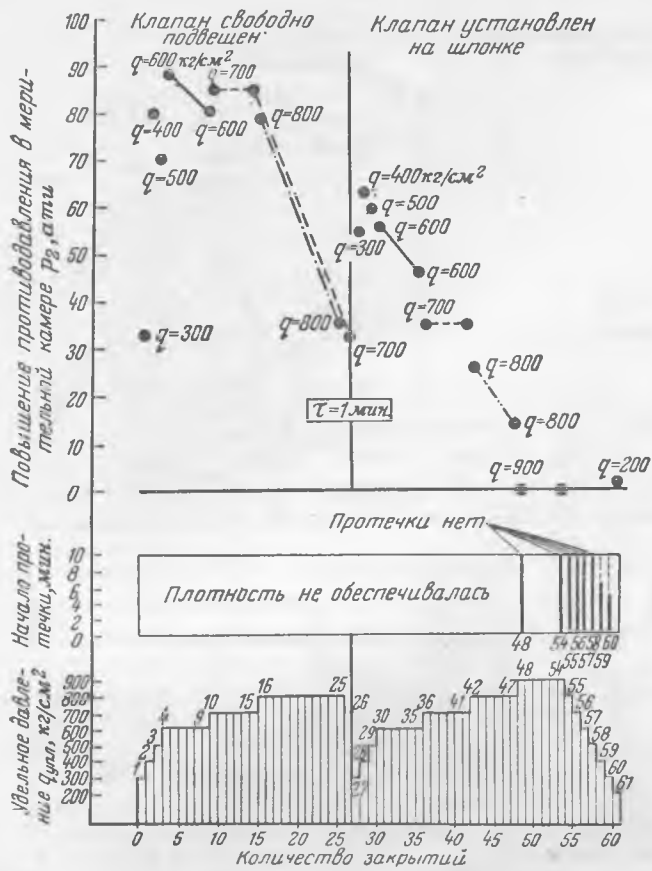


Рис. 11. Характеристика работы запорной пары из однородного сплава типа сормайт № 1 (опыт по рис. 10 повторен в обратном порядке).

После установки клапана на шпонку (правая часть рисунка) работа затвора в первый момент при $q_{упл} = 300 \text{ кг/см}^2$ показала даже худшие результаты, чем в предыдущем опыте со свободно посаженным на шпинделе клапаном, но затем, по мере увеличения количества закрытий, затвор постепенно улучшал свою работу и при $q_{упл} = 900 \text{ кг/см}^2$ была достигнута такая плотность, при которой клапан не пропускал пара в течение 10-минутной выдержки. Дальнейший контроль плотности как при этом, так и при пониженных удельных давлениях характеризует достижение полной плотности последовательно при $q_{упл} = 800, 700$ и 600 кг/см^2 .

Постепенное снижение противодавления при одинаковой величине удельного давления указывает на прирабатываемость материала уплотни-

тельных поверхностей, т. е. улучшение их качества (рис. 12) в процессе многократных закрытий.

При применении направляющих шпонок необходимо соблюдение следующих условий. Посадка клапана в гнезде корпуса, как и посадка направляющих шпонок в пазах, должна быть свободной (т. е. с достаточным зазором: для шпонки $\sim 0,15 \div 0,25 \text{ мм}$ и для гнезда $\sim 0,25 \div 0,35 \text{ мм}$). Шпонки диаметром 4—5 мм следует выполнять из нержавеющей стали с высокой поверхностной твердостью (для этого целесообразно применение закаленной стали марки ЭЖ3). Шпонка должна быть посажена в тело корпуса на глубину $\sim 4\text{--}5 \text{ мм}$ и иметь возможность свободно линейно перемещаться, поэтому второй (верхний) ее конец следует выполнять с зазором $\sim 0,5\text{--}1 \text{ мм}$ до прокладки. Необходимо также соблюдать прямолинейность и параллельность сверления пазов в корпусе и теле клапана во избежание перекосов в сопряжении.



Рис. 12. Вид на конус и уплотнительный поясok клапана, наплавленного электродом типа сормайт № 1.

1 — первоначальная шлифованная поверхность; 2 — поверхность после притирки; 3 — уплотнительный поясok с полировальным эффектом после опыта.

При фиксированной посадке клапана в седло и правильно выбранном материале конусное уплотнение имеет преимущество перед плоским в том отношении, что оно создает условия для постепенного улучшения качества уплотнения в результате трения скольжения взаимно прирабатывающихся уплотнительных поверхностей. Целесообразно переходить на увеличенную ширину уплотнительной поверхности, что создает условия самоцентрирования клапана и седла.

Для уплотнительных поверхностей нужно выбирать стали, обладающие высокой сопротивляемостью эрозии и не склонные к задиранию при работе в паре. Из этих соображений не могут быть рекомендованы запорные пары из хромоникелевых нержавеющей сталей, если имеет место даже незначительное относительное перемещение уплотнительных поверхностей.

Наиболее пригодным материалом для запорной пары в ventилях высокого давления являются сплавы типа сормайт № 1 и ВЗК как в однородной паре, так и в сочетании с хромоникелевыми нержавеющей стали.



Резервы производительности водоочистительных установок

Канд. техн. наук Ф. Г. Прохоров и канд. техн. наук К. А. Янковский

В настоящее время широкое распространение имеет очистка природных вод по схеме Na-катионирования с предварительным известкованием. Возможность одновременной обработки воды известковым раствором с каустическим магнием (с целью ее обескремнивания) делает эту схему пригодной в ряде случаев и для станций, оборудованных котлами высокого давления (100÷110 ат).

Существенным недостатком катионирования воды (Na- или H—Na) с предварительным известкованием является, как известно, громоздкость оборудования, применяемого для двух технологических операций: известкования и осветления воды. Последняя операция достигается путем пропуска известкованной воды через механические фильтры, заполняемые обычно дробленным антрацитом, причем на большинстве установок скорости фильтрования относительно малы (5—7 м/час), что делает эту операцию особенно громоздкой.

Пропуск известкованной воды перед ее катионированием через антрацит или какой-либо другой инертный фильтрующий материал имеет целью защиту катионита от загрязнения труднорастворимыми карбонатными соединениями $[CaCO_3; CaCO_3 \cdot Mg(OH)_2]$.

Механические фильтры позволяют задержать упомнутые карбонатные соединения, частично выносимые водой из отстойников в виде взвеси. Однако главное их защитное действие заключается в том, что при фильтровании известкованной воды на зернах фильтрующего материала происходит кристаллизация (выделение) основного количества труднорастворимых карбонатных соединений, всегда присутствующих в состоянии пересыщения в том или ином количестве в известкованной воде. Более высокая стабильность осветленной воды гарантирует катионит от быстрого (необратимого) снижения обменной емкости, связанного с обволакиванием поверхности его зерен труднорастворимыми карбонатными соединениями.

Опыт эксплуатации катионитовых фильтров многих установок показывает, что наибольшую опасность в отношении необратимого снижения обменной емкости катионита представляет именно его работа на нестабильной воде¹.

Что касается попадания в катионитовые фильтры сформированных взвешенных веществ,

то их влияние на обменную емкость катионита, несомненно, меньше.

Наблюдениями, проведенными авторами в 1949—1950 гг. (в течение 1,5 лет), за эксплуатацией восьми катионитовых фильтров² одной из крупных промышленных установок, работавшей по схеме Na-катионирования без осветления и коагуляции на воде открытого водоема с содержанием взвешенных веществ до 100 мг/л, не было обнаружено сколь-либо существенного снижения рабочей емкости сульфогля.

Заметно было лишь большее, чем обычно, колебание обменной емкости катионита, видимо из-за периодического нарушения гидродинамики фильтров, которое обуславливалось недостаточностью удаления задержанной взвеси при взрыхлении материала. Подобные явления отмечаются и другими авторами³.

Путем увеличения длительности взрыхления катионита перед каждой регенерацией (до 25÷30 мин. вместо принимаемых инструкцией 15 мин.) удалось и колебания обменной емкости свести к нормальным значениям ($\pm 10\div 15\%$).

В связи с тем что содержание взвеси в исходной воде не оказывает отрицательного влияния на качество катионита, представляется желательным совместить операцию осветления воды с ее катионированием. Особенно это относится к схемам с предварительным известкованием, где содержание взвеси в воде, покидающей отстойники, не превышает 25—50 мг/л (обычно оно меньше).

Периодически высокое содержание взвеси в исходных водах открытых водоемов (особенно рек) делает менее перспективной возможность совмещения катионирования с осветлением в прямых схемах. Этому здесь препятствуют: резкое нарушение гидродинамики фильтров по причине неравномерного их загрязнения удержанной взвесью (отчего наблюдается повышение остаточной жесткости фильтрата), несовпадение длительности межпромывочного и межрегенерационного периодов работы фильтров (необходимость промывки от шлама намного чаще, чем необходимость регенерации) и, наконец, обратимое понижение обменной емкости катионита при коагуляции воды по причине обволакивания его зерен пленкой гидрооксида алюминия (или железа). Образование такой пленки вполне реально вследствие неполноты гидролиза введенного коа-

² Диаметр фильтров 3 м; высота слоя сульфогля около 4 м.

³ В. А. Варнелло, Работа катионитовых фильтров на частично осветленной воде «Электрические станции», 1953, № 6.

¹ На воде, в процессе фильтрования которой имеется возможность кристаллизации на поверхности зерен катионита труднорастворимых соединений

гулянта в исходной воде катионитовых фильтров (при отсутствии предварительного ее осветления с помощью механических фильтров) и наличия условий, способствующих протеканию этого процесса при катионировании (за счет изменения рН в сторону, благоприятствующую гидролизу).

Однако простое совмещение операций осветления и катионирования воды, предлагаемое иногда отдельными работниками, и в схемах с предварительным известкованием (т. е. в более легком случае) практически неосуществимо, так как оно не обеспечивает надежности работы водоподготовительной установки в целом.

При простом совмещении операций здесь не устраняется, а наоборот, усугубляется опасность необратимого снижения обменной емкости катионита из-за обволакивания его зерен труднорастворимыми карбонатными соединениями.

Если ранее при катионировании воды в одну ступень и применении в качестве катионита глауконитового песка эта опасность была практически непреодолимой, то в настоящее время при использовании новых катионитов (сульфоуголь и др.) и двухступенчатом катионировании она может быть устранена с помощью относительно простых мероприятий.

Обволакивания труднорастворимыми карбонатными соединениями катионита фильтров первой ступени, служащих одновременно для осветления воды, можно избежать либо путем добавления в известкованную воду, покидающую отстойники, некоторого количества серной кислоты, либо эксплуатацией катионитовых фильтров первой ступени по схеме совместного Н—Na-катионирования.

В зависимости от местных условий применим как тот, так и другой способ.

Подкисление известкованной воды представляет практический интерес в тех случаях, когда она по выходе из отстойников объединяется в общий поток и затем уже направляется к фильтрам. При этом существенно облегчается дозировка кислоты (в одной точке).

Добавление серной кислоты в количестве 0,30—0,50 мг-экв/л позволит получать достаточно стабильную воду перед катионитовыми фильтрами первой ступени, устраняющую угрозу обволакивания катионита в этих фильтрах карбонатными соединениями. При этом опасность появления кислой реакции в окончательно очищенной воде полностью исключается.

Двукратный пропуск воды через Na-катионитовые фильтры гарантирует устранение кислотно-

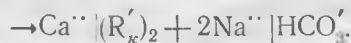
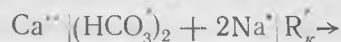
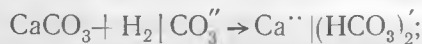
сти даже при резком нарушении дозировки серной кислоты в известкованную воду. Таким образом, операция подкисления воды, защищая катионит в фильтрах первой ступени от обволакивания его зерен карбонатными соединениями, не понижает надежности работы всей водоподготовки в целом.

На действующих установках, где отстаивание воды после обработки известью производится в ряде железобетонных ячеек, заблокированных с открытыми железобетонными фильтрами, ввод серной кислоты требует ее дозировки перед каждым фильтром. В таких случаях желательно организовать работу катионитовых фильтров первой ступени по схеме совместного Н—Na-катионирования.

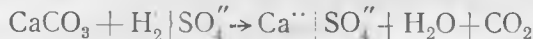
Наличие в катионите обменного катиона водорода позволит иметь в токе воды, движущейся через фильтрующий слой, свободную углекислоту:



Она и будет препятствовать выделению в твердую фазу основных количеств карбонатных соединений, находящихся в известкованной воде в состоянии пересыщенного раствора:



В лобовом слое отработавшего катионита при этом может кристаллизоваться на зернах катионита часть труднорастворимых карбонатных соединений. Однако при последующей регенерации истощенного катионита серной кислотой, всегда предшествующей регенерации поваренной солью, они будут растворяться:



и, следовательно, не смогут накапливаться в количествах, угрожающих заметным снижением обменной емкости материала.

Если расход серной кислоты, приходящийся на 1 м³ очищенной воды, принять при Н—Na-катионировании таким же, как и при подкислении (0,5 мг-экв/л), то рис. 1 дает представление о содержании обменной емкости по катиону водорода и натрия в зависимости от общей жесткости известкованной воды (при обменной емкости катионита 300 г-экв/м³).

Относительно малая емкость катионита по водороду, необходимая для предохранения поверхности его зерен от кристаллизации карбонатных соединений из известкованной воды, исключает возможность появления кислого фильтрата после фильтров первой ступени как во время их регенерации, так и при умягчении.

По данным рис. 1 видно, что лишь для известкованных вод с общей жесткостью менее 1 мг-экв/л (что бывает крайне редко) создается угроза получения кислого фильтрата (при принятых расходах серной кислоты).

Это значительно облегчает защиту фильтров от кислотной коррозии. В частности, отпадает нужда в изготовлении дренажной системы аппаратов из кислотоупорных материалов, не требуется применения кислотоупорной арматуры, исклю-

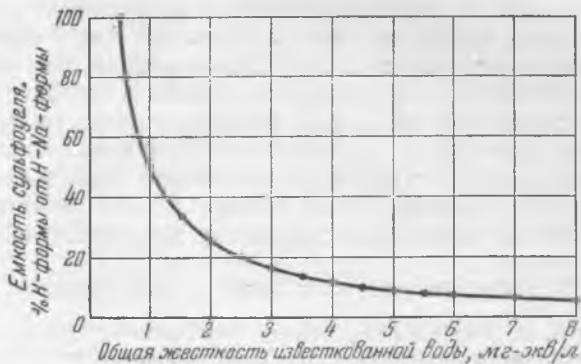
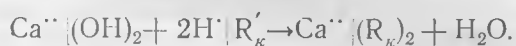


Рис. 1.

чается потребность в кислотоупорной защите сбросной канализации и т. д. Все мероприятия по кислотоупорной защите здесь ограничиваются лишь покрытием лаком внутренней поверхности самих фильтров.

В случае совмещения первой ступени катионирования и осветления известкованной воды в открытых железобетонных фильтрах для защиты их поверхности могут быть применены перхлорвиниловый лак или обкладка метлахскими плитками на кислотоупорном цементе. Эти мероприятия часто могут быть выполнены на действующих установках силами самих станций.

Хотя Н—Na-катионирование неосветленной известкованной воды и сопряжено с некоторой работой по защите от коррозии фильтров первой ступени, оно в ряде случаев имеет преимущества в сравнении с подкислением. Они заключаются в возможности более глубокого снижения щелочности и получения очищенной воды с несколько меньшим содержанием, что имеет практическое значение для котлов высокого давления (сокращение размера продувки). При этом имеется возможность снижения не только щелочности химически очищенной воды, но и содержания в ней свободной углекислоты путем поддержания режима повышенной гидратной щелочности в известкованной воде. Такой режим позволит снизить остаточное содержание карбонатов в этой воде и, следовательно, углекислоты в Н—Na-катионированной воде. Избыток же гидратной щелочности ликвидируется в Н—Na-катионитовом фильтре без остатка:



В случае необходимости можно получить очищенную воду со щелочностью примерно 0,2—0,3 против 1,0 мг-экв/л, достигаемой при обычном известковании и Na-катионировании воды. Это возможно при оборудовании кислотоупорной дренажной системой нескольких фильтров первой ступени, если иметь схему параллельного Н—Na-катионирования с барьерными фильтрами.

Использование механических фильтров для одновременного осветления и Н—Na-катионирования делает излишней установку специальных Н-катионитовых фильтров, предназначенных для снижения щелочности очищенной воды в схемах с магниезальным обескремниванием (для котлов высокого давления).

Итак, в настоящее время имеется полная возможность, предусмотрев простые мероприятия, совместить операцию осветления и катионирования известкованной воды в одном фильтре без угрозы необратимого снижения обменной емкости катионита в этих фильтрах.

Такая угроза, даже при отсутствии рассмотренных мероприятий, становится еще менее реальной, если иметь в виду возможность периодической промывки (не чаще раза в год) катионита фильтров первой ступени в специальных баках, устанавливаемых ныне для гидравлической разгрузки фильтров.

Еще проще эта угроза ликвидируется при наличии на установке хотя бы одного катионитового фильтра с кислотоупорной дренажной системой. Периодически перегружая в этот фильтр катио-

нит, работавший ранее в фильтрах первой ступени, и используя его некоторое время в качестве Н-катионита (регенерируя кислотой), можно полностью удалить все вредные примеси, занесенные с известкованной водой.

Периодические перегрузки (если в них будет необходимость) катионита из фильтров первой ступени в бак или Н-катионитовый фильтр для промывки кислотой в настоящее время необременительны при наличии устройств для гидротранспорта фильтрующих материалов.

Применение коагуляции воды одновременно с ее известкованием не может явиться препятствием для совмещения операций осветления и первой ступени катионирования.

В случае заноса в катионитовые фильтры первой ступени вместе с известкованной водой некоторого количества гидроокисей алюминия или железа последние, как и другая взвесь, будут удаляться при взрыхлении. Та же, весьма незначительная их часть, которая остается в фильтре после взрыхления или образуется на поверхности зерен катионита, например за счет попадания алюмината кальция (при использовании для коагуляции сернокислого алюминия), будет легко удаляться при периодической обработке поглотителя кислотой. Наличие на всех современных станциях второй ступени катионирования создает благоприятные условия, при которых совмещение операции осветления с первой ступеню катионирования не сможет отразиться на снижении качества окончательно очищенной воды.

Даже при повышении остаточной жесткости воды после осветлительно-катионитовых фильтров в силу каких-либо невыясненных пока причин вторая ступень катионирования будет гарантировать получение фильтрата высокого качества.

Возможные нарушения нормальных условий эксплуатации осветлительно-катионитовых фильтров в принципе могут повлечь за собой лишь незначительное уменьшение длительности межрегенерационного периода работы фильтров второй ступени за счет повышенной остаточной жесткости фильтрата осветлительно-катионитовых фильтров. Однако это не имеет практического значения, поскольку фильтры второй ступени на станциях в настоящее время, как правило, регенерируются раз в несколько суток.

Таким образом, и в отношении качества конечного фильтрата совмещение операции осветления известкованной воды (после отстойников) с первой ступеню катионирования не может представлять опасности.

Эксплуатация осветлительно-катионитовых фильтров на установках с предварительным известкованием воды мало чем будет отличаться от эксплуатации обычных фильтров первой ступени катионирования, особенно в тех случаях, когда отключение осветлительно-катионитовых фильтров на регенерацию потребует произвести ранее их отключения для удаления задержанной взвеси (т. е. когда длительность межрегенерационного периода меньше длительности цикла осветления); вся разница в эксплуатации будет здесь состоять лишь в большей продолжительности операции взрыхления (приблизительно 30 вместо 15 мин.).

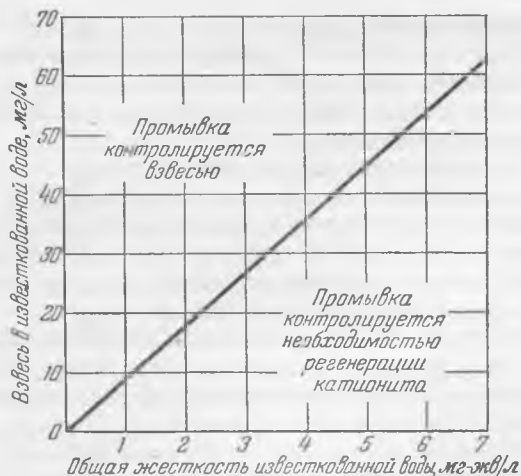


Рис. 2.

Однако в зависимости от содержания взвеси в известкованной воде и ее жесткости может оказаться, что грязеемкость фильтра исчерпается ранее, чем истощится катионит. Такие случаи вполне реальны.

На рис. 2 на основании расчета показано, при каких условиях отключение осветлительно-катионитового фильтра контролируется необходимостью промывки (удаления взвеси) и при каких — регенерацией катионита. Данные получены при условии, что рабочая емкость катионита в фильтре-осветлителе составляет 220 г-экв/м^3 , высота слоя катионита $1,5 \text{ м}$ и грязеемкость 3000 г/м^2 .

По этим данным нетрудно видеть, что при содержании взвеси в известкованной воде в количестве, например, 25 мг/л промывка фильтра будет контролироваться взвесью во всех тех случаях, когда общая жесткость воды оказывается ниже $2,75 \text{ мг-экв/л}$. При том же количестве взвеси, но более жесткой воде промывка фильтра будет уже определяться необходимостью регенерации катионита.

Когда промывка осветлительно-катионитового фильтра контролируется взвесью, возникает необходимость в удалении задержанной взвеси до окончания фильтроцикла катионирования. Это может быть достигнуто, как известно, путем взрыхления катионита обратным током воды в промежутке между регенерациями. Однако при проведении этой операции обычным способом (когда взрыхляющая вода подводится через основную дренажную систему фильтра) возможно нарушение расположения сформировавшегося работающего слоя катионита (перемешивание уже истощенного катионита с неистощенным).

Оно сопровождается опасностью повышения остаточной жесткости умягченной воды после первой ступени катионирования. Кроме этого, при промывке фильтра через основную дренажную систему создается угроза повышенного выноса катионита. Имея в виду, что главная масса взвеси проникает в фильтрующий слой катионита на глубину не более $0,3\text{--}0,4 \text{ м}$, достигнуть неподвижности основного слоя катионита и добиться

удаления взвеси при взрыхлении можно путем устройства в фильтре так называемой верхней промывки (коллектор с патрубками и пористыми или щелевыми колпачками, заглубленный на $0,4\text{--}0,5 \text{ м}$ в слой катионита) ⁴.

Так как заранее трудно предугадать, чем в реальных условиях будет определяться неизбежность промывки осветлительно-катионитовых фильтров, то всегда следует считать желательным наличие в них устройства верхней промывки.

Совмещение операции осветления и катионирования первой ступени имеет большое практическое значение не только для вновь сооружаемых водоочисток, но и для многих действующих, где ощущается нужда в расширении катионитовой части установок.

Использование здесь механических фильтров с незначительным их дооборудованием позволит резко повысить производительность катионитовой части водоочисток без капитальных затрат на аппаратуру и расширение зданий ⁵. Применение совмещенного осветления известкованной воды с первой ступеню катионирования позволит лишь по одному Министерству электростанций сэкономить несколько миллионов рублей в год.

В случае благоприятного разрешения совмещения осветления известкованной воды с первой ступеню ее катионирования открывается реальная возможность удовлетворить все возрастающую потребность страны в катионитовых фильтрах без расширения существующих заводов-изготовителей.

Приведенные в статье материалы говорят о безусловной технической возможности в настоящее время совмещения операций осветления с первой ступеню катионирования известкованной воды без ухудшения качества конечного фильтрата и о большой экономической целесообразности этого мероприятия. Однако к его широкому практическому использованию можно будет приступить после проверки на двух-трех станциях работы осветлительно-катионитовых фильтров в условиях эксплуатации. Такую проверку, по существу не связанную ни с каким риском, наиболее целесообразно осуществить на установках, нуждающихся в расширении их катионитовой части.

Имеются основания полагать, что столь важные задачи, как создание наиболее рациональной конструкции осветлительно-катионитовых фильтров первой ступени и разработка технологии их эксплуатации, будут в ближайшее время успешно решены при активном участии проектных организаций и работников станций. Это даст возможность существенно упростить одну из наиболее громоздких и распространенных схем водоподготовки.

⁴ С. М. Гурвич, Об улучшении работы механических фильтров на электростанциях, «Электрические станции», 1953, № 3.

⁵ С одновременным улучшением качества окончательно очищенной воды по ее щелочности.

Метод скоростного испытания тепловой изоляции

Инж. Л. Ф. Янкелев

Для определения коэффициентов теплопроводности и температуропроводности тепловой изоляции с температурой выше температуры окружающей среды предлагается новый метод, который заключается в наблюдении за повышением температуры круглого металлического зонда, введенного в тепловую изоляцию. Продолжительность испытания при этом равна 5—10 мин., тогда как при прежнем методе (с применением тепломера) оно длится до 8 час. и более.

В основу предлагаемого метода положено решение следующей задачи по теплопроводности.

Круглый металлический стержень радиуса R нагревается в неограниченной среде путем теплопроводности. Температура стержня перед погружением в теплоизоляцию принимается за нуль, а начальная температура среды считается линейной функцией z . Ось стержня взята по направлению z , т. е. по потоку тепла. Требуется найти температуру в середине стержня.

Для решения этой задачи приняты следующие условия. Наружная среда действует как источник тепла, производительность которого зависит от времени и расстояния вдоль стержня. Поступлением и отводом тепла через торцы стержня пренебрегаем, поскольку стержень выбирается достаточно длинным и тонким. В практическом выполнении отношение длины стержня к его диаметру должно быть не менее 25. Изменение коэффициента теплопроводности и температуропроводности среды (теплоизоляции) с температурой полагаем линейным. Изменением этих коэффициентов для стержня вдоль его оси пренебрегаем.

Приближенное решение поставленной задачи при указанных допущениях имеет вид:

$$\frac{t}{t_0} = 1 - \frac{R^2 c_1 \gamma_1}{4\lambda} \frac{1}{\tau} + \frac{(R^2 c_1 \gamma_1)}{8\lambda^2} \left(\ln \frac{R^2}{4a\tau} + 1,577... \right) \frac{1}{\tau^2} - \dots, \quad (1)$$

где t — температура в середине стержня в момент τ ;

t_0 — начальная температура теплоизоляции в этом месте;

R — радиус стержня;

λ и a — коэффициенты теплопроводности и температуропроводности теплоизоляции;

$c_1 \gamma_1$ — объемная теплоемкость стержня.

Это решение получено автором путем применения преобразований Лапласа к соответствующей системе дифференциальных уравнений теплопроводности.

Если отношение длины зонда к его диаметру не менее 25, то коэффициент теплопроводности вычисляются по формуле

$$\lambda = \frac{R^2 c_1 \gamma_1}{4\tau} \frac{1}{1 - t/t_\infty}, \quad (2)$$

полученной при применении первого члена ряда в формуле (1). Через t и t_∞ обозначены темпе-

ратуры зонда в момент τ час. и после достижения стационарного состояния. Отсчет температур производится от начальной температуры зонда $t_{нач}$. Величину $c_1 \gamma_1$ для стальных и медных зондов можно принимать соответственно средней температуре $\frac{1}{2}(t + t_\infty) + t_{нач}$ по кривым рис. 1.

Для вычисления λ по формуле (2) необходимо по данным опыта принимать соответствующие друг другу значения t/t_∞ и τ . При этом обязательно нужно выбирать такие значения t/t_∞ , которые соответствуют кривой рис. 2. На этом рисунке по одной оси отложены величины

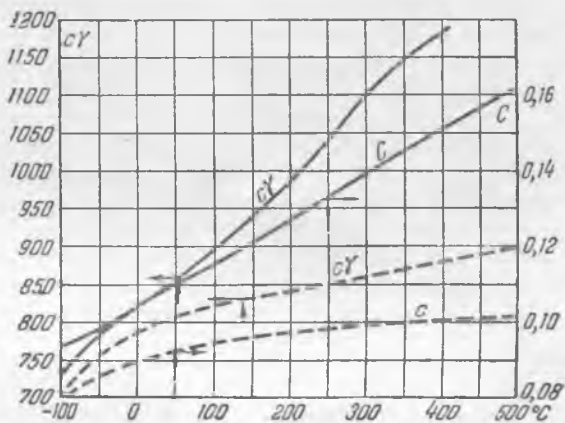


Рис. 1. Теплоемкости меди (пунктирные кривые) и стали (сплошные кривые).

μ — отношения объемных теплоемкостей среды и зонда, а по другой оси — отношения температуры зонда в момент τ к его температуре после достижения стационарного состояния. При этом начальную температуру зонда принимают за начало отсчета температур.

Для пользования кривой рис. 2 необходимо задаваться величиной μ . Это не представляет

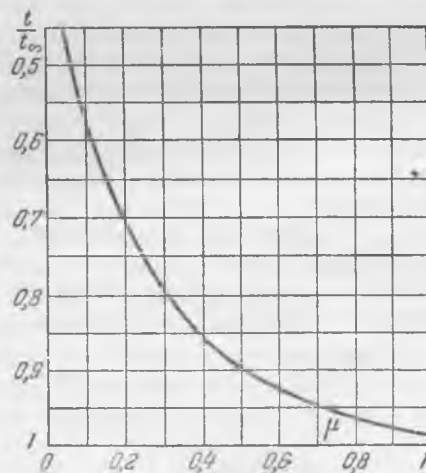


Рис. 2. Значения t/t_∞ для вычисления λ по формуле (2).

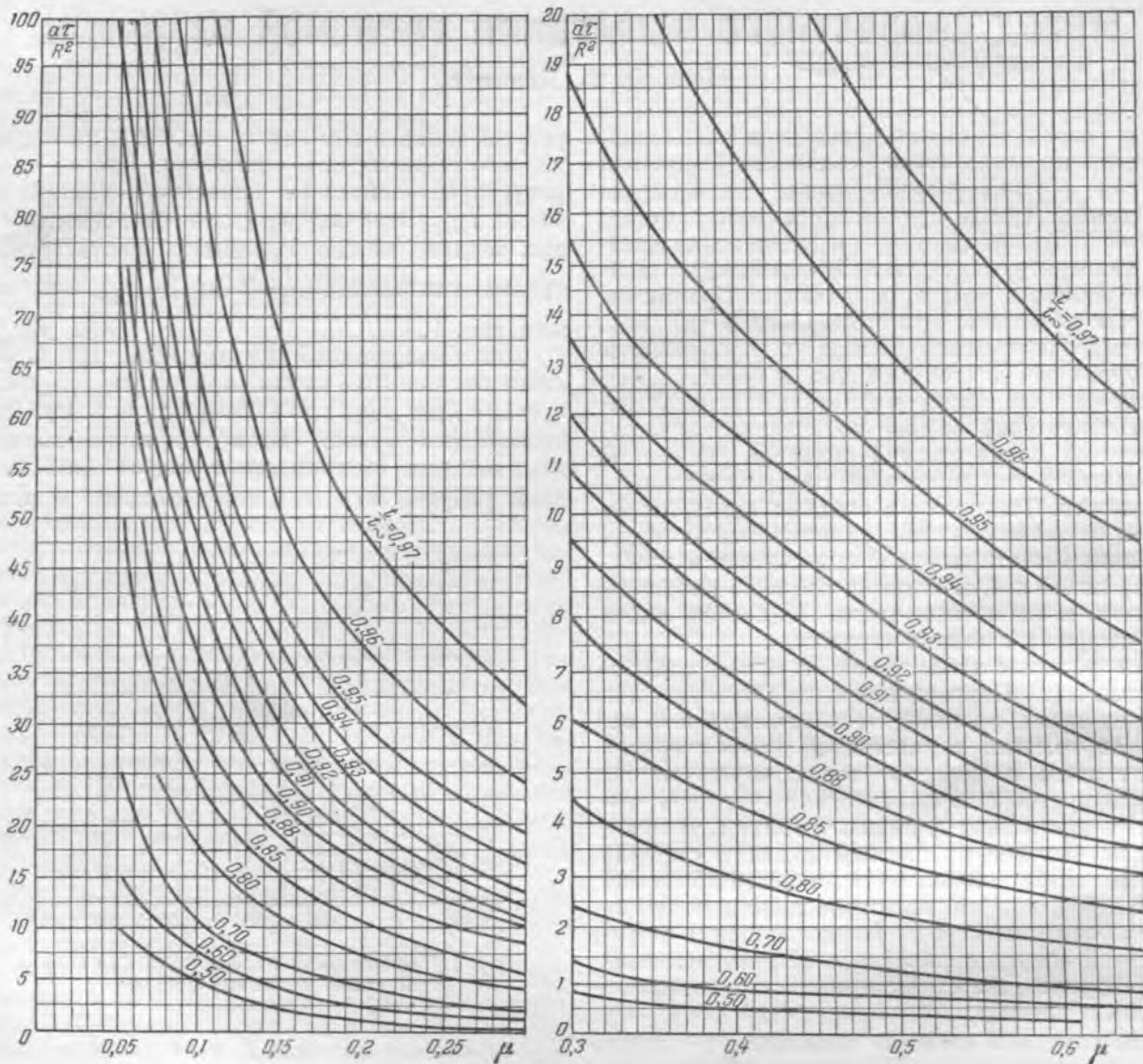


Рис. 3. Зависимость $F_0 = a\tau/R^2$ от μ и t/t_∞ .

затруднений, поскольку удельная теплоемкость колеблется в узких пределах (0,18—0,22). Объемный же вес, если он заранее не известен, определяют по вырезке из теплоизоляции.

При вычислении коэффициента теплопроводности по формуле (2) не нужно задаваться величиной μ , если принимать опытные значения $t/t_\infty \geq 0,98$. Однако в этом случае необходимо применять усилитель напряжения в цепи термомпары или высокочувствительный гальванометр.

Коэффициент температуропроводности a вычисляют при помощи кривых, показанных на рис. 3. Эти кривые построены на основе точного решения задачи на нагревание стержня (с теплоизолированными торцами) посредством теплопроводности в однородной неограниченной среде, начальная температура которой t_∞ . Приняв по опытным данным соответствующие друг другу t/t_∞ и τ , задавшись величиной μ , находят по кривым рис. 3 соответствующую величину

$$F_0 = a\tau/R^2$$

и затем

$$a = F_0 R^2 / \tau. \quad (3)$$

После вычисления $c = \frac{\lambda}{a\tau}$ проверяется правильность предварительной оценки величины μ .

Для вычислений по формулам (2) и (3) не требуется перевода показаний термомпар в градусы. Этими формулами можно пользоваться при исследовании теплоизоляции трубопроводов, если отношение диаметра по наружной и внутренней поверхностям теплоизоляции меньше двух, что обычно имеет место на промышленных аппаратах и трубопроводах.

Определение коэффициентов теплопроводности и температуропроводности предлагаемым методом заключается в наблюдении за изменением температуры круглого металлического зонда, погруженного в теплоизоляцию. Для этого требуются зонд, потенциометр и секундомер.

Зонд (рис. 4) состоит из круглого металлического стержня 1, ввинченного на глубину до 5 мм в изолятор 2. Длина стержня должна быть равной не менее 25 его диаметрам. Над торцом стержня имеется фарфоровый вкладыш 3, благодаря которому тонкий стержень не врезается в изолятор при вбивании зонда в твердые мате-

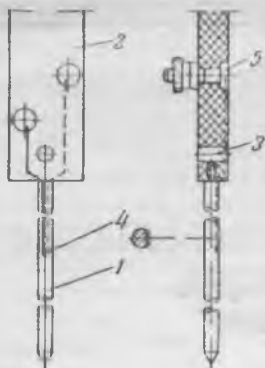


Рис. 4. Зонд.

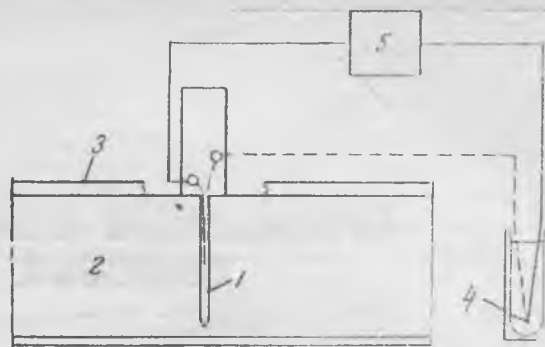


Рис. 5. Схема для измерения температур зонда в теплоизоляции.

риалы. В бороздках стержня прокладывают термоэлектроды на мастике из смеси талька, тончайшего асбеста и жидкого стекла. Одни концы термоэлектродов припаиваются или привариваются к середине стержня, образуя рабочий спай 4 термодулы зонда. Свободные концы термоэлектродов припаиваются к контактам 5, укрепленным на изоляторе.

Нами применялись стальные и медные зонды диаметром 2—2,5 мм, длина которых (60—70 мм) меньше толщины теплоизоляции примерно на 10 мм. Изоляторы зонда делались из текстолита, а термоэлектроды — из медной и константановой проволоки или из алюмелевой и хромелевой проволоки диаметром 0,1—0,15 мм. Для исследования теплоизоляции удобны тонкие (2—3 мм) стальные зонды.

Медные зонды можно применять только при исследовании теплоизоляции из порошкообразных и ватных материалов.

Измерение температуры зонда производится по схеме рис. 5. До введения зонда 1 в теплоизоляцию 2 с нее снимают защитное покрытие (например, штукатурку 3). Холодный спай 4 располагают в термосе. Ось зонда должна совпадать с направлением потока тепла, т. е. быть нормальной к поверхности теплоизоляции.

Тепловое излучение от горячей теплоизоляции мешает правильно отсчитать начальную температуру зонда в тот момент, когда он находится над поверхностью теплоизоляции. Поэтому рекомендуется горячую поверхность покрывать мягкой фольгой или белой бумагой, прокалываемой зондом при его введении в теплоизоляцию.

Термическая э. д. с. измеряется потенциометром 5 (рис. 5).

При отсутствии самопишущего автоматического потенциометра опыт ведут два наблюдателя: первый вводит зонд в теплоизоляцию, второй ведет отсчеты по секундомеру и потенциометру. По сигналу первого наблюдателя (непосредственно перед введением зонда в теплоизоляцию) второй наблюдатель пускает секундомер и производит отсчет по потенциометру. Этот отсчет пока-

зывает начальную температуру зонда, которую принимают за начало температурной шкалы при исследованиях теплоизоляции с температурой выше температуры окружающей среды. Опыт продолжается до наступления теплового равновесия.

На неэксплуатируемых объектах, когда температура теплоизоляции равна температуре окружающей среды, в теплоизоляцию вводят предварительно подогретый зонд и наблюдают за его охлаждением. При этом в формулах (2) и (3) полагаем:

$$1 - t/t_{\infty} = t/t_{нач}$$

где $t_{нач}$ — превышение начальной температуры зонда над температурой окружающей среды.

Данные опыта рекомендуется представлять в виде кривой, дающей зависимость t/t_{∞} (или $t/t_{нач}$) от τ .

Результаты испытаний теплоизоляции предложенным методом при помощи стальных зондов диаметром 2—2,5 мм, длиной 60—70 мм и термометром (по стационарному методу) представлены в таблице. Расхождения в величинах λ по обоим

Место опыта	Материал и толщина изоляции, мм	$\gamma, \text{кг/м}^3$	Температура изоляции, °С		$\lambda, \text{ккал/м час. град}$		$\alpha \cdot 10^4, \text{м}^2/\text{час}$
			по зонду	средняя	по зонду	по стационарному методу	
Лаборатория	Диатомит, 82	500	145	250	0,092	0,101	12,0
	Шлаковская вата, 82	300	110	170	0,069	0,066	10,8
	Диатомовая плита, 91	400	100	160	0,089	0,082	11,0
	Асбозурит, 65	700	100	150	0,2	0,2	15,0
Тэц 1, паропроводы: $d=230 \text{ мм}$ $d=430 \text{ мм}$	Асбозурит, 60	700	88	93	0,151	0,146	10,8
	Диатомовый кирпич, 87	600	120	145	0,186	0,158	13,7
Тэц 2, паропровод $d=165 \text{ мм}$	Совелит, 85	450	110	158	0,092	0,110	9,0

методам не превышают 10% для лабораторных опытов и достигают 15% при промышленных испытаниях.



Стоимостные показатели строительства тепловых электростанций¹

Инж. С. Л. Гуревич и инж. Л. Г. Лихтенштейн

Для снижения стоимости строительства большое значение имеет разработка системы технико-экономических показателей, которые должны служить для выбора наиболее экономичных вариантов строительства.

Обобщенным технико-экономическим показателем строительства электростанций является стоимость одного установленного киловатта, или «удельная стоимость», которая выражается в рублях и получается путем деления сметной стоимости строительства на суммарную мощность установленных турбогенераторов.

Известно, что удельная стоимость тепловых электростанций в значительной степени зависит от ее мощности. Если, например, стоимость одного установленного киловатта для конденсационной электростанции мощностью 100 тыс. кВт принять за 100, то при прочих равных условиях эта стоимость составит для электростанций мощностью:

200 тыс. кВт	80
300	74
400	70

Далее, удельная стоимость зависит от выбора типа и мощности турбин и котлов, обусловливаемых электрическими и тепловыми нагрузками, а также условиями производства и поставки оборудования. Оборудование конденсационной электростанции мощностью 200 тыс. кВт с турбинами ВК-50 дороже на 25%, чем с турбинами ВК-100.

Значительные колебания в стоимости электростанций зависят от напряжения, на котором электрическая мощность выдается в энергосистему, от вида топлива, условий технического водоснабжения и от территориального пояса, в котором расположена стройка.

Таким образом, количество объективных факторов, влияющих на удельную стоимость электростанции, настолько велико и сочетания одновременно действующих факторов настолько разнообразны, что разработка эталонной стоимости электростанции в целом для всех возможных случаев практически невозможна.

Поэтому вместо определения эталонной стоимости в виде единого показателя для электростанции в целом является целесообразным составление показателей стоимости отдельных частей — узлов — электростанции для того, чтобы путем набора и сложения узлов, соответствующих данным условиям, получить показатель по электростанции определенного типа и мощности.

Общую стоимость тепловой электростанции является целесообразным распределить на узлы следующего состава:

I. Турбогенераторы. Узел включает стоимость турбогенератора и все затраты, зависящие от количества, мощности и типа турбогенераторов, а именно: стоимость станционных трубопроводов, контрольно-измерительных приборов, испарительной установки, соответствующей части строительных и теплоизоляционных работ, определенная доля стоимости оборудования распределительного устройства собственных нужд.

К стоимости узла присоединяется стоимость химводоочистки, поскольку мощность химводоочистки зависит от количества необходимой питательной воды, потребность в которой в основном соответствует отбору пара и, следовательно, мощности и типу турбин.

К этому узлу следует также отнести стоимость щита управления в части, зависящей от числа генераторов.

Узел следует дифференцировать в зависимости от типа и мощности турбины, например, ВК-25 (а), ВК-50 (б), ВК-100 (в), ВТ-25 (г), ВПТ-25 (д), АК-25 (е), АТ-25 (ж) и т. д.

II. Котлоагрегаты. В узел входит стоимость котлоагрегатов и зависящего от количества котлов оборудования тягодутьевого устройства, пылеприготовления, золоулавливания, водопитательного устройства, гидрозолоудаления, соответствующей части станционных трубопроводов, контрольно-измерительных приборов и электротехнического оборудования. Из строительных работ сюда относятся здание котельной, бункерная и дымососная. Кроме того, к затратам, связанным с количеством и мощностью котлоагрегатов, следует относить пропорциональную часть стоимости дымовых труб.

Затраты по узлу дифференцируются в зависимости от типа и мощности котлов, вида топлива и типа золоуловителей, как, например, котлы высокого давления производительностью 230, 170 и 120 т/час; повышенного давления — 200 и 75 т/час отдельно при топливе АШ и электрофильтрах (а-1, б-1, г-1, д-1) и батарейных циклонов (а-2, б-2, в-2, г-2, д-2), при буром угле и электрофильтрах (а-3, б-3, в-3, г-3, д-3) или батарейных циклонах (а-4, б-4, в-4, г-4, д-4).

III. Распределительные устройства. Сюда относится стоимость оборудования и строительных работ распределительного устройства. Стоимость сооружения распределительного устройства колеблется в зависимости от электри-

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

ческой мощности, напряжения и типа электростанции (конденсационной или теплофикационной). Поскольку число ячеек выключателей и отходящих линий зависит от местных условий, следует условно принять определенное число ячеек и одновременно показать стоимость одной ячейки для возможности корректировки в зависимости от конкретных требований.

Узел дифференцируется для конденсационных электростанций мощностью 100 тыс. кВт с распредустройством 35 кв (а) и 110 кв (б); 200 тыс. кВт с распредустройством 35 кв (в) и 110 кв (г); 300 тыс. кВт с распредустройством 110 кв (д) и 220 кв (е); 400 тыс. кВт с распредустройством 110 кв (ж) и 220 кв (з).

IV. Топливное хозяйство включает разгрузочное устройство, угольный склад, угледробильное устройство и ленточные конвейеры.

Как показывает опыт, стоимость топливного хозяйства зависит от количества расходуемого топлива. Поэтому стоимость узла исчисляется на 100 т максимального суточного расхода натурального топлива с дифференциацией этой стоимости в зависимости от размера суточного расхода, например до 1 000 т (а), до 3 000 т (б), до 5 000 т (в) и свыше 5 000 т (г).

V. Техническое водоснабжение. Сюда входит стоимость гидроузла, береговой насосной, циркуляционных водоводов, каналов и в соответствующих случаях градирень.

Потребность в охлаждающей воде и тем самым объем объектов технического водоснабжения в основном зависят от количества конденсируемого пара и, следовательно, от мощности и типа турбин.

Узел целесообразно дифференцировать для конденсационных электростанций мощностью до 100 тыс. кВт (а), 200 тыс. кВт (б), 300 тыс. кВт (в), 400 тыс. кВт (г); электростанций с тепловым отбором до 50 тыс. кВт (д); до 100 тыс. кВт (е) и для электростанций с паровым отбором до 50 тыс. кВт (е), до 100 тыс. кВт (ж) и до 200 тыс. кВт (з).

VI. Постоянная часть главного корпуса. В узел включаются затраты, пропорционально не зависящие от количества агрегатов и производимые одновременно с установкой первого агрегата. Сюда относятся: торцовые стены главного корпуса, объекты, расположенные в первом пролете (мастерские, насосные, лестничные клетки), монтажные площадки и отдельные виды оборудования — грузоподъемные механизмы, баки и насосы и т. д. Сюда же присоединяется стоимость постоянной части главного цеха управления (общестанционные панели) и турбонасосы, поскольку они, как правило, устанавливаются в количестве двух комплектов, независимо от количества котлов.

Поскольку стоимость входящих в узел грузоподъемных механизмов зависит от мощности и соответственно веса генератора, следует предусматривать отдельные показатели для электростанций с турбогенераторами до 25 тыс. кВт (а), 50 тыс. кВт (б) и 100 тыс. кВт (в).

VII. Общестанционные здания и сооружения — служебный корпус, проходная, ремонтные мастерские, масло- и мазутохозяйство,

благоустройство и планировка, внутростанционные и подъездные дороги, инженерные сети и обслуживающие здания.

Подсобные и обслуживающие здания проектируются двух типов — для крупных и средних электростанций — мощностью свыше и до 100 тыс. кВт. По этому же признаку различаются размеры площади, занимаемой электростанцией, и соответственно протяженность инженерных сетей и внутростанционных дорог.

Что касается подъездных дорог, то их протяженность зависит от условий расположения площадки строительства, и вывести какую-либо закономерность изменения длины подъездных путей не представляется возможным. Поэтому стоимость подъездных дорог следует включать в показатель «Общестанционные здания и сооружения», исходя из средних данных, например для станций до 100 тыс. кВт — 5 км железных дорог и 1 км автодорог, а свыше 100 тыс. кВт — соответственно 10 и 3 км; для возможности корректировки по местным условиям следует приводить стоимость 1 км железных и автодорог.

В связи с указанным узел следует дифференцировать для электростанций мощностью до 100 тыс. кВт (а) и свыше 100 тыс. кВт (б).

VIII. Жилпоселок. Объем и стоимость жилпоселка для эксплуатационных кадров определяются численностью персонала, которая в свою очередь зависит от мощности электростанции, числа агрегатов основного оборудования и также от вида топлива, определяющего его суточный расход. Поэтому показатель следует дифференцировать для тэц мощностью 50 тыс. кВт при каменном (а) и буром угле (а-1), то же для тэц мощностью 75 тыс. кВт (б, б-1), мощностью 100 тыс. кВт (в, в-1), 150 тыс. кВт (г, г-1), 200 тыс. кВт (д, д-1), для конденсационных электростанций: мощностью 100 тыс. кВт (е, е-1), 200 тыс. кВт (ж, ж-1), 300 тыс. кВт (з, з-1) и 400 тыс. кВт (и, и-1).

IX. Здания и сооружения для выполнения строительного-монтажных работ. Сюда относятся затраты на строительство жилья для строительного-монтажных кадров, временные подсобные предприятия и обслуживающие объекты, приобретение строймеханизмов и средства транспорта. Величина этих затрат в основном зависит от объема строительства и от наличия в районе строительства предприятий строительной индустрии.

Затраты по узлу могут быть выражены в процентах от стоимости строительства по узлам I—VIII, отдельно для городов и районов с развитой строительной индустрией, например 15% и для новых районов строительства — 21%.

X. Районные коэффициенты. Стоимость строительства по каждому узлу следует определять, исходя из объемов работ и спецификации оборудования по типовым и повторно используемым проектам в ценах, привязанных к определенному месту строительства и дающих базисную стоимость. Для перехода к стоимости в местных ценах должна быть разработана таблица коэффициентов, отражающих отклонения от базисной стоимости. Эти отклонения обуславливаются наличием 12 поясов с различными став-

ками заработной платы, льгот по заработной плате для отдаленных районов, поясных цен на ряд строительных материалов (цемент, мягкая кровля, лесоматериалы и др.); 6 температурных зон с разными нормами удорожания зимних работ; различных расстояний транспортировки оборудования.

При помощи показателей для отдельных узлов может быть набрана стоимость электростанций при любом сочетании факторов, влияющих на уровень стоимости.

Допустим, что следует определить стоимость конденсационной электростанции мощностью 200 тыс. кВт с установкой четырех турбогенераторов ВК-50, с пятью котлами производительностью 230 т/час, с электрофильтрами и при топливе АШ. Суточный расход угля 2400 т. Электроэнергия выдается в энергосистему на напряжение 110 кв. Станция строится в новом районе Свердловской области.

На основании сложения стоимости отдельных узлов можем определить стоимость электростанции в целом (ОС) указанного типа, а именно:

$$ОС = (I б \times 4 + II а I \times 5 + III з + IV б \times \frac{2400}{100} + V б + VI б + VII б + VIII ж) \times 1,21 \times \text{коэффициент для Свердловской области.}$$

Как было указано, для получения стоимости одного установленного киловатта — удельной стоимости (УС) — общая стоимость электростанции должна быть разделена на суммарную мощность установленных турбин — в нашем примере

$$УС = \frac{ОС}{200000}$$

Для теплофикационных электростанций при выведении удельной стоимости недостаточно исходить из одной электрической мощности, без учета выработки тепла.

Для правильного учета мощности тэц, в частности, для сопоставления стоимости тэц с различным соотношением выработки тепла и электроэнергии или для сравнения теплофикационных электростанций с конденсационными необходимо установить единый измеритель мощности электростанции, для чего количество выработанного тепла должно быть приведено к условным единицам электроэнергии.

Основанием для приравнивания тепловой энергии к электрической может служить соотношение нормальных затрат на производство единицы того и другого.

Основными составляющими себестоимости являются топливо и электроэнергия на собственные нужды, занимающие около 65% в общей себестоимости как электроэнергии, так и тепла.

Таблица 1

Составляющие себестоимости	1 мкал	1 квтч	Отношение
Топливо, кг	173,5	0,122	411
Электроэнергия на собственные нужды, квтч	33,7	0,08	421

Соотношение этих видов затрат на электроэнергию, произведенную на конденсационном режиме, и на тепло, полученное на тэц, показано в табл. 1.

Таким образом, по соотношению основных видов затрат 1 мкал тепла равна свыше 400 квтч электроэнергии.

По расчетам, произведенным в условных целях для типовых электростанций, себестоимость электроэнергии на конденсационной электростанции мощностью 200 тыс. квт составляет при топливе АШ 8,2 коп., а при буром угле — 12,9 коп. Себестоимость же 1 мкал тепла на теплофикационных электростанциях разной мощности с разными типами турбин (ВТ, ВПТ и ВР) составляет при топливе АШ 29 р. 42 к. — 33 р. 70 к. (в среднем 32 руб.) и при буром угле — 51 р. 36 к. — 52 р. 08 к. (в среднем 51 р. 72 к.).

В среднем из сопоставления общей стоимости одной единицы также вытекает, что 1 мкал тепла равна 400 квтч электроэнергии. Это соотношение следует принимать для приведения выработки тепла к выработке электроэнергии.

Для получения приведенной мощности тэц, выраженной в киловаттах, следует приведенную выработку тепла разделить на число часов использования установленной электрической мощности тэц и полученную величину присоединить к показателю мощности по электроэнергии.

Приведенная электрическая мощность определяется по следующей формуле:

$$ПЭ = МЭ + \frac{400 T}{\text{ч}}$$

где ПЭ — приведенная электрическая мощность, квт;

МЭ — мощность по электроэнергии, установленные квт;

T — годовая выработка тепла, мкал;

ч — число часов использования установленной электрической мощности в течение года.

Например, тэц с турбинами ВТ-25 мощностью 50 тыс. квт, с годовым отпуском тепла в 470 тыс. мкал имеет приведенную мощность (при числе часов использования установленной мощности 6000)

$$ПЭ = 50000 \text{ квт} + \frac{400 \times 470000}{6000} \text{ квт} = 80000 \text{ квт.}$$

Тэц с турбинами ВПТ-25 мощностью 50 тыс. квт, с годовым отпуском тепла в горячей воде 257 тыс. мкал и в паре для производственных целей 528 тыс. мкал, а всего 785 тыс. мкал имеет приведенную мощность

$$ПЭ = 50000 \text{ квт} + \frac{400 \cdot 785000}{6000} \text{ квт} = 102000 \text{ квт.}$$

При средних условиях использования теплофикационного отбора пара и полном использовании производственного отбора приведенная мощность для отдельных типов турбин составит:

- ВТ-25 40000 квт
- ВПТ-25 51000 "
- ВР-25-2 87000 "

Путем сложения приведенных мощностей установленных турбин получаем приведенную мощность тэц с любой комбинацией турбин. Например, тэц с одной турбиной ВТ-25, двумя ВПТ-25 и тремя ВР-25-2 при электрической мощности 150 тыс. кВт будет иметь приведенную мощность

$$40\,000 + 51\,000 \times 2 + 87\,000 \times 3 = 403\,000 \text{ кВт.}$$

Этот метод подсчета неприемлем в случаях, когда по проекту предусматривается неполное использование отобранного пара в связи с отсутствием потребителей. В этих случаях для получения приведенной мощности учитывается выработка тепла лишь в количестве, предусмотренном к использованию. Тем самым стоимость 1 кВт будет поставлена в зависимость от степени использования отбора.

Приведенная мощность используется для исчисления стоимости 1 установленного киловатта и этим обеспечивается правильное отражение экономичности строящейся тэц.

Таблица 2

Мощность электростанции, тыс. кВт	Стоимость 1 установленного киловатта на конденсационных электростанциях, руб/квт	Стоимость 1 установленного киловатта на теплофикационных электростанциях, руб/квт		
		с турбинами типа	электрической мощности	приведенной мощности
50	3 200	ВТ	4 100	2 540
50	—	ВПТ	4 500	2 280
100	2 300	ВПТ и ВР	3 300	1 220
150	1 790	ВПТ и ВР	3 000	1 130
200	1 600	ВПТ и ВР	2 500	925

При исчислении стоимости 1 установленного киловатта на основе только электрической мощности получают показатели, создающие неправильное представление о более высокой стоимости тэц по сравнению с конденсационными электростанциями, хотя экономические преимущества тэц очевидны. При учете приведенной мощности эти преимущества отражаются в показателях стоимости установленного киловатта.

В табл. 2 приведены данные стоимости 1 установленного киловатта для конденсационных и теплофикационных электростанций, исчисленные в одинаковых (условных) ценах.

Показатели стоимости отдельных узлов и определение удельной стоимости на основе приведенной мощности дают возможность выбирать наиболее экономичный по удельному объему капиталовложений вариант строительства. Для одних и тех же электрических и тепловых нагрузок может быть выбран наиболее экономичный тип турбин и котлов.

После выбора основного оборудования и составления конкретного проекта сметная стоимость строительства сопоставляется с эталонной стоимостью, полученной путем сложения узлов электростанций данного типа. Поскольку стоимость узла определена на основе типовых и наиболее экономичных проектов, отклонения от эталонной стоимости дают возможность судить об экономичности проекта².

²С этим утверждением авторов согласиться нельзя. Чтобы служить для анализа экономичности конкретного строительства, предлагаемый способ недостаточно точен и содержит ряд условностей. Он может быть, однако, полезен при разработке общих технико-экономических соображений, при сравнении различных вариантов строительства новых электростанций или расширения действующих при разработке различных вопросов планирования развития энергетики и других аналогичных вопросов. Ред.



Универсальная инвентарная опалубка для фундаментов под турбоагрегаты

Инж. Д. А. Котельников

Бетонные и железобетонные монолитные конструкции по трудозатратам и стоимости имеют значительный удельный вес в общем объеме работ по строительству электростанций. Так, например, стоимость опалубочных работ при возведении монолитных железобетонных конструкций составляет 25—30% от общей стоимости конструкций, а трудозатраты на установку и разборку опалубки — 40 ÷ 50% общих трудозатрат на железобетонные работы.

Поэтому снижение стоимости и трудоемкости опалубочных работ является одним из источников снижения стоимости железобетонных конструкций и сооружений в целом.

Снижения стоимости и трудозатрат на изготовление опалубки можно достичь путем многократного ее использования.

Высокая оборачиваемость опалубки на строительстве одного объекта и стройплощадке в целом может быть достигнута за счет: сокращения сроков твердения бетонов, правильной организации производства бетонных работ, а также путем максимальной типизации и модульности размеров отдельных конструктивных элементов и всего комплекса железобетонных сооружений на стройплощадке.

Рациональное решение опалубки связано с необходимостью типизации конструктивных элемен-

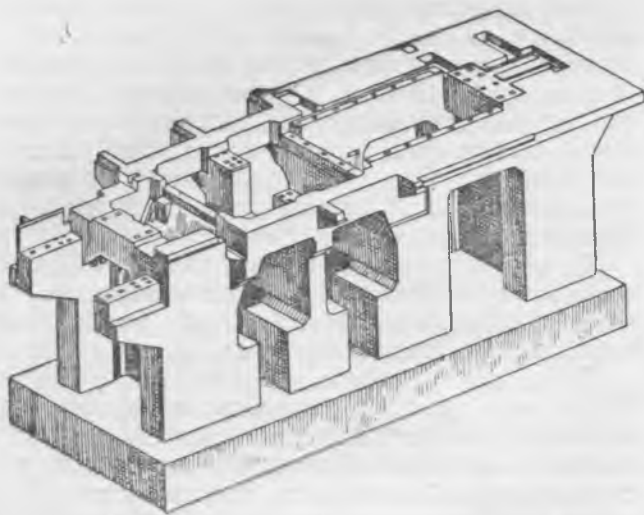


Рис. 1. Фундамент под турбоагрегат ВК-100-2 + ТВ2-100-2.

тов, вследствие чего выбор типа опалубки должен производиться одновременно с проектированием сооружения. Иногда оказывается экономически и технически целесообразным придание железобетонному сооружению формы, диктуемой конструкцией опалубки и условиями и методами производства работ. Так, например, может оказаться экономически выгодным иметь одинаковые сечения балок или колонн либо принять их размеры кратными выбранному модулю, даже несколько увеличив при этом объем бетона.

Таким образом, для осуществления принципов экономного и скоростного строительства железобетонных и бетонных сооружений следует одновременно с разработкой конструктивных форм решать и вопросы выбора типа опалубки, учитывая при этом максимальную оборачиваемость, минимальное количество типоразмеров и использование опалубки данного сооружения для бетонирования других объектов.

Следует отметить, что за последние годы разработано и внедрено в строительную практику большое количество типов конструкций многооборотной опалубки, выполняемой из различных материалов (из водостойкой фанеры, деревянной дощатой, дощатой обшивной кровельной стали и, наконец, стальной).

В строительстве тепловых электростанций с 1946 г. с успехом применяется стальная опалубка при сооружении оболочки гиперболических градирен и дымовых труб. Опыт строительства указанных сооружений показал, что наиболее эффективными с точки зрения расхода материалов и рабочей силы являются металлические опалубки, срок службы которых при бережном обращении фактически не ограничен. При малой оборачиваемости применение металлической опалубки, принимая во внимание ее высокую стоимость, примерно в 2—3 раза превышающую стоимость деревянной щитовой опалубки, экономически не оправдывается.

До сих пор при сооружении железобетонных фундаментов под мощные турбоагрегаты ВК-100-2 + ТВ2-100-2 строили деревянную щитовую опалубку, на которую расходовалось свыше

100 м³ строительной древесины и около 1 000 чел-дней трудозатрат.

Оборачиваемость этой опалубки в пределах строительной площадки ограничена количеством агрегатов и сроками ввода их в эксплуатацию; чаще всего опалубка имела одно- и двукратную оборачиваемость, а затем разбиралась и переделывалась для других сооружений; перевозка же щитов деревянной опалубки с одной стройки на другую вследствие их поломки, коробления и гниения экономически не оправдывается. Поэтому для бетонирования фундаментов под указанные турбоагрегаты была разработана металлическая инвентарная опалубка.

Фундамент (рис. 1) имеет довольно сложную конфигурацию; его размеры в плане 26,2 × 9,3 м; высота фундамента 12 м с заглублением ниже отметки пола на 4 м. Армирован фундамент жесткими арматурными каркасами, воспринимающими нагрузки от собственного веса опалубки и свежееуложенного бетона. Арматурные каркасы вертикальных пилонов, имеющие пространственную жесткость, способны принять нагрузки горизонтального распора от свежееуложенного бетона, что и было использовано при закреплении щитов и блоков опалубки от действия горизонтальных нагрузок.

Проектом организации работ по строительству главного корпуса электростанций предусмотрено окончание работ по сооружению подземного хозяйства до возведения надземных конструкций; поэтому бетонирование фундаментов под турбоагрегаты, а следовательно, и установка опалубки производятся в две очереди.

В первую очередь устанавливается опалубка подземной части до отметки +0,5 (рис. 2,а), а затем после удаления нижней опалубки и засыпки подземной части фундамента землей устанавливается опалубка верхней части фундамента (рис. 2,б).

Поочередное бетонирование позволяет перевести нижнюю опалубку на верхние плоскости фундамента; тем самым часть инвентарной опалубки в пределах бетонирования одного фундамента имеет двукратную оборачиваемость.

В основу проекта опалубки фундамента под турбоагрегаты приняты следующие соображения: максимальная оборачиваемость с учетом использования ее для бетонирования других сооружений; простота сборки, разборки и установки в производственных условиях; транспортабельность всеми видами транспорта, исключающая повреждения при перевозке ее с одной строительной площадки на другую, а также невысокая стоимость и сравнительно небольшой расход стали.

Весь комплект опалубки фундамента состоит из 130 опалубочных блоков, имеющих средний вес 0,6 т и среднюю площадь 8,8 м²; 120 блоков, или 98% всей площади опалубки, набирается из пяти типоразмеров сварных щитов площадью 0,4—0,7 м² каждый и из 74 типоразмеров ребер.

Среднеприведенный вес 1 м² опалубки, включая вес щитов, ребер и крепежных элементов, равен 58 кг/м².

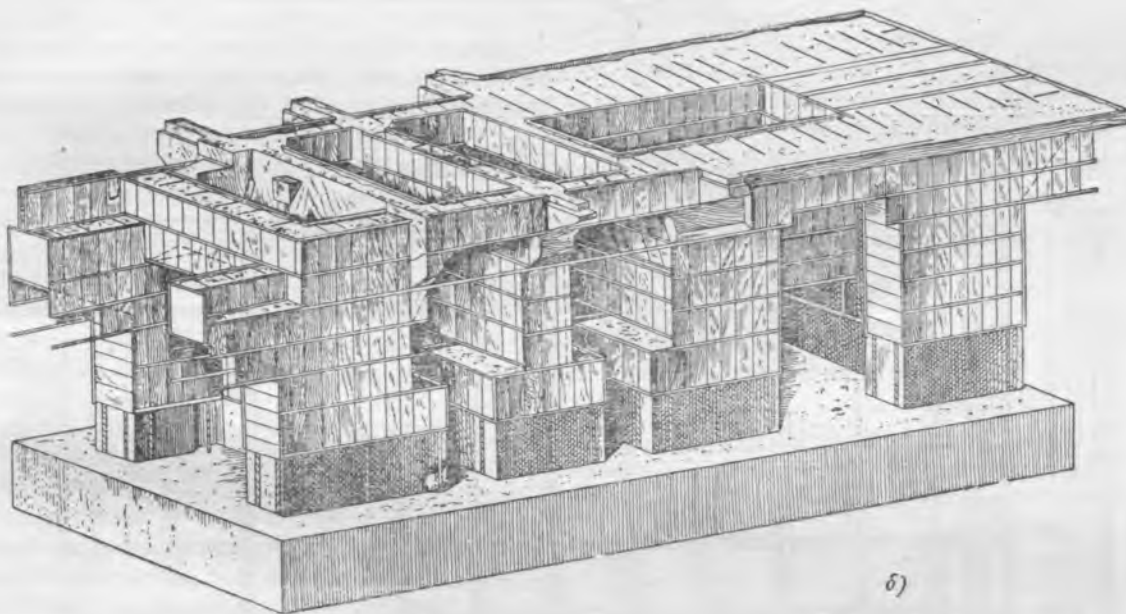
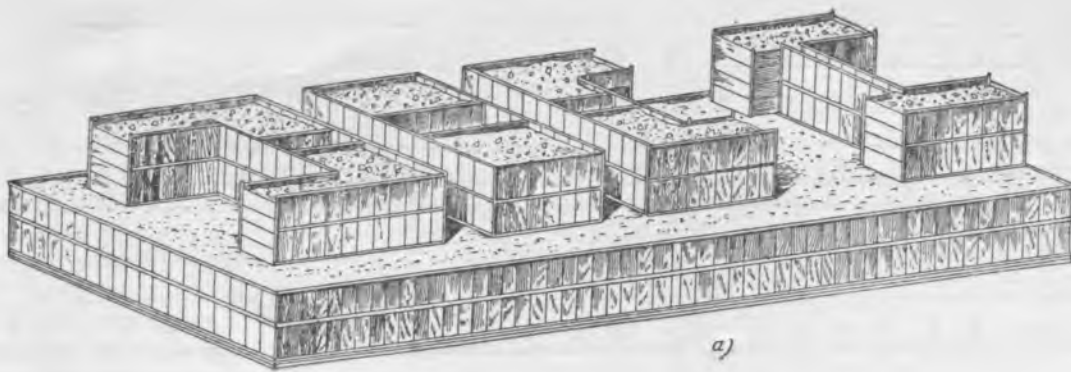


Рис. 2. Опалубка фундамента под турбоагрегат.
а — подземная часть; б — верхняя часть.

Общее количество щитов равно 1 269, из них 516 имеют двукратную оборачиваемость при бетонировании одного фундамента. Детали щитов показаны на рис. 3.

Сборка щитов в монтажные блоки или короба производится при помощи сварных ребер (рис. 4), состоящих из швеллеров № 12 и уголков сечением $75 \times 50 \times 5$ мм. Ребра выравнивают и уплотняют щиты при сборке, а при бетонировании воспринимают горизонтальный распор от свежеложенного бетона; кроме этого, они, соприкасаясь одной плоскостью с бетоном, фактически сами являются опалубкой и составляют 12% всей площади опалубки фундамента. Расчетный пролет ребер, исключая выпучивание опалубки от свежеложенного бетона, равен 2,80 м. На один фундамент приходится 340 ребер.

На рис. 5 показан фрагмент опалубочного блока.

Укрупнение щитов в опалубочные блоки производится клиновыми замками (рис. 6), расстояние между которыми принято со стороны ребер 250 мм, а со стороны щитов 400—500 мм. Все клинья изготовляются одного профиля, чем упрощается сборка панелей. Крепление опалубки

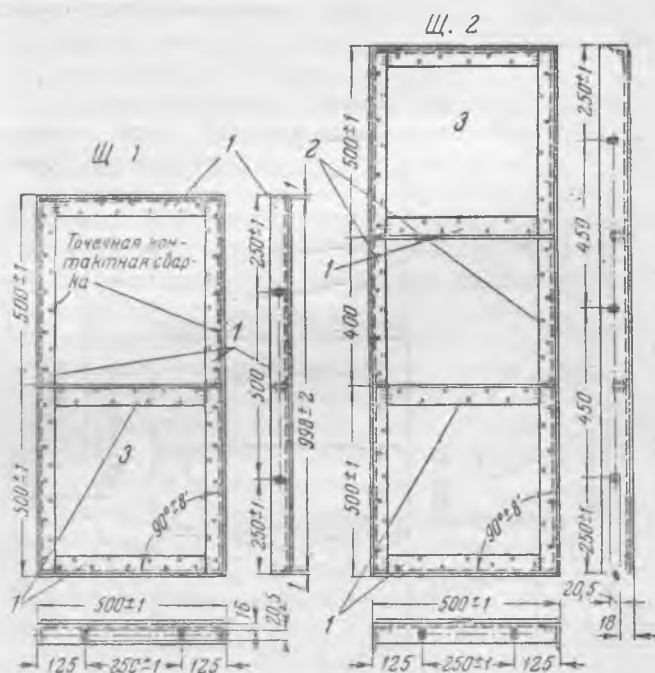


Рис. 3. Опалубочные щиты Щ1 и Щ2.
1 — уголок 50×5 мм; 2 — уголок $75 \times 50 \times 5$ мм; 3 — лист толщиной 2 мм.

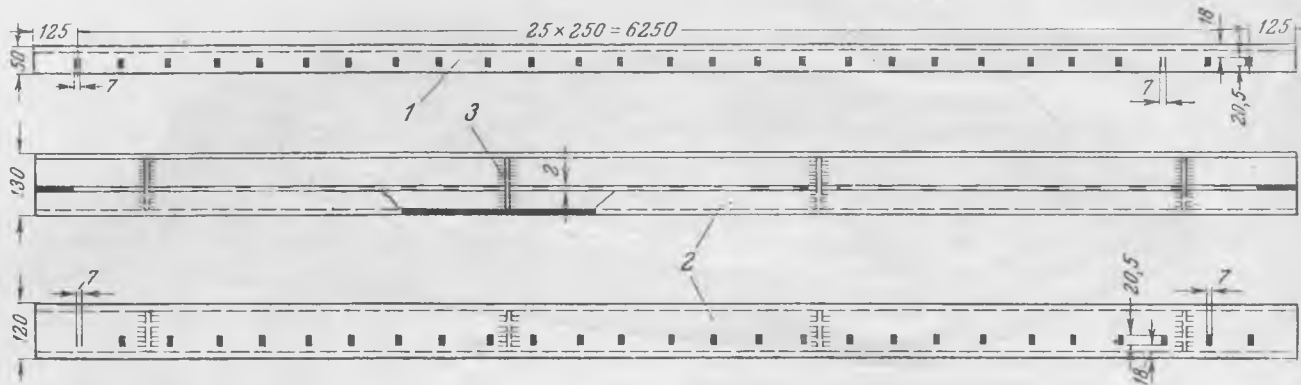


Рис. 4. Ребро опалубки.
1 — уголок 75 × 50 × 5 мм; 2 — швеллер № 12; 3 — лист толщиной 6 мм.

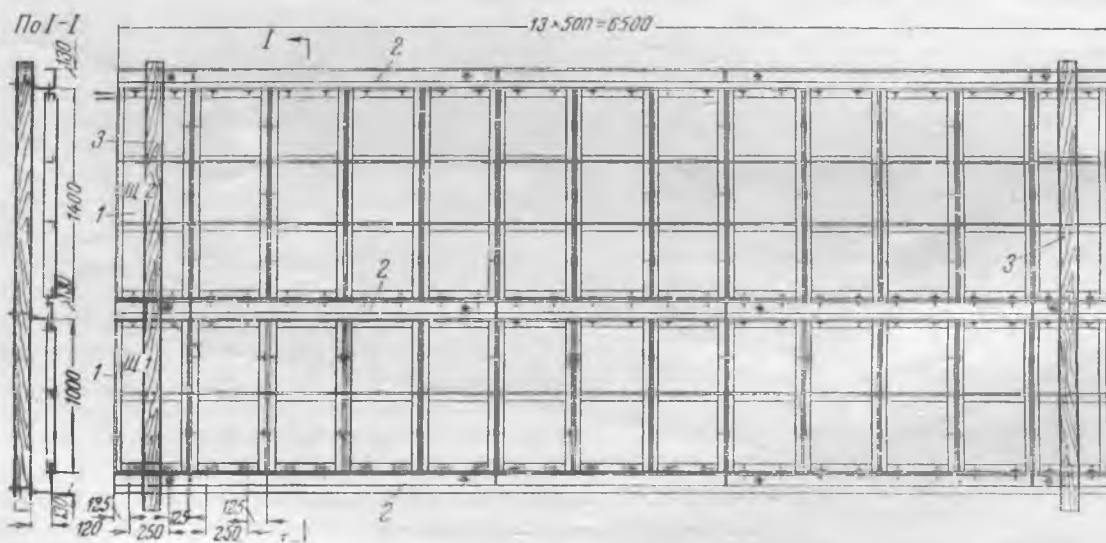


Рис. 5. Фрагмент опалубочного блока.
1 — опалубочные щиты; 2 — ребро; 3 — брусья сечением 120 × 120 мм.

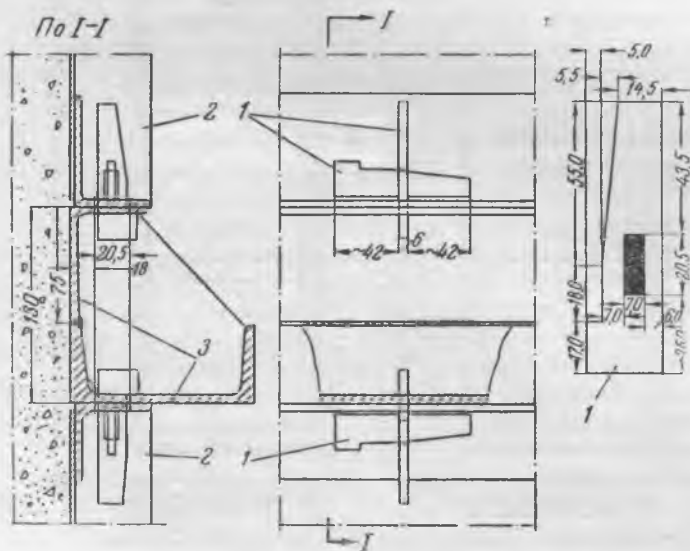


Рис. 6. Клиновой замок.
1 — клин; 2 — щит; 3 — ребро.

к арматурным каркасам производится при помощи крючков (рис. 7), имеющих со стороны прямого участка резьбу для гайки. Для облегчения разборки опалубки диаметр отверстий в ребрах принят на 4 мм больше диаметра крючков.

К арматурному каркасу крепятся только ребра. Расстояние между точками крепления ребер принято не более 2,8 м. При бетонировании тонких стен крючки заменяются скрутками, пропускаемыми через отверстия в ребрах.

Для создания монтажной жесткости опалубочных блоков с наружной стороны ребер закрепляются деревянные брусья либо металлические схватки. В опалубке фундаментной плиты деревянные брусья воспринимают горизонтальную нагрузку от свежеложенного бетона (рис. 8).

Изготовление опалубки следует организовать на заводе или в хорошо оснащенных оборудованном мастерских строительства. Пробивка отверстий в швеллерах и уголках производится на дыропробивных прессах; расстояние между дырами фиксируется кондукторами. Сборка и сварка щи-

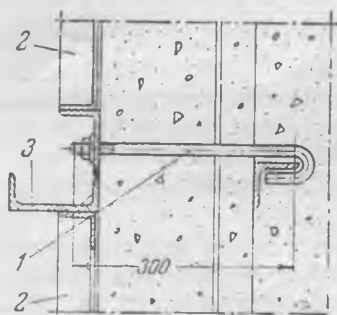


Рис. 7. Крепление опалубки к арматурному каркасу.

1 — болт диаметром 18 мм;
2 — шит; 3 — ребро.

тов производятся в кондукторах, а сборка и сварка ребер — в приспособлениях, исключающих возможность коробления их в процессе сварки. Клинья штампуются на 20—30-т прессах холодной штамповкой без последующей обработки.

После приемки отделом технического контроля все детали опалубки красятся, маркируются, упаковываются и отправляются на склад. Щиты со стороны ребер красятся масляной краской, а с гладкой стороны 1 раз покрываются олифой.

Хранение и транспортировку щитов следует организовать пачками по 10 шт., упакованных проволокой. Клинья упаковываются в ящики по 100 шт. Во избежание коррозии металла металлическую опалубку рекомендуется хранить под крытыми навесами.

Сборку опалубки в блоки целесообразно производить на монтажной площадке строительства, оборудованной подъемным механизмом грузоподъемностью не менее 0,8 т; здесь же происходит установка анкерных крючков для крепления опалубки к каркасу. Доставка опалубочных блоков от монтажной площадки к месту установки производится на железнодорожных платформах или автотранспортом.

Перед установкой блоков сторона опалубки, примыкающая к бетону, смазывается (для уменьшения сцепления с ним) отработавшим минеральным маслом или специальной пастой, состоящей из одной части глины, одной части шлама от мозаичного производства и 10% (от объема смеси) разжиженного хозяйственного мыла. Монтаж опалубки может быть произведен мостовым краном в том случае, если верхняя часть фундамента сооружается в уже построенном здании, либо другим подъемным механизмом, монтирующим арматурные каркасы фундамента. Нижние панели верхней опалубки фундамента устанавливаются на деревянные стулья, опираемые на поверхность плиты. Проектная отметка и горизонтальность блоков, опираемых на стулья, проверяется геодезическим инструментом.

Установку соединительных (между блоками) клиньев и болтов, подтягивание анкерных крючков и уплотнение бетона следует вести с легких деревянных площадок, установленных на металлические прутковые кронштейны, которые закрепляются к горизонтальным ребрам опалубки.

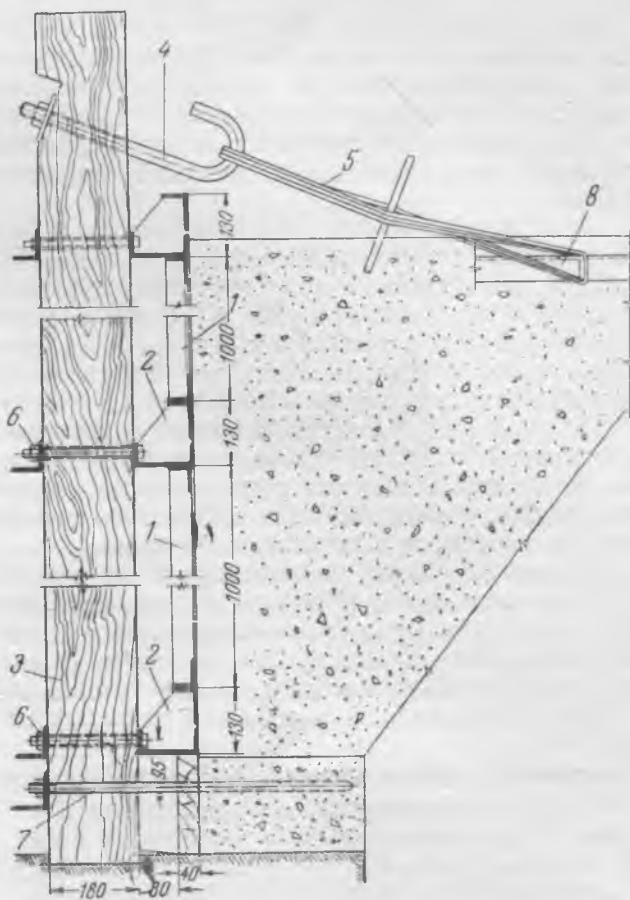


Рис. 8. Опалубка фундаментной плиты.

1 — щит; 2 — ребро; 3 — брус сечением 180 × 140 мм; 4 — крюк диаметром 22 мм; 5 — скрутка в пять ниток проволоки диаметром 3 мм; 6 — болт диаметром 12 мм; 7 — болт диаметром 18 мм; 8 — уголок арматурного каркаса.

Опускание вибраторов при уплотнении нижних слоев бетона и наблюдение за процессом укладки его ведутся через окна, образуемые в панелях опалубки, путем удаления одного щита из опалубочных блоков.

Распалубливание бетона ведется блоками сверху вниз. Вертикальные щиты опалубки, не несущие нагрузки от веса бетона, удаляются при достижении бетоном 30% проектной прочности, а панели, нагруженные весом бетона, распалубливаются при достижении бетоном 70% прочности.

Отрыв опалубки от бетона намечается при помощи металлических клиньев и лебедок. Спуск на землю освобожденных блоков производится лебедками или краном; ввиду возможных повреждений запрещается сбрасывать металлическую опалубку с высоты. Перед повторным применением опалубка очищается от раствора и ржавчины и смазывается маслом.

В 1953 г. изготовлен и испытан под нагрузкой опытный опалубочный блок размерами 6 500 × 2 790 мм, состоящий из 26 сварных щитов 1 400 × 500 мм и 1 000 × 500 мм и трех сварных ребер, скрепленных между собой клиновыми замками. Сварку обшивки щитов завод производил контактносварочным, точечным, аппаратом под слоем флюса; остальные детали сваривались обычным способом.

Клинья отштампованы на 30-т прессе холодным способом из 6-мм листовой стали; последующей обработки клинья не проходили. Пробивка отверстий в рамках щитов и в ребрах произведена на дыропробивных прессах; дыры получились с ровной поверхностью, не имеющей надрывов в металле.

Проведенные испытания опалубочного блока на прочность и устойчивость при поперечном изгибе показали высокие его технические качества. Упругий прогиб при нагрузке в 1,5 т/м в щите длиной 1 м был равен 3,3 мм, а в щите 1,4 м — 6 мм, прогиб ребра пролетом 3 м, нагруженного равномерно распределенной нагрузкой 1,5 т/м, составлял 6 мм. После снятия нагрузки остаточных деформаций в щитах и ребрах не обнаружено. Клиновые соединения при загрузке не деформировались; клинья свободно выбивались как до загрузки, так и после снятия нагрузки.

Испытание блока на монтажную жесткость производилось путем многократной кантовки его через горизонтальную (вдоль соединительных ребер) ось. При укладке блока на стенд (после кантовки) не было замечено ни остаточных деформаций в щитах, ни ослабления клиновых соединений.

Комиссия, производившая технический осмотр

и испытание опалубочного блока, констатировала универсальность конструкции, несложность изготовления в условиях завода и наличие возможности после проверки опалубки в производственных условиях уменьшения ее веса за счет изменения толщины листов обшивки и сечений уголков.

По произведенным предварительным подсчетам стоимость металлической опалубки с учетом 10-кратной оборачиваемости на 20—30% ниже стоимости деревянной опалубки, имеющей трехкратную оборачиваемость. Металлическая опалубка почти в 2 раза снижает трудозатраты опалубочных работ по сравнению с деревянной щитовой опалубкой. Кроме того, следует предполагать, что поверхность бетона, уложенного в металлической опалубке, получится настолько гладкой, что отпадает необходимость ее штукатурить, тогда как фундаменты под турбоагрегаты, выполненные в деревянной опалубке, имеют шероховатую поверхность и всегда штукатурятся¹.

¹ Типовой проект металлической опалубки фундамента турбоагрегата ВК-100-2 + ТВ2-100-2, разработанный Теплоэлектропроектом, утвержден Управлением капитального строительства МЭС и рекомендован к широкому внедрению.



Новая схема воздушных линий гидрозолоудаления¹

Инж. Н. А. Переяславцев и канд. техн. наук С. А. Ривкин

Воздушные линии гидрозолоудаления на электростанциях обычно состоят из двух параллельных трубопроводов, укладываемых через 8—12 м на опоры: анкерные, угловые и промежуточные. Трубопроводы жестко крепятся к анкерным и угловым опорам и укладываются на катки на промежуточных опорах. Температурные деформации линии погашаются установкой сальниковых компенсаторов.

Такая схема воздушных линий гидрозолоудаления имеет следующие существенные недостатки:

1. Анкерные и угловые опоры получаются тяжелыми и сложными, так как горизонтальные усилия, передающиеся на эти опоры трубопроводом, достигают значительных величин (порядка 5—6 т).

2. Необходимость установки сальниковых компенсаторов через каждые 75—100 м по длине трубопровода удорожает прокладку линии и усложняет ее эксплуатацию.

К недостаткам существующей схемы следует отнести также нестандартность опор. Опоры линии приходится проектировать различными в зависимости от высоты их, углов поворота трассы,

длины прямых участков трассы. При протяженности трассы 3—5 км требуется установить 300—500 опор, что делает сложным проектирование и возведение линии.

Ниже приводится описание предлагаемой новой конструктивной схемы воздушных линий гидрозолоудаления и кратко излагается рекомендуемая методика статического расчета.

В этой конструктивной схеме воздушные линии трубопроводов по длине трассы осуществляются непрерывными, без расчленения их компенсаторами. Трубопроводы по длине трассы свободно крепятся к Т-образным опорам при помощи подвесок (рис. 1), и только в начале и конце трассы крепление их осуществляется неподвижным. Компенсация при колебаниях температуры обеспечивается за счет упругой деформации свободно подвешенного трубопровода, имеющего в плане форму ломаной линии. Такая форма трассы, как правило, диктуется местными условиями прокладки линии.

В связи с тем, что в предлагаемой схеме отсутствуют специальные компенсаторы температурных деформаций трубопроводов, отпадает необходимость в разрезке их на отдельные отсеки, что приводит к значительному уменьшению горизонтальных усилий, передаваемых трубопрово-

¹ Печатается в порядке предложения. Р. е. д.

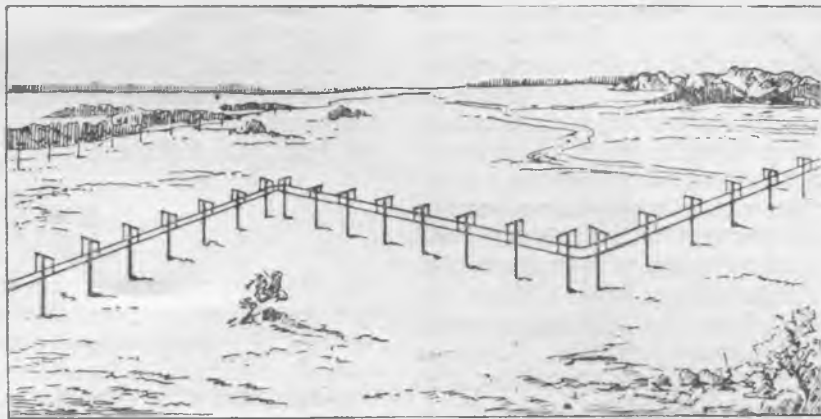


Рис. 1.

дом на опоры. Так, например, внутреннее давление в трубопроводе, вызывающее значительные горизонтальные усилия в анкерных опорах в системах с сальниковыми компенсаторами, в данной системе воспринимается только трубопроводом, не вызывая усилий в опорах.

Горизонтальные усилия, передаваемые трубопроводом через подвески на опоры, как показывают подсчеты, не превосходят 0,5 т. Незначительность действующих на опоры усилий делает возможным создание простой типовой конструкции опоры, одинаковой на всем протяжении трассы.

Статический расчет предлагаемой системы связан с некоторыми трудностями. Если расчет системы на вертикальные воздействия прост, так как трубопровод в этом случае может быть рассчитан по схеме многопролетной неразрезной балки, то расчет системы на температурные воздействия является более сложной задачей. Температурные воздействия на систему вызывают деформацию трубопровода в горизонтальной плоскости и отклонение подвесок от своего перво-

начального положения, что вызывает их упругое противодействие. Трубопровод в этом случае должен быть рассмотрен как ломаная балка на упругих опорах-подвесках (рис. 2,а). Поскольку количество опор в системе может достигать нескольких сотен штук, то расчет такой многократно статически неопределимой системы достаточно сложен.

Однако упругие свойства системы, состоящей из многопролетных прямолинейных звеньев на упругих опорах, позволяют внести существенные упрощения в ее расчет на температурные воздействия. Этот расчет рекомендуется производить методом сил.

В качестве основной системы принимается также статически неопределимая система (рис. 2,б), состоящая из ряда простых стандартных схем, легко поддающихся предварительному расчету. Количество неизвестных может быть уменьшено втрое, если учесть упругие свойства многопролетных балок на упругих опорах. Известно, что поперечные воздействия, приложенные к одному концу многопролетной балки на

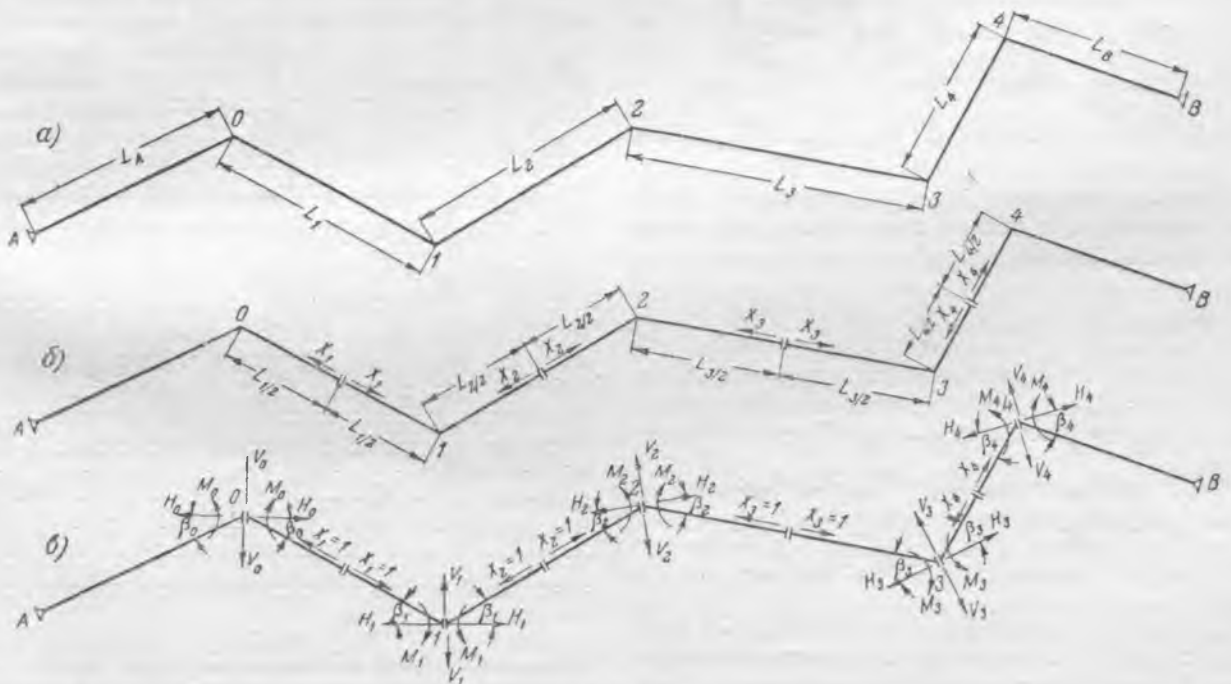


Рис. 2.

упругих опорах, очень быстро затухают вдоль балки и не оказывают влияния на усилия и деформации другого конца балки. Следовательно, при сравнительно длинных прямых звеньях трубопровода упругая связь между деформациями (усилиями) в углах трубопровода осуществляется только за счет передачи продольных перемещений (усилий) по длине прямых звеньев трубопровода. Это обстоятельство позволяет в местах расчленения трубопровода в принятой основной системе приложить вместо трех неизвестных усилий только одно продольное усилие. Общее количество неизвестных будет на единицу меньше количества углов перелома трассы. Система уравнений метода сил для основной системы, изображенной на рис. 2,б, имеет следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} X_1 \delta_{11} + X_2 \delta_{12} &+ \delta_{1r} \\ X_1 \delta_{21} + X_2 \delta_{22} + X_3 \delta_{23} &+ \delta_{2r} \\ X_2 \delta_{32} + X_3 \delta_{33} + X_4 \delta_{34} + \delta_{3r} \\ X_3 \delta_{43} + X_4 \delta_{44} + \delta_{4r} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Полученная система трехчленных уравнений, в которой первое и последнее уравнения содержат только по два неизвестных, решается весьма просто даже при большом количестве неизвестных. Для вычисления коэффициентов уравнений системы (1) необходимо предварительно рассчитать отдельные узлы системы на действие единичных значений неизвестных и температуры.

Расчет узлов рекомендуется также производить методом сил. Для получения стандартных систем уравнений основные системы для узлов приняты расчленением их по биссектрисам углов переломов трассы.

Полученные таким путем основные системы показаны на рис. 2,в. Стандартная система уравнений для узлов имеет следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} V \cdot \delta_{VV} + H \delta_{VH} &+ \delta_{Vm} = 0; \\ V \cdot \delta_{HV} + H \delta_{HH} + G \delta_{HG} + \delta_{Hm} &= 0; \\ H \delta_{GH} + G \delta_{GG} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Коэффициенты системы (2) δ_{VG} , δ_{GV} и δ_{Gm} равны нулю.

Решение системы (2) представляется удобным выполнить, в общем виде, пользуясь методом определителей:

$$V = -\frac{D_v}{D}; \quad H = -\frac{D_H}{D}; \quad G = -\frac{D_G}{D} \quad (3)$$

где

$$\left. \begin{aligned} D &= \delta_{VV} \cdot \delta_{HH} \cdot \delta_{GG} - \delta_{VV} \cdot \delta_{GH}^2 - \delta_{GG} \cdot \delta_{HG}^2; \\ D_v &= \delta_{Vm} \cdot \delta_{HH} \cdot \delta_{GH} - \delta_{Vm} \cdot \delta_{GH}^2 - \delta_{Hm} \cdot \delta_{GG} \cdot \delta_{VH}; \\ D_H &= \delta_{Hm} \cdot \delta_{VV} \cdot \delta_{GG} - \delta_{Vm} \cdot \delta_{GG} \cdot \delta_{HV}; \\ D_G &= \delta_{Vm} \cdot \delta_{HV} \cdot \delta_{GH} - \delta_{Hm} \cdot \delta_{VV} \cdot \delta_{GH}. \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

Вычисление коэффициентов системы (2) производится на основании предварительного определения краевых перемещений полувзвеньев трубопровода, образующих узел, на действие единич-

ных краевых усилий и изменения температуры, который легко выполнить при помощи готовых таблиц для расчета балок на упругих опорах².

Жесткость упругих опор характеризуется величиной горизонтальной силы K , вызывающей перемещение нижнего конца подвески на единицу (рис. 3), и определяется по формуле

$$K = \frac{R}{h} \quad (5)$$

где R — вертикальная нагрузка, приходящаяся на подвески;

h — длина подвески.

Отметим, что при вычислении краевых перемещений в многопролетных балках на упругих опорах от момента и поперечной силы, приложенных к этому же краю, достаточно учесть только первые три-четыре пролета балки, так как последующие пролеты практически не оказывают влияния на величины краевых перемещений. Это обстоятельство значительно сокращает вычисления, позволяя вместо расчета всех многопролетных полувзвеньев системы ограничиться определением краевых перемещений только для одного трех- или четырехпролетного звена.



Рис. 3.

Таким образом, расчет сложной высоко статически неопределимой системы, состоящей из многопролетных балок на упругих опорах, в рекомендуемом методе сводится к решению системы трехчленности уравнений с небольшим количеством неизвестных и простым предварительным вычислением по готовым формулам.

Отметим также, что методика расчета не должна изменяться при включении в систему короткого прямолинейного звена. В этом случае в состав основной системы, изображенной на рис. 2,б, включается один более сложный узел, состоящий из короткого звена с примыкающими к нему полувзвеньями, требующий специального решения, что в целом не нарушает системы рекомендуемой методикой расчета.

В заключение отметим, что предлагаемую систему можно сделать более эффективной при помощи некоторых простых конструктивных мероприятий.

При большой длине трассы воздушных линий трубопроводов основными расчетными воздействиями, определяющими напряженное состояние в трубопроводе и величины усилий, передаваемых им на опоры, являются температурные воздействия на систему. При этом наибольшие напряжения в трубопроводе и соответственно наибольшие усилия в подвесках возникают в зонах вблизи углов перелома трассы, где резко растут поперечные деформации трубопровода. Поэтому рекомендуется одну-две опоры в обе стороны от углов перелома трассы делать с подвесками удвоенной длины по сравнению с длинами осталь-

²В. С. Осипов, Справочные таблицы для расчета неразрезных балок на упруго оседающих опорах, Государственное издательство по строительству и архитектуре, Москва, 1953.

ных подвесок, что обеспечивает более свободное перемещение трубопровода от температурных удлинений и тем самым уменьшает внутренние напряжения в трубопроводе и усилия в подвесках.

Укажем также на возможность уменьшения расчетного колебания температуры в системе до величины

$$\Delta t = \frac{t_{\text{макс}} - t_{\text{мин}}}{2},$$

вне зависимости от температуры замыкания системы при монтаже за счет создания искусственного напряженного состояния в системе. Замыкание системы удобнее всего производить по середине длинных прямых участков трассы (где, как указывалось, возникают только продольные усилия) при помощи коротких вставок трубопровода на фланцах.

Длины вставок для создания нужного искусственного напряженного состояния определяются в зависимости от температуры замыкания системы.

Действие ветровой нагрузки на трубопровод может привести к отклонению подвесок, особенно в средних частях прямых участков трассы, где сопротивление системы поперечным воздействиям невелико, и вызвать раскачивание трубопровода. Для придания необходимой поперечной жесткости системе подвески в средних частях длинных прямых участков трассы следует делать не однониточными (рис. 4, а), а двухниточными (рис. 4, б). Угол α между подвесками следует назначить таким, чтобы горизонтальная составляющая натяжения нити превосходила ветровую нагрузку. При такой конструкции

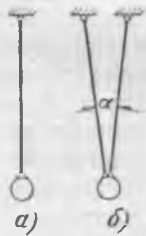


Рис. 4.

возможности раскачивания трубопровода при действии ветра устраняется.

Как показали опытное проектирование воздушной линии трубопроводов для гидрозолаудаления теплоэлектростанции, предлагаемая схема упрощает проектирование опор, облегчает их возведение и дает весьма существенную экономию в расходе материалов.

Опоры для трубопроводов могут проектироваться из дерева, железобетона или стали. Воз-

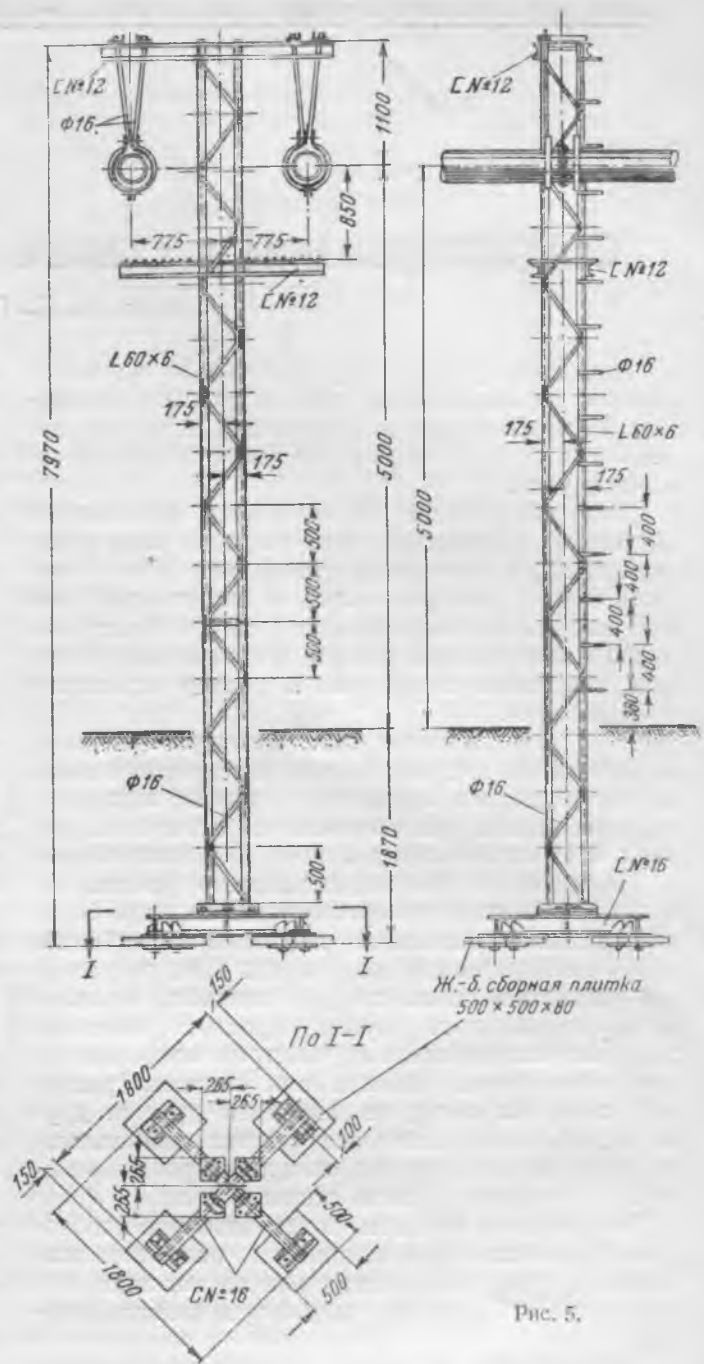


Рис. 5.

можная конструкция металлической опоры показана на рис. 5.

□ □ □

Секционирование в схемах электрических соединений

Инж. А. С. Галактионов

Надежная работа энергосистемы в основном зависит от надежности схем и режима отдельных электростанций и подстанций, а также надежности подачи питания на распределительные сетевые узлы.

Для обеспечения необходимой надежности «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» предписывают разрабатывать схемы электростанций и подстанций для всех напряжений переменного тока не только для нормальных режимов работы, но также для режимов, связанных с выводом в ремонт основного оборудования.

Ясно, что в понятие надежности работы энергосистемы входят: обеспечение соответствия мощностей короткого замыкания данным аппаратуры, обеспечение устойчивости параллельной работы и селективности действия релейных защит.

Но вместе с тем на надежность работы отдельных объектов и энергосистемы в целом большое влияние оказывает оперативная гибкость схемы электрических соединений. Под оперативной гибкостью схемы следует понимать возможность производить путем простых действий с одними выключателями быстрые операции по изменению схемы объекта или системы: разделять схему на части, не зависящие друг от друга, отделять поврежденные участки для восстановления питания других, синхронизировать между собой отдельные части схемы и т. п.

Оперативная гибкость схемы особенно необходима при ликвидации аварий; она позволяет значительно ускорить восстановление питания потребителей и сократить недоотпуск электроэнергии.

В сравнении со схемой, обладающей оперативной гибкостью, жесткая схема (все присоединения осуществлены к одной несекционированной системе шин) не обладает указанными выше преимуществами.

Необходимость придания схеме оперативной гибкости часто недооценивается эксплуатационным персоналом, стремящимся упростить схему для увеличения наглядности и избежания возможных оперативных ошибок вследствие ее сложности.

Опыт эксплуатации показал, что проведение глубокого секционирования в схемах собственных нужд способствует значительно повышению надежности. Однако при составлении главных схем электрических соединений правильному секционированию уделяется недостаточно внимания.

Следует признать, что принцип глубокого секционирования должен проводиться не только в электрических схемах собственных нужд, но

в первую очередь в главных схемах электростанций, подстанций сетевых районов и энергосистемы. Этим принципом следует руководствоваться и при составлении тепловых схем электростанций, на которых, как правило, секционирование паропроводов, питательных линий и других технологических схем в котельных и турбинных цехах применяется редко.

Секционирование схемы не означает, что отдельные секции, шины или части распределительных устройств работают изолированно друг от друга. Секции могут быть связаны между собой в нормальном режиме с обеспечением возможности разделения их при аварийных состояниях.

Соединение отдельных секций между собой в нормальном режиме посредством междушинных или секционных выключателей целесообразно всегда там, где такое соединение допустимо по условиям работы оборудования и где при авариях обеспечивается автоматическое отделение поврежденных секций от неповрежденных. При этом особое внимание должно быть обращено на рациональное распределение присоединения по секциям. Такое распределение (по секциям и шинам) производится так, чтобы при повреждении секции или системы шин не происходило полного перерыва электроснабжения всей подстанции или отделения всех генераторов электростанций от системы.

Повреждение секции должно сопровождаться минимальными отключениями при сохранении питания большинства потребителей, питающихся от данной подстанции.

Между секциями следует предусматривать автоматическое включение резервного питания (АВР).

Однако применение АВР может быть допущено не во всех случаях. Противопоказано автоматическое резервирование там, где отсутствует резерв по мощности трансформаторов или кабельных перемычек (с учетом допустимых аварийных перегрузок).

Только там, где связанная работа секций по тем или иным соображениям недопустима, следует идти на раздельную их работу.

Секционирование, придавая схемам электрических соединений станций и сетей большую оперативную гибкость, позволяет дежурному персоналу путем несложных операций в короткие сроки производить ликвидацию аварий и локализацию аварийных очагов.

Преимущества рассредоточения присоединений по шинам настолько очевидны, что противников секционирования схем становится все меньше и меньше.

Ранее приводившийся довод об увеличении длины находящихся под напряжением шин и в связи с этим об увеличении вероятности поражения шин не нуждается в опровержении. В настоящее время недопустимость секционирования обосновывают в основном усложнением схемы, возможностью ошибок персонала (эксплуатационные работники) и трудностями настройки релейных защит с учетом возможных режимов системы или электростанции (работники служб защиты).

Способы повышения оперативной гибкости главных схем электростанций и подстанций

Умелое составление схемы электрических соединений, имеющей наибольшие оперативные удобства, заключается в целесообразном подборе присоединений по секциям.

Наиболее простейший случай секционирования можно видеть на примере подстанции с двумя питающими линиями и двумя трансформаторами (рис. 1, а).

В большинстве случаев питающие линии высокого напряжения по соображениям системного

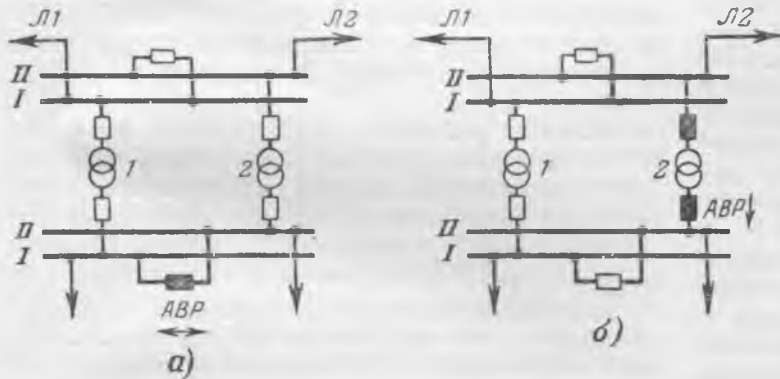


Рис. 1.

порядка целесообразно сохранять в транзите. Для этого линии разводят на разные сборные шины, которые соединяются шиносоединительным выключателем. Трансформаторы также соответственно подключаются к разным сборным шинам в распределительных устройствах обоих напряжений.

В отличие от шин высокого напряжения шины низкого напряжения работают без связи между собой.

Линии, питающие потребителей, распределяются по шинам с учетом особенностей распределительной сети. Нормально отключенный шиносоединительный выключатель шин низкого напряжения должен находиться в двустороннем АВР, если это допустимо по нагрузкам трансформаторов.

Возможен режим, когда для уменьшения потерь в сети отключается один из трансформаторов. В этом случае применяется схема рис. 1, б, в которой АВР переводится с шиносоединительного выключателя на выключатели трансформатора.

Преимущества этих схем заключаются в том, что подстанция сохраняет питание при повреждении любой системы шин высокого напряжения,

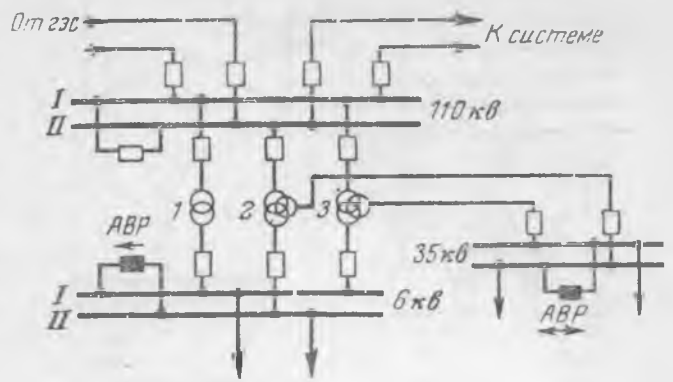


Рис. 2.

при повреждении линий с отказом работы выключателя, а также сохраняет частичное питание при устойчивом повреждении шин низкого напряжения.

Несколько иной вариант секционирования может применяться на подстанциях с подходящими к ней параллельными линиями (рис. 2). Эта схема имеет то преимущество, что при повреждении одной системы шин 110 кВ не только сохраняется питание всей или части подстанции, но и сохраняется транзит по линиям между электростанцией и системой. Распределение трансформаторов и отходящих линий между сборными шинами может быть произведено подобно предыдущей схеме. АВР на шиносоединительном выключателе 6—10 кВ имеет одностороннее действие (резервирует вторую систему сборных шин), так как мощности одного трансформатора 2 недостаточно для питания всей нагрузки подстанции.

На подстанциях, имеющих несколько секций шин и резервные шины, секционирование можно осуществить подобно схеме, указанной на рис. 3.

Четные и нечетные линии и трансформаторы в данном случае разведены по соответствующим сборным шинам (с учетом особенности схемы системы). Резервный трансформатор 4 включен на резервные шины.

АВР введено на всех шиносоединительных выключателях и при отключении трансформатора, питающего секцию, включает шиносоединительный выключатель и резервный трансформатор. Во избежание отключения секции 2 при повреждении второй системы сборных шин 110 кВ (так как в этом случае резервное питание не

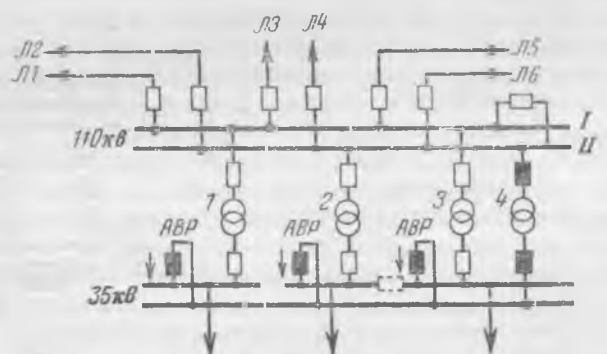


Рис. 3.

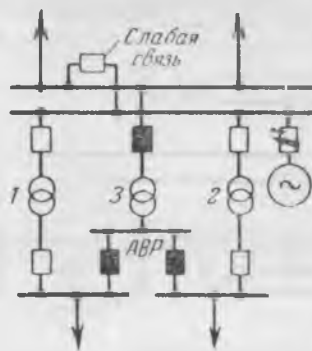


Рис. 4.

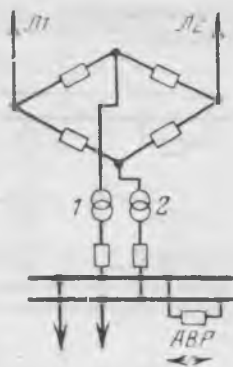


Рис. 5.

может быть подано) можно предусмотреть включение под действием АБР шиносоединительных выключателей секций 1 и 2 по признаку отсутствия напряжения на второй системе шин 110 кВ. Такое автоматическое включение резервного питания вызывает некоторое усложнение схемы релейной защиты; чтобы избежать этого, можно осуществить дополнительное резервирование между секциями на секционных выключателях (показаны пунктиром).

На электростанциях малой мощности часто возникает необходимость отделения их от системы при внешних коротких замыканиях или при выделении на них вследствие сетевой аварии чрезмерно большого района. Это осуществляется специальными делительными защитами, действующими по признаку снижения частоты, напряжения или от первых ступеней максимальных защит генераторов.

Секционированная схема, типичная для таких электростанций, приведена на рис. 4. В отличие от обычно применяемой схемы трансформатор 3 включен на отдельные шины, служащие для связи с системой. Подключение трансформатора 3, обеспечивающего резервное питание района и собственного расхода, на шины вместе с генератором и другими трансформаторами нельзя признать правильным.

К особому разряду следует отнести открытые распределительные устройства, выполненные по схеме четырехугольника. Эта схема в оперативном отношении не менее маневренна, чем схема с двумя системами шин при том же числе присоединений.

Действительно, если при четырех присоединениях в обычном распределительном устройстве при работе по секционированной схеме (см. рис. 1) короткое замыкание на одной системе шин привело бы к отключению трансформатора и линии и к кратковременному отключению благодаря действию АБР отключению шин, то в схеме четырехугольника (рис. 5) последствия повреждения на ошиновке любого угла ограничиваются отключением одного присоединения. Ремонт любого выключателя возможен без вывода из работы оборудования основных присоединений. Правда, при этом значительно снижается оперативная гибкость схемы, так

как при повреждении линии будет отключаться одновременно трансформатор, но в этом случае под действием АБР будет восстановлено питание шин низкого напряжения.

При секционировании схем электростанций следует обращать особое внимание на обеспечение во всех аварийных случаях питания местных нужд и наибольшую обеспеченность питания отдельных частей района нагрузки, а также на обеспечение действия автоматической разгрузки системы по частоте (АЧР).

Наиболее удобна и оперативна АЧР, действующая на каждую линию распределительной сети в отдельности.

Если осуществление такой схемы невозможно по местным условиям, то применяют АЧР группового действия, воздействующую на отключение шиносоединительного выключателя, секционных выключателей или трансформаторов. В этих случаях отключается какая-либо одна система шин, секция или подстанция.

Обычно осуществляемая схема электрических соединений подстанции, показанная на рис. 6, имеет тот недостаток, что при случайном отключении трансформатора (рис. 6,а) или шиносоединительного выключателя (рис. 6,б) одна система шин остается без напряжения. Кроме того, работающий синхронный компенсатор не может оказывать влияния на уровень напряжения других шин (см. рис. 6,а). Следует считать, что работа по схеме рис. 6,в, с распространением действия АЧР одновременно на два выключателя, легко устраняет недостатки указанных выше схем. По такому принципу в одной энергосистеме временно осуществлено АЧР на многих подстанциях.

При составлении эксплуатационных схем следует также учитывать возможность применения самосинхронизации отделившихся от системы генераторов, как работающих в блоке с трансформаторами, так и на общие сборные шины.

При этом следует обращать внимание на наличие ответвлений, перемычек или обмоток трансформаторов, по которым питаются в большинстве случаев или районы электростанций, или местные нужды.

Возможные схемы подключения генераторов показаны на рис. 7. Самосинхронизация генераторов, включенных по схеме 7,а и б, не представляет затруднений, если это допустимо по режимным условиям.

Самосинхронизация по схемам рис. 7,а, г и д затруднена тем обстоятельством, что отключив-

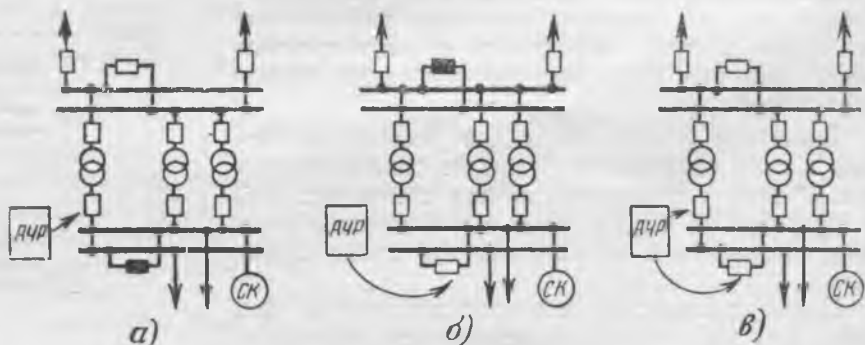


Рис. 6.

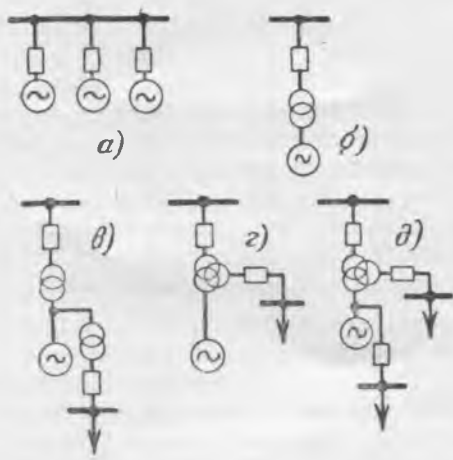


Рис. 7.

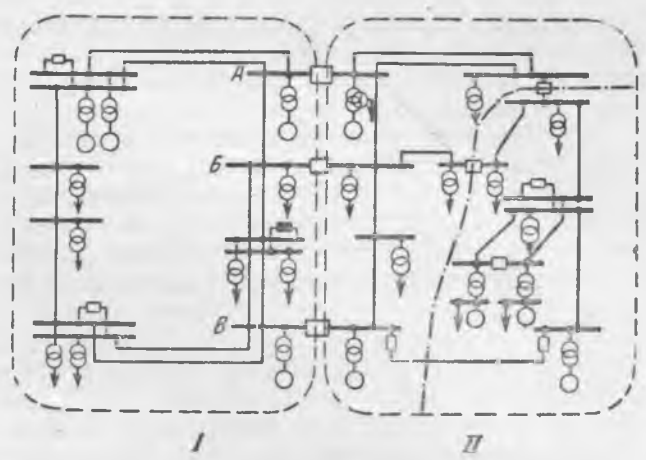


Рис. 8.

шие блоки продолжают питать нагрузку. Требуется предварительный перевод нагрузки на другие агрегаты, что не всегда возможно без применения точной синхронизации или без кратковременного отключения потребителей.

Перевод питания района на другие генераторы электростанции возможен посредством применения АВР, но при этом возникает опасение в отклае автоматики. Другой способ с применением точной синхронизации между блоками может по длительности превзойти прямое включение в систему с применением той же точной синхронизации. Для сокращения длительности самосинхронизации, требующей дополнительных вспомогательных операций, на каждой электростанции следует разработать план оперативных действий.

К сожалению, большинство мощных генераторов, работающих в блоке с трансформаторами, самосинхронизация которых в аварийных условиях особенно желательна для энергосистемы, питают своими ответвлениями собственные нужды или районы.

Способы повышения оперативной гибкости схемы энергосистемы

При составлении схемы нормальной работы целесообразно предусматривать возможность быстрого видоизменения схемы энергосистемы путем проведения минимального числа операций с пультов электростанций и подстанций по заданию диспетчера.

Это необходимо при ликвидации крупных аварий в системе с целью разделения ее на ряд несинхронных частей, а также определения невыявившегося поврежденного участка сети или с целью частичного восстановления питания энергосистемы и т. п.

Такие аварийные случаи при современном состоянии эксплуатации хотя и очень редки, но все же не исключены, поэтому следует предусмотреть возможность быстрой ликвидации подобных, наиболее тяжелых, аварий.

В частях энергосистемы, которые могут быть отделены друг от друга, следует предусмотреть соблюдения баланса нагрузок электростанций с потреблением и возможность простой и быстрой

синхронизации между собой отделившихся частей системы.

На рис. 8 показана схема энергосистемы, в которой осуществлено секционирование. Нормально вся система работает связанно, но в аварийных режимах по распоряжению диспетчера она может быть разделена первоначально на две части (I и II) путем отключения шиносоединительных выключателей на объектах А, Б и В.

В дальнейшем одна из частей (II) может быть подразделена еще на две части. Желательно, чтобы в каждой из частей были в работе генераторы со сходными параметрами и инерционными постоянными, что важно при разделении энергосистемы вследствие нарушения устойчивости параллельной работы электростанций.

При секционировании следует учитывать наличие обходных электрических связей в сетях других напряжений и наличие автоматики.

В каждой энергосистеме могут быть свои особенности, ограничивающие или расширяющие возможность секционирования.

В заключение следует отметить, что повышение надежности схем энергосистемы, электростанций и подстанций не может обойтись без внедрения некоторых новых технических мероприятий и без изменений в защитных и автоматических устройствах. Например, потребуется осуществление ручного или автоматического изменения настройки релейных защит линий электропередачи при переходе от раздельной работы секций или частей системы к связанной работе. Такие переходы в процессе эксплуатации весьма часты и неизбежны.

Можно указать также, что работа на двух связанных системах шин при определенных, но возможных в эксплуатации сочетаниях оборудования может привести к неселективной работе действующих защит, что потребует внесения некоторых изменений в схему защит.

Такие изменения в состоянии релейных защит вызывают возражения работников служб релейных защит против осуществления схем секционирования объектов и энергосистемы. Но надо сказать, что эти возражения вызваны не отсутствием технической возможности обеспечения секционированных схем, а нежеланием идти на некоторые осложнения схем вторичных соединений.

К сожалению не во всех энергосистемах дея-

тельность эксплуатационных служб и предприятий согласовано направлена в сторону обеспечения максимальной надежности работы энергосистемы в целом.

Службы, как правило, стремятся обеспечить выполнение поставленных перед ними задач, в первую очередь, в своей отрасли работы, часто руководствуясь узковедомственными интересами, что иногда противоречит общим задачам энергосистемы. Такое отношение наблюдается и в во-

просах составления нормальных схем электрических соединений.

Поскольку секционированные схемы электрических соединений в сочетании с автоматикой в оперативном отношении удобны в эксплуатации и обеспечивают высокую надежность работы, что подтверждается многолетним опытом некоторых энергосистем, секционирование следует проводить повсеместно, в том числе и в распределительных воздушных и кабельных сетях.

□ □ □

Работы по телемеханизации в крупной энергосистеме

Инж. М. И. Песочин

В соответствии с планами внедрения передовой техники в течение последних лет в энергосистеме проводились работы по телемеханизации диспетчерского управления, включая сооружение нового центрального диспетчерского пункта (ЦДП) с вводом большого числа средств телемеханики, переводом на диспетчерское телеуправление крупной гидроэлектростанции, а также по переводу на телеуправление сетевыми подстанциями с районных диспетчерских пунктов (РДП) и опорных

подстанций 35 кв. Структурная схема телемеханизации показана на рисунке. Опыт проведения этих работ может представить интерес для читателей.

Проектные работы

Технический проект был выполнен институтом «Теплоэлектропроект» и предусматривал телемеханизацию ЦДП в следующем объеме:

а) телесигнализация положения оборудования основной сети;

б) телеизмерение основных электрических величин станций, включая промышленные блок-станции (суммарной активной и реактивной мощности, напряжения, частоты и уровней бьефов гидроэлектростанций) и суммарной активной мощности перетоков по системным и межсистемным транзитам;

в) телеуправление агрегатами гидроэлектростанций и выключателями основных системных и межсистемных транзитов.

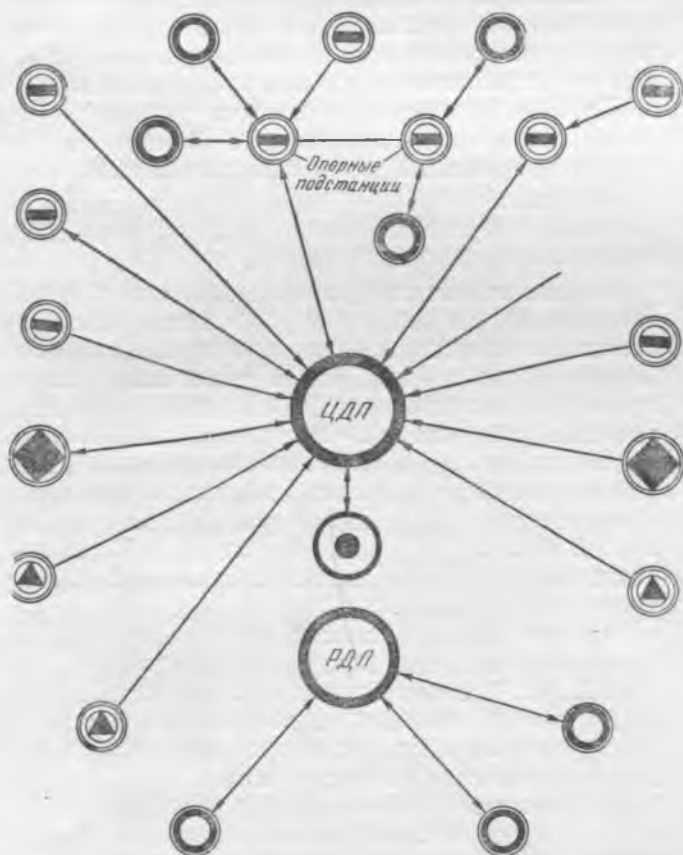
После утверждения проекта в главном управлении специальным сектором ОАТН института «Гидроэнергопроект» непосредственно на месте в системе было начато составление технических и рабочих проектов и смет телемеханизации отдельных объектов системы. Параллельно Теплоэлектропроектом выполнялись рабочие чертежи в части ЦДП.

Опыт осуществления проектных работ выездными бригадами непосредственно в энергосистеме дал положительные результаты, так как при этом сокращаются сроки их выполнения и повышается качество.

Вместе с тем выявились существенные недостатки и недоработки в работе проектных организаций:

а) Не были разработаны вопросы архитектурного оформления помещений ЦДП, освещения, вентиляции, звукоизоляции.

б) Не были предварительно обследованы перекрытия помещений, где устанавливается оборудование, и поэтому не предусмотрены заблаговременно меры по их усилению, необходимому для установки довольно тяжелого диспетчерского щита и щитов телемеханики в аппаратной, а также выполнению кабельных каналов.



- — подстанции основной сети
- — подстанции 35 кв
- ⊙ — блокстанции
- ⊗ — тепловые электростанции
- ⊙ — гидроэлектростанции
- — телесигнализация и телеизмерение
- — телесигнализация, телеизмерение и телеуправление

Структурная схема телемеханизации энергосистем.

в) В схемах источников питания постоянного тока не были предусмотрены устройства для ограничения в требуемых пределах колебаний напряжения при различных режимах работы аккумуляторных батарей.

г) В цепях телесигнализации и аварийных сигналов не были предусмотрены накладки или другие устройства для отключения этих сигналов при выводе в ремонт телесигнализируемого выключателя, поэтому на ЦДП проходит множество ненужных сигналов при опробовании оборудования, находящегося в ремонте, что отвлекает и нервирует диспетчера.

д) Недостаточно регламентирован объем проектных заданий, выдаваемых заводу на изготовление диспетчерских щитов и пультов, в результате чего проектные организации выполняют много лишней документации и невольно удлиняют сроки изготовления технической документации.

е) Объемы телеизмерения завышаются; на диспетчерском пульте предусмотрено большое количество приборов телеизмерения (42 шкалы), причем одних частотомерных шкал предусмотрено шесть; как показал опыт эксплуатации, из-за большого количества приборов явно затрудняется их обозреваемость дежурными диспетчерами.

Монтажные работы

Монтажные работы на всех предприятиях энергосистемы велись хозяйственным способом.

Относительно небольшие объемы работ по тепловым электростанциям были выполнены в течение 1 ÷ 2 мес., однако ввод в эксплуатацию смонтированных устройств телемеханики задерживался из-за поздней поставки оборудования ЦДП (щита и пульта). Работы в сетевых районах и по гидростанции вследствие большего объема заняли длительный период времени. Для этих объектов ввод в работу устройств телемеханики также задерживался оборудованием ЦДП.

Поэтому для предварительной наладки с целью последующего сокращения срока ввода в эксплуатацию было признано целесообразным монтировать телеустановки и часть телеизмерительной аппаратуры во временном помещении на временных упрощенных щитах. К моменту получения оборудования ЦДП и его монтажа большая часть аппаратуры была уже налажена. Аппаратура ЦДП монтировалась сразу же по поступлении от заводов, без завоза на склад. Монтаж щита и пульта ЦДП был завершен в течение 3 мес.

Для сетевых районов в зависимости от конкретной конфигурации сети были приняты две структурные схемы диспетчерского управления: управление с опорных подстанций без телемеханизации РДП и управление с телемеханизированного РДП сетевого района.

Следует отметить, что там, где это позволяет конфигурация сети, телеуправление подстанций с опорных станций и подстанций имеет существенные преимущества за счет упрощения каналов телемеханики и сокращения стоимости оборудования РДП.

Оборудование центрального диспетчерского пункта

Телемеханизированный диспетчерский щит изготовлен заводом «Электропульт» и состоит из десяти стандартных блоков. Использован мимический принцип, т. е. нормально символы выключателей не освещаются. Освещение этих символов происходит в период несоответствия положения выключателя на контролируемом пункте с положением символа этого выключателя на щите. Этот принцип получил полное одобрение со стороны персонала диспетчерского пункта. В верхней части диспетчерского щита расположены изготовленные Оргрэс приборы «Гигант» со шкалами длиной 1 м, измеряющие частоту и суммарную активную мощность системы. Приборы «Гигант» с успехом используются диспетчерами для ориентировки в отношении этих основных величин.

Вместе с тем в конструкции диспетчерских щитов выявились существенные недостатки.

При большом активном поле щита ($7,2 \times 2,2 = 15,84 \text{ м}^2$) мнемоническая схема выполнена при помощи стандартных миниатюрных секций $200 \times 30 \text{ мм}$. На щите излишне большое свободное поле, а мнемоническая схема объектов видны недостаточно четко. Элементы мнемонической схемы — символы выключателей и разъединителей — неудобны для производства переключений. Изменения положений символов производятся вручную, что усложняет работу диспетчера. При общей идее — простоте замены различных деталей и возможности расширения, замена деталей и секций практически представляет большую трудность. Переносные символы, устанавливаемые на диспетчерском щите в период ремонта линий, выключателей и т. п., очень мелки, надписи на них не видны с рабочего места диспетчера. Аналогично плохо видны слишком мелкие надписи диспетчерских обозначений.

Для лучшей обозреваемости диспетчерского щита символы выключателей и разъединителей должны быть увеличены не менее чем в 1,5 раза¹. Также необходимо увеличить расстояние между символами шин.

Выполненный щит является плоским, в то время как большие диспетчерские щиты для лучшей обозреваемости следует выполнять овальными. Для лучшего обслуживания диспетчерских щитов, а также возможности легкого изменения мнемонической схемы при расширении системы более целесообразно набирать мнемонические схемы из отдельных стандартных элементов — символов выключателей и разъединителей, подобно тому как на месте вне завода монтируются обычные щиты управления, релейные щиты и др.

Для автоматического изменения положения символов телеуправляемых выключателей в секциях диспетчерского щита кустарным порядком были изготовлены и встроены электромагниты, но они оказались недостаточно хорошего каче-

¹ Это учтено заводом при разработке новой аппаратуры диспетчерских щитов. Ред.

ства. При хорошем изготовлении последних — это весьма желательные элементы.

Выпускаемые заводом диспетчерские щиты в целом очень громоздки и имеют излишне большое количество металла. Вес 10-панельного щита составляет около 4 т.

Диспетчерский пульт был впервые изготовлен заводом из дерева (в отличие от обычно изготавливаемых металлических пультов, работать у которых персоналу менее удобно), что в принципе является положительным моментом. Пульт достаточно просторен: кроме двух рабочих мест, он располагает панелями управления и приборной приставкой.

Панели управления пульта были запроектированы и собраны из стандартных секций (аналогично щитовым), что следует считать весьма неудачным решением по следующим соображениям:

а) Символы выключателей, используемые благодаря наличию контактов вместо ключей управления, являются неудобными элементами для производства частых операций.

б) Доступ к контактам этих ключей чрезвычайно неудобен.

в) При осмотре ключей данного объекта, как правило, приходится нарушать работу других объектов.

Учитывая эти существенные недостатки, для телеуправления следует применять обязательно отдельные ключи типа КТУ, выпускаемые заводом, а наличие мнемонической схемы объектов на пульте следует признать необязательным.

Размещение вспомогательных устройств типа ВУЧ-1 к приборам ПДЧС на пульте вовсе не предусмотрено. Поэтому они размещены вне пульта, занимают отдельную панель и усложняют коммутацию. Вспомогательные устройства, как правило, должны размещаться в тумбах пульта, хотя бы за счет сокращения количества ящиков для документации.

Порядок размещения приборов телеизмерения на приборной приставке пульта имеет большое значение для персонала ЦДП.

Может быть применен один из двух принципов размещения указывающих приборов телеизмерения на пульте:

1) По характеру измеряемой величины (напряжения, мощности, частоты и пр.).

2) По объектному принципу (электростанциям и подстанциям) независимо от характера измеряемой величины.

В первом случае приборы различных электрических величин одного и того же объекта (электростанции) получают рассредоточенными. Как показал опыт эксплуатации, такой принцип размещения приборов неудобен, так как при этом персоналу труднее ориентироваться. Размещение же приборов по объектам улучшает ориентацию и позволяет диспетчеру быстро оценивать изменения всех основных параметров телеизмеряемых величин.

Выпускаемые заводом «Электропульт» сдвоенные приборы — миллиамперметры (ПМС)-частотомеры (ПДЧС), — к сожалению иногда создают вынужденный порядок размещения приборов, так

как заводом не допускается совмещение в одном приборе логометра и миллиамперметра.

Такое совмещение выполнено на месте, и все приборы размещены по второму объектному принципу, чем существенно улучшена ориентация обслуживающего персонала. Сдвоенный прибор неудобен в эксплуатации, так как при необходимости осмотра одного встроенного прибора выводится из работы и другой².

Диспетчерский щит и пульт РДП были изготовлены заводом «Электропульт» также из стандартных блоков.

Аппаратура телемеханики

В энергосистему поступили первые заводские комплекты телеизмерительной аппаратуры дальнего действия частотной системы Орггрэс — «Электропульт».

Указанная аппаратура получила высокую оценку оперативного персонала за непрерывность действия и достаточную точность.

К существенным недостаткам этой аппаратуры следует отнести:

а) труднодоступный монтаж и неудобство осмотра отдельных элементов (ГЧ, ППЧ и др.);

б) невозможность производства необходимых контрольных измерений без демонтажа ряда деталей устройства;

в) необоснованно сложные замки;

г) низкая добротность компенсационных миллиамперметров с конденсаторными преобразователями в приемнике ППЧ-1.

Отмечены частые случаи замыкания между пластинами конденсатора переменной емкости. Следует отметить, что длина коаксиального кабеля иногда диктует вынужденное размещение дающих приборов с конденсаторными преобразователями, и поэтому приходится на станциях и подстанциях использовать последние только в качестве повторителей к обычным указывающим приборам.

В энергосистеме смонтированы главным образом установки телеуправления-телесигнализации типов ВРТ-48 и ВРТ-50, которые уже сняты с производства. Не касаясь специфических дефектов указанных моделей, необходимо отметить ряд недостатков, которые в настоящее время полностью учитываются:

а) недостаточная надежность контактов линейных реле, несущих большую нагрузку;

б) отсутствие в телеуправлении и телесигнализации счетчиков срабатываний, что существенно затрудняет учет работы аппаратуры;

в) для контролируемых пунктов заводом не поставляется вспомогательная аппаратура управления и запуска схемы телесигнализации; последняя, как правило, выполняется кустарным способом в виде шкафов-приставок;

г) выпускаемые модели часто недостаточны по емкости телесигнализации, телеуправления и в особенности по вызовам телеизмерения;

д) не предусматриваются устройства ретрансляции.

² В настоящее время завод перешел на выпуск одношкальных приборов типа ПМД более высокого качества. Ред.

Время передачи телесигналов еще велико. Так, например, при работе АПВ на линии телеустановка не успевает передавать изменения положений выключателя.

Каналы телемеханики имеют большое значение в деле обеспечения бесперебойной работы устройств телемеханики. Для всех объектов, расположенных в черте города, где размещен ЦДП, в качестве каналов телемеханики использованы жилы кордельного кабеля. Аппаратура на этих каналах работает устойчиво, вероятность повреждения их значительно меньше, хотя в энергосистеме уже имели место два случая повреждения кордельного кабеля.

Для объектов, расположенных на больших расстояниях от ЦДП, предусмотрены высокочастотные каналы телемеханики — для телеизмерительной аппаратуры при помощи постов типа ТМД/П и для аппаратуры телеуправления и телесигнализации при помощи постов ТДО.

Однако к моменту ввода в эксплуатацию устройств телемеханики аппаратура для высокочастотных каналов отсутствовала и поэтому были найдены временные решения. Для аппаратуры телеуправления в качестве каналов телемеханики были использованы имевшиеся в наличии цветные пары проволочной связи, уплотненные надтонами стойками типа МТЦ. Для телеизмерительной аппаратуры дальнего действия работниками Оргрэс была разработана аппаратура усиления для передачи сигналов по существующим стальным проводам проволочной связи.

Хотя такие каналы обеспечили передачу всего объема телесигнализации и телеуправления, а также основных величин телеизмерения по вызову, однако вместе с тем выявились следующие серьезные недостатки:

- а) частая повреждаемость как самой физической пары, так и аппаратуры уплотнения;
- б) питание каналов не стабилизировано;
- в) ограниченная возможность передачи телеизмеряемых величин;
- г) уровень передачи резко зависит от метеорологических условий;
- д) большая зависимость аппаратуры каналов телеуправления от изменений частоты в энергосистеме.

Поэтому в энергосистеме принимаются меры к сооружению намеченных по проекту высокочастотных каналов. Один высокочастотный канал с шестью подканалами уже введен в эксплуатацию. Опыт трехмесячной эксплуатации показал его существенные преимущества по сравнению с проволочными уплотненными каналами.

Важным условием обеспечения бесперебойной работы устройств телемеханики являются также надежные источники питания. Для питания аппаратуры телеуправления и телесигнализации на всех контролируемых пунктах предусмотрены и установлены аккумуляторные батареи типа С-1 с зарядными устройствами — селеновыми выпрямителями типа ВСА-5, работающими в режиме постоянного подзаряда. На ЦДП и РДП смонтированы батареи типа С-3 с зарядными устройствами, работающими в таком же режиме.

Во время глубоких зарядов и разрядов возможно недопустимое повышение напряжения на

телеустановках, поэтому на всех батареях предусмотрены отпайки от 19-й или 20-й банки. При помощи такого простого устройства во всех случаях обеспечиваются колебания напряжения постоянного тока в пределах, не превышающих $\pm 15\%$. Питание аппаратуры телеизмерения и аппаратуры уплотнения каналов в первый период эксплуатации осуществлялось от недостаточно надежного источника, в результате чего имели место частые случаи перерыва питания с прекращением работы не только аппаратуры телеизмерения, но и аппаратуры телеуправления, работающей на уплотненных проволочных каналах.

Эксплуатация устройств телемеханики

Опыт эксплуатации устройств телемеханики показал, что последние являются эффективным средством сокращения численности персонала на районных подстанциях 35 кВ, средством повышения контроля со стороны диспетчера ЦДП за состоянием оборудования, а также более экономичного ведения режима работы энергосистемы.

Особо эффективными показали себя устройства телесигнализации и телеизмерения на ЦДП, которые обеспечивают полную и непрерывную информацию диспетчера о происшедших переключениях, изменениях основных электрических параметров на электростанциях и в электрических сетях. О всех случаях нарушения нормальной режима системы, диспетчер узнает при помощи устройств телемеханики раньше, чем успевает сообщить о них ему персонал, благодаря чему ускоряется ликвидация нарушений нормального режима.

Зафиксированы случаи, когда диспетчер при помощи устройств телемеханики предотвращал неправильные действия персонала, чем предупреждал развитие нарушения нормального режима. Так, например, неправильно выполненная дежурным персоналом электростанции операция по включению линии электропередачи благодаря работе устройств телесигнализации была замечена на ЦДП, и диспетчер предупредил несинхронное включение отделившейся электростанции.

Устройства телеуправления агрегатами гидростанций и выключателями системных и межсистемных транзитов достаточно хорошо опробованы и освоены. Однако в условиях наличия обслуживающего персонала на электростанциях и подстанциях основной сети, а также средств автоматики АПВ, АВР, автооператоров, включающих резервные агрегаты при снижении частоты в системе, применение устройств телеуправления выключателями на ЦДП следует признать необязательным.

И, наоборот, применение устройств телеуправления в полном объеме для телемеханизируемых электростанций и подстанций, на которых полностью снимается персонал, следует считать, как правило, обязательным. В этом случае оно необходимо при отыскании «земли», для поочередного отключения линий. Опыт энергосистемы показал, что примерно 50% опарций с выключателями производится без необходимости переключений разъединителей.

Устройства телемеханики стали неотъемлемыми элементами в работе диспетчера. Даже кратковременный вывод из работы этих устройств обнаруживается диспетчером и рассматривается им как существенное неудобство. В аварийных режимах устройства телемеханики начинают приобретать значение, аналогичное устройствам релейной защиты и автоматики. Поэтому борьба за увеличение коэффициента использования аппаратуры телемеханики, за бесперебойную и правильную ее работу является главной задачей персонала, обслуживающего эти устройства.

В ходе эксплуатации зафиксированы сбои в телеуправлении и случаи неправильной сигнализации, однако эти случаи по отношению к огромному количеству произведенных операций составляют доли процента. К сожалению, до настоящего времени учет работы установок ТУ-ТС еще недостаточно налажен. Большое внимание уделяется повышению коэффициента использования установок. Средний коэффициент использования аппаратуры телеуправления-телесигнализации за прошедший период эксплуатации составил 92,8%. При этом коэффициент использования телеустановок, работающих на физических каналах (кордельный кабель), составляет 98 ÷ 100% и, наоборот, телеустановки, работающие на физических уплотненных каналах и в особенности на абонированных каналах, имеют более низкий коэффициент использования.

Средний коэффициент использования аппаратуры телеизмерения составляет 94,8%*.

Аналогично, как и по аппаратуре телеуправления и телесигнализации, коэффициент использования аппаратуры выше там, где каналы телемеханики надежнее. Основные причины, вызывающие простои аппаратуры телемеханики, и удельный вес простоев (по отношению к общему количеству часов простоя аппаратуры) приведены в таблице.

Причины простоя аппаратуры телемеханики	Простой аппаратуры, %	
	ТУ-ТС	ТИ
Нарушения каналов телемеханики	75,2	65
Нарушения источников питания	18,76	1,8
Неисправность аппаратуры диспетчерского щита и пульта (ключи, символы, электромагниты и др.)	3,23	—
Неисправность самой аппаратуры ТУ-ТС и ТИ	1,26	14,6
Бесконечный запуск установок ТУ-ТС, обусловленный нарушением цепочной схемы запуска	1,55	—
Вывод из работы вызванных изменений из-за неисправности установок ТУ-ТС	—	18,6

Из таблицы видно, что главная причина нарушения работы аппаратуры телемеханики относится к нарушениям каналов телемеханики, которые составляют более 75% всех неисправностей. Следует отметить, что наибольшее количество таких нарушений относится к первому периоду эксплуатации и абонированным каналам. С вводом в эксплуатацию высокочастотных каналов

* Не учтены часы простоя, связанные с проведением осмотра аппаратуры по утвержденному графику.

следует ожидать резкое сокращение количества нарушений каналов телемеханики.

Другой важной причиной нарушения работы аппаратуры телемеханики является нарушение источников питания постоянного и переменного тока.

Что касается источников постоянного тока, то они в настоящее время все укомплектованы, а в период глубокого заряда аккумуляторных батарей телеустановки не выводятся из работы, так как выполнены соответствующие отпайки от аккумуляторных батарей. Нарушения работы источников питания переменного тока имели место главным образом в первый период эксплуатации. Однако и в настоящее время некоторые источники питания еще не имеют резерва. К неисправностям самой аппаратуры телемеханики относятся небольшой процент простоя, хотя абсолютное количество часов простоя еще велико.

К числу основных неисправностей по телеуправлению-телесигнализации относятся:

- нарушения в цепочной схеме запуска (выполненной на реле типа РПТ);
- неисправности искателей;
- подгорание контактов в линейных реле;
- неисправности в ключах управления, повреждения электромагнитов символов и пр.

К числу основных неисправностей в аппаратуре телеизмерения относятся:

- повреждения приемных указывающих приборов;
- замыкания между пластинами конденсаторных преобразователей;
- повреждения отдельных деталей;
- повреждения трансформаторов в блоках питания и пр.

Внедрение устройств телемеханики в больших масштабах, а также организация эксплуатации этих устройств встретили серьезные трудности из-за отсутствия в энергосистеме специализированных кадров, специальных приборов, инструмента, необходимых инструктивных материалов и вообще какого-либо опыта в этой отрасли техники.

Большую помощь энергосистеме в наладочных работах оказали ОАТН института «Гидроэнергопроект» и Оргрэнс.

В ходе монтажных и наладочных работ в энергосистеме выросли свои кадры, создана лаборатория с необходимыми стендами, приборами и инструментом.

Выводы

1. Новые разработки в области аппаратуры телемеханики, выполненные отечественными организациями, а также промышленное освоение этой аппаратуры заводами позволили перейти от телемеханизации отдельных объектов к комплексной телемеханизации энергосистем.

Проведенные работы по телемеханизации диспетчерского управления полностью соответствуют директивам XIX съезда партии по пятому пятилетнему плану развития СССР на 1951—1955 гг., предусматривавшим развертывание работ по телемеханизации энергосистем.

2. С целью дальнейшего широкого внедрения в энергосистемы устройств телемеханики необходимо провести работы по улучшению, улучшению качества и увеличению выпуска аппаратуры, а также по расширению ее номенклатуры.

Особое внимание следует уделить вопросам каналов телемеханики, лимитирующим в настоящее время дальнейшее широкое внедрение телемеханизации и ограничивающим надежность эксплуатации.

3. Проектирование устройств телемеханики энергосистем должно выполняться с учетом комплексной телемеханизации. При этом в первую очередь проектом должны быть определены наилучшая структура диспетчерского управления, объем телемеханизации районных диспетчерских пунктов, центральных диспетчерских пунктов объединенных систем и взаимная увязка этих объектов. Должны быть решены вопросы каналов телемеханики. Практическое же выполнение намеченных объектов может быть произведено по частям.

4. Решение Главэнергопроекта, Технического управления и Центральной службы связи Министерства электростанций о проектировании устройств телемеханики и диспетчерской связи для новых электростанций от декабря 1952 г. в настоящих условиях должно быть расширено в части обязательного проектирования устройств телемеханики для всех сооружаемых подстанций.

5. Для обеспечения надежной и бесперебойной работы устройств телемеханики необходимо повысить культуру эксплуатации этих устройств, снабдить энергосистемы специальной лабораторной аппаратурой, инструментом, запасными частями, инструментальным материалом, а также укрепить их кадрами. Необходимо установить премиальную систему оплаты работникам, обслуживающим устройства телемеханики.

7. Учитывая предстоящее широкое внедрение устройств телемеханики, необходимо расширить подготовку специалистов соответствующего профиля.



Упрощенные методы профилактических испытаний вилтовых разрядников¹

Канд. техн. наук Д. В. Шишман

Наиболее распространенной причиной снижения эксплуатационной надежности вилтовых разрядников, с которой приходится сталкиваться в процессе эксплуатации, является нарушение герметичности их конструкции и проникновение внутрь влаги.

Основным методом профилактической проверки состояния разрядников с точки зрения их увлажнения является измерение токов утечки или токов проводимости при выпрямленном напряжении². Такие измерения производятся после монтажа разрядников, а также периодически, как правило, до начала грозового сезона и в большинстве случаев должны быть выполнены в довольном сжатые сроки при сравнительно благоприятных атмосферных условиях (температура воздуха выше нуля, отсутствие дождя, тумана). При все более увеличивающейся насыщенности электрических установок вилтовыми разрядниками своевременное проведение таких испытаний представляет значительные затруднения. Особенности трудности с выполнением профилактических испытаний вилтовых разрядников испытывают многочисленные маломощные в электротехническом отношении организации (заводские, сельские и железнодорожные электрические установки), которые не имеют необходимых испытательных установок высокого напряжения. В некоторых крупных энергосистемах также бывает затруднительно своевременно произвести про-

филактическую проверку разрядников на тех подстанциях, подъезд к которым передвижных испытательных лабораторий в период подготовки к грозовому сезону оказывается затрудненным из-за плохих дорожных условий.

Существенное облегчение профилактики вилтовых разрядников может быть достигнуто при применении некоторых упрощенных методов профилактических испытаний, результаты исследования которых изложены ниже.

Эти упрощенные методы, если и не заменят полностью принятые в настоящее время измерения токов утечки (проводимости) разрядников при выпрямленном напряжении, то позволят значительно увеличить промежуток времени между такими довольно трудоемкими испытаниями³.

Измерение сопротивления разрядников мегомметром

Так как нарушение герметичности разрядников и увлажнение внутренних деталей его сопровождается появлением дополнительной проводимости за счет влаги, то сопротивление такого разрядника, измеренное обычным мегомметром, оказывается ниже, чем разрядника, находящегося в нормальном состоянии. Определение сопротивлений разрядников может быть произведено также путем измерения тока через разрядник при относительно невысоком выпрямленном напряжении.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

² В дальнейшем эти токи будем называть: для разрядников типа РВП — токами утечки, а для разрядников РВС и РВВМ — токами проводимости.

³ В экспериментальной части работы принимали участие сотрудники Ленинградского филиала ГИЭКИ Н. Н. Мехова и В. Н. Трусова.

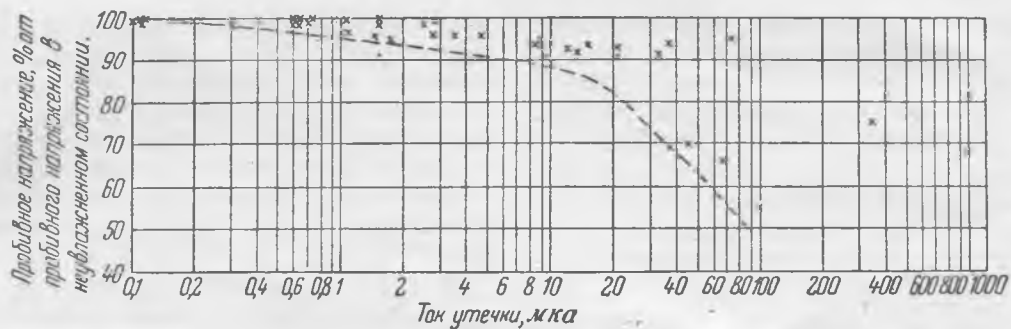


Рис. 1. Влияние токов утечки разрядников РВП-6 при напряжении 7 кв на пробивное напряжение.

Разрядники РВП. Для возможности оценки степени увлажнения разрядников РВП путем измерения их сопротивления мегомметром было произведено искусственное увлажнение нескольких штук разрядников РВП-6 введением внутрь пара, который конденсировался на внутренних деталях. У разрядников, увлажненных таким способом, были измерены токи утечки при выпрямленном напряжении 7 кв, пробивные напряжения при 50 гц, а также сопротивления при постоянных напряжениях от 600 до 2 400 в.

При изменении напряжения от 600 до 2 400 в сопротивление разрядников практически не изменялось. Такие же величины сопротивлений дали и выборочные измерения мегомметром. Может представить интерес влияние повышенных токов утечки на пробивное напряжение разрядников (рис. 1).

Однозначной зависимости пробивного напряжения разрядников от степени их увлажнения не обнаруживается. Однако общая тенденция понижения пробивных напряжений при увеличении токов утечки заметна. Большее или меньшее снижение пробивных напряжений разрядников при их увлажнении, повидимому, зависит от степени неравномерности распределения влаги внутри разрядника. В отдельных случаях даже при увеличении токов утечки до 100 мка может про-

изойти довольно равномерное увлажнение миканитовых прокладок искровых промежутков и в таких случаях распределение напряжения по искровым промежуткам разрядника почти не искажается, не имеет места и снижение пробивного напряжения. При неравномерном увлажнении напряжение распределяется по искровым промежуткам резко неравномерно, что приводит к значительному снижению пробивного напряжения разрядника.

Отдельные случаи снижения пробивного напряжения разрядников на 10% имели место при токах утечки порядка 10 мка, что может считаться предельно допустимой величиной токов утечки разрядников РВП в эксплуатационных условиях.

Зависимость токов утечки разрядников РВП-6 от их сопротивления, измеренного при пониженном напряжении, изображена на рис. 2, из которого видно, что увеличение тока утечки разрядников РВП-6 при 7 кв более чем до 10 мка соответствует снижению сопротивления разрядника до величины порядка 1 000 мгом и менее.

Разрядники РВП-6 с сопротивлением, большим, чем 1 000 мгом, следует считать пригодными для эксплуатации. Разрядники же, имеющие меньшее сопротивление, должны быть отнесены к увлажненным, и если их сопротивление не

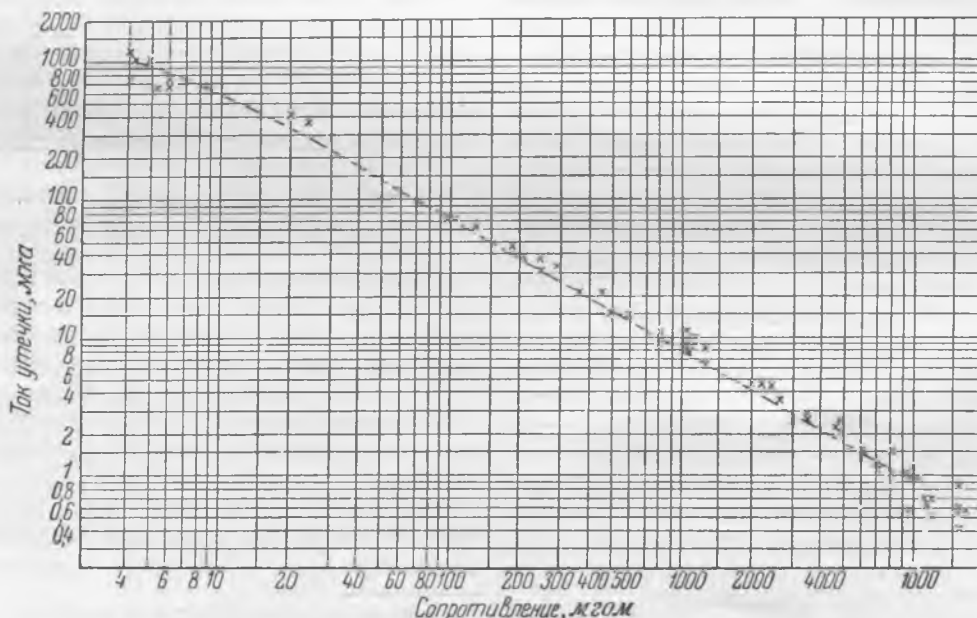


Рис. 2. Зависимость токов утечки разрядников РВП-6 при 7 кв от сопротивления при пониженном напряжении.

очень сильно отличается от 1 000 мгом (не более чем в 2—3 раза), то для проверки у них целесообразно измерить ток утечки при высоком выпрямленном напряжении.

Так как у разрядников РВП-3 измерение токов утечки производится при напряжении 4 кВ, у РВП-10 при 10 кВ и у РВП-35 при 40 кВ, а предельно допустимый ток утечки в эксплуатационных условиях для всех типов разрядников РВП принимается порядка 10 мка, то минимально допустимыми значениями сопротивлений разрядников этих типов следует считать:

для РВП-3	~500 мгом
„ РВП-10	~1 500 „
„ РВП-35	~5 000 „

(для верхнего элемента)

Окончательное уточнение предельных значений сопротивлений разрядников РВП на разные напряжения может быть сделано после накопления достаточного эксплуатационного опыта их испытаний.

При измерении сопротивления разрядников мегомметром или при пониженном напряжении должно быть обращено внимание на сухость и чистоту поверхности фарфора и надежность контактов в измерительной цепи.

Для измерения сопротивления разрядников РВП рекомендуется пользоваться мегомметром более высокого напряжения, шкала которого обычно бывает проградуирована до больших значений сопротивлений. Пригодны для этой цели, например, мегомметры типа МС-06 на напряжение 2 500 в. При помощи мегомметров более низкого напряжения, шкала которых проградуирована до меньших сопротивлений, могут быть обнаружены лишь более значительные увлажнения разрядников РВП, соответствующие токам утечки при высоком напряжении, превышающем 10 мка.

Измерения сопротивления разрядников мегомметром успешно применяются в настоящее время в нескольких энергосистемах в качестве дополнительного метода профилактики разрядников РВП.

Элементы с вилитовыми дисками разрядников РВП-35. В настоящее время во многих эксплуатирующих организациях никаких профилактических испытаний элементов с вилитовыми дисками разрядников РВП-35 (нижних элементов) не производится, хотя возможность их увлажнения вследствие нарушения герметичности не меньшая, чем верхних элементов РВП-35 (элементов с искровыми промежутками) или элементов разрядников РВС, так как способ герметизаций у всех этих элементов примерно одинаковый. Увлажнение элемента с дисками разрядника РВП-35 приводит к значительному ухудшению защитной характеристики разрядника и снижению его пропускной способности.

Оценка состояния элементов с дисками РВП-35 в эксплуатационных условиях может быть также произведена путем измерения их сопротивления мегомметром. Правда, вследствие невысокого сопротивления элемента с дисками по сравнению с элементами с искровыми промежутками или с разрядниками РВП на напряжение

3—6—10 кВ посредством измерения сопротивления элемента с дисками РВП-35 может быть выявлено лишь довольно значительное их увлажнение.

Экспериментальное исследование изменения с течением времени сопротивления вилитовых дисков разрядников РВП-35 при нахождении их в среде с повышенной влажностью показывает, что после пребывания в течение двух суток при 95%-ной влажности сопротивление отдельных дисков (измеренное при постоянном напряжении, величина которого соответствует измерению всего элемента с дисками мегомметром напряжением 500 или 2 500 в) уменьшалось в 2—10 раз, после десяти суток — в 20—50 раз. При нахождении в среде с 70%-ной влажностью в течение 5—20 суток сопротивление вилитовых дисков либо снижалось на 10—30%, либо оставалось практически неизменным или даже возрастало до 10%.

Массовое измерение мегомметром сопротивлений элементов с дисками разрядников РВП-35, произведенное в двух энергосистемах, показывает, что сопротивление элементов, находящихся в нормальном состоянии, измеренное мегомметром 2 500 в, обычно составляет 0,7 ÷ 1,5 мгом (в редких случаях были измерены сопротивления до 0,4 и до 2 мгом). Хотя измерение сопротивлений элементов с дисками мегомметром может выявить лишь значительные увлажнения их, этот метод является единственным способом оценки эксплуатационной надежности нижних элементов разрядников РВП-35, и поэтому его следует рекомендовать для широкого применения.

Оценка состояния элементов с дисками должна производиться путем сопоставления с результатами предыдущих измерений, а также с результатами измерений элементов с дисками других разрядников РВП-35, в первую очередь остальных разрядников того же комплекта. Уменьшение сопротивления элемента в 2 раза и более может служить указанием вероятной дефектности его.

Посредством измерений сопротивлений элементов с дисками разрядников РВП-35 в 1952 г. в одной энергосистеме был выявлен прожог вилитовых дисков, происшедший, повидимому, вследствие длительного воздействия на разрядник РВП-35 перенапряжений дугового характера. Указанный элемент при измерении мегомметром 1 000 в имел сопротивление 0,8 мгом, в то время как два других элемента с дисками того же комплекта имели сопротивление 2 и 2,5 мгом. Этот случай показывает, что наряду с увлажнением вилитовых дисков измерения сопротивления нижних элементов разрядников РВП-35 могут выявить также некоторые другие виды их повреждения.

Для измерения сопротивлений элементов с дисками разрядников РВП-35 целесообразнее пользоваться мегомметром более низкого напряжения (например, мегомметром 500 в), так как при меньшем напряжении вследствие нелинейности материала самих дисков легче может быть выявлена практически линейная дополнительная проводимость за счет влаги.

Разрядники РВС. Сопротивление элементов разрядников РВС, измеренное мегомметром (или на специальной выпрямительной схеме пониженного напряжения), в значительной степени зависит от коэффициента нелинейности сопротивлений, шунтирующих искровые промежутки. Поэтому у разрядников, находящихся в нормальном состоянии, сопротивление, измеренное мегомметром 1 000—2 500 *в*, может находиться в пределах от 150—200 до 4 000—5 000 *мгом*. Вследствие этого оценка состояния разрядников РВС в эксплуатационных условиях по результатам измерения их сопротивления мегомметром может быть произведена лишь путем сопоставления с результатами предыдущих измерений, произведенных однотипным мегомметром, или с результатами измерений остальных элементов того же разрядника. Чем выше коэффициент нелинейности шунтирующих сопротивлений, тем ниже измеряемое мегомметром сопротивление элемента разрядника РВС.

Ниже приводится краткое описание нескольких случаев увлажнения элементов разрядников РВС вследствие нарушения их герметичности в процессе эксплуатации, сопровождавшихся значительным снижением сопротивления, измеренного мегомметром.

У одного элемента РВС-30 сопротивление было близко к нулю; при осмотре было обнаружено нарушение герметичности и сильное увлажнение всех внутренних деталей. В другом случае сопротивление одного элемента РВС-30 составляло 0,2 *мгом*, в то время как у всех остальных элементов оно превышало 180 *мгом*. Ток проводимости при высоком напряжении был настолько велик, что измерить его не удалось. При вскрытии также обнаружили нарушение герметичности и увлажнение. В третьем случае у одного элемента РВС-15 сопротивление оказалось 56 *мгом*, в то время как у остальных элементов оно составляло 200—250 *мгом*. При вскрытии дефектного элемента было обнаружено увлажнение.

Измерения сопротивлений мегомметром или на специальных выпрямительных схемах пониженного напряжения могут быть применены в качестве дополнительного метода профилактических испытаний как для разрядников РВС, так и для разрядников РВВМ.

Измерение распределения напряжения по элементам разрядников РВС

Распределение напряжения по элементам разрядников РВС-35-220 *кв* при 50 *гц* определяется в основном характеристиками однотипных сопротивлений, шунтирующих искровые промежутки, и поэтому для разрядников, находящихся в нормальном состоянии, падения напряжения на соответствующих элементах будут одинаковыми. В случае, если у одного из элементов произойдет нарушение герметичности и увлажнение внутренних деталей, то сопротивление такого элемента, а следовательно, и падение напряжения на нем будет меньшим, чем на других элементах. Разница между падениями напряжения на хорошем и увлажнившемся элементах будет тем больше,

чем сильнее увлажнение. При поломке шунтирующего сопротивления падение напряжения на дефектном элементе будет соответственно большим, чем на других элементах.

Так как вероятность одновременного ухудшения качества всех элементов данной фазы разрядника, причем в одинаковой степени, очень мала, то, сопоставляя между собой падения напряжения на элементах данной фазы, а также на соответствующих элементах разных фаз, можно выявить дефектные элементы.

Проверка этого метода производилась путем измерения распределения напряжения по элементам разрядника РВС-35 при помощи электростатического киловольтметра при нормальном состоянии обоих элементов разрядника, а также при поломке шунтирующего сопротивления у одного из них и при искусственном увлажнении одного из элементов путем сборки искровых промежутков разрядника из миканитовых прокладок, находившихся в течение 1—1,5 час. в атмосфере с 95% -ной влажностью.

При поломке шунтирующего сопротивления распределение напряжения по элементам РВС-35 составило: на неповрежденном элементе — 7 *кв*, на поврежденном элементе — 13,5 *кв*.

Результаты соответствующих измерений на нормальных и увлажненных элементах приведены в таблице.

Падение напряжения на элементах разрядников, <i>кв</i>		Токи проводимости элементов, <i>мкА</i>		Приращение тока проводимости увлажненного элемента, %	Соотношение между падениями напряжения на элементах	Падение напряжения на увлажненном элементе, % от нормального
U_1	U_2	I_1	I_2			
10,5	10,3	520	520	0	0,98:1,0	100
9,3	11,5	695	520	33,6	1,23:1,0	88,5
8,6	12,2	1 040	520	100	1,42:1,0	82,0

Измерение распределения напряжения по элементам разрядников РВС может быть выполнено без отключения их от сети при помощи обычной измерительной штанги, допускающей измерение напряжения с точностью не менее 20%.

Опробование данного метода на разрядниках РВС-110 и РВС-35 в двух энергосистемах показало, что измерение распределения напряжения по элементам разрядников может быть произведено как штангой с электростатическим прибором, так и штангой с переменным искровым промежутком. Подобные штанги применяются в ряде энергосистем. Для выполнения таких измерений у этих штанг должна быть лишь несколько изменена форма наконечников. Работа со штангой облегчается тем, что в данном случае важно не абсолютное значение измеренного ею напряжения, а соотношение напряжений, измеренных на разных элементах. Особенно легко могут быть обнаружены дефектные элементы разрядников РВС-35, которые состояются из двух однотипных элементов. В этом случае уменьшение или увеличение напряжения на одном из элементов приводит к соответствующему увеличению или уменьшению напряжения на другом элементе. Так, например, если измерительная штанга

определяет 20%-ную разницу между падениями напряжений на элементах разрядника РВС-35, то это соответствует увлажнению одного из элементов разрядника настолько, что приращение тока проводимости составляет порядка 30%, т. е. такую же величину, которая обычно учитывается при отбраковке элементов РВС при профилактических испытаниях в эксплуатационных условиях.

Существенным преимуществом данного метода профилактических испытаний разрядников является то, что такие испытания могут быть произведены без отключения разрядника от сети, а также нет необходимости применять при этом специальные передвижные лаборатории высокого напряжения.

Так как загрязнение поверхности кожухов разрядников, не сопровождающееся их увлажнением, не вызывает заметного увеличения электропроводности разрядников при высоком напря-

жении, специальной очистки поверхности кожухов от загрязнений для измерения распределения напряжения по элементам разрядников не требуется. В сырую же погоду такие измерения производить не следует.

Измерение распределения напряжения по элементам разрядников РВС может найти применение в качестве дополнительного метода профилактики, например, в том случае, когда во время грозового сезона необходимо проверить состояние разрядника, отключить который для проведения обычного профилактического испытания посредством измерения тока проводимости затруднительно. Так как надежность оценки степени увлажнения разрядников при измерении распределения напряжения по элементам РВС в значительной степени зависит от точности измерения напряжения штангой, повышение этой точности, будет способствовать более широкому распространению этого метода профилактики разрядников.

ОТ РЕДАКЦИИ

По помещаемой выше статье Д. В. Шишмана редакцией получены отзывы двух энергетических систем — Мосэнерго и Свердловэнерго.

Мосэнерго сообщает, что в системе проводились опыты с проверкой распределения напряжения по элементам разрядника штангой, подтвердившие сделанные в статье выводы. Удастся отчетливо определить поврежденный элемент с током утечки 1 000 мка. При токе утечки 760 мка дефектный элемент определяется недостаточно отчетливо. Для использования этого метода в эксплуатации требуется измерительная штанга со специальными наконечниками.

Неудобство метода заключается в том, что разрядник ставится под напряжение до испытания, а само испытание проводится после того, как разрядник, который может быть дефектным, уже включен, что может вызвать короткое замыкание на шинах подстанции.

Указанным методом, как это вытекает из статьи и из опыта Мосэнерго, нельзя определить увлажнение в начальный момент, когда утечка возрастает на величину менее 20% нормального тока проводимости элемента.

В части проверки разрядников мегомметром Мосэнерго считает, что если для проверки элементов РВП-35 с рабочими сопротивлениями такой способ проверки является пока единственным, то для разрядников типа РВС-15-30 он не дает желаемых результатов, и отбраковывать мегомметром разрядники типа РВС нельзя.

Служба грозозащиты и изоляции Свердловэнерго считает, что предлагаемые автором профилактические испытания вилтовых разрядников методом измерения распределения напряжения по элементам, кроме указанных в статье преимуществ, имеют следующие недостатки:

1. Результаты измерений зависят от состояния поверхности разрядников и от атмосферных условий, при которых они производятся. Чтобы получить точные результаты, надо очистить поверхность разрядника, т. е. его надо отключить.

2. Измерения должны производиться штангой, имеющей во избежание ошибок измерительную головку повышенной точности. Таких штанг, как правило, у небольших промышленных предприятий не имеется.

3. Измерения должны производить работники высокой квалификации, так как наличие удлиненных рогов у штанги требует особой осторожности.

4. Как известно, после грозового сезона разрядники от сети отключаются. Чтобы определить состояние разрядника по предложенному инж. Шишманом методу, нужно его вначале включить, в сеть, что может вызвать аварию или повреждение разрядника, если он имеет дефекты или сильно увлажнен.

Во избежание поврежденных разрядников из-за их неисправности следует, как это рекомендует завод-изготовитель, перед включением убедиться в их хорошем состоянии путем измерения сопротивления мегомметром, а также токов проводимости и утечки.

В заключение Свердловэнерго считает, что данные о результатах измерений сопротивления мегомметром и рекомендуемые нормы для эксплуатации представляют значительный практический интерес.

Редакция просит читателей высказаться по вопросам, поставленным в статье Д. В. Шишмана и в отзывах на нее энергосистем.



Горизонтальное смещение проводов при их вертикальном расположении¹

Инж. О. Г. Вексельман

В дискуссии по «Правилам устройства электротехнических установок»² отмечалась необходимость нормирования для гололедных районов величины горизонтального смещения проводов при их вертикальном расположении, и при этом предлагалось принять для этих районов сдвиги между проводами равными:

Для линии электропередачи	35 кв	0,4 — 0,5 м
"	110 кв	0,7 — 1,0 м
"	150 кв	1,1 — 1,5 м
"	220 кв	1,5 — 2,0 м

Автор настоящей статьи в своем последующем выступлении в этой дискуссии отмечал, что предлагаемые расстояния явно недостаточны, и в дальнейшем указывал, что, в частности, для линий электропередачи 35—110 кв они должны определяться в 1,5—2 м.

Считая, что расположение проводов в вертикальной плоскости при вертикальных и горизонтальных расстояниях между проводами, обеспечивающих эксплуатационную надежность этих линий, дает во многих случаях значительный экономический эффект, автор проанализировал вопрос о необходимых горизонтальных смещениях проводов для линий 35—220 кв в негололедных и гололедных районах и предлагает конкретные решения по этому вопросу.

Поскольку вертикальные расстояния между проводами увязываются с их горизонтальными смещениями, предварительно должно быть показано, в какой степени нормируемые вертикальные расстояния между проводами для негололедных районов и нормируемые расчетные схемы неравномерной нагрузки проводов гололедом в анкерном пролете для гололедных районов отвечают своему назначению.

Из пяти возможных расчетных схем неравномерной нагрузки проводов гололедом должна приниматься схема, по которой верхний провод всех пролетов покрыт гололедом, нижний провод всех пролетов, кроме среднего, покрыт гололедом, а в среднем пролете гололед сброшен полностью или частично³. Эта схема в части сближения проводов является промежуточной между двумя первыми наиболее сложными и двумя последними наиболее простыми схемами, а в отношении нагрузки проводов гололедом — наиболее вероятной, так как при изменении метеорологических

условий сброс гололеда произойдет сначала в одном пролете (попутно отметим, что расчетная схема, согласно которой гололед сбрасывается с нижнего провода крайнего пролета, приводит к уменьшению требуемых вертикальных расстояний всего лишь на 0,3—0,4 м).

Наиболее надежным и достоверным критерием для определения правомерности тех или других вертикальных расстояний на опорах данного типа является, естественно, опыт эксплуатации линий, сооруженных на таких опорах. В этом отношении характерными являются широко применяемые для линий электропередачи 110 кв во II районе климатических условий двухцепные металлические опоры с расположением проводов «обратной елкой» при вертикальном расстоянии между ними 3,1 м и горизонтальном сдвиге на 0,75 м; на этих опорах, как правило, не наблюдались ненормальности при сбросе гололеда. Принятое «Правилами» вертикальное расстояние между проводами в 3 м для линий 110 кв в I и II районах климатических условий соответствует указанной выше расчетной схеме неравномерной нагрузки проводов гололедом, при которой во II районе климатических условий с нижнего провода среднего пролета сбрасывается 50% гололеда; на верхнем проводе, а также на нижнем проводе остальных пролетов гололед сохраняется.

Рекомендуемое «Правилами» минимальное вертикальное расстояние между проводами 2,25 м для линий 35 кв в I и II районах климатических условий обеспечивает для средних и крупных марок сталеалюминиевых проводов, как показывают расчеты, необходимое между ними разрядное расстояние при вышепринятой расчетной схеме неравномерной загрузки проводов для II района климатических условий.

Так, искомое вертикальное расстояние в этом районе для провода АС-95 при пролете 225 м определяется в 2,10 м, т. е.

$$H = f_1 - f_0 + d = \Delta f + d = 2,10 \text{ м,}$$

где f_1 — стрела провеса при гололеде и отсутствии ветра — 6,25 м;

f_0 — стрела провеса при 50%-ной нагрузке гололедом и отсутствии ветра — 4,50 м;

Δf — разность между стрелами провеса — 1,75 м;

d — разрядное расстояние — 0,35 м.

Этот подсчет, характеризующий лишь статическое сближение проводов, указывает на то, что при меньших сечениях проводов расстояние 2,25 м является недостаточным, и оно подлежит в этих

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

² С. С. Рокотян и Б. В. Соколов «Электричество», 1949, № 12.

³ О. Г. Вексельман, «Электрические станции», 1939, № 2.

случаях отдельному определению. При внезапном сбросе гололеда амплитуда возможного подскока провода может достичь величины

$$H = \Delta f \left(2 - \frac{l}{1000} \right) = 1,75 \left(2 - \frac{225}{1000} \right) = 3,1 \text{ м.}$$

Между тем вертикальное расстояние $2,25 - 0,35 = 1,9 \text{ м}$, составляющее 60% величины возможного подскока, соответствует согласно графику зависимости величины подскока от сброса частичной нагрузки (рис. 1), построенного ЦНИЭЛ по экспериментальным данным, сбросу нагрузки в размере 35%, т. е. меньше сброса нагрузки в размере 50% для II района климатических условий.

Недостаточность согласно приведенным расчетным выкладкам рекомендуемого «Правилами» вертикального расстояния между проводами без надлежащего горизонтального смещения последних подтверждается опытом эксплуатации во II районе климатических условий опор линий 35 кВ с расположением проводов по схемам «прямая елка» и «бочка», имеющих вертикальное расстояние в 2 м при вертикальном смещении 0,2 м при «елке» и 0,5 м при «бочке».

При подскоке проводов, когда они находятся близко друг к другу, возможно перекрытие между ними под действием междофазового напряжения. Поэтому является целесообразным величину горизонтального смещения связать с расстоянием, соответствующим той или иной кратности междофазового напряжения, и эта кратность, т. е. запас, должна быть тем больше, чем неблагоприятнее климатические условия. Значение определяемого таким образом смещения удобно приводить к величинам воздушных промежутков, эквивалентных гирлянде изоляторов. Это смещение для линий 35 кВ в районах среднеклиматических условий может быть принято равным воздушному промежутку, эквивалентному гирлянде из трех элементов ПЦ-4,5 или округленно 0,5 м. При этом провода должны располагаться на двухцепных опорах по схеме «обратная елка», а на одноцепных — аналогично, например, на опорах «крымского» типа, верхняя траверза должна удлиняться минимум на 0,5 м по сравнению с нижней траверзой.

Смещение провода в горизонтальной плоскости для линий 110 кВ в этих районах может быть принято равным 0,7 от воздушного промежутка, эквивалентного гирлянде из семи элементов ПЦ-4,5, т. е. $0,7 \times 110 \times 0,75 \text{ м}$; при этом провода располагаются аналогично указанному для линий 35 кВ.

Рекомендуемые «Правилами» вертикальные расстояния между проводами 3,75 и 5 м для линий 150 и 220 кВ в негололедных районах удовлетворяют расстояниям, получающимся при проверке на условия их сближения в пролете при неравномерной нагрузке гололедом по расчетной схеме, обусловленной для II района климатических условий. Так, для линий 220 кВ с проводами марок АСУ-300 и АС-400 при пролетах 425 и 450 м эти расстояния получаются равными округленно 4,75 и 4,5 м (минимальное разрядное расстояние 2,1 м).

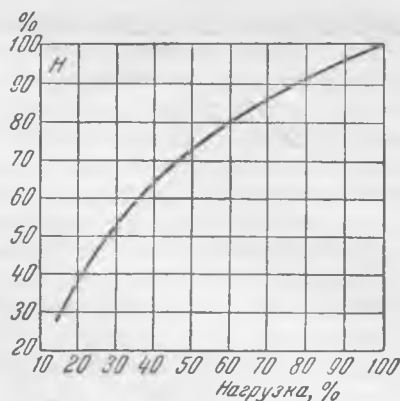


Рис. 1.

Горизонтальные смещения проводов для этих линий могут приниматься аналогично, как и для линий 110 кВ, т. е. для линий 150 кВ — $0,7 \times 150 = 100 \text{ см}$ и для линий 220 кВ — $0,7 \times 220 = 150 \text{ см}$, где 150 и 220 см — воздушные промежутки, эквивалентные гирляндам из 10 и 14 элементов для линий 150 и 220 кВ.

Наиболее актуальным, естественно, является вопрос о вертикальном и горизонтальном расстояниях между проводами при их вертикальном расположении в гололедных районах.

Принятая «Правилами» для IV района климатических условий приведенная выше схема неравномерной нагрузки проводов гололедом, при которой с нижнего провода среднего пролета гололед полностью сбрасывается, находит обоснование в том, что если принять более легкие расчетные условия, как, например, сброс гололеда с нижнего провода среднего пролета в размере лишь 75%, как это вначале предлагалось, то вертикальные расстояния между медными проводами марки М-70 и пролетах 150—160 м определяются всего в 3,4 и 3,9 м, т. е. они почти равны тем расстояниям, при которых в этом районе провода при таких пролетах схлестывались, а именно при вертикальных расстояниях 3,2—3,5 м и горизонтальном их смещении 0,75—0,81 м.

При учете сброса гололеда со среднего провода в размере 100% вертикальное расстояние между проводами той же марки при пролете 160 м увеличивается с 3,9 до 5,7 м. При таких вертикальных расстояниях, как это можно судить по анализу аварий на линиях 110 кВ и большом числе линий 35 кВ с вертикальным расположением проводов, сооруженных в свое время в одном из наиболее гололедных районах Донбасса (с учетом в последнем случае более длинной гирлянды и большего разрядного напряжения между проводами), может быть обеспечена эксплуатационная надежность рассматриваемых линий в районах с особо сильными гололедами. Что касается III района климатических условий, то поскольку для одной и той же марки провода и стрелы провеса вертикальное расстояние увеличивается с переходом к более гололедному району, то длины пролетов в этом районе могут быть увеличены или же принята более простая схема, чем для IV района, но более сложная, чем для II района, т. е. следует исходить из сброса гололеда со среднего пролета в размере 75%, как среднее между нагрузками, принимаемыми для II и IV районов,

что и предусматривается «Правилами». Получаемые по этой схеме вертикальные расстояния между проводами для этого района с меньшей интенсивностью гололедных отложений являются вполне достаточными, судя как по опыту эксплуатации в этих районах линий с вертикальным расположением проводов, так и по соответствующим конструкциям, осуществленным на ряде линий в зарубежных странах после их реконструкции вследствие аварий из-за схлестывания проводов.

Для иллюстрации значений искомым вертикальных расстояний и ряда их зависимостей на рис. 2 приводятся вертикальные расстояния для линий 110 кВ в III и IV районах климатических условий с проводами АС-70 — 185, определенные согласно приведенным расчетным нагрузочным схемам. Как видно из рис. 2, вертикальные расстояния между проводами увеличиваются:

а) с ростом длины пролета при одной и той же марке провода и в одном и том же районе

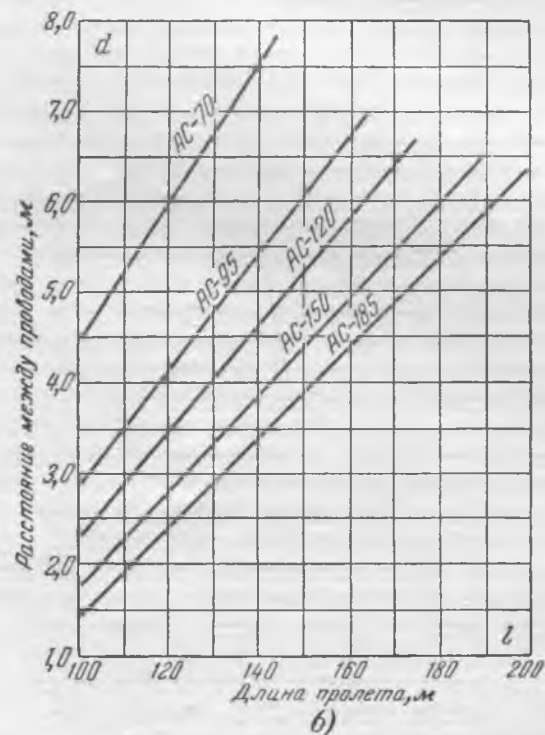
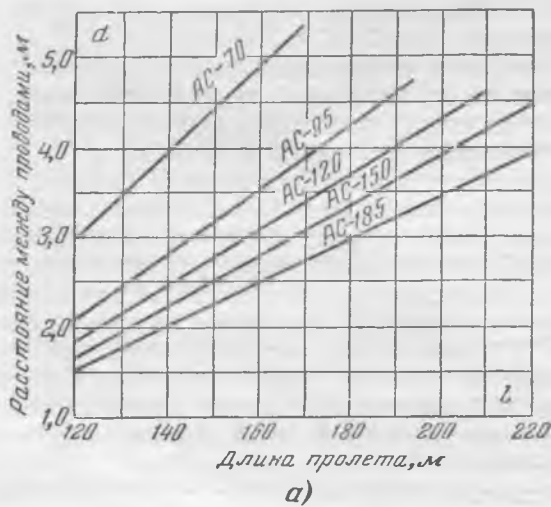


Рис. 2.

климатических условий, изменяясь с некоторым приближением пропорционально величине пролета;

б) с уменьшением сечения провода при одной и той же стреле провеса и в одном и том же районе климатических условий;

в) с переходом к более гололедному району при одной и той же стреле провеса и одной и той же марке провода.

Дополнительные подсчеты показывают, что искомые вертикальные расстояния при одной и той же марке провода и одном и том же пролете в данном районе климатических условий увеличиваются с уменьшением расчетного тяжения в проводе и эти расстояния получаются меньшими при пролетах, соответствующих меньшему расчетному тяжению по сравнению с их значениями при больших пролетах, соответствующих нормальному тяжению в проводе.

Приведенные на рис. 2 вертикальные расстояния определялись, исходя из анкерного участка, состоящего из семи пролетов с учетом асинхронного качания проводов и минимального разрядного расстояния между ними в 1,1 м, но без учета горизонтального смещения проводов и ветровой нагрузки, так как учет последних факторов незначительно влияет в сторону увеличения искомым расстояний (число пролетов в анкерном участке также весьма мало влияет на величину вертикальных расстояний между проводами).

Отсутствие в Советском Союзе линий 150 и 220 кВ с вертикальным расположением проводов заставляет обосновывать необходимые вертикальные расстояния для этих линий в гололедных районах лишь расчетными рассуждениями. Эти расстояния, в частности для линий 220 кВ, вследствие применения тяжелых проводов получаются относительно небольшими. Так, при рабочем габарите промежуточной опоры 22—23 м и проводах АСУ-300 и выше они в IV районе климатических условий находятся в пределах 8,5—9 м. Приведенные минимальные вертикальные расстояния между проводами линий в гололедных районах, полученные по расчетам статических стрел провеса провода, нагруженного гололедом, и провода, освобожденного от гололеда, не могут по своим значениям предотвратить схлестывания проводов при их подскоке — явлении, относительно часто наблюдаемом в гололедных районах при внезапном сбросе гололедного осадка. Одновременно может иметь место в определенной стадии развития гололедного процесса горизонтальный отскок подскочившего провода. Провод под влиянием эксцентричной нагрузки — одностороннего гололедного отложения, возникающего при поперечных ветрах и растущего в наветренную сторону (со стороны ветра), начинает закручиваться, в силу чего обледеневаемая поверхность значительно возрастает. При этом к действию эксцентричной гололедной нагрузки прибавляется закручивающая сила ветра. Если в этой стадии процесса гололедообразования происходит спад гололеда, то возникающие в провале упругие силы сопротивления указанному выше крутящему моменту относят провод в сторону от вертикальной плоскости и при этом придают ему наблюдаемое в эксплуатации сложное очертание, при

котором горизонтальный снос отдельных участков его оказывается значительно выше принимавшихся смещений 0,5—0,8 м для линий 35—110 кВ в этих районах. При определении искомого смещения графоаналитическим путем является весьма неопределенной та скорость ветра, которая должна быть принята в этих расчетах для схемы неравномерной нагрузки проводов. Таким образом, основным критерием для определения требуемого смещения проводов в горизонтальной плоскости является опыт длительной эксплуатации линий с вертикальным расположением проводов. Однако такие линии в гололедных районах Советского Союза не строились после того, как на них имели место частые схлестывания проводов вследствие недостаточности вертикальных расстояний между проводами (3 м) и недостаточности их горизонтальных смещений (0,4—0,8 м).

В Америке, где климатические условия схожи с нашими, число линий с вертикальным расположением проводов, в частности двухцепных, весьма велико в различных по климатическим условиям районах страны, в том числе наиболее подверженных гололеду (районах скалистых гор и севернее 35-й параллели), горизонтальное смещение проводов при их вертикальном расположении колеблется в весьма широких пределах. Обработка соответствующих материалов по ряду линий показывает, что это горизонтальное смещение в районах, неблагоприятных по климатическим условиям, в 2,5 раза больше, чем в районах, благоприятных по климатическим условиям.

Эти результаты совпадают с данными, приведенными на съезде Американского института инженеров-электриков в 1946 г., по которым на эксплуатируемых линиях сдвиг в горизонтальной плоскости вертикально расположенных проводов в отношении друг друга увеличивается в 3 раза в зависимости от климатических условий⁴.

На основании этих данных и некоторых расчетных предпосылок представляется возможным рекомендовать горизонтальное смещение проводов в гололедных районах в 2,5 раза больше при-

нятого для районов среднеклиматических условий, не дифференцируя его для III и IV районов, поскольку оно принимается одинаковым для I и II районов.

В соответствии с приведенными рекомендациями ниже приводятся требуемые горизонтальные смещения проводов при их вертикальном расположении:

		Для I и II районов	Для III и IV районов
Для линий	35 кВ	50 см	125 см
" "	110 кВ	75 см	175—200 см
" "	150 кВ	100 см	250 см
" "	220 кВ	150 см	375 см

Эти расстояния нужно рассматривать как минимальные для линий 35—150 кВ, имея в виду, что горизонтальный отскок может в гололедных районах превышать 1 м; это находит подтверждение в том, что на одной линии 110 кВ наблюдались короткие замыкания крайнего провода с тросом при горизонтальном смещении троса в отношении провода 1,4 м (вертикальное расстояние между проводом и тросом было равно 3 м)*.

В заключение укажем, что смещение между тросом и проводом в проекции на горизонтальную плоскость во избежание возможных аварий, связанных с подпрыгиванием (и «пляской») проводов и с падением троса при его обрыве на провод, должно определяться, исходя из принятых выше положений. Получаемые при этом значения горизонтальных смещений с учетом разности в разрядных расстояниях между проводами и между проводом и тросом приводятся ниже:

		Для I и II районов	Для III и IV районов
Для линий	35 кВ	35 см	100 см
" "	110 кВ	45 см	150 см
" "	150 кВ	65 см	200 см
" "	220 кВ	90 см	275 см

Эти расстояния в гололедных районах получаются в 3 раза больше, чем в негололедных, но современные конструкции позволяют их принять при одновременном соблюдении минимальных углов защиты тросами проводов без заметного утяжеления этих конструкций.

* Т. П. Мусатов, „Электрические станции“, 1949, № 11.

□ □ □

⁴ W. W. Lewis, Согласование изоляции и расстояний между проводами на линиях передачи, IEEE, 1946, т. 65, № 10, стр. 690.

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Таблица 1

Применение золы-уноса при производстве кирпича и керамических блоков¹

На многих электростанциях скопляются большие количества золы-уноса, загромождающие территорию и требующие больших расходов по их удалению.

В 1953 г. были проведены в производственных условиях исследовательские работы по применению золы-уноса в изготовлении кирпича и керамических блоков. Эти исследования показали, что примесь в глину золы-уноса значительно снижает расход топлива на обжиг, сокращает его продолжительность, уменьшает объемный вес готовых изделий и не изменяет в сравнении с обычным кирпичом и блоками физико-механических свойств полученной продукции.

Для проведения исследований была изготовлена опытная партия глино-золяного кирпича в количестве 200 тыс. шт. следующих составов: золы 20%, опилок 10%, глины 70% и золы 15%, опилок 15%, глины 70%. При этом применялись: глина из местных карьеров, которые по геологическим данным относятся к плотным суглинкам, зола от сгорания донецких тощих углей и древесные опилки от продольной резки.

Дозировка глины и отошающей смеси (зола + опилки) производилась по объему ящичным подавателем. Из ящичного подавателя составленная шихта подавалась в вальцы грубого помола, а затем в вальцы тонкого помола. Дальнейшая обработка шихты и пароувлажнение производилась в одновальном глиномешалке.

Формовка опытной партии глино-золяного кирпича производилась пластическим способом на ленточном прессе системы «Раунах» с двухмундштучной головкой (без вакуума) с размерами выходного отверстия мундштука 266 × 126 мм.

Резка сырца производилась полуавтоматом. Формовка сырца из глинозоляной массы протекала аналогично формовке сырца из обычной шихты, принятой на заводе (глина — 85% и опилки — 15%) и не снижала производительности пресса.

Сушка сырца производилась в 64-камерной сушилке типа «Росстромпроекта» в течение 38—56 час. и не отличалась по срокам от сушки обыкновенного кирпича.

Средние по 16 камерам результаты внешнего осмотра сырца после сушки следующие:

Хороший сырец	85,1%
Сушильные трещины до 40 мм	2,5%
Рамочные трещины до 40 мм	3,5%
Деформированный (вмятины)	3,9%
Включения	2,4%
Отбитые углы	2,6%

Обжиг опытной партии глино-золяного кирпича производился в 26-камерной кольцевой печи, работающей на два огня с объемом канала 1412 м³.

На обжиг опытной партии глино-золяного кирпича было израсходовано 16 800 кг подмосковного угля, или по 84 кг на 1 000 шт. кирпича, т. е. 23,3% от установленной нормы (360 кг) для обычного кирпича.

Скорость огня при обжиге была по первому огню — 21 м/сутки и по второму — 23 м/сутки. Температура обжига колебалась в пределах 880 ÷ 960°С. Разрежение на шестом рядке в зоне дыма от взвара колебалось в пределах 4,5 ÷ 8 мм рт. ст.

Испытание проб обожженного глино-золяного кирпича в заводской лаборатории дало результаты, приведенные в табл. 1.

Показатели	Предел прочности при сжатии, кг/см ²		Предел прочности при изгибе, кг/см ²		Полученная марка кирпича
	минимальное значение	среднее значение	минимальное значение	среднее значение	
Лучший результат	125,5	157,7	35,4	45,5	100*
Худший результат	94,5	113,4	13,0	20,7	75*
Среднее значение по всем камерам	108,7	133,7	24,2	31,1	

Бракерка кирпича показала следующие результаты: сортового — 81,5% и дефектного — 18,5%, почему согласно ГОСТ 530-31 партия выпущенного кирпича была отнесена ко второму сорту.

Необходимо отметить, что кирпич из одной камеры, обжигавшийся при температуре 950°С, дал сортового — 90% и дефектного — 10% и был по ГОСТ отнесен к первому сорту.

Для проведения исследовательских работ по применению золы для керамических блоков была изготовлена опытная партия глино-золяных блоков в количестве 145 тыс. шт. из состава: глины — 70%; золы — 15%; опилок — 15%.

В качестве сырья применены те же материалы, что и для кирпича. Дозировка, смешивание, транспорт, помол и обработка шихты происходили таким же образом, как и для кирпича.

Формовка блоков производилась пластическим способом на ленточном прессе ССМ-277 с одномундштучной головкой при вакууме 425—575 мм рт. ст. Мундштук пресса был снабжен семью кернами для блоков с щелевидными пустотами.

Резка сырца производилась полуавтоматом. Сырец после выхода из мундштука и резки имел размеры: 150 × 128 × 269 мм; 148 × 130 × 270 мм; 147 × 129 × 268 мм.

Сушка сырца блоков в туннельной сушилке продолжалась 45 ÷ 54 час. при температуре газов 40 ÷ 70°С и давлении 10 ÷ 18 мм.

Обжиг блоков производился в 20-камерной кольцевой печи, работающей на одном огне, с объемом печного канала 1 345 м³ при 900—950°С, при значительном увеличении скорости огня и значительном уменьшении расхода топлива.

В табл. 2 приведены результаты испытания блоков в лаборатории.

Таблица 2

Значение	Предел прочности на сжатие, кг/см ²	Водопоглощение, %	Объемный вес, кг/м ³
Наибольшее	152,4	15,8	1 360
Наименьшее	106,0	13,8	1 200
Среднее	132,3	14,9	1 250
			(марка 125*)

Полученные результаты в части экономии топлива при обжиге кирпича и блоков, а также сокращения самого процесса обжига и уменьшения объемного веса позволяют рекомендовать широкое применение золы-уноса для изготовления кирпича и кирпичных блоков.

Инж. М. М. Бобрицкий

¹ По материалам УКС МЭС.

Клапаны для пылегазовоздухопроводов котельных установок

Клапаны и шиберы являются основными регулирующими и отключающими органами в системе пылеприготовления и в газозовоздухопроводах тягодутьевых устройств котельных агрегатов. Размеры проходных сечений их в большинстве случаев определяют и основные размеры и сечения всех коробов и труб пылегазовоздухопроводов.

Для установки одного котлоагрегата производительностью 230 т/час с пылеприготовительным устройством из шаровых мельниц без учета оборудования золоулавливания требуется 50 компл. клапанов, шиберов и затворов.

Ленинградский филиал конструкторского бюро Главпроэнергомонтажа и бюро стандартизации при ЦКТИ в настоящее время выполняют работу по нормализации пылегазовоздухопроводов для котельных установок. В первую очередь были пересмотрены действующие чертежи и нормы на круглые и прямоугольные клапаны.

Клапаны плотные круглые

Существующая номенклатура типоразмеров охватывает круглые клапаны сечением от 0,03 до 0,96 м² и условным диаметром от 200 до 1100 мм и полностью обеспечивает выбор клапанов как для систем пылеприготовления, так и для воздухопроводов.

Однако, как правило, круглые клапаны устанавливаются только в системе пылеприготовления и мало используются для газозовоздухопроводов, несмотря на то, что коробка из круглого сечения более экономична по расходу металла, чем прямоугольного сечения. Это объясняется тем, что вес плотных клапанов и высота их значительно больше, чем прямоугольных клапанов соответствующих сечений.

При разработке новых нормалей на клапаны был учтен опыт изготовления, монтажа и эксплуатации их, выявлена необходимость в новых типоразмерах клапанов для пылепроводов к горелкам котлов большой мощности, а также к муфельным горелкам всех котлов.

Учитывая желательность перехода на более экономичные коробки круглого сечения для газопроводов горючих газов и воздухопроводов, были введены новые клапаны диаметром 1 200, 1 300 и 1 400 мм.

Таким образом, новая номенклатура включает следующий 21 типоразмер клапанов по условным диаметрам (в мм): 100, 150, 200, 225, 275, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 900, 1 000, 1 100, 1 200, 1 300 и 1 400.

В конструкцию круглых клапанов внесен ряд существенных изменений (рис. 1): угол наклона заслонки по отношению к корпусу принят для всех клапанов 10°, что дало возможность значительно снизить высоту корпуса клапана; вместо одного вала принято два коротких вала, укрепляемых в ступицах заслонки с двух сторон, что упростило отливку заслонки и дало возможность нормализовать приводной вал и применить привод любой конструкции.

В результате принятия конструктивных изменений значительно уменьшились высотные размеры и веса клапанов (на 25—30%), что позволяет широко их применять не только для пылепроводов, но и для газо- и воздухопроводов.

Клапаны прямоугольные

По действующим нормалям предусматривается набор из 28 отдельных чугунных створок 114 типоразмеров клапанов сечением от 0,11 до 4,3 м²; при этом практически рамы и валы являются индивидуальными деталями к каждому типоразмеру клапана.

Обилие типоразмеров клапанов и створок для них осложняло производство их и являлось совершенно неоправданным решением.

При разработке новых междудеятельственных нормалей на прямоугольные клапаны были детально проанализированы разработанные в настоящее время рабочие чертежи газозовоздухопроводов для типовых электростанций большой мощности, а также технические проекты типовых электростанций средней и малой мощности.

Была выбрана номенклатура и типоразмеры клапанов, которые полностью соответствуют компоновкам газозовоздухопроводов всех существующих типов котельных агрегатов, учитывают опыт изготовления и задачи вновь организуемого заводского производства клапанов и поставку их как элемента комплектующего оборудования к котлоагрегатам.

Всего принято 66 типоразмеров прямоугольных клапанов, которые обеспечивают все необходимые сечения.

Все клапаны набираются из отдельных чугунных створок, соединяемых болтами и короткими валами (рис. 2) Размеры створок: $a = 300, 400$ и 500 мм и $b = 400, 500, 600$ и 700 мм.

Клапаны компонуются по высоте из одной, двух и трех створок и по ширине от одного до пяти валов. Наибольшее количество клапанов (54 шт.) принято, исходя из определенного размерного ряда с соотношением сторон в свету 2 : 2, 2 : 2,5, 2 : 3,5, 2 : 4. Учитывая особенности компоновок газо-

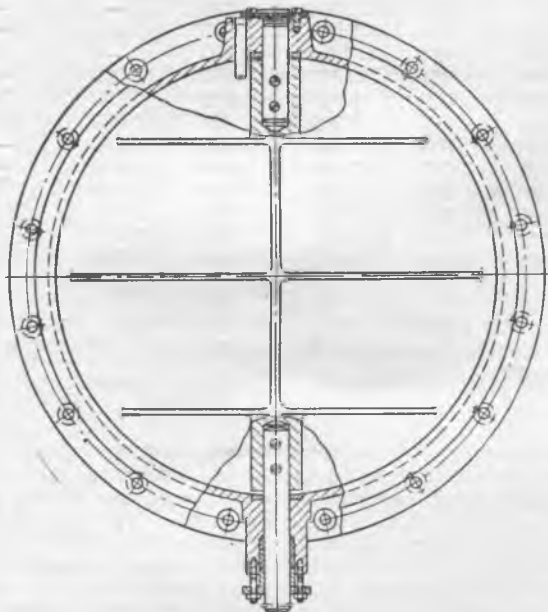


Рис. 1. Плотный клапан.

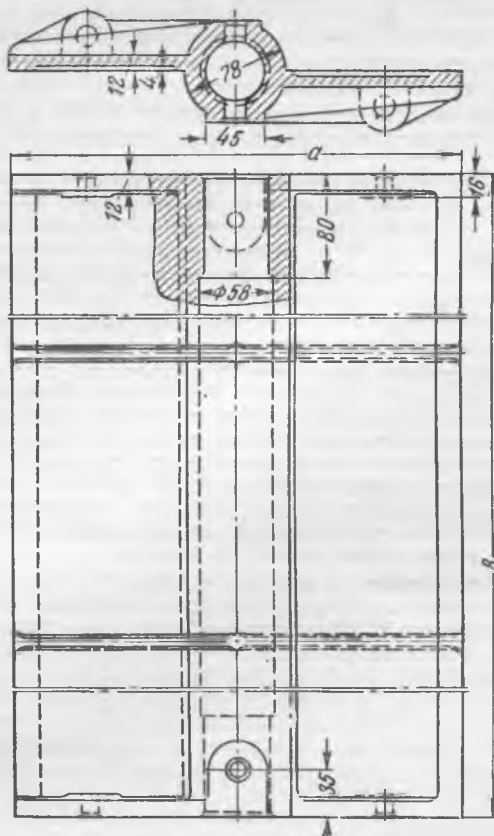


Рис. 2. Створка.

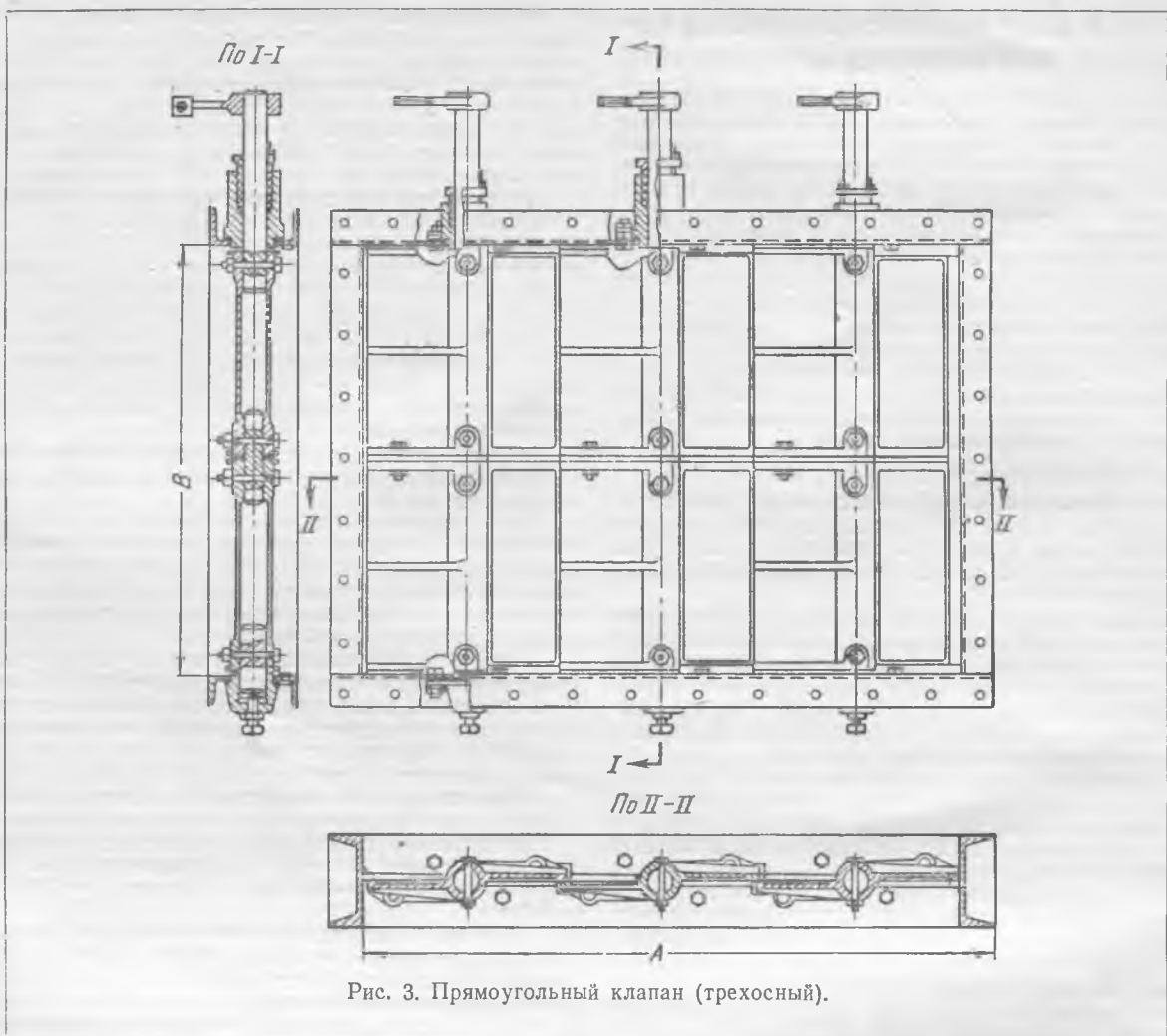


Рис. 3. Прямоугольный клапан (трехосный).

воздухопроводов, несколько клапанов (12 шт.) выполнено с другими соотношениями сторон, лежащими в промежутках между указанными соотношениями.

Новая номенклатура прямоугольных клапанов (рис. 3) принята с размерами сторон в свету, указанными в таблице (в мм).

Следует отметить, что прямоугольные клапаны не могут быть присоединены непосредственно к фланцам оборудования, так как присоединительные размеры фланцев шахтных мельниц, горелок и т. п. не нормализованы. Поэтому в некоторых случаях придется устанавливать соответствующие переходы в виде диффузоров или конфузоров, что, однако, может улучшить работу подводящих или отводящих коробов в подходах к оборудованию.

Номенклатура клапанов заканчивается сечением в 4,8 м², однако по «Правилам технической эксплуатации» секции электрофильтров в процессе работы должны попеременно отключаться из потока газов, для чего следует устанавливать на входе и выходе газов из каждой секции отключающие клапаны сечением от 10 до 15 м². Создание клапанов с большим сечением требует проведения ряда дополнительных изыскательских и конструкторских работ, которые в настоящее время уже начаты.

Новые нормалы на круглые и прямоугольные клапаны для пылегазовоздуховодов полностью отвечают требованиям заводского изготовления и обеспечивают присоедине-

Размер А	Размер В по длине осей клапана					
	400	500	600	700	800	1 000
300	400	500	600	700	800	—
400	500	600	700	800	1 000	—
500	600	800	900	1 000	—	—
600	700	800	900	—	—	—
700	500	700	800	—	—	—
800	800	1 200	1 600	—	—	—
900	400	700	1 200	—	—	—
1 000	600	700	800	1 000	—	—
1 200	600	700	800	1 000	1 200	1 200
1 400	700	800	900	1 000	1 200	1 200
1 500	800	900	1 000	1 200	—	—
1 600	1 000	1 200	1 400	1 600	—	—
1 800	900	1 000	1 200	1 400	1 800	1 800
2 000	1 000	1 300	1 600	1 800	2 000	2 000
2 200	1 200	1 400	1 600	1 800	2 000	2 000
2 400	1 200	1 400	1 600	1 800	2 000	2 000

ния к ним приводов любой конструкции и поэтому дают возможность осуществления автоматизации работы котлоагрегатов.

Инж. Д. Я. Винницкий



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Декремнизация воды доломитным методом

В начале 1952 г. на одной тэц был применен доломитный метод обескремнивания воды, предназначенной для питания котлов высокого давления. Схема водоочистки, на которой был применен этот метод, показана на рис. 1.

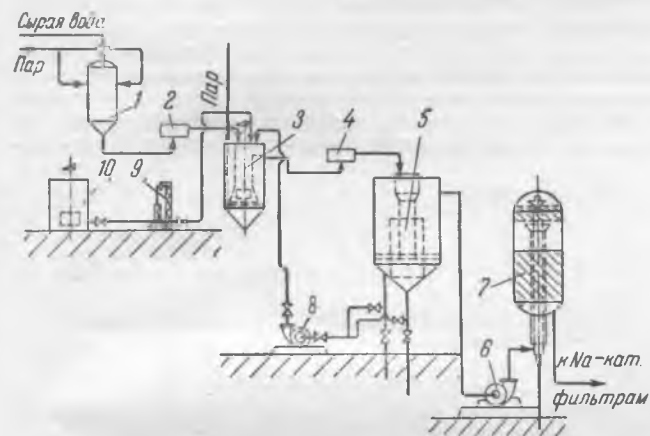


Рис. 1. Схема химической водоочистки тэц с применением доломитного метода обескремнивания воды.

1 — подогреватель смешивающего типа; 2 — распределитель I ступени; 3 — реактор; 4 — распределитель II ступени; 5 — отстойник; 6 — насос, подающий воду из отстойника на осветительные фильтры; 7 — осветительный фильтр; 8 — насос, создающий рециркуляцию шлама из отстойника в реактор; 9 — поршневой насос-дозатор, подающий раствор доломита из расходного бака в реактор; 10 — расходный бак магния гидрата (раствор доломита).

Исходной водой служит вода артезианских скважин, характеристика которой показана ниже.

Жесткость	3,6—3,25 мг-экв/л
Щелочность	2,8—2,7 мг-экв/л
SiO ₂	35—40 мг/л
Сухой остаток	266—224 мг/л
Хлориды	19—26 мг/л
Окисляемость	1,44—0,32 мг/л O ₂

Для обескремнивания воды применяется доломит, характеризующийся приведенным в таблице химическим составом (в процентах).

	SiO ₂	R ₂ O ₃	CaO	MgO	Потери при прокаливании
Доломит сырой	2,4—2,1	1,86—2,46	30,1—30,4	20,4—20,6	43,9—44,6
Доломит, сжженный при 800—850° С .	5,6—5,22	4,3—2,02	44,4—42,2	29,98—21,49	25,5—19,6

Перед использованием для обескремнивания воды исходный доломит подвергается дроблению на куски 40—80 мм, а затем обжигу в известковых печах при 800—850° С.

Обжиг доломита производится не в специализированных печах, а в пересыльных, в которых обжигается известь. Эти печи имеют следующие недостатки, существенно затрудняющие технологию обескремнивания воды:

1. Ввиду непрерывной работы известковой печи на обжиге мела доломит загружается в печь на мел. При движении шахты вниз происходит омешивание мела с доломитом. Загрязнение доломита известью приводит к излишнему повышению гидратной щелочности обрабатываемой воды.

2. В печах имеет место неравномерный обжиг доломита вследствие примитивности регулирования температуры обжиг.

Харьковским политехническим институтом был предложен доломитный метод обескремнивания воды, требующий постоянного поддержания температуры воды в подогревателях 65—76° С и воды в реакторах 95—98° С. Для проведения обескремнивания воды при такой температуре необходим особый термостойчивый катионирующий материал. По рекомендации института в качестве такого катионирующего материала был избран дорогостоящий вофатит марки П.

После монтажа химической водоочистки бригада указанного института в течение года проводила наладочные работы. На протяжении этого периода наблюдалось интенсивное разрушение вофатита, достигшее 80—85% от первоначально запущенного количества. Кроме этого, высокие температуры процесса обескремнивания создали чрезвычайно тяжелые условия труда для обслуживающего персонала химической водоочистки (большая влажность при температуре воздуха 35—40° С).

Весь период проведения наладочных работ качество химически очищенной воды было неудовлетворительным (рис. 2). Это обстоятельство, а также быстрое разрушение вофатита потребовали изменения технологии обескремнивания и перехода на отечественный катионит—сульфоуголь.

Для создания более благоприятных условий обескремнивания подогрев воды осуществлен непосредственно в реакторе. Одновременно был применен возрат в реактор части шлама, выпадающего в отстойнике.

Осуществление перечисленных мероприятий позволило снизить температуру подогрева воды при обескремнивании с 98 до 65° С и дало возможность перейти на сульфуголь. Глубина обескремнивания воды при этом не только не ухудшилась, а заметно улучшилась (рис. 3).

Есть основания полагать, что некоторое дальнейшее снижение температуры процесса декремнизации не ухудшит достигнутых результатов.

Одновременно с более глубокой декремнизацией при сниженных температурах, удалось уменьшить и гидратную щелочность обескремненной воды, в связи с чем надобность в применении подкислительной установки отпала.

Нельзя не отметить, что Харьковский политехнический институт после неудачного проведения наладочных работ на химической водоочистке тэц, в выводах своего отчета за 1953 г. утверждал, что глубокое обескремнивание арте-

зианской воды данной тэц, характеризующейся якобы какой-то устойчивой формой кремниевой кислоты, может быть достигнуто лишь при 95—98° С.

Вопреки этим утверждениям нами практически достигнута глубина декремнизации этой же артезианской воды в производственных условиях до 0,75—1,2 мг/л SiO₂ при 65° С. Такой эффект обескремнивания без особых колебаний выдерживается более 4 мес. подряд.

Отмеченное остаточное содержание кремниевой кислоты, а также щелочность порядка 0,4—0,6 мг-экв/л в химически очищенной воде, добавка которой достигает 80—85%, дали возможность иметь более устойчивый водный режим котлов высокого давления, а также заметно улучшить качество пара котлов.

Защита от износа сопел золоуловителей типа „Центробежный скруббер ВТИ“

Сопла мокрого золоуловителя, оmyваемые водой и газами с высокой концентрацией золы, подвергаются интенсивному износу совместным действием эрозии и коррозии. Защита сопел путем установки специальных металлических козырьков не решает вопроса, так как козырьки, а затем и сопла быстро изнашиваются до образования дыр. Вследствие завихрений износ сопел и подводящих к ним воду трубок происходит даже под целыми козырьками.

Унос воды, вытекающей через изношенные места, приводит к отложениям золы в газоходах, коррозии их и сопровождается увеличением присосов воздуха и значительным ростом сопротивления газового тракта котлоагрегата. Через каждые 3—4 мес. более 30% всех установленных сопел, подводящих воду трубок и защитных козырьков приходится заменять новыми.

На одном из скрубберов золоуловителя были опробованы сопла из пластмассы и деревянные чехлы для защиты подводящих воду трубок (см. рисунок). Для изготовления сопел использованы стандартные карболитовые колпачки, применяемые в дренажных системах механических и катионитовых фильтров, без отверстий в боковых гранях. На торцевой стенке колпачка просверлено отверстие диамет-

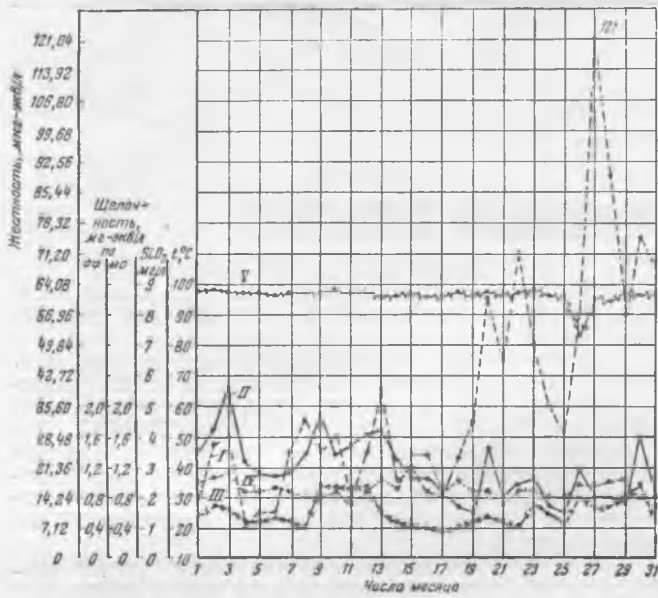
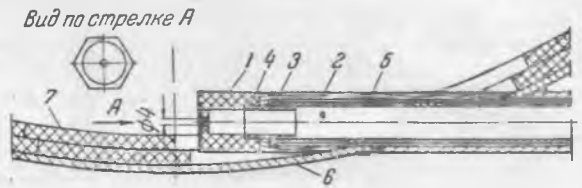


Рис. 2. Качественные показатели химически очищенной воды тэц в январе 1953 г.

I — жесткость химически очищенной воды; II — щелочность по фенолфталеину; III — щелочность по метилоранжу; IV — остаточная кремниевая кислота в химически очищенной воде; V — температура воды в реакторе.



Скруббер золоуловителя.

1 — карболитовый колпачок; 2 — деревянная трубка; 3 — шнуровой асбест; 4 — наконечник из газовой трубы $1\frac{1}{2}''$; 5 — газовая труба $3\frac{1}{4}''$; 6 — корпус скруббера; 7 — металлоская плитка.

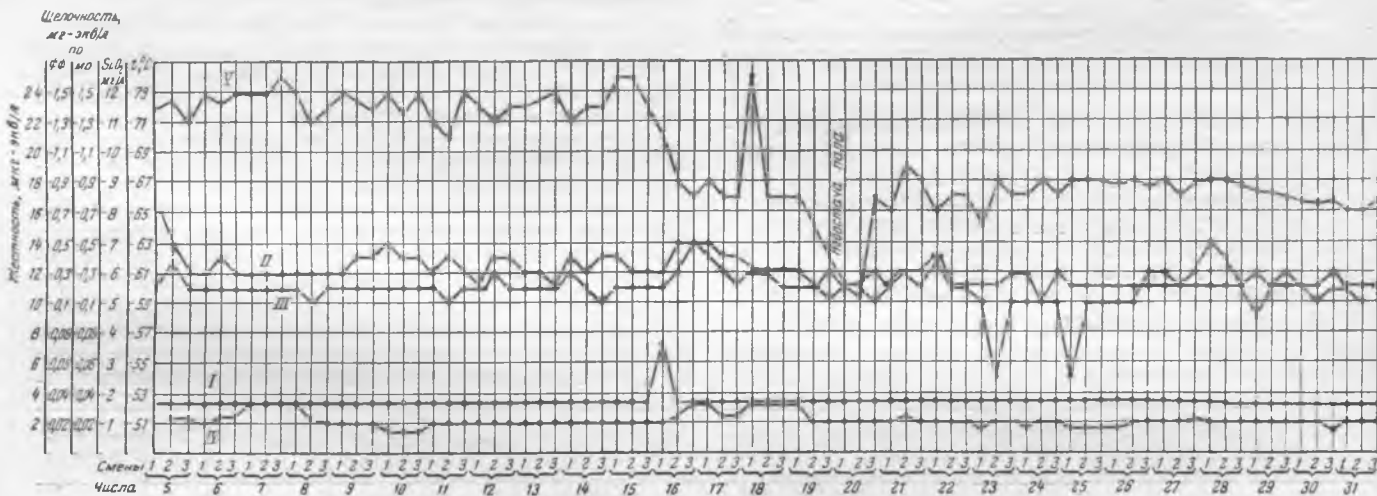


Рис. 3. Качественные показатели химически очищенной воды тэц в мае 1953 г.

I — жесткость исходной воды; II — щелочность обескремненной воды по фенолфталеину; III — щелочность по метилоранжу; IV — кремниевая кислота в обескремненной воде; V — температура воды в реакторе.

При достигнутом водном режиме величина непрерывной продувки котлов снижена в 3—4 раза.

Исходя из практических достигнутых результатов обескремнивания воды при 65°C , а также учитывая дальнейшее снижение температуры, дающей возможность применения отечественного катионирующего материала сульфогля, можно утверждать, что доломитный метод декремнизации воды найдет себе практическое применение. При условии лучшего обжига доломита в специализированных печах имеется возможность достижения большего эффекта обескремнивания воды.

ром 4 мм (вместо 5,5 мм у сопел, установленных до этого).

После 6 мес. работы карболитовые колпачки следов износа не имели; деревянный чехол также не подвергся износу. Железная трубка под ним покрылась слоем ржавчины, но благодаря защите от истирания золой этот слой не разрушается и предохраняет металл от дальнейшей коррозии. При наличии сетчатого фильтра на общей линии подвода воды сопла с отверстиями диаметром 4 мм не забиваются. Омывание стенок скруббера остается полным при сокращении расхода воды почти вдвое.

О выявлении неисправностей встроенных трансформаторов тока

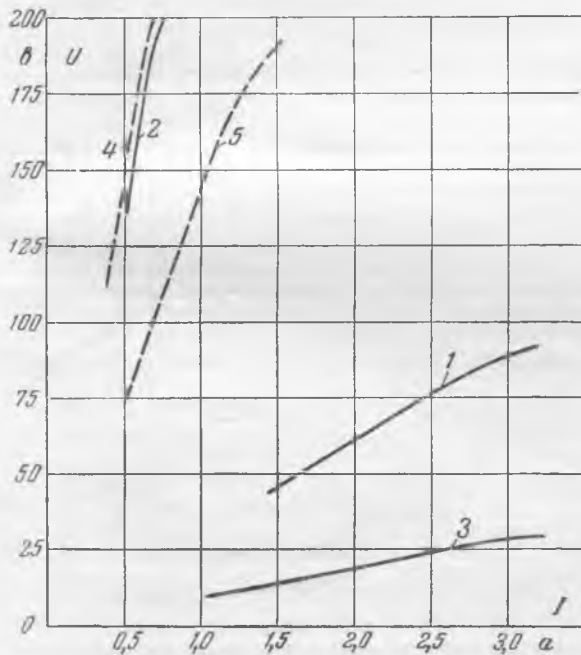
Вольтамперные характеристики встроенных трансформаторов тока снимаются обычно для выявления короткозамкнутых витков вторичной обмотки и для подбора трансформаторов тока по идентичности характеристик. Активное сопротивление вторичной обмотки в большинстве случаев не измеряется.

Как показал опыт эксплуатации, по вольтамперным характеристикам можно определить и некоторые другие неисправности трансформаторов тока, а измерение активного сопротивления также является одним из важных испытаний.

Одной энергосистемой было получено с завода 12 встроенных трансформаторов тока типов ТВ и ТВД с ответвлениями 200—300—400 и 600 а для выключателя типа МКП-160.

При снятии вольтамперных характеристик и при измерении активных сопротивлений вторичных обмоток был выявлен ряд неисправностей этих трансформаторов. Ниже приводятся результаты испытаний на основном ответвлении 600 а.

Характеристики трех из полученных трансформаторов тока показаны на рисунке, где для сравнения приводятся вольтамперные характеристики заведомо исправных таких же трансформаторов тока для ответвления 600 а.



Вольтамперные характеристики трансформаторов тока на отпайках А—Д (1, 2 и 3 — неисправные трансформаторы; 4 и 5 — исправные).

1 — $R \approx 0,14 \text{ ом}$; 2 — $R = 0,4 \text{ ом}$; 3 — $R \approx 0,23 \text{ ом}$; 4 — ТВД, $k_H = 600/5$, $R \approx 0,27 \text{ ом}$; 5 — ТВ, $k_H = 600/5$, $R \approx 0,27 \text{ ом}$.

Анализ произведенных испытаний показал, что все три трансформатора тока для эксплуатации непригодны.

Вольтамперная характеристика и активное сопротивление обмотки $R = 0,14 \text{ ом}$ трансформатора 1 оказались аналогичными характеристикам и сопротивлению встроенного трансформатора тока типа ТВ с коэффициентом трансформации 300/5. Сопротивление на других ответвлениях оказалось еще меньшим. Проверка первичным током показала, что коэффициент трансформации действительно равен 300/5. При вскрытии обнаружилось, что количество витков вторичной обмотки почти в 2 раза меньше, чем у трансформатора тока с коэффициентом трансформации $k = 600/5$, т. е. вместо $117 \div 118$ витков было намотано 58 витков, хотя трансформатор, как указывалось выше, был получен с завода в комплекте с другими трансформаторами тока с наибольшим коэффициентом трансформации $k = 600/5$. Если бы не было измерено активное сопротивление обмотки, то по вольтамперной характеристике можно

было бы предположить, что трансформатор тока имеет короткозамкнутые витки.

Трансформатор тока 2 по вольтамперной характеристике подходит к трансформатору тока типа ТВД; сомнения вызывало несколько повышенное сопротивление обмотки $R = 0,4 \text{ ом}$. При измерении сопротивления между ответвлениями в различных комбинациях повышенное сопротивление было обнаружено между первыми двумя ответвлениями (заводская маркировка А и Б), причем в зависимости от положения трансформатора тока сопротивление колебалось в значительных пределах и достигало нескольких тысяч ом, что указывало на ненадежность и нарушение контакта.

При вскрытии трансформатора тока обнаружилось, что в одном из витков между ответвлениями А и Б два конца провода обмотки были соединены замком без пайки и затем изолированы. Соединение было достаточно подвижно.

У трансформатора тока 3 изменения омического сопротивления почти не наблюдалось; по снятой вольтамперной характеристике можно было судить, что трансформатор тока имеет короткозамкнутые витки. При вскрытии обнаружилось, что витки обмотки в некоторых местах расположены вплотную друг к другу, изоляция провода плохая (виден голый провод); в одном месте был плохо положен электрокартон и поэтому виднелся сердечник трансформатора.

Следует указать еще на один случай. При снятии вольтамперной характеристики одного из встроенных трансформаторов тока наблюдалось явление, когда при одном и том же напряжении ток начинал уменьшаться, т. е. вольтамперная характеристика из более пологой превращалась в более крутую. Сопротивление вторичной обмотки при этом оставалось нормальным, т. е. равным $\sim 0,27 \text{ ом}$.

Необходимо отметить, что при больших напряжениях уменьшение тока происходило более заметно и быстрее. Это явление объясняется тем, что изоляция трансформатора тока была влажная и часть витков обмотки оказалась закороченной токами утечки через эту изоляцию, поэтому вольтамперная характеристика ложилась несколько ниже, чем у трансформатора тока с нормальной изоляцией. При прохождении тока изоляция подсушивалась (следовательно, сопротивление ее увеличивалось) и вольтамперная характеристика несколько улучшалась.

Следует отметить, что трансформаторы тока подвергались предварительной сушке, но при установке во вводы масляного выключателя этот трансформатор отсырел, что сразу не было замечено (при проверке сопротивления изоляции мегомметром), а сказалось лишь через несколько дней при продолжении приемной проверки, в частности при снятии вольтамперной характеристики.

Аналогичное явление закорачивания части витков токами утечки можно получить при испытании трансформатора тока, находящегося на стальной подставке; вольтамперная характеристика при этом становится более пологой. Если же трансформатор поместить на лист из непроводящего материала, то вольтамперная характеристика принимает нормальный вид.

Выводы

Нередко при эксплуатационных проверках трансформаторов тока ограничиваются только проверкой их коэффициента трансформации, снятием вольтамперных характеристик и проверкой изоляции. Произведенные опыты наглядно показывают необходимость выполнения положений, изложенных в «Правилах устройства электротехнических установок», Госэнергоиздат, 1950, вып. 2, стр. 128.

При этом активное сопротивление трансформаторов тока вполне достаточно измерять простым омметром типа ММВ или ОМЕГА с батарейкой на 1,5—3 в, не прибегая к более сложному методу вольтметра и амперметра. По вольтамперным характеристикам можно приблизительно судить о коэффициенте трансформации трансформатора тока, но при этом необходимо знать омическое сопротивление обмотки.

При приемных проверках трансформаторов тока следует обращать особое внимание на производство указанных испытаний, а при отклонении результатов испытаний от нормальных величин должны быть произведены тщательный анализ и дополнительные испытания.

Инж. Г. Е. Новиков

Автомат включения резервной линии с использованием высокочастотного канала

В настоящее время в сети 110 кВ энергосистемы по условиям действия имеющейся релейной защиты линии (рис. 1) работают в режиме разомкнутого кольца¹. Обычно отключен выключатель линии Л-3 на подстанции А. При этом для обеспечения бесперебойного питания подстанции А смонтирован автомат включения резервной линии (АВР).

АВР действует при исчезновении напряжения на шинах подстанций А, — отключая выключатель линии Л-2 и включая выключатель линии Л-3. Работа АВР происходит следующим образом.

После исчезновения напряжения на шинах подстанции А отпадают токовое реле ЭТ и реле напряжения ЭН. В результате срабатывает реле времени РВ и по истечении заданного времени отключает выключатель линии Л-2, че-

В результате этого размыкается цепь управления высокочастотного поста телемеханики (передатчика) и в канале связи наступает пауза, которая определяется временем отпадания реле РЭ (рис. 2).

При этом на подстанции В отпадают реле *f* и Л, вследствие чего сначала отпадает с замедлением реле Б, затем срабатывает реле Б1 и подготавливается цепь а-б (см. рис. 1).

После того как на подстанции А отпадет реле РЭ, высокочастотный канал восстанавливается, и, следовательно, на подстанции В срабатывают реле *f* и Л. Вслед за этим по подготовленной цепи а-б срабатывает реле РП и подается импульс на включение выключателя линии Л-3 со стороны подстанции В.

В том случае, когда длительность паузы в высокочастотном канале превышает установленное время (см. рис. 2) на подстанции В успевает отпасть реле Б2, чем нарушается цепь а-б и тем самым исключается возможность включения выключателя линии Л-3.

Описанное действие АВР по временным характеристикам отстроено от работы телеустановки и от кратковременного исчезновения переменного тока в цепях высокочастотного поста, что может быть при аварийных режимах в системе.

Ложная работа АВР исключается также во время длительного снятия переменного или постоянного тока с

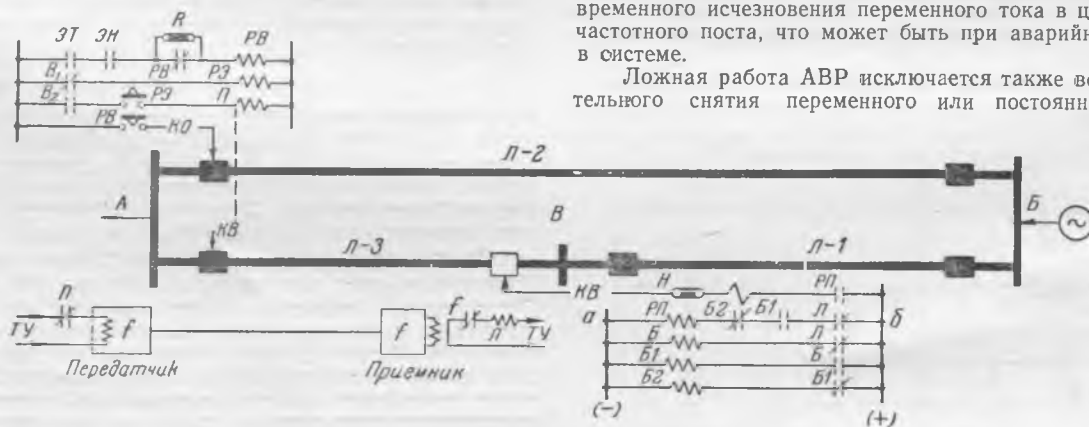


Рис. 1.

рез блок-контакт В₂ которого подается импульс на включение выключателя линии Л-3.

Необходимая длительность подачи импульса на включающую катушку КВ выключателя линии Л-3 и однократность действия АВР обеспечиваются срабатыванием реле с замедлением на отпадение типа РЭ, после размыкания блок-контактов В₁.

С целью исключения ложной работы АВР при перегорании предохранителей в цепях трансформатора напряжения последовательно с контактами реле напряжения включены контакты токового реле. Последнее присоединено к трансформатору тока линии Л-2 и отрегулировано по минимально возможной нагрузке этой линии.

Для того чтобы обеспечить нормальную работу подстанции А в тех случаях, когда выключатель линии Л-3 выводится в ремонт, необходимо кольцо 110 кВ держать разомкнутым на подстанции В, как и показано на рис. 1, и там же иметь автомат включения резервной линии. При этом на подстанции А линия Л-3 непосредственно присоединяется к шинам подстанции.

Однако отсутствие устройств отбора напряжения на линии Л-3 со стороны подстанции В, а также некоторые другие причины затрудняли осуществление АВР на данной подстанции.

Поэтому была разработана схема АВР с использованием существующего высокочастотного канала и постов телемеханики (подстанции В телеуправляется с ЦДП, расположенного у подстанции А с использованием высокочастотного канала по линии Л-3).

Это дополнение к существующему АВР позволило держать кольцо 110 кВ разомкнутым по усмотрению диспетчера системы либо на подстанции А, либо на подстанции В.

Действие АВР на подстанции В при помощи высокочастотных сигналов связано с действием АВР подстанции А, где при исчезновении напряжения отключается выключатель линии Л-2 и по цепи — блок-контакты В₂ и контакты реле РЭ срабатывает реле П.

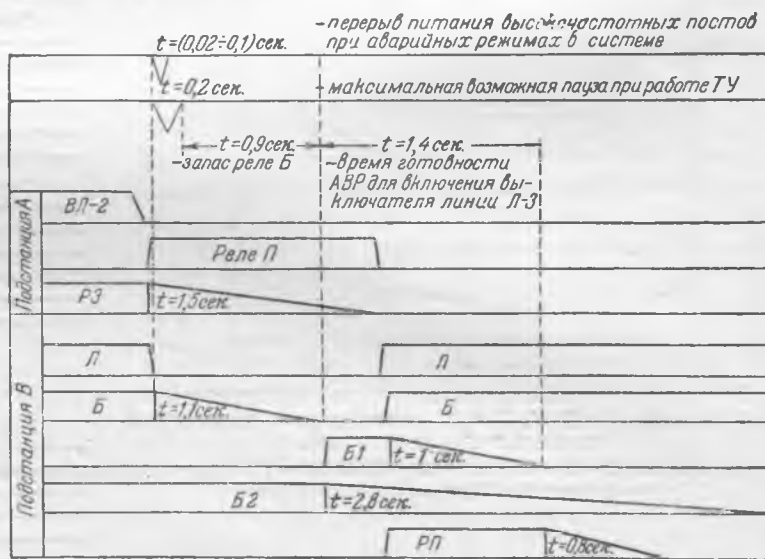


Рис. 2.

устройств телемеханики, а также после восстановления питания.

Устройство АВР собрано из кодовых реле типа КДР и контуров, обеспечивающих требуемое замедление на отпадение реле.

Проведенными наладочными испытаниями установлено, что АВР с использованием высокочастотного канала действует четко и безотказно.

При этом не только работа телемеханики не вызывает его ложного действия, но и в случае наложения одновременной работы устройства телеуправления и АВР обеспечивается срабатывание, а действие телемеханики автоматически отменяется.

Инж. Л. Ф. Габуния и инж. К. А. Федоренко

¹ Схема рис. 1 показана в состоянии готовности к действию.

ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

О расширении области применения переменного оперативного тока для релейной защиты, автоматики, телемеханики и дистанционно- го управления выключателями

Расширение области применения переменного оперативного тока для релейной защиты, автоматики, телемеханики и дистанционного управления выключателями электроустановок имеет большое народнохозяйственное значение, так как позволяет отказаться от аккумуляторных батарей, уменьшает расход контрольного кабеля и проводов, снижает стоимость сооружения электроустановок и ускоряет их строительство, упрощает эксплуатацию и повышает надежность работы.

Однако эти условия недооцениваются. До сих пор у ряда организаций и отдельных специалистов сохраняется необоснованное и неправильное мнение о том, что для релейной защиты, автоматики и телемеханики следует применять только питание от аккумуляторных батарей.

Заводы «Электроаппарат» и «Уралэлектроаппарат» медленно ведут разработки грузовых и пружинных приводов и приводов на переменном токе, не выпускают достаточно надежных промежуточных насыщающихся трансформаторов тока для отключения выключателей на переменном токе.

Чебоксарский электроаппаратный завод только в 1954 г. начал разработку серии реле для защит на переменном оперативном токе.

Совершенно недостаточно используется в энергосистемах положительный опыт кабельной сети Мосэнерго, Азэнерго, Горэнерго и др. по успешному внедрению переменного оперативного тока для релейной защиты и электроавтоматики на подстанциях. Более того, например, в распределительных сетях Киевэнерго без всяких оснований надежная и простая защита на переменном токе заменена защитой на постоянном токе и установлены аккумуляторные батареи.

Серьезные работы по применению переменного оперативного тока ведет Промэнергопроект. В то же время проектные организации Теплоэлектропроект и Гидроэнергопроект по существу ничего не делают для внедрения переменного оперативного тока в практику проектирования. Неудовлетворительно ведут разработки в этой области также ЦНИЭЛ и Орггрэс.

С целью расширения области применения оперативного переменного тока для релейной защиты, автоматики, телемеханики и дистанционного управления выключателями и ускорения разработок в этой области Техническое управление Министерства электростанций и электропромышленности признало необходимым (решение № 9/Э от 12 апреля 1954 г.):

1. При проектировании и сооружении новых подстанций напряжением 35 кВ и ниже, за исключением подстанций со сложными линейными защитами, например дистанционными, и с тяжелыми выключателями, например типа МКП-35, предусматривать:

а) выполнение автоматического и дистанционного включения выключателей только при помощи приводов, имеющих механический запас энергии (грузовые, пружинные и т. п.);

б) при необходимости многократного включения выключателей и включения без ручных операций (например, телеуправляемые объекты) выполнение автоматического завода включающих устройств (груза, пружины) при помощи ре-

дуктора и электродвигателя малой мощности переменного тока;

в) выполнение устройств релейной защиты (в том числе с дифференциальными реле и реле направления мощности) и устройств электроавтоматики (АВР, АПВ и АЧР) на переменном оперативном токе;

г) выполнение питания устройств телемеханики от переменного оперативного тока через сухие выпрямители с действием только при наличии напряжения на подстанции или на вводах линий.

2. Проектным организациям и энергосистемам при проектировании прочих новых подстанций и проведении реконструктивных работ на действующих (особенно в случаях необходимости замены изношенных аккумуляторных батарей) использовать возможность более широкого внедрения переменного оперативного тока для отказа от аккумуляторных батарей или по крайней мере существенного уменьшения их емкости. При этом рекомендуется использовать как совместно, так и в отдельности следующие принципы:

а) питание защит, действующих при коротких замыканиях, от трансформаторов тока через промежуточные насыщающиеся трансформаторы;

б) питание прочих защит (газовой, защиты минимального напряжения, от замыканий на землю), а также АЧР, АПВ и АВР от трансформаторов напряжения;

в) питание защит с помощью заряжаемых от переменного тока отключающих устройств, содержащих конденсаторы и сухие выпрямители;

г) питание защит выпрямленным при помощи сухих выпрямителей переменным током от трансформаторов тока и напряжения;

д) применение для дистанционного и автоматического включения выключателей, кроме указанных выше грузовых и пружинных приводов, соленоидных приводов с питанием их выпрямленным (сухими выпрямителями) или непосредственно переменным током от сети собственных нужд;

е) использование для аварийного освещения бензиновых движков, переносных фонарей и т. п.

3. Заводам «Электроаппарат» и «Уралэлектроаппарат» ускорить разработку и выпуск грузовых и пружинных приводов, соленоидных приводов с питанием от переменного тока как через сухие выпрямители, так и непосредственно от трансформаторов тока и промежуточных насыщающихся трансформаторов для подстанций с оперативным переменным током.

4. Чебоксарскому электроаппаратному заводу в 1954 г. подготовить производство шунтовых и серийных реле (временные, промежуточных и сигнальных) переменного тока, а также реле тока, напряжения и направления мощности с усиленными контактами, рассчитанными на применение в схемах защиты с переменным оперативным током.

5. Ремонтно-механическому заводу Латвэнерго ускорить разработку пружинно-маховичного привода для выключателей, привода для автоматов и проработать вопрос об уменьшении потребления отключающих катушек приводов УГП-51.

6. Московскому и Запорожскому трансформаторным заводам и заводу «Электроцит» разработать конструкции КТП и КРУ на переменном оперативном токе.

7. Тресту передвижных электростанций продолжить разработку отключающего устройства конденсаторного типа, а Орггрэс провести испытание опытных устройств и подготовить заключение по их использованию на стационарных установках.

8. Промэнергопроекту провести с участием Киевэнерго и Киевского завода треста «Армсеть» испытания и доработку выпрямительных устройств для питания защит электростанций средней и малой мощности от трансформаторов тока и напряжения.

Возложить на ЦНИЭЛ и Орггрэс общую координацию работ по расширению области применения переменного оперативного тока.

Конференция по релейной защите, электроавтоматике и телемеханике энергосистем

В мае 1954 г. в Москве состоялась организованная МОНИТОЭ и Техническим управлением МЭС научно-техническая конференция по вопросам релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики энергосистем. На конференции присутствовали работники систем, научных учреждений, проектных и наладочных организаций и заводов-поставщиков релейного оборудования.

Техническая политика, проводимая в этих вопросах Министерством электростанций, была освещена в докладе заместителя начальника Технического управления И. А. Сыромятникова. Основные положения этой политики: широкое внедрение комплексной автоматизации и телемеханизации; упрощение и повышение эксплуатационной надежности релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики; разработка новых, более прогрессивных методов эксплуатации релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики; повышение квалификации и дисциплинированности персонала.

Техническую политику в области телемеханики определил в своем докладе начальник отдела автоматики и телемеханики Технического управления МЭС Е. Д. Зейлидзон. В докладе указывалось на неудовлетворительную подготовку Гидроэнергопроектом основных положений по объему телемеханизации энергосистем; предлагалось при проведении дальнейших разработок по этому вопросу учитывать положительный опыт, накопленный при эксплуатации телемеханизированных объектов.

Было также отмечено, что некоторые энергосистемы упускают из виду одну из конечных целей телемеханизации — сокращение численности обслуживающего персонала. В докладе нашло отражение состояние дел по выпуску аппаратуры для телемеханики.

Представителями проектных организаций Гидропроект и Теплоэлектропроект (В. Ф. Балакирев и В. М. Ермоленко) были сообщены основные технические решения, принятые по релейной защите и линейной автоматике объектов электропередачи 400 кв. В выступлениях подчеркнута необходимость всесторонних лабораторных и эксплуатационных проверок образцов нового релейного оборудования, принятых промышленностью к изготовлению для защиты передачи 400 кв.

Телемеханика электропередачи 400 кв Куйбышев — Москва рассматривалась в докладе В. С. Малова (ЦНИЭЛ). Был освещен ряд новых вопросов по телемеханике, возникших при проектировании телеизмерений, управления, сигнализации и контроля на объектах 400 кв. Рассматривался общий объем оснащения средствами телемеханики Куйбышевской гЭС и объектов электропередачи 400 кв, технические параметры некоторых новых устройств, разработанных для осуществления телемеханики объектов этой сети. В частности, приводились характеристики высокочастотных постов.

О разработках новых типов защиты и устройств автоматики и телемеханики, внедряемых в производство на отечественных заводах, сообщали в своих докладах Ю. А. Гевенко, Е. Д. Сапир, Г. В. Микуцкий, Л. Д. Стернинсон, В. З. Никитский, В. В. Ходнев, В. В. Гиршберг, В. Е. Казанский, И. Н. Попов и П. К. Фейст.

Конференция заслушала выступления представителей заводов-поставщиков оборудования релейной защиты, автоматики и телемеханики (А. В. Буйволова, Л. С. Шугаева, М. Б. Цфасмана, Г. Ф. Эдельштейна и И. И. Крашенинникова).

Отечественные заводы оборудования защиты и автоматики за последнее время освоили большое количество типов сложной аппаратуры, разработали образцы устройства автоматики, телемеханики и релейной защиты объектов электропередачи 400 кв, увеличили производство серийного оборудования. Однако с производством реле и аппаратов автоматики и телемеханики еще не совсем благополучно. Отмечалась необходимость расширения номенклатуры изделий, еще большего увеличения количества выпускаемой продукции.

Заслужанный на конференции доклад об основных предложениях по изменению раздела «Релейная защита и электроавтоматика» «Правил устройства электротехнических установок» (Е. Д. Зейлидзон) вызвал горячее обсуждение со стороны представителей энергосистем.

На конференции особо обсуждался вопрос о целесообразности на ряде энергообъектов использования оператив-

ного переменного тока для целей защиты, автоматики и телемеханики. Затруднения, встречающиеся в энергосистемах в этой части, сводятся к отсутствию типовых схем и аппаратуры.

Большой интерес вызвали многочисленные доклады, сообщения и выступления в порядке обсуждения поставленных вопросов работников эксплуатации — представителей Мосэнерго, Свердловэнерго, Донбассэнерго, Молотовэнерго, Днепроэнерго, Челябинэнерго, Киевэнерго и ряда других энергосистем (В. А. Смирнова, В. Н. Вавина, Б. А. Хомутова, Ф. Ф. Дерюгина, В. И. Дорофеева, И. Н. Добиной, М. И. Песочина, В. А. Смидовича, Е. А. Рязанцева и др.). В этой части конференция показала, что в энергосистемах творчески проводятся большие работы по внедрению новой техники релейной защиты, автоматики и телемеханики; силами практических работников производятся серьезные и весьма нужные исследования; накоплен очень ценный и передовой эксплуатационный опыт.

В выступлениях представителей энергосистем подверглись острой критике некоторые решения проектных организаций за их сложность и большое количество применяемого в схемах оборудования; были отмечены дефекты в аппаратуре, выпускаемой Чебоксарским заводом и заводом «Электропролук»; указывалось на затруднения в наладке и проверке защитных устройств, вызванных отсутствием соответствующей аппаратуры заводского изготовления.

Представителями научно-исследовательских и проектных организаций (ЦНИЭЛ, Гидроэнергопроект) были сделаны доклады о внедрении самосинхронизации синхронных машин в энергосистемах СССР, применении системной и сетевой автоматики и телемеханики гЭС. Наряду с теоретическими обоснованиями приводились данные по имеющемуся опыту эксплуатации.

Резолюция, принятая конференцией, подчеркивает, что вся деятельность энергетиков СССР была направлена на успешное претворение в жизнь исторических решений партии и правительства. Отмечается, что за 5 лет, прошедших со времени конференции в Ленинграде, советские релейщики, электроавтоматчики и телемеханики внесли свой вклад в дело строительства коммунизма в нашей стране.

Целый ряд моментов знаменует достигнутые успехи:

1) широкое внедрение в эксплуатацию современных устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики, использующих отечественную аппаратуру значительно повышенного качества;

2) повышение уровня эксплуатации, внедрение прогрессивных методов эксплуатации и наладочных испытаний устройств релейной защиты, повышение производительности труда;

3) решены основные задачи в области релейной защиты, автоматики и телемеханики Куйбышевской гЭС и линии электропередачи 400 кв.

Наряду с этим конференция в своем решении отметила необходимость:

1) еще больше повысить качество некоторых устройств релейной защиты электроавтоматики и телемеханики;

2) добиваться сокращения числа случаев неправильных действий релейной защиты и электроавтоматики;

3) изучить и обобщить передовые методы эксплуатации;

4) шире внедрять в промышленное производство образцы, прошедшие эксплуатационную проверку;

5) наладить более тесное сотрудничество между организациями, ведущими новые разработки, и эксплуатируемыми энергосистемами.

Конференция одобрила техническую политику, проводимую Техническим управлением МЭС, и отметила, что, как и до сих пор, основными ее направлениями должны быть:

а) широкое внедрение комплексной автоматизации и телемеханизации;

б) усовершенствование устройств релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики (улучшения их параметров, упрощения и повышения эксплуатационной надежности);

в) разработка новых, более простых и надежных систем релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики;

г) борьба с излишествами в области проектирования;

д) разработка новых, более прогрессивных методов эксплуатации релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики;

е) повышение квалификации и дисциплинированности персонала для полного исключения неправильных действий защиты и автоматики по прямой вине персонала.

З. Р.

Совещание секции теплофикации МОНИТОЭ по общественному просмотру книги проф. Н. И. Дунаевского „Технико-экономические основы теплофикации“

Секция теплофикации МОНИТОЭ, заслушав и обсудив общественные рецензии канд. техн. наук Л. Г. Скрицкого и канд. техн. наук В. Я. Хасилева по книге проф. Н. И. Дунаевского «Технико-экономические основы теплофикации» (Госэнергоиздат, 1952), приняла следующую резолюцию:

1. Книга проф. Н. И. Дунаевского посвящена актуальному и относительно мало освещенному в литературе комплексу вопросов определения эффективности теплофикации и технико-экономического расчета систем теплоснабжения. В ней последовательно изложены исследования автора по разработке новой методики технико-экономических расчетов при выборе схем, параметров и режимов систем теплоснабжения и, в частности, описан новый метод соизмерения капиталовложений и эксплуатационных расходов, облегчающий выбор оптимальных параметров для систем теплофикации.

Кроме того, в книге содержится детально аргументированная критика опубликованных в литературе методов оценки эффективности отдельных элементов и систем теплоснабжения в целом, которая может рассматриваться как основа для дискуссии по этим вопросам.

2. Одной из основных рассмотренных в книге проблем является выбор соотношения между тепловой и электрической мощностями для теплоэлектроцентрали (или, иными словами, так называемой расчетной температуры для тэц). Автор предлагает новую методику для такого выбора, пригодную в тех случаях, когда электрическая мощность тэц является заданной, что во многих случаях имеет место. Однако это не исключает необходимости в использовании методики распределения заданной электрической мощности системы между конденсационными станциями и тэц в тех случаях, когда мощность тэц выбирается по тепловой нагрузке. В освещении этих вопросов в рецензируемой книге допущен односторонний подход, что является ее недостатком.

3. Предлагаемая в книге новая система структурных показателей для тэц представляет несомненный интерес, но нуждается в дальнейшей разработке и сопоставлении с общепринятой в настоящее время системой, основанной на диаграммах режимов теплофикационных турбин.

Недостаточно полно рассмотрено в книге влияние показателей по тепловым сетям на выбор параметров для источников теплоснабжения.

Недостатком книги является также то, что разработка расчета параметров систем теплоснабжения не доведена до возможности непосредственного использования. Это обстоятельство затрудняет реализацию содержащихся в книге положений планирующими и проектными организациями.

Следует отметить, что усвоение содержащегося в книге обширного материала в ряде мест затрудняется чрезмерной схематичностью и абстрактностью изложения.

Некоторые существенные вопросы теплоснабжения рассмотрены в книге только в порядке их постановки, а предлагаемые решения иногда носят дискуссионный характер, вследствие чего более соответствующим содержанием было бы заглавие книги «Технико-экономические проблемы теплофикации».

5. В целом книга проф. Н. И. Дунаевского является серьезным научным трудом и, несмотря на отдельные недостатки, содержит правильный подход к решению ряда проблем теплофикации. Она будет также содействовать дальнейшему развитию технико-экономических исследований в области энергетики.

В связи с этим надо отметить, что оценка этой книги приведенная в рецензии проф. В. В. Болотова, проф. Л. А. Мелентьева и других, опубликованной в № 12 журнала «Электрические станции» за 1953 г., является принципиально неправильной и содержит ряд искажений в части высказываний проф. Н. И. Дунаевского по основным вопросам теплофикации.

Авторы рецензии приписывают проф. Н. И. Дунаевскому не содержащийся в его книге тезис о необходимости отказа от сооружения новых конденсационных электростанций. В равной мере голословны утверждения авторов рецензии о наличии в книге противопоставления промышленной и бытовой теплофикации при игнорировании влияния теплофикации на повышение уровня обслуживания населения. Столь же необоснованным является обвинение в отрыве от жизни теоретических концепций, изложенных в книге проф. Н. И. Дунаевского. С другой стороны, в рецензии, несмотря на ее значительный объем, отсутствует анализ достоинств книги, в отношении которых авторы рецензии ограничились простым перечислением.

В целом рецензия проф. В. В. Болотова, проф. Л. А. Мелентьева и др. не только не дает правильной оценки книги, но и сама содержит ряд, по меньшей мере, спорных положений, например в части оценки ресурсов теплотребления, еще не охваченных теплофикацией.

Помещение этой рецензии в журнале «Электрические станции» без указания на ее дискуссионный характер ввиду ее необъективности следует считать ошибочным.

6. Секция считает целесообразным проведение широкой дискуссии в печати по технико-экономическим проблемам теплофикации, освещенным в книге проф. Н. И. Дунаевского.

ОТ РЕДАКЦИИ

Редакция признает, что публикуемая выше резолюция секции теплофикации МОНИТОЭ отражает достоинства и некоторые недостатки книги проф. Н. И. Дунаевского более объективно, чем опубликованная рецензия В. В. Болотова, Л. А. Мелентьева и др. в № 12 нашего журнала за 1953 г.

Однако редакция считает необходимым указать, что основной тезис книги проф. Дунаевского (который авторы рецензии критиковали как принципиальный недостаток книги) о наличии в подавляющем большинстве районов Советского Союза практически неограниченных ресурсов теплотребления для развития теплофикации и сделанный отсюда вывод в конце книги «дальнейшее строительство нашей теплотенгетики должно идти по двум руслам: а) по линии тэц преимущественно средней мощности; б) по линии кэс большой мощности → в случаях дешевого и нетранспортабельного топлива» — является неправильным.



ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Аварийность воздушных линий электропередачи США и Канады напряжением выше 100 кв

Объединенным комитетом Американского института инженеров-электриков и Эдисоновского электротехнического института собраны данные о воздушных линиях электропередачи США и Канады напряжением выше 100 кв и их аварийности за время с 1940 по 1950 г.*

Таблица 1

Номинальное напряжение, кв	Число линий	Длина линий, км	Период эксплуатации, км-лет
100—125	418	28 540	196 000
126—150	122	8 250	55 000
151—175	65	7 060	42 000
200—250	75	9 250	73 000
250	9	1 270	15 000
Всего . . .	689	54 370	381 000

Таблица 2

Число на опоре		Номинальное напряжение, кв	Длина, км	Общая длина, км
цепей	тросов			
1	Нет	100—125	8 820	11 520
		126—150	65	
		200—250	2 635	
1	1	100—125	2 640	3 470
		126—150	670	
		151—175	160	
1	2	100—125	6 000	20 800
		126—150	2 300	
		151—175	5 250	
		200—250	6 100	
		>250	1 150	
2	Нет	100—125	980	1 900
		126—150	680	
		200—250	240	
2	1	100—125	6 100	8 320
		126—150	2 020	
		151—175	50	
		200—250	150	
2	2	100—125	3 950	8 330
		126—150	2 530	
		151—175	1 600	
		200—250	120	
		>250	130	
3	2	100—125	30	30
Всего . . .		—	54 370	54 370

* Trans. of the AIEE, 1952, т. 71, ч. III; 14-я сессия CIGRE, 1952, доклад № 308.

В обзоре использованы материалы 62 энергообъединений, сообщивших сведения о 689 линиях общей длиной 54 370 км, охватывающие период эксплуатации в 381 000 км-лет. Выводы обзора основаны на анализе 21 594 аварий, происшедших между январем 1940 г. и сентябрем 1950 г.

В табл. 1 приведены данные о распределении линий по классам номинального напряжения, причем к линиям напряжением выше 250 кв относятся линии системы гидростанции Гувер (бывш. Боулдер) напряжением 287 кв.

Конструктивное выполнение опор линий характеризуется данными табл. 2, а материал и тип опор — табл. 3, из которых видно, что 66% линий (по длине) являются одноцепными, а 36% (по длине) смонтированы на деревянных опорах. Больше 75% линий (по длине) защищены тросами, причем из этого количества 75% имеют по два троса. Отмечается, что наибольшее количество линий без защитных тросов имеет номинальное напряжение 100—125 кв.

Таблица 3

Тип опоры	Номинальное напряжение, кв	Длина, км	Общая длина, км
Деревянная П-образная, с деревянной траверзой	100—125	13 740	19 500
	126—150	2 570	
	151—175	2 760	
	200—250	430	
Металлическая П-образная, с металлической траверзой	100—125	1 725	4 620
	126—150	10	
	151—175	2 485	
	200—250	400	
Металлическая одно-стоечная, с металлическими траверзами	100—125	11 930	29 000
	126—150	5 670	
	151—175	1 820	
	200—250	8 300	
Другие типы	100—125	1 135	1 250
	200—250	115	
Всего . . .	—	54 370	54 370

Таблица 4

Провода	Номинальное напряжение, кв	% от общей длины линий данного напряжения
Сталеалюминиевые . . .	100—125	53,8
	126—150	55,6
	151—175	60,7
	200—250	94,7
Медные	100—125	37,8
	126—150	41,7
	151—175	33,2
Прочие	100—125	8,4
	126—150	2,7
	151—175	6,1
	200—250	5,3
	>250	100

Примечание. Для линий напряжением выше 250 кв применены полые медные провода.

Данные о материале проводов линий приведены в табл. 4, а о сечениях проводов — в табл. 5. На 60% длины линий всех напряжений подвешены сталеалюминиевые провода, а на 30% — медные.

Таблица 5

Сечение проводов, мм ²	Номинальное напряжение, кВ	Длина, км	Общая длина, км
50—100	100—125 126—150	3 750 290	4 040
100—150	100—125 126—150 151—175	12 600 3 390 1 630	17 670
150—200	100—125 126—150 151—175	9 300 3 020 880	13 200
200—250	100—125 126—150 151—175 200—250	1 380 1 210 1 720 290	4 620
250—300	100—125 200—250 >250	110 140 1 270	1 520
300—350	100—125 126—150 151—175 200—250	1 230 210 2 720 2 150	6 310
350—400	100—125 126—150 151—175 200—250	160 150 40 6 030	6 380
400—450 >500	200—250 200—250	240 390	240 390
Всего . . .	—	54 370	54 370

Таблица 6

Система заземления нейтрали	Номинальное напряжение, кВ	% от общей длины линий данного напряжения ¹	% от общей длины линий ¹
Эффективное заземление при $\frac{X_0}{X_1} \leq 3$	100—125	90,5 (382)	92,33 (636)
	126—150	89,2 (109)	
	151—175	97,6 (109)	
	200—250	95,6 (73)	
	>250	100 (9)	
Заземление через реактор	126—150	10,8 (13)	1,64 (13)
Заземление через резистор	100—125	7,9 (34)	4,14 (34)
Установка гасительных устройств . .	100—125	1,6 (2)	0,83 (2)
Глухое заземление и через резистор . .	200—250	4,4 (2)	0,75 (2)
Глухое заземление и через реактор . .	151—175	2,4 (2)	0,31 (2)
Всего . . .	—	—	100 (689)

¹ В скобках указано число линий.

Из всей длины линий, защищенных тросами, на 73% подвешены стальные, на 13,5% — стальные омедненные и на 10% — сталеалюминиевые тросы.

В табл. 6 приведены данные о системе заземления нейтрали линий, из которых следует, что 92,3% всей длины имеют эффективное заземление, а 4,1% заземлены через резистор.

Применение автоматического повторного включения характеризуется данными табл. 7, из которой следует, что АПВ предусмотрено только на 28% всех линий, причем напряжением не выше 175 кВ. Обращает внимание ничтожно малое применение ОАПВ (на 1,3% всех линий, т. е. в 4,7% случаев применения АПВ). Объясняется это тем, что только 2% всех линий имеют выключатели с пофазным управлением.

Таблица 7

Номинальное напряжение, кВ	% от общего числа линий данного напряжения			% от общего числа линий		
	Выключатели с одним приводом на три фазы	Выключатели с пофазным управлением	Всего	Выключатели с одним приводом на три фазы	Выключатели с пофазным управлением	Всего
100—125	25,5	0,9	26,4	15,25	0,58	15,83
126—150	14,8	4,1	18,9	2,62	0,73	3,35
151—175	92,4	—	92,4	8,70	—	8,70
200—250	—	—	—	—	—	—
>250	—	—	—	—	—	—
Всего . . .	—	—	—	26,57	1,31	27,88

В табл. 8 приведены данные о типах релейной защиты линий, из которой видно широкое применение в качестве основной, а зачастую и единственной, высокочастотной защиты, особенно у линий напряжением 126 кВ и выше.

Таблица 8

Тип основной релейной защиты	Номинальное напряжение, кВ	% от общей длины линий
Вспомогательные провода или несущие токи (высокочастотная)	100—125	18,0
	126—150	49,4
	151—175	87,3
	200—250	52,6
	>250	100,0
В том числе без резервной защиты	100—125	5,7
	126—150	26,4
	151—175	—
	200—250	47,8
	>250	100,0
Дистанционная или максимальная направленная	100—125	78,5
	126—150	47,2
	151—175	12,7
	200—250	31,2
	>250	—
Прочие	100—125	3,5
	126—150	3,4
	151—175	—
	200—250	16,2
	>250	—

Удельная аварийность линий (число отключений на 100 км линии в год) за обзорный период характеризуется данными табл. 9.

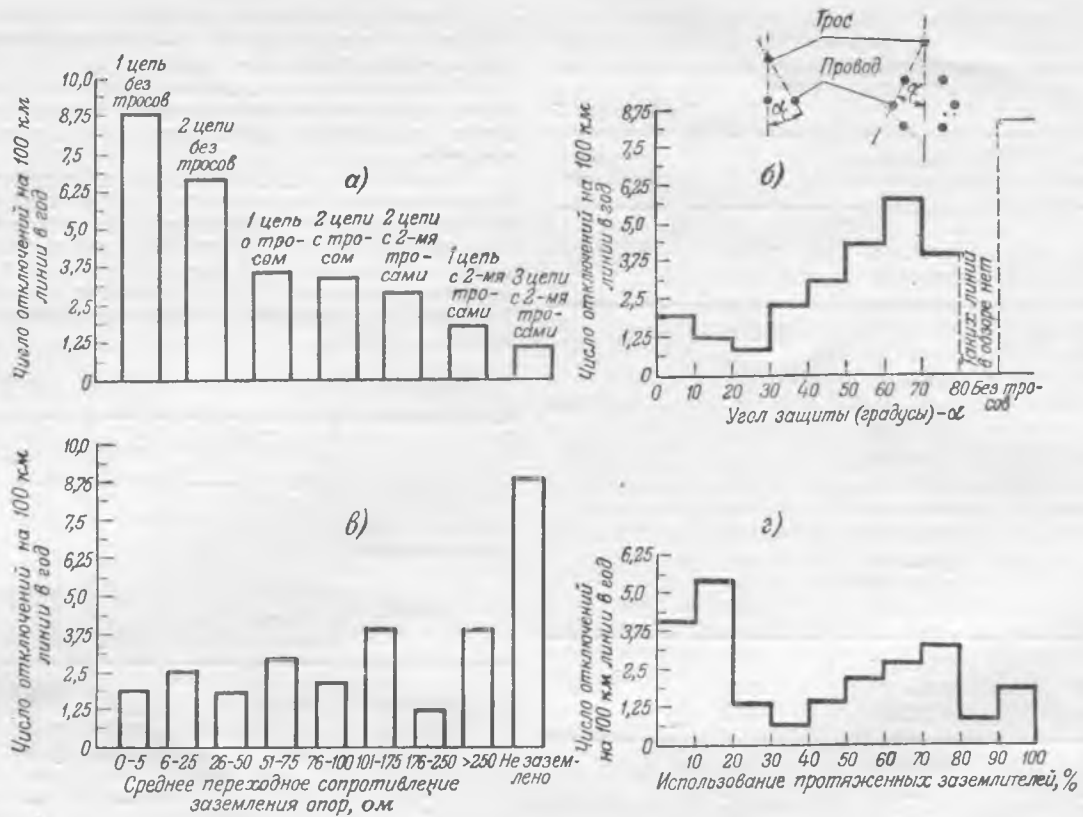


Рис. 1. Удельная аварийность в результате атмосферных перенапряжений для линий всех напряжений. а — в зависимости от конструкции линии; б — от угла защиты троса; в — от переходного сопротивления заземления опор; г — от длины протяженных заземлителей (в % от всей длины линии).

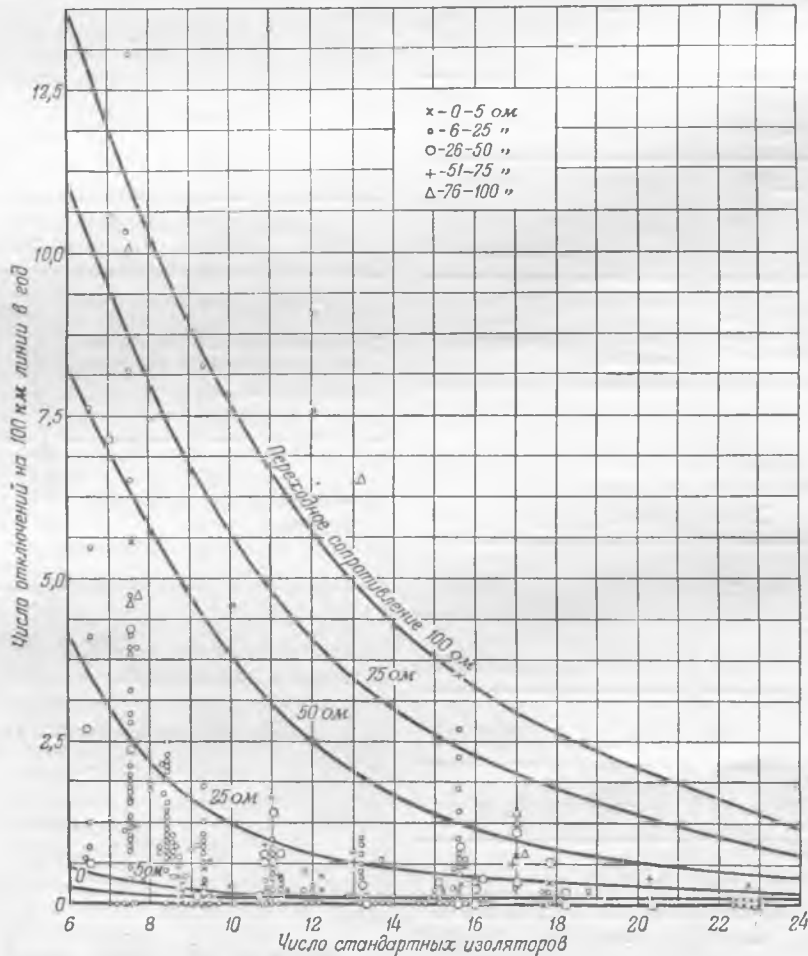


Рис. 2. Удельная аварийность в результате атмосферных перенапряжений в зависимости от числа стандартных изоляторов и переходного сопротивления заземления опор.

Таблица 9

Причины аварий	Номинальное напряжение, кв					Линии всех напряжений
	100—125	126—150	151—175	200—250	Выше 250	
Явления природы:						
Молния	5,88	1,9	1,665	0,97	0,021	3,67
Землетрясение, наводнение, пожар	0,027	0,007	0,019	0,034	0,135	0,029
Ветер, ураган	0,183	0,128	0,045	0,009	—	0,121
Гололед, изморозь	0,168	0,028	0,017	0,048	—	0,103
Грязь, туман, газы	0,062	0,277	0,005	0,047	0,298	0,093
Пляска проводов	0,128	0,225	—	0,006	—	0,1
Системные аварии:						
Коммутационные перенапряжения	0,062	0,022	0,11	0,001	—	0,049
Динамические перенапряжения	0,006	—	—	—	—	0,003
Ложная работа релейной защиты	0,324	0,187	0,423	0,083	0,136	0,262
Неустойчивость: статическая	0,005	0,007	—	0,001	—	0,004
динамическая	0,082	0,027	0,583	0,052	—	0,122
потеря возбуждения	0,004	0,006	0,002	0,003	—	0,003
Зависящие от людей:						
Ружейный огонь, диверсии	0,016	0,011	0,012	0,004	—	0,013
Ошибки персонала	0,153	0,118	0,408	0,047	0,048	0,149
Повреждения линии или оборудования:						
Трубчатых разрядников	0,015	—	—	—	—	0,008
Подстанционного оборудования	0,275	0,259	0,208	0,055	—	0,189
Подземных кабелей	0,009	0,009	—	—	—	0,005
Механические повреждения: опор	0,027	0,011	0,005	0,004	—	0,018
проводов	0,073	0,006	0,022	0,006	0,021	0,045
изоляторов	0,093	0,006	0,029	0,007	—	0,055
защитных тросов	0,022	0,011	0,005	—	—	0,014
Посторонние объекты						
Неклассифицированные	0,048	0,024	0,012	0,006	0,007	0,032
Самолеты	0,028	0,048	0,017	0,025	0,061	0,031
Автомобили	0,038	0,017	0,007	0,096	—	0,026
Аэростаты, воздушные змеи	0,002	0,004	0,005	0,003	0,007	0,003
Птицы	0,035	0,042	0,014	0,08	—	0,041
Животные	0,002	0,002	—	—	—	0,001
Деревья	0,062	0,004	0,002	0,015	0,007	0,036
Различные объекты	0,025	0,006	0,009	0,015	—	0,017
Различные и неизвестные:						
Различные	0,076	0,102	0,06	0,012	—	0,065
Неизвестные	0,53	0,226	0,086	0,211	0,042	0,363
Итого (все причины)	8,46	3,72	3,77	1,84	0,783	5,67
В том числе:						
кратковременные	7,77	3,34	3,48	1,69	0,643	5,18
длительные	0,69	0,38	0,29	0,15	0,14	0,49

Из таблицы видно, что около 65% всех аварийных отключений вызывались атмосферными перенапряжениями, причем у линий напряжением 100—125 кв этот процент поднимается до 70, снижаясь у линий большего напряжения, и доходит до 2,7% у линий 287 кв. Если исключить из рассмотрения аварийные отключения, вызываемые атмосферными перенапряжениями, то основными причинами отключений являются:

Ложная работа релейной защиты	13,1%
Повреждения подстанционного оборудования	9,5%
Посторонние объекты (суммарно)	9,2%
Ошибочные действия персонала	7,5%
Динамическая неустойчивость	6,1%
Ветер, ураган	6%
Гололед, изморозь	5,2%
Пляска проводов	5%
Грязь, туман, газы	4,6%

Эти данные говорят о недостаточном уровне организации эксплуатации линий и ошибках в проектировании, особенно если учесть, что каждый процент соответствует за обзорный период 77 реальным отключениям.

Отмечается, что 91% всех аварийных отключений был вызван кратковременными причинами, т. е. авария могла быть ликвидирована обратным включением выключателя, автоматическим или ручным, через небольшой промежуток времени. Несмотря на это, 68% всех аварийных отключений явились причиной вторичных нарушений работы системы, причем 12%, или 2 627 аварий, вызвали вторичные нарушения в виде сброса нагрузки или полного развала системы.

Виды замыканий, вызывающие аварийные отключения линий, характеризуются данными табл. 10, из которой следует, что 58,5% всех отключений были вызваны однофазными замыканиями на землю.

Таблица 10

Номинальное напряжение, кв	% от общего числа отключений для различных замыканий							
	Однофазное на землю	Двухфазное	Двухфазное на землю	Трехфазное	Трехфазное на землю	Вид неизвестен	Замыкания не было	Отключение от перегрузки
100—125	58,9	8,0	10,8	3,3	5,2	9,8	3,2	0,8
126—150	67,4	3,8	3,6	1,4	4,9	11,3	6,6	1,0
151—175	32,8	2,4	10,9	6,5	1,6	1,6	44,2	—
200—250	69,1	1,9	7,4	1,2	4,9	9,8	5,3	0,4
>250	72,4	2,6	0,9	—	—	—	24,1	—
Линии всех напряжений	58,5	6,6	9,9	3,1	4,9	9,4	6,8	0,8

В графу «Замыкания не было» включены аварийные отключения, вызванные косвенными причинами и, в частности, ложной работой релейной защиты и недостаточной устойчивостью.

Составители обзора попытались установить зависимость между причинами аварийных отключений и параметрами линий для возможности учета полученных выводов при проектировании новых линий. Были рассмотрены случаи аварийных отключений в результате: атмосферных перенапряжений, ветра, урагана, грязи, тумана, газов, пляски проводов и динамических перенапряжений. Анализ показал отсутствие четкой зависимости всех причин, кроме первой, от параметров линий, так что эта зависимость была установлена только для отключений вследствие атмосферных перенапряжений. На рис. 1 приведена зависимость удельной аварийности в результате атмосферных перенапряжений линий всех напряжений от конструкции линий, угла защиты троса, переходного сопротивления заземления опор и длины протяженных заземлителей (в процентах от длины линий).

Наряду с этим на рис. 2 дана зависимость удельной аварийности линий в результате атмосферных перенапряжений от числа изоляторов в гирлянде и переходного сопротивления заземления опор, полученная расчетным путем, в сопоставлении с отчетными данными для 261 линии напряжением 100—300 кв. Кривые зависимости подсчитаны для пролета длиной 244 м, расстояния между проводами в середине пролета 6,1 м, 30 грозовых дней в году и 100%-ной защите тросами. Все отчетные данные также приведены к этим параметрам.

Инж. Ю. А. Якуб

КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

А. А. Волошин, Расчет паропроводов на тепловые расширения, Судпромгиз, 1953. 201 стр.

При современном огромном развитии строительства паропроводов большое значение приобретают теоретически обоснованные методы расчета на компенсацию тепловых удлинений, которым посвящена рецензируемая книга.

Вопросам расчета усилий и напряжений в трубах, вызванных их тепловым расширением, до сих пор еще не уделяется достаточного внимания. Поэтому выход из печати книги А. А. Волошина следует признать весьма своевременным.

Заслугой автора является расширенное использование им точных методов, принятых в строительной механике для расчета статически неопределимых систем.

Следует указать, что из-за обособленности проектирования и расчета теплосиловых установок и их трубопроводов от проектирования и расчета строительных конструкций, а также вследствие малого знакомства с ними специалистов, работающих в области теплотехники, научно обоснованные методы строительной механики в руководствах по трубопроводам используются далеко не всегда.

В результате авторами ряда книг, посвященных вопросам проектирования трубопроводов, было предложено немало количество «приближенных» методов расчета и неверных формул, что имело место, например, в ранее изданных материалах для проектирования наружных теплофикационных сетей — самокомпенсирующихся участков паропроводов Г-образной и Z-образной конфигурации¹, которые, к сожалению, перепечатываются без всяких исправлений вплоть до настоящего времени².

В рецензируемой книге рассмотрены весьма важные для расчетов вопросы, к ним относятся: определение перемещений промежуточных сечений рассчитываемого паропровода, правила назначения знаков усилий и изгибающих моментов, способы, упрощающие вычисления коэффициентов перемещений.

Ценность и интерес книги возрастают в связи с разработкой автором ряда новых вопросов, публикуемых впервые; к ним относятся: методика расчета сложных плоскостных и пространственных схем паропроводов, с учетом дополнительных связей, создаваемых ответвлениями, влияние податливости (смещения) неподвижных опор, условия сохранения плотности фланцевых соединений при их работе на изгиб и кручение.

Книга А. А. Волошина состоит из одиннадцати глав.

В гл. I излагаются основные понятия о применяемых в настоящее время методах расчета статически неопределимых, упругих систем.

В гл. II рассмотрены специфические упругие свойства изогнутых труб (отводов). В этой главе наряду с формулами для определения так называемого коэффициента гибкости изогнутых труб K , известного из ранее опубликованной работы Г. И. Петелина, помещены также результаты новых послевоенных исследований по вопросу характера распределения и величины продольных напряжений, возникающих при изгибе отводов (колен) в плоскости, перпендикулярной плоскости их кривизны.

Приведена также величина местного, тангенциального напряжения изгиба в кривых трубах — формула (28). Однако пользование формулой может привести к ошибкам вследствие того, что не ясно, какой момент сопротивления W следует подставлять в формулу, поперечного сечения стенки или поперечного сечения всей трубы.

В формуле (23) на стр. 24 допущена опечатка, в числителе формулы должно быть $12 \lambda^2 - 2$ вместо напечатанного $12 \lambda^2 - 1$.

На рис. 14 и 15 максимальное напряжение указано равным $1,67 \frac{M}{W}$, однако это не соответствует числовым величинам коэффициентов m_2 , приведенным в табл. 2 и 3 при $\beta = 90^\circ$.

В § 11 изложены основные положения по перераспределению перемещений в горячем и холодном паропроводах и рассмотрен процесс релаксации напряжений.

Вопросу выбора расчетных напряжений и запасов прочности паропроводов, наименее освещенному в ранее опубликованных работах по трубопроводам, несмотря на его первостепенное значение для проектирования, посвящена гл. III.

Нельзя согласиться с автором, указывающим в § 12 гл. III, что силы веса паропровода могут вообще не учитываться при расчетах его прочности.

Классификация расчетных нагрузок, приведенная в § 12, страдает значительной неполнотой: не учтены силы трения опор труб, силы трения в сальниках компенсаторов, реактивные усилия, передаваемые линзовыми компенсаторами. Эта категория нагрузок может и должна быть учтена при расчетах прочности паропроводов.

В § 13 справедливо указывается на существенное значение для прочности труб растягивающих напряжений, действующих на внутренних поверхностях стенок труб. Как это установлено наблюдениями, растягивающие напряжения усиливают разрушающее действие процессов коррозии металла, при наличии коррозионной среды.

В § 14, в котором говорится о выборе расчетных запасов прочности, отсутствуют числовые величины рекомендуемых запасов прочности. В этом вопросе, весьма важном для проектирования паропроводов, недостаточно ограничиться рассуждениями общего характера.

Далее указывается, что наибольшую опасность для прочности паропроводов представляют напряжения от внутреннего давления (тангенциальные), потому что дефекты материала в трубах, как правило, расположены вдоль волокон, направленных по оси трубы.

Подобное объяснение может быть принято лишь в качестве ориентировочного предположения, поскольку оно не подкреплено автором ссылками на экспериментальные исследования.

Данный § 14 следовало бы расширить, дополнив его таблицей числовых величин пределов текучести и пределов прочности трубных сталей различных марок, в диапазоне температур до 500°C включительно.

Необходимо было бы указать наряду с величиной запаса прочности по отношению к пределу упругости также величину запаса прочности по отношению к пределу прочности стали при растяжении при температуре 20°C и по отношению к расчетному, условному пределу ползучести при растяжении при рабочей температуре.

В гл. IV изложены три основных метода расчета, статически неопределимых схем паропроводов и указана возможность применения комбинированного способа расчета — числового интегрирования совместно со способом упругого центра тяжести.

В § 16 при выводе основных уравнений (53) и (54), определяющих величину усилий, не указано, почему в эти уравнения должна входить жесткость при изгибе EI . Введение EI в эти уравнения требует специального пояснения, так как иначе затрудняется правильное понимание коэффициентов A_{xx} , A_{yy} и A_{xy} .

Здесь дается новая математическая трактовка этих коэффициентов, несколько отличная от ранее предложенной Г. И. Петелиным. Однако предложенная А. А. Волошиным формулировка: произведение обобщенного коэффициента

¹ А. А. Скворцов, Об ошибках в главе восьмой «Справочника по котлонадзору», «За экономию топлива», 1952, № 7.

² См., например, Б. А. Журавлев, Конструктивные элементы систем теплоснабжения и вентиляции, Государственное издательство по строительству и архитектуре, 1954.

перемещения на жесткость при изгибе EI , не вызывая возражения по существу, громоздка и при многократном употреблении в книге без нужды перегружает ее текст. Следовало бы сохранить для A_{xx} , A_{yy} и A_{xy} предложенное Г. И. Петелиным сокращенное название «коэффициентов прогиба».

Правильно отмечены А. А. Волошиным простота и наглядность расчетов сложных трубопроводов по способу численного интегрирования, впервые предложенного Г. И. Петелиным. Преимущество этого метода для расчетных схем с большим количеством криволинейных участков, к сожалению, еще мало известны широкому кругу специалистов, занимающихся проектированием трубопроводов, в связи с чем он еще не получил заслуженного распространения.

Автором книги в § 20 гл. V внесены ценные дополнения к методу численного интегрирования, пояснена сущность вычислительных операций и указана величина возможной погрешности вычислений, зависящая от выбранной длины элементарных отрезков Δs — оси паропровода.

Показано, что вычисления могут быть сокращены путем надлежащего выбора расположения начала координат также и при использовании способа численного интегрирования.

Гл. V и VI, посвященные существующим методам расчетного определения коэффициентов перемещения паропроводов, — важнейшие в книге. Они изложены с достаточной ясностью и полнотой, что следует поставить в заслугу автору.

В § 18 рассмотрены правила постановки знаков у усилий и изгибающих моментов.

Как известно, при расчете статически неопределимых систем положительное и отрицательное направления осей координат могут быть выбраны произвольными, однако в расчетной практике и литературе за положительное направление обычно принимается направление действия основных реактивных усилий X , Y и Z в трубопроводе.

Следует указать, что рекомендуемое А. А. Волошиным правило знаков приводит в некоторых случаях к взаимно противоположным результатам, в части координации направления осей с направлениями усилий.

Из рис. 33, как и из рис. 58, 59 и 60 книги, видно, что в некоторых расчетных схемах оси x , y и z направлены навстречу реакциям X , Y и Z , а в других схемах направлены вдоль соответствующих реакций. Различная направленность осей координат нежелательна, так как может служить источником ошибок.

§ 21 гл. V назван: «Способ упругого центра тяжести», правильное было бы в подзаголовке данного параграфа привести более общее определение метода, назвав его: «Нормальный способ вычисления моментов инерции осевой линии паропровода» или «Нормальный способ интегрирования», так как прием переноса реакции в центр тяжести системы при помощи жесткой консоли возможен и в других методах расчета (например, в способе числового интегрирования).

В наглядной форме (рис. 40) сформулированы правила определения знаков при вычислении моментов инерции отрезков паропровода, что обычно вызывает затруднения и приводит к ошибкам в расчетах.

Для облегчения вычислений собственных упругих моментов инерции дуговых отрезков приведена табл. 5 числовых значений коэффициентов, зависящих от угла наклона и центрального угла дуги.

Однако следовало бы указать, что в ряде случаев при определенных соотношениях между размерами радиуса изгиба и длиной прямых участков паропроводов вообще возможно пренебречь величинами собственных моментов инерции отрезков без ущерба для точности вычислений и тем самым значительно упростить расчет.

Рассмотренный в § 22 смешанный способ расчета, основанный на одновременном применении числового интегрирования и способа «упругого центра тяжести», представляет большой интерес. Этот способ весьма целесообразен в применении для паропроводов, состоящих из большого числа криволинейных участков и вместе с тем имеющих прямолинейные элементы большой длины.

В § 24, как и в § 8 гл. II, автором справедливо указывается на нецелесообразность учета отклонений толщины стенок труб (за счет допусков) при вычислении коэффициента K по формуле (17) для расчета изгибающих напряжений от теплового удлинения, что рекомендует учитывать Б. В. Рудомино.

Разностенность труб необходимо учитывать только при оценке величины осевых усилий, передаваемых на опоры, и в случаях, когда для рассчитываемого трубопровода известно соотношение длин участков, имеющих

минимальную толщину стенок, т. е. $J_{\text{мин}} = 0,8 J_{\text{ном}}$, и максимальную толщину $J_{\text{макс}} = 1,2 J_{\text{ном}}$, где $J_{\text{ном}}$ — номинальное значение момента инерции поперечного сечения трубы, взятое по сортаменту, см⁴.

Изгибающие напряжения, вычисленные без учета возможных отклонений в толщинах стенок труб, могут быть (в зависимости от соотношения длин) занижены на 15—20%.

В гл. VII изложен оригинальный метод расчета пространственных паропроводов, в некоторых частях отличающийся от ранее опубликованных методов, главным образом в расчетных формулах для определения собственных упругих моментов инерции отрезков и оценке их коэффициентов гибкости.

Следует указать на сложность предлагаемых формул (110), (113), (115) для определения коэффициентов гибкости и сложность рекомендуемого в § 33 способа определения коэффициентов перемещений, сильно затрудняющих их практическое применение.

Расчеты значительно упрощаются в тех случаях, когда рассчитываемые элементарные участки трубопровода расположены в плоскостях, параллельных основным координатным плоскостям в выбранной системе координат.

Приведенный в § 35 числовой пример расчета пространственного паропровода ограничивается рассмотрением именно такого, наиболее распространенного случая.

В табл. 17, в № 51 (стр. 137) неправильно написано вы-

ражение для c_{u32} , которое должно быть равно $\frac{M_{u32}^c}{\varphi W}$

Вместо величины 17,28 должно быть 21,4 кг/мм².

В § 37 гл. VIII дана система уравнений, позволяющих оценить при вычислении усилий и изгибающих моментов влияние податливости опор.

Отсутствие примера расчета и числовых величин коэффициентов податливости k_v , k_y и k_M затрудняет практическое использование этих уравнений, весьма перспективных для применения при проектировании рациональных конструкций неподвижных опор.

Схематичностью изложения страдает § 39, в котором затронут актуальный вопрос — учет влияния промежуточных опор самокомпенсирующихся паропроводов на расчетную величину усилий и напряжений.

Рассмотренный частный случай с одной промежуточной опорой не решает вопроса. Многократная статическая неопределенность наиболее часто встречаемых паропроводов, уложенных на ряд опор, затрудняет расчет по методу, рекомендуемому автором, делая его практически мало применимым.

Наиболее сложные случаи расчетов изложены в гл. IX и X, в которых рассматриваются схемы паропроводов, имеющих дополнительные связи в виде ответвлений от основного паропровода и создающих точки с ограниченной подвижностью.

Расчеты таких схем весьма трудоемки. Их трудность быстро возрастает с увеличением количества связей. Практическая применимость этих расчетов, например, при проектировании паропроводов электростанций весьма ограничена ввиду сложности предлагаемой методики.

Еще более это замечание относится к пространственным схемам трубопроводов, имеющих аналогичные дополнительные связи.

Повидимому, решение данного вопроса нужно искать в разработке и применении приближенных методов расчета и путем использования метода моделирования расчетных схем, при помощи специальной измерительной установки.

В аннотации к книге указано, что она рассчитана на конструкторов, занятых проектированием, и в ней учтены запросы практики проектирования. Однако с этой стороны книга не вполне удовлетворит читателей, занимающихся проектированием.

В книге значительно большее внимание уделено теоретической стороне вопроса, чем практическим вопросам инженерного расчета. Наличие в книге ряда числовых примеров не устраняет отмеченного недостатка, так как они носят главным образом иллюстративный характер.

Значительным пробелом книги в свете приведенных выше требований является отсутствие в ней расчетных формул, пригодных для быстрого расчета усилий и напряжений для наиболее часто встречаемых (типовых) схем паропроводов простейшего вида.

Пользуясь готовыми формулами для усилий и изгибающих моментов, всегда можно избежать трудоемких вычисле-

ний коэффициентов перемещений каждого из элементов рассматриваемой схемы паропровода.

В первую очередь это замечание следует отнести к расчету категории паропроводов с симметричным очертанием (§ 28), которые более известны под именем П-образных и омегаобразных компенсаторов, согнутых из труб. Приведенный в § 28 способ расчета полезен в книге лишь для уяснения сущности метода. Но ввиду необходимости большой затраты времени и труда этот способ расчета нельзя рекомендовать для повседневного применения при проектировании паропроводов, особенно в том случае, когда оно сопряжено с необходимостью быстрого подбора размеров и проверки прочности значительного количества подобных компенсаторов.

Большое упрощение расчетов может быть достигнуто путем использования расчетных графиков и номограмм, которых, к сожалению, в книге нет.

Вместе с тем можно отметить, что и в настоящем виде книга А. А. Волошина представляет значительный вклад в дело создания научной базы нашей отечественной трубопроводной техники и ее следует широко рекомендовать для использования также и при проектировании трубопроводов электростанций.

Отмеченные недостатки необходимо устранить в последующем издании книги, дополнив ее вышеуказанными вспомогательными материалами, облегчающими и упрощающими расчеты.

Канд. техн. наук А. А. Скворцов

Новые книги по энергетике

Инструкция по производству переключений в распределительных устройствах станций и сетей (диспетчерская) (утв. 31/VII 1953 г.), Министерство электростанций и электропромышленности СССР — Главсвязьэнерго — Ленинградское районное управление Ленэнерго, Л., 1953, 23 стр., Беспл.

Инструкция содержит основные положения о производстве переключений на диспетчерском пункте и о порядке отключения и сдачи линий (кабелей) в ремонт, а также приемки из ремонта и включения линий (кабелей) под нагрузку.

Крачковский Н. Н. Передача электрической энергии на дальние расстояния. Отв. ред. А. В. Винтер, М., Издательство АН СССР, 1953, 71 стр. с черт., ц. 1 руб.

В книге читатель знакомится с историей развития передачи электрической энергии, с работой русских электротехников в этой области, с развитием дальних электропередач и их ролью в энергетическом хозяйстве. Приведено описание типов и схем электропередач и факторов, определяющих дальность передачи электрической энергии, а также мероприятия по повышению устойчивости и бесперебойности их работы, с данными об основных параметрах, технических и экономических характеристик линий электропередачи, а также основного оборудования отправной станции и приемных подстанций. В особой главе даны сведения о передаче энергии постоянным током.

Кузовлев В. А., Техническая термодинамика, Учебник для речных училищ и техникумов. Под общ. ред. В. М. Тареева, изд. 3-е, М., Водотрансиздат, 1953, 332 стр. с илл., ц. 9 р. 10 к.

Книга предназначена в качестве учебника для судомеханических отделений речных училищ и техникумов по специальностям: судовые паросиловые установки и судовые двигатели внутреннего сгорания. Все изложение построено на базе элементарной математики и сопровождается подробными решениями типовых примеров и задач. Настоящее издание подготовлено без существенных изменений по сравнению с предыдущим. Тем не менее были произведены некоторые методические улучшения, коснувшиеся ряда чертежей и текста решения задач, и, кроме того, добавлены сведения, относящиеся к новым паровым таблицам проф. М. П. Вукаловича, к новым экспериментам, проведенным во ВТИ и МЭИ, и к новым паровым таблицам, выполненным под руководством проф. Д. Л. Тимрота.

Мансуров Н. Н. и Попов В. С., Теоретическая электротехника, изд. 5-е, М.—Л., Госэнергоиздат, 1954, 527 стр. с илл., ц. 12 руб.

Рассматриваются физические процессы, происходящие

в электрическом и магнитном полях, в электрических линейных и нелинейных цепях постоянного и переменного тока. Приводятся основные методы расчета, принятые в электротехнике. Изложение поясняется большим количеством примеров с решениями. Книга является учебником по курсу теоретической электротехники для учащихся техникумов различных электротехнических специальностей.

Научно-техническое совещание по вспомогательному оборудованию котельных установок (ВНИТОЭ, Ленинград, 1953), Л., ВСНИТО, 1954, 14 стр. Беспл.

Изложены выводы о современном положении в области конструирования, производства и исследования вспомогательного оборудования котельных установок в отношении производственно-технических вопросов, а также и литературно-информационных.

Описание устройства и инструкция по эксплуатации двигателей АМ с фазным ротором и пусковых реостатов серии РМ, М., ЦБТИ (Министерство электростанций и электропромышленности СССР — Гос. союзный ордена Ленина завод имени Калинина), 1954, 15 стр. Беспл.

Приводится общая характеристика двигателей, технические их данные, пуск двигателей, краткая инструкция по установке и уходу за асинхронным двигателем с фазным ротором, а также описание пусковых реостатов с масляным охлаждением серии РМ для трехфазных асинхронных электродвигателей с трехфазным ротором.

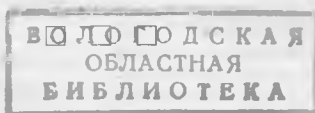
Поляков Н. А., Электрические машины, М.—Л., Машгиз, 1953, 356 стр. с илл., ц. 8 р. 60 к.

В книге приводятся основные теоретические сведения по электрическим машинам и трансформаторам, их эксплуатационным свойствам, а также по специфике применения их на судах. Основное внимание обращено на описание физической стороны процесса. Предназначается в качестве учебника для учащихся судостроительных техникумов и написана в соответствии с программой курса электрических машин.

Преображенский В. П., Теплотехнические измерения и приборы, Учебник для теплотехнических специальностей энергетических институтов, изд. 2-е, М.—Л., Госэнергоиздат, 1953, 384 стр. с илл., ц. 6 р. 75 к.

Излагаются: методы измерения теплотехнических величин, принципы действия и устройства наиболее распространенных теплотехнических измерительных приборов с оценкой их достоинств и недостатков, техника измерения и важнейшие правила их установки. Книга является учебником по курсу «Теплотехнические измерения и приборы» для теплоэнергетических специальностей вузов.

Библиограф М. А. Мостовая



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, а также давать и другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подрисуночную подпись.

Чертежи и фото в текст не вклеивать, а прилагать 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. Рукопись в конце должна иметь подпись автора, полностью имя, отчество и фамилию, домашний адрес, место работы, должность и год рождения.

7. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, К-12, Б. Черкасский пер., д. 2, редакция журнала «Электрические станции».



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

Имеются в продаже (по сниженной цене) отдельные номера журналов „Электрические станции“ и „За экономию топлива“ за последние годы.

„ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ“

1950 г. № 1, 2, 8, 9, 10, 11, 12.

1951 г. № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12.

1952 г. № 2, 11.

„ЗА ЭКОНОМИЮ ТОПЛИВА“

1950 г. № 1, 2, 3, 4, 5, 9, 11, 12.

1951 г. № 3, 6, 8, 10, 11.

1952 г. № 4, 5, 6, 7.

Цена каждого номера 1 руб.

Заказы направлять по адресу: Москва, Ж-114, Шлюзовая набережная, 10. Госэнергоиздат.

Заказы выполняются наложенным платежом (без задатка).

Цена 8 руб.