

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

2



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1951

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ 2

ФЕВРАЛЬ
1951

Орган Министерства Электростанций СССР

22-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Итоги работы энергетиков в 1950 г. и задачи на 1951 г.	3
В. А. Варичев — О работе радиационных перегревателей котельных агрегатов высокого давления	7
Б. И. Радошинский — Рациональные клапаны-мигалки на трактах топлива и золы	13
М. А. Гуляев — Ударная сажеобдувка для пароперегревателей и водяных экономайзеров	16
С. А. Шохат — Выбор дроссельного органа расходомера	18
А. Я. Казунин и Г. И. Якобсон — Вопросы индустриализации жилищного строительства на электростанциях	22
Л. Ф. Янкелев — Новые способы термической изоляции трубопроводов минеральной ватой	24
М. С. Калинина — Увлажнение изоляции генераторов	28
А. П. Карамзин — Повреждения высоковольтной изоляции и мероприятия по их предотвращению	30
И. А. Сыромятников — Режим работы сетей с малым током замыкания на землю	35
Е. Д. Зейлидзон — Новые условия выбора чувствительности защиты от замыканий на землю генераторов	36
Е. Н. Домничева и А. В. Кондаков — Рациональная эксплуатация энергетических масел	33
Л. Е. Небрат и В. Н. Ясников — Вопросы безопасности при пофазном ремонте высоковольтных воздушных линий электропередачи	41
М. П. Розенкноп — Об эксплуатации блокировки разъединителей	44

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Я. З. Ривкин — О качестве изготовления деталей котельных агрегатов	47
Ц. Р. Абрамсон — Строительство каналов из сборных конструкций	49
А. С. Львов — Станок для гнутья труб	50

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

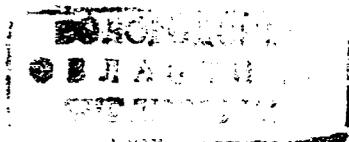
В. М. Куломзин — Система смазки углеразмольных шаровых мельниц типа 287/70	51
П. Н. Шляхин — Работа турбины без облачивания второй ступени	52
Л. А. Фукс — Таблица для определения вакуума в зависимости от разности барометрического давления и давления в конденсаторе	54
Н. Ю. Рейнман — Неравномерная жесткость роторов двухполюсных генераторов	54
В. М. Рушинский — Влияние гистерезиса двигателей питателей пыли на настройку регулятора топливо-воздух	55
М. Б. — Специальные обратные клапаны на воздухопроводах к выключателям	55
Н. И. Силов — Из опыта пофазного ремонта линии электропередачи 110 кв	56
Т. П. Мусагов и Г. Ш. Юровский — Опыт изготовления заземляющих катушек	56
Б. М. Зецер — Улучшение схем подстанций, подключенных „цепочкой“	57
П. Я. Стронгин — Применение газотронного выпрямителя для зарядки аккумуляторных батарей	57

ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства Об использовании ели для опор линий электропередачи	58
О сроках проверки соединителей на подстанциях	58
О сроках проверки изоляторов на подстанциях	58
О внесении изменений в „Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС“	58
Совещание работников энергосистем и электростанций Главюжэнерго по обмену опытом безаварийной работы	58
С. П. Микутьчик — некролог	60

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Борьба с шлакованием, обраб. И. И. Квирин	61
Опыт эксплуатации конденсаторов для повышения коэффициента мощности — Ю. А. Якуб	62



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор К. Д. Лавренко

**Адрес редакции: Москва, Ветошный пер., ГУМ, III корпус, I эт., пом. 164.
Телефоны: редакции К 5-21-22; главного редактора Б 3-45-87 и комм. К 1-2-80, дэб. 3-01.**

Вологодская областная универсальная научная библиотека
www.booksite.ru

ИТОГИ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИКОВ В 1950 г. И ЗАДАЧИ НА 1951 г.

В обстановке огромного политического и производственного подъема встретили советские люди новый 1951 г. Чувство законной гордости испытывает каждый советский человек: наш народ добился выдающихся успехов на всех участках строительства коммунистического общества.

Советская промышленность работает на значительно более высоком уровне, чем до войны, более высоком, чем намечалось послевоенным пятилетним планом. В результате бурного развития промышленности и сельского хозяйства повысилось материальное благосостояние советского народа.

«Советские люди, во главе с коммунистической партией, не пожалеют сил и труда для того, чтобы не только выполнить, но и перевыполнить новую пятилетку».

Эти слова товарища Сталина стали лозунгом для всех советских людей, приложивших дружные усилия для перевыполнения плана послевоенной пятилетки.

Пятилетним планом было установлено, что объем валовой продукции всей промышленности в 1950 г. должен увеличиться на 48% по сравнению с предвоенным 1940 г. Фактически в 1950 г. довоенный уровень по выпуску валовой продукции промышленности был превышен на 70%.

Больших успехов добились и энергетики.

Производство электроэнергии в стране увеличилось в 1950 г. по сравнению с довоенным на 87%, тогда как пятилетним планом предусматривался рост производства электроэнергии в СССР в 1950 г. по сравнению с 1940 г. на 70%.

«Основные задачи нового пятилетнего плана, — говорил товарищ Сталин в 1946 г., — состоят в том, чтобы восстановить пострадавшие районы страны, восстановить довоенный уровень промышленности и сельского хозяйства и затем превзойти этот уровень в более или менее значительных размерах».

Следует напомнить, что фашистские захватчики взорвали, сожгли, частично разрушили 61 крупнейшую и большое количество мелких электростанций с общей мощностью около 5 млн. квт, вывели из строя около 10 тыс. км магистральных высоковольтных линий электропередачи, уничтожили более 12 тыс. зданий электростанций и подстанций¹.

¹ Из сообщения Государственной чрезвычайной комиссии от 13 сентября 1945 г.

Энергетики успешно справились с труднейшей задачей восстановления энергохозяйства в короткие сроки. В 1950 г. выработка электроэнергии в ранее оккупированных районах превысила выработку 1940 г. более чем на 40%. Мощность электростанций в этих районах также значительно превышает довоенную. Это результат не только восстановления электростанций и сетей, но и нового строительства.

За 1950 г. — последний год послевоенной пятилетки — производство электроэнергии в целом выросло по сравнению с 1949 г. на 16%. Задача пятилетнего плана по выработке электроэнергии на 1950 г. перевыполнено Министерством электростанций на 4,77 млрд. квтч.

Досрочно выполнили годовой план производства электроэнергии энергосистемы: Донбасская, Кузбасская, Горьковская, Ленинградская, Ростовская, Харьковская, Днепровская, Азербайджанская и ряд других.

Закон о пятилетнем плане предусматривал повышение удельного веса гидроэлектроэнергии в общей выработке электроэнергии за счет нового строительства гидроэлектростанций. Эта задача также выполнена.

Абсолютная величина выработки энергии гидроэлектростанциями увеличилась в 1950 г. по сравнению с 1940 г. в два с половиной раза. Путем повышения производства электроэнергии на гидростанциях страна сэкономила сотни тысяч тонн топлива. Это привело также к существенному снижению себестоимости электроэнергии во многих энергосистемах.

В соответствии с законом о пятилетнем плане были продолжены работы по теплофикации Москвы, Ленинграда, Киева, Харькова и других городов. Введены новые мощные теплоэлектроцентрали, на многих электростанциях установлены новые теплофикационные турбины, значительно расширены теплофикационные сети. Мощность теплофикационных агрегатов в настоящее время составляет около 1/3 всей установленной мощности паровых турбин.

В результате отпуск тепловой энергии увеличился в 1950 г. по сравнению с довоенным более чем в два раза.

В 1950 г. добыча товарного (готового) торфа на предприятиях Главторфа значительно превысила довоенный уровень, а по сравнению с 1945 г. увеличилась на 84,6%.

В соответствии с законом о пятилетнем плане большое развитие получили наиболее механизированные способы добычи торфа; осуществлена дальнейшая механизация трудоемких процессов добычи, сушки, уборки, а также подготовительных и погрузочных работ.

Заводы Главэнергозапчасти и Главторфмаша дали много новых высокопроизводительных механизмов, запасных частей и приборов и перевыполнили план 1950 г. Задания пятилетнего плана по заводам Министерства в целом значительно перевыполнены, причем выработка продукции увеличилась в 1950 г. по сравнению с 1945 г. в два раза.

Крупных успехов достигли электростанции в деле улучшения технико-экономических показателей топливоиспользования. Если в 1940 г. удельный расход условного топлива на один выработанный киловаттчас был 596 г, а в 1945 г. — 571 г, то в 1949 г. он снизился до 549 г, а в 1950 г. — до 539 г.

Пятилетним планом намечался удельный расход топлива на киловаттчас для 1950 г. — 556 г. Таким образом, энергетики значительно перевыполнили задание пятилетнего плана по этому показателю.

По сравнению с годовым планом электростанции сэкономили в 1950 г. 260 тыс. т условного топлива.

Одной из главнейших причин улучшения показателей топливоиспользования было внедрение установок высокого давления. Уже в первом году послевоенной пятилетки ЛМЗ им. Сталина построил первую отечественную турбину высокого давления мощностью 100 тыс. квт при 3 000 об/мин. Затем были выпущены турбины высоких параметров пара мощностью 25 и 50 тыс. квт. Котлостроительными заводами были разработаны и изготовлены мощные котлы на давление 100 ат. Это обеспечило возможность широкого развития установок высокого давления на базе советского энергетического оборудования.

Если до войны в Министерстве электростанций было лишь 3 установки высокого давления, то в настоящее время в Министерстве имеются десятки электростанций, оборудованных агрегатами высокого давления.

В 1950 г. получил дальнейшее развитие скоростной метод ремонта оборудования электростанций. Применение скоростных методов при ремонте турбин и котлов, а также применение частичной механизации работ при ремонте остальных агрегатов обеспечило сокращение сроков простоя оборудования в ремонте: котлов — на 17,9% и турбогенераторов — на 8,5% по сравнению с фактическим простоем в 1949 г. Это позволило увеличить выработку электроэнергии на много миллионов киловаттчасов.

В 1951 г. электростанции должны сделать новый крупный шаг в улучшении топливоиспользования. Удельный расход топлива должен быть снижен до 532 г/квтч.

Для успешного выполнения этого серьезного задания необходимо, чтобы все электростанции наметили и в короткий срок осуществили мероприятия по устранению повышенных потерь тепла.

Ряд электростанций медленно осваивают установки высокого давления, в результате чего экономические преимущества пара высоких параметров используются недостаточно.

Анализ работы электростанций показывает, что еще в I полугодии 1950 г. ряд длительно работающих электростанций высокого давления (грэс № 10 Мосэнерго, тэц № 15 Мосэнерго, Несветайгрэс и др.) расходовали 450—525 г/квтч, в то время как по своим техническим возможностям они могли обеспечить удельный расход топлива на уровне 430—440 г/квтч. Во II полугодии 1950 г. эти электростанции несколько улучшили работу, но еще далеко не полностью.

Между тем, эксплуатационный персонал электростанций, проектировщики, монтажники, работники научно-исследовательских и наладочных организаций уже приобрели огромный опыт по применению пара высоких параметров и теперь необходимо быстро осваивать новые установки.

Было бы ошибочным считать, что ввод новых и освоение действующих установок высокого давления является единственным источником снижения удельных расходов топлива. Не следует забывать, что около 80% всей мощности электростанций имеют оборудование среднего давления и что дальнейшее улучшение их работы может дать огромный эффект.

Анализ работы этих установок, большинство из которых работает многие годы, показывает, что и тут еще не устранены излишние потери топлива и на этих электростанциях часто за счет осуществления сравнительно несложных реконструктивных мероприятий возможно существенно снизить расход топлива.

В заданиях Министерства энергосистемам на 1951 г. установлены работы по реконструкции топок, улучшению конструкций горелок, установке новых и увеличению поверхности имеющихся водяных экономайзеров и воздухоподогревателей и др.

Руководители и работники управлений энергосистем и электростанций должны принять все меры к тому, чтобы эта программа работ была не только выполнена, но и перевыполнена. Для этого нужно своевременно озаботиться о подготовке технической документации, заказать заводам нужное оборудование и детали, изыскать на месте и использовать максимум располагаемых ресурсов, материалов, рационально использовать отпущенные денежные средства.

Особое внимание должно быть уделено выполнению мероприятий по снижению расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций.

Электростанции снизили в 1950 г. расход электроэнергии на собственные нужды: тепловые до 7,83% против 7,92% в 1949 г., гидравлические до 0,29% против 0,43% в 1949 г. Однако против планового задания тепловые электростанции допустили перерасход свыше 2 млн. квтч.

Внедрение установок высокого давления, установка золоуловителей на котлах, механизация погрузочно-разгрузочных работ с топливом, применение гидравлического золоудаления — все эти обстоятельства вызывают дополнительный расход электроэнергии на собственные нужды.

Выполнение предусмотренных в плане 1951 г. мероприятий должно обеспечить на тепловых электростанциях такое снижение расхода электроэнергии на собственные нужды, при котором будет восполнен дополнительный расход электроэнергии и достигнута экономия по сравнению с 1950 г.

Делом чести всех энергетиков является полное выполнение этого задания, имеющего важное государственное значение.

Для этого необходимо своевременно и образцово подготовить и провести работы по реконструкциям тяго-дутьевых машин для повышения их к. п. д., снижению чрезмерных присосов воздуха в трактах котельных агрегатов и пылеприготовительных систем, снижению сопротивления газоздушных трактов и т. п. Необходимо прибегать к использованию паровых приводов питательных насосов во всех случаях, когда это экономически обосновано, когда тепловая схема электростанции позволяет использовать отработавший пар без ухудшения использования отборов турбин и работа турбонасосов протекает надежно. Ежедневно в процессе текущей эксплуатации должен осуществляться контроль за поддержанием экономического режима работы оборудования и неотложно должны приниматься меры для устранения источников потерь электроэнергии.

За последние годы энергосистемы добились существенного снижения потерь электроэнергии в сетях как за счет выполнения технических мероприятий, так и в результате борьбы за уменьшение коммерческих потерь. Если в 1946 г. потери составляли 11,36%, а в 1949 г. — 9,16%, то за 1950 г. они снизились до 8,8%. В 1951 г. работники электросетей и энергосбытов должны добиться нового значительного снижения этих потерь. Необходимо помнить, что 1% снижения потерь в сетях равнозначен вводу в строй новой электростанции, достаточной для электроснабжения крупного областного города.

Надежная работа оборудования электростанций возможна только при образцовом проведении его ремонта.

Основной задачей в области ремонта в 1951 г. является дальнейшее развитие скоростного метода работ. При этом необходимо иметь в виду, что скоростной метод может считаться полностью освоенным и даст наибольший эффект только в том случае, если не единичные агрегаты, а все основные агрегаты электростанции (котлы, турбины, генераторы, трансформаторы) ремонтируются этим методом.

Особое внимание должно быть уделено качеству ремонтных работ. Нельзя мириться с таким положением, когда капитально отремонтированное оборудование вскоре после ввода его в работу выводится для повторного ремонта. Такие отдельные факты, к сожалению, были в 1950 г.

При ремонте оборудования должны быть полностью устранены ограничения рабочих мощностей турбин из-за дефектного состояния деталей и узлов. Этой важнейшей задаче необходимо уделить серьезное внимание, своевременно обеспечив техническую документацию и выполнение потребных сменных деталей.

В истекшем году общее количество аварий по сравнению с 1949 г. не снизилось, а осталось на том же уровне из-за неудовлетворительной работы некоторых электростанций. Плохо, например, работала Сталинградская грэс, из-за простоя в аварийном ремонте оборудования которой были ограничения потребителей.

Снижение аварийности за последние годы по сравнению с предыдущими годами ни в коем случае нельзя признать удовлетворительным. Высокое техническое оснащение электростанций и сетей, достигнутое за последние годы, огромные средства, вкладываемые ежегодно для выполнения противоаварийных мероприятий, большой производственный опыт, накопленный работниками электростанций и сетей, создали все необходимые условия для полного изжития аварийности. Это подтверждается результатами работы многих предприятий, работавших длительное время без аварий. В 1950 г. работали безаварийно 39 электростанций, в том числе грэс «Красная звезда», грэс им. Красина, Северодонецкая грэс, Киевская тэц № 3 им. Сталина, Ярославская грэс, Молотовская тэц № 6 и др.

Анализ аварий также подтверждает, что в подавляющей своей части они не вызваны техническими причинами, а являются следствием нарушений «Правил технической эксплуатации», а также нарушений трудовой дисциплины.

Руководителям энергосистем и электростанций необходимо вести решительную борьбу с аварийностью, изучать и распространять опыт безаварийно работающих предприятий, обеспечив в текущем году дальнейшее движение вперед.

В 1951 г. должны быть выполнены большие работы в области автоматизации горения и питания котлов, управления гидротурбин, автоматизации работы деаэраторов, теплофикационных устройств и загрузки углеразмольных мельниц.

Должны получить дальнейшее развитие работы в области комплексной автоматизации котельных цехов электростанций и телеуправления автоматизированными гидроэлектростанциями.

В результате работы по автоматизации к концу 1951 г. автоматикой горения должно быть оборудовано около 65% котлов (по мощности), а автоматизация гидроагрегатов должна быть полностью завершена. Все эти важнейшие работы должны быть своевременно и тщательно подготовлены; ход работы должен находиться под неуклонным контролем руководителей.

Работники электростанций и сетей в последние годы добились систематического снижения себестоимости электрической и тепловой энергии. В 1950 г. сверхплановая экономия от снижения себестоимости составила около 170 млн. руб.

Однако имеются отдельные предприятия, которые в результате допущенных непроизводительных расходов не выполнили плана по себестоимости; убытки от непроизводительных расходов (в основном штрафы за простой вагонов) составили за 11 мес. 1950 г. около 11 млн. руб.

Строгая экономия и бережливость должны стать законом для каждой электростанции, сетевого района и энергоуправления.

В 1951 г. работники электростанций должны добиться снижения себестоимости на 3,1% против уровня 1950 г.

Важнейшим средством удешевления продукции является дальнейшее внедрение хозрасчета предприятий и цехов, что не только поднимет творческую инициативу работников предприятий и вскроет внутренние резервы производства, но также обеспечит повышение производительности труда.

Выработка продукции на одного рабочего на предприятиях Министерства в 1950 г. по сравнению с 1940 г. увеличилась на 46%; в 1951 г. производительность труда должна вырасти еще на 14,8%. Это требует в первую очередь дальнейшего развития механизации всех процессов труда, особенно трудоемких; по погрузке, разгрузке и транспортировке топлива и грузов, на ремонтах, на золоудалении.

В течение 1946—1950 гг. строительные организации Министерства построили несколько десятков новых районных электростанций, не считая восстановленных. Одновременно произведено расширение многих действующих. В настоящее время ведутся работы на десятках новостроящихся электростанций, часть из которых уже находится в предпусковом периоде.

Вместе со строительством электростанций шло также сооружение новых магистральных линий электропередачи и понизительных подстанций.

Общий объем капиталовложений и строительного-монтажных работ по Министерству в целом превысил уровень, намеченный пятилетним планом.

Однако в 1950 г. намеченный ввод новых мощностей не выполнен.

В 1951 г. должно быть наверстано невыполнение 1950 г. и обеспечено значительно большее строительство и ввод новых мощностей.

Вся страна принимает участие в великих стройках коммунизма — Куйбышевской гэс и Сталинградской гэс на Волге и Каховской гэс на Днепре.

Трест Днепрострой в 1951 г. должен выполнить большой объем подготовительных работ на площадке Каховской гэс — построить жилища, создать подсобные предприятия, обеспечить электроснабжение стройки.

Все работники предприятий, проектных и других организаций Министерства электростанций должны оказать строителям максимальную помощь в ответственном деле наращивания энергетических мощностей.

Широкое развитие электрификации будет способствовать дальнейшему улучшению жизни трудящихся и росту могущества нашей Родины.

Вдохновляемые этой великой задачей, руководимые Партией и Правительством во главе с великим Сталиным советские энергетики добьются успешного выполнения поставленных перед ними на 1951 г. задач.



О работе радиационных перегревателей котельных агрегатов высокого давления

Инж. В. А. Варичев

При переходе к высоким давлениям устройство радиационного перегревателя может оказаться необходимым как для обеспечения надлежащего охлаждения газов в топочной камере, так и для улучшения температурной характеристики перегревателя.

Ниже описан опыт работы радиационных перегревателей в трехбарабанных котлах с естественной циркуляцией паропроизводительностью $80 \div 110$ т/час при давлении 122/128 ат и температуре перегрева 480°C .

Котлы реконструированы с заменой грануляторов холодными воронками, чем одновременно достигнуто увеличение объема топочной камеры до 685 м^3 ; разрежены первые два ряда труб кипятильного пучка; увеличена поверхность нагрева водяного экономайзера с 660 до 990 м^2 .

Важнейшей особенностью котельных агрегатов является наличие радиационно-конвективного первичного перегревателя и радиационного промежуточного перегревателя, размещенных на боковых стенах топки. На тех же стенах установлены четыре турбулентные горелки производительностью до $4,5$ т/час АШ каждая, по 2 шт. на каждой стороне.

Первичный радиационный перегреватель состоит из 124 труб диаметром $38/26$ мм из хромомолибденовой стали с шагом труб 41 мм и имеет радиационную поверхность нагрева $67,1 \text{ м}^2$. При выходе из него пар направляется в конвективный перегреватель поверхностью нагрева $426 \div 477 \text{ м}^2$.

Через два верхних крайних коллектора и по горизонтальным змеевикам пар поступает в два нижних коллектора, из них возвращается соединительными трубами в верхний средний коллектор и по среднему пучку — в нижний средний коллектор. Общая поверхность нагрева конвективного перегревателя $477,2 \text{ м}^2$. Трубы конвективного перегревателя диаметром $38/30$ мм выполнены также из хромомолибденовой стали. Затем перегретый пар поступает в сборный выходной коллектор и из него — в главный паропровод к турбине.

Промежуточный радиационный перегреватель имеет два параллельно включенных пакета из труб $47,5/37,5$ мм среднелегированной (сикромалево) стали с шагом 52 мм с двумя верхними и двумя нижними коллекторами (37 и 34 трубы).

Поверхность нагрева (радиационная) промежуточного радиационного перегревателя равна $45,6 \text{ м}^2$.

Химический состав металла труб перегревателей приведен в таблице.

	Первичный перегреватель, %		Промежуточный радиационный перегреватель, %
	Конвективный	Радиационный	
Углерод . . .	0,12—0,15	0,065—0,075	0,08
Сера	0,005—0,007	0,002—0,009	0,005
Кремний	0,36—0,42	0,21—0,28	0,54
Фосфор	0,026	0,026	
Марганец	0,35—0,44	0,35—0,39	0,55
Хром	0,91—1,01	1,48—1,62	5,96—6,56
Молибден	0,68—0,7	0,68—0,73	0,67
Никель	0,025	0,024—0,09	
Медь	0,11—0,14	0,07—0,17	
Алюминий	—	—	0,2—1

На рис. 1,а показан продольный разрез котельного агрегата с радиационными и конвективными перегревателями, а на рис. 1,б — продольный разрез левой части. На левой боковой стене по краям расположены панели радиационного промежуточного перегревателя, между которыми находится небольшая панель водяного экрана.

Регулятора перегрева пара котел не имеет. При растопке и в аварийных случаях можно пользоваться впрыском от питательной линии в перепускные трубы первичного пароперегревателя (после второй ступени).

Перегреватели чувствительны к внезапным колебаниям нагрузки: при быстрых снижениях нагрузки резко увеличивается температура перегретого пара и, наоборот, при быстром повышении нагрузки температура резко падает.

При нормальном увеличении и снижении нагрузки колебание температур незначительное.

При нормальной эксплуатации на котлах № 1 и 2 впрыском не пользуются; на котлах № 3 и 4 им пользуются периодически.

Повреждения и ремонт труб перегревателей

За время эксплуатации (с конца 1948 г.) произошло шесть случаев разрыва труб конвективного перегревателя. Причина повреждений: наличие газовых коридоров в области наиболее высо-

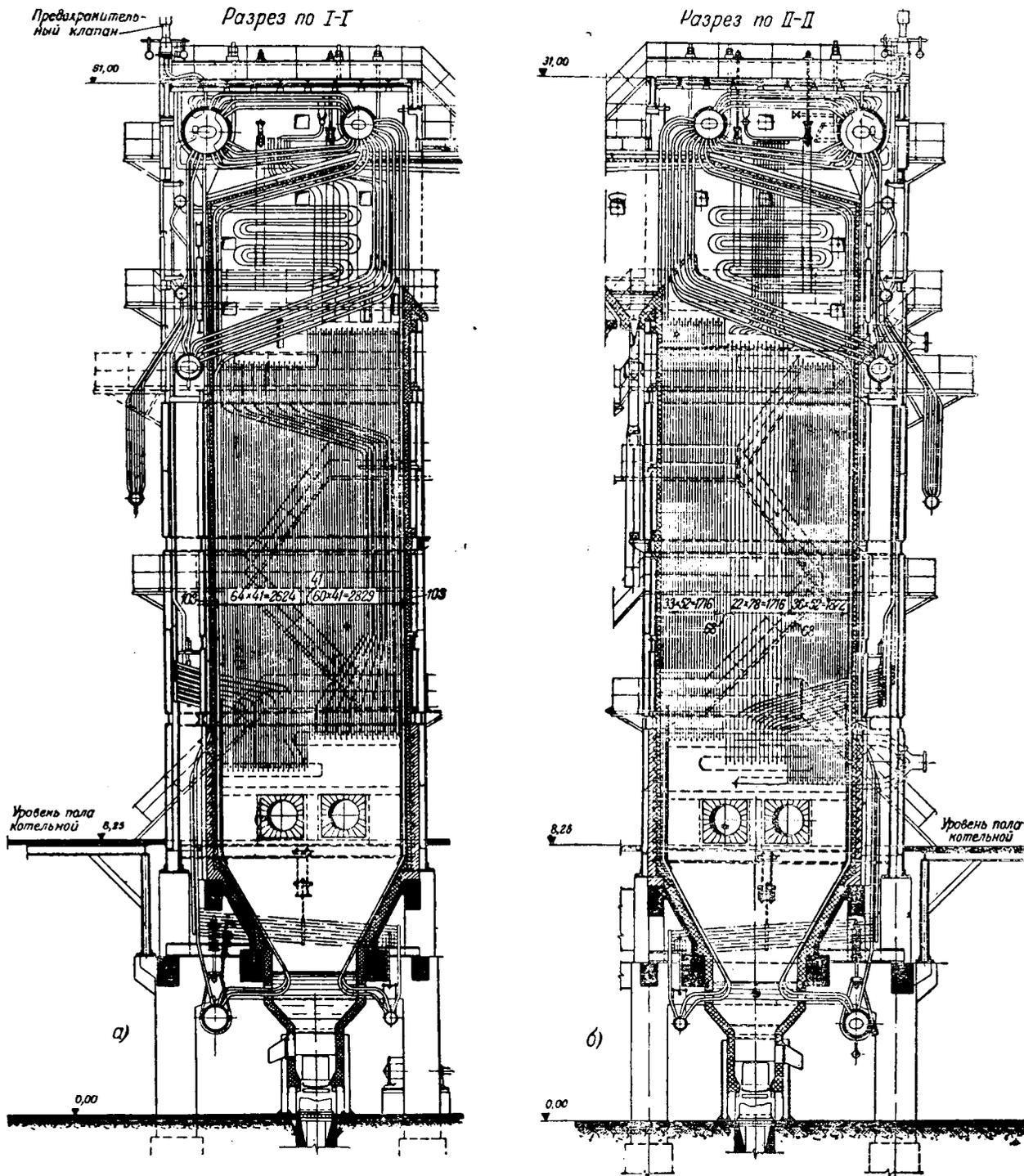


Рис. 1. Разрез котельного агрегата (без хвостовой части).

а — на правой боковой стене топки — первичный радиационный перегреватель; б — на левой боковой стене топки — вторичный перегреватель.

ких температур пара и шлакование перегревателя, причем расшлаковка его очень неудобна.

У радиационного первичного перегревателя произошло четыре случая разрыва труб. Все четыре повреждения случились во время растопки. Три случая имели место во время продувки пылепроводов растапливаемого котла до включения в магистраль (когда давление росло довольно быстро) и один случай в начале работы котла на пыли.

После отказа от продувки пылепроводов и какого бы то ни было добавления угольной пыли до включения котла эти случаи не повторялись.

При форсировании топки путем перевода ее на угольную пыль количество пара, проходящее через трубы, почти не увеличивается, несмотря на значительное повышение температуры топки. Следствием этого был пережог труб как результат недостаточного охлаждения металла.

Был также случай разрыва труб радиационного перегревателя на котле № 1 во время наладочных испытаний от перегрева под действием длинного направленного факела форсунки.

Большое количество свищей и поперечных трещин образовалось в трубах промежуточного пере-

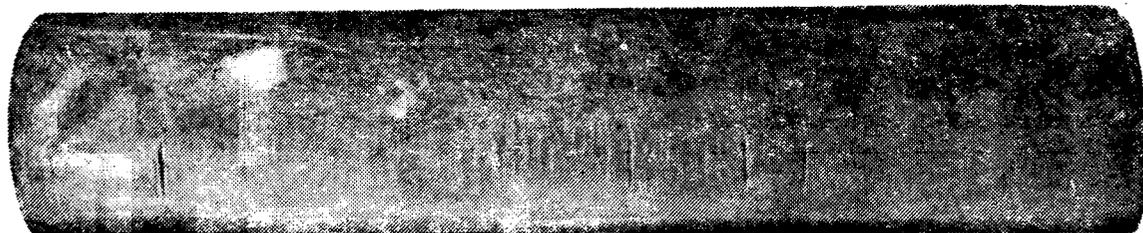


Рис. 2. Труба промежуточного перегревателя с поперечными трещинами.

гревателя одного агрегата и незначительное — на другом агрегате. Причина повреждений, очевидно, заключается в недостаточном охлаждении металла труб при растопке. Возможно также наличие газовой коррозии при неустойчивом горении. Поперечные трещины и утоненная на 2—3 мм стенка трубы показаны на рис. 2 и 3.

На всех перегревателях сварка труб при ремонте производилась молибденовой проволокой 15М с помощью газовой горелки. После сварки производился прогрев стыка до светловишневого цвета и отпуск до темновишневого цвета в течение 5—8 мин.

Наплавка «слизанных» ларом труб производилась теми же электродами.

Состав присадочной молибденовой проволоки марки 15М — углерод 0,14, марганец 0,57, кремний 0,23, сера 0,03, фосфор 0,025, молибден 0,52.

Наплавка труб промежуточного перегревателя при массовом появлении свищей (более 200) не дала положительных результатов. Наплавка, произведенная сплошным полукругом — на длине 1—1,5 м, простояла первый раз 12 дней и второй раз — 6 дней.

Заварка единичных свищей на трубах промежуточного перегревателя (четыре-пять свищей) дала хорошие результаты. Наплавка сохранилась в течение 6 мес. и продолжает оставаться без видимых изменений, несмотря на большое число растопок.

Когда выяснилась бесполезность массовой наплавки, в 26 трубах были вырезаны поврежденные отрезки длиной по 2—3 м на расстоянии 3—4 м от оси горелок. Трубы с сваренными вставками выдержали 23 растопки и спустя 6 мес. находятся в хорошем состоянии.

Сварка хромомолибденовых труб молибденовой проволокой дала удовлетворительные результаты.

После этого сварщики все время практиковались в сварке и термообработке. Последняя сварка сихромалевых труб дала удовлетворительные результаты по всем показателям. Производилась термообработка шва при температуре 900—930° С в течение 10 мин.; отпуск при температуре 650—700° С, с выдержкой при этой температуре в течение 5 мин., с последующим медленным охлаждением до потемнения (500° С) в течение 15 мин. Применявшаяся нормализация несколько отлична от действующих указаний¹, согласно которым нормализация для труб промежуточного перегревателя должна была бы длиться всего только 5 мин. С другой стороны, медленное охлаждение

¹ См. «Руководящие указания МЭС», изд. 1947 г.

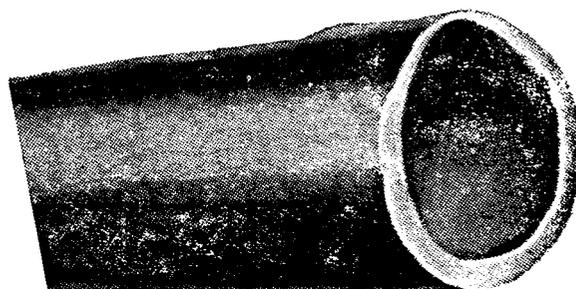


Рис. 3. Труба с местным утонением стенки.

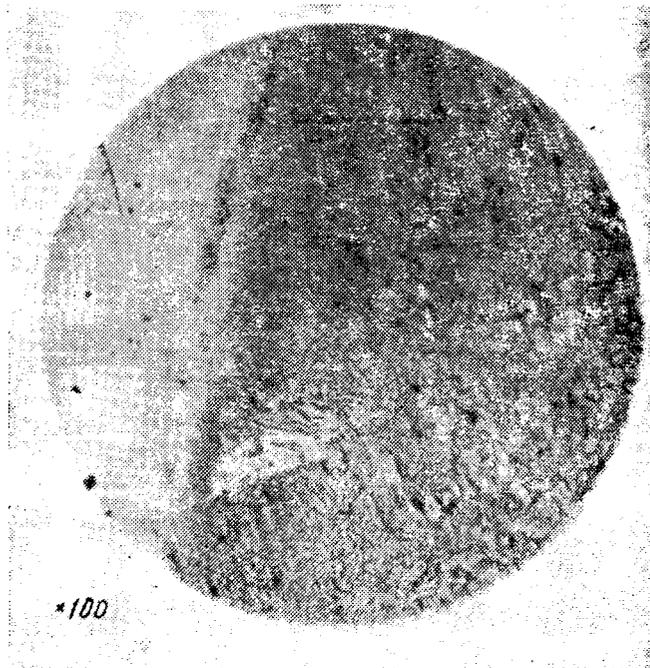


Рис. 4. Микроструктура металла при неудовлетворительной сварке.

до 500° С (до потемнения) со скоростью не более 40—50° С/час не соблюдалось, так как практически в процессе производства ремонтов его трудно осуществить. При сварке сихромалевых труб сварщику надо привить специальный навык, не допускающий пережога труб. Кроме того, необходима глубокая нормализация, проникающая на всю толщину стенки трубы.

На рис. 4 показана микроструктура металла при наличии перегрева основного металла переходной зоны и незначительной зоны перекристаллизации стали вблизи переходной зоны с одной стороны шлифа.

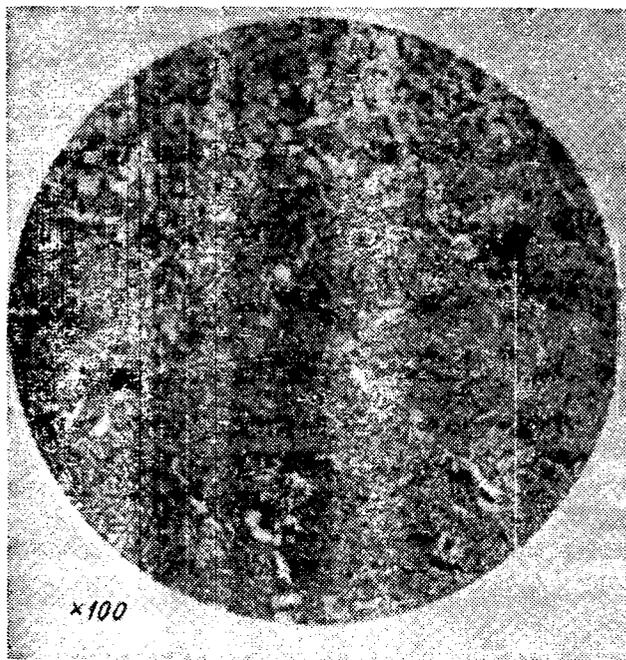


Рис. 5. Микроструктура металла при нормализации на 2 мм.

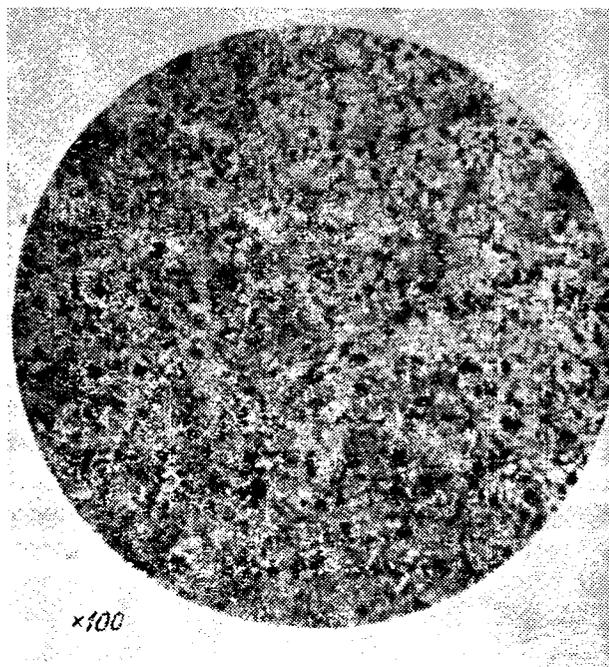


Рис. 7. Микроструктура металла при удовлетворительной сварке.

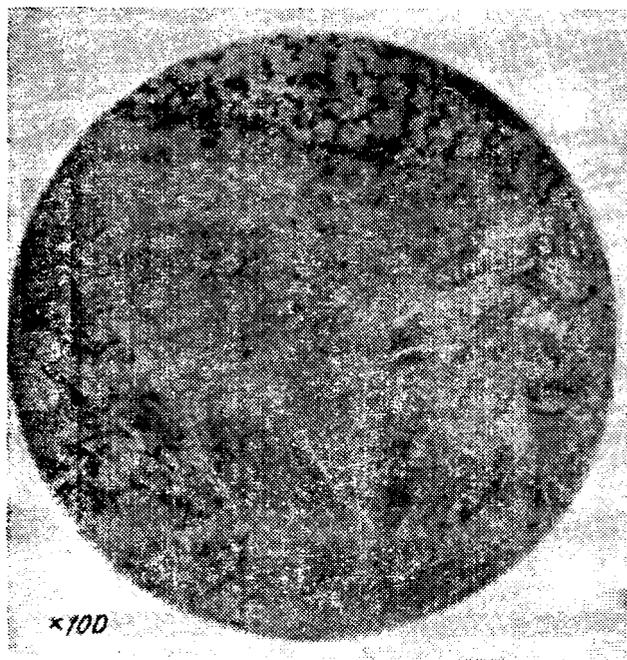


Рис. 6. Микроструктура металла при нормализации на 1 мм.

На рис. 5 и 6 приведены структуры металла при нормализации соответственно на 2 и на 1 мм, а на рис. 7 — микроструктура при удовлетворительной сварке.

Растопка котлов

Радиационные перегреватели требуют надежного охлаждения во время растопки, так же как и при внезапном сбросе нагрузки турбогенератора.

В первый период эксплуатации перед растоп-

кой радиационные перегреватели заливались водой, в дальнейшем от этого отказались.

В настоящее время пуск первого котла блока производится следующим образом.

Мазутные форсунки зажигают в обычном порядке (при быстрой растопке зажигают сразу две форсунки), затем либо растопку ведут с самого начала при полностью открытой главной паровой задвижке, либо главную паровую задвижку открывают при давлении 5—10 ат.

При давлении пара около 1 ат закрывают воздушники и направляют пар по специальной перемычке (см. схему растопки на рис. 8); задвижки 1 и 2 открывают, далее пар идет по перемычке в паровую растопочную линию, соединенную с линией от редуктора 131/31 ат, на охлаждение промежуточного пароперегревателя.

С самого начала растопки ведется наблюдение за температурами стен труб радиационных перегревателей по показаниям восьми термопар, установленных с тыльной стороны труб. Показания термопар выведены на специальный щит растопки котла, куда выведено и дистанционное управление задвижками открытия и закрытия пара, идущего из турбины и в турбину, а также две задвижки на входе и выходе пара, охлаждающего промежуточный перегреватель.

Температура стен труб радиационных перегревателей не должна превышать 500°C . В действительности, эта температура доходит до 600°C .

Большое значение имеет положение мазутного факела. При работе форсунки с большой подачей пара факел удлиняется и «лижет» противоположные стенки. В первую очередь это сказывается на промежуточном перегревателе, так как температура охлаждающего его пара выше, чем температура пара, проходящего через первичный перегреватель, а теплоотдача в промежуточном перегревателе хуже. Поэтому ослабляют работу

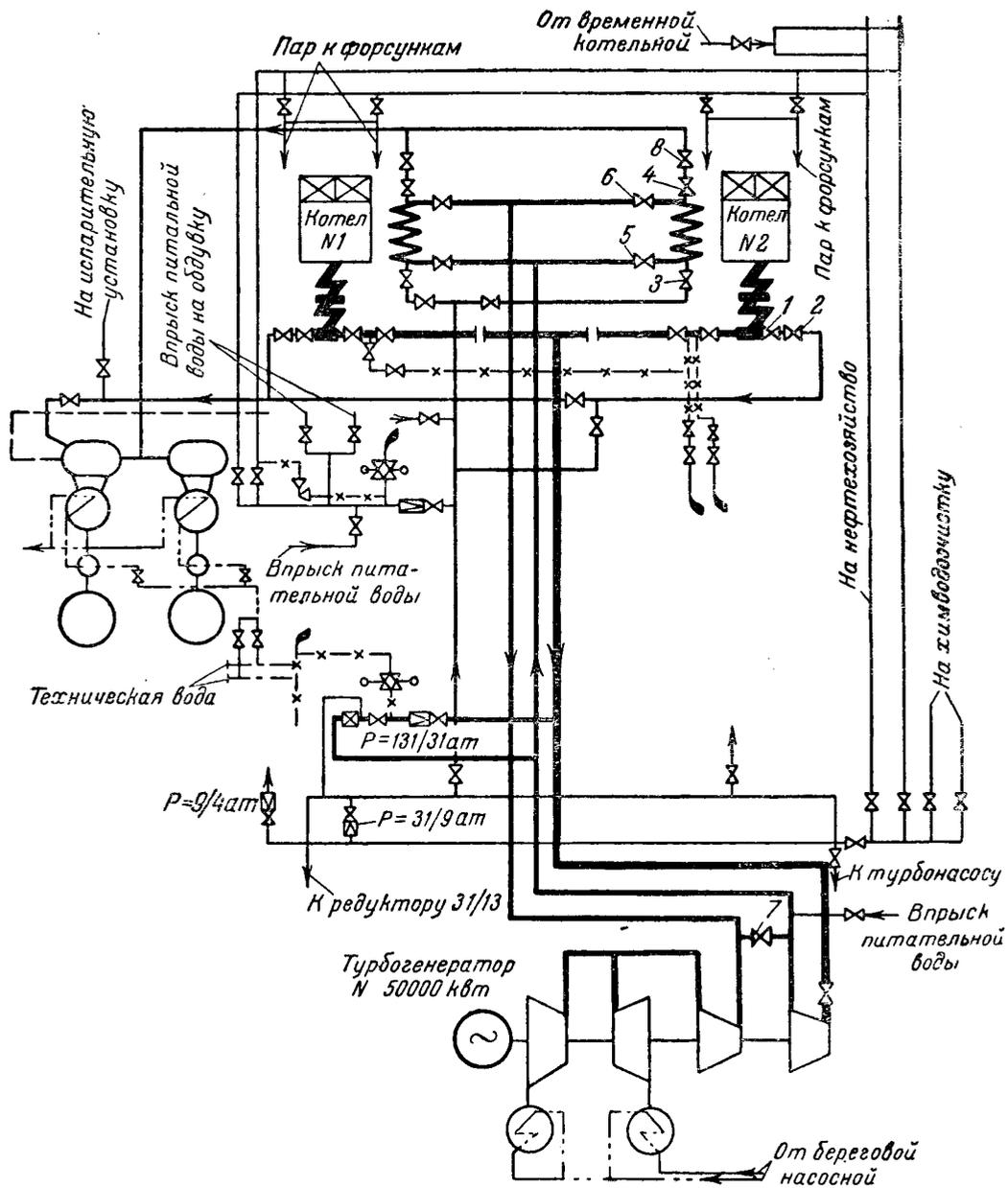


Рис. 8. Схема растопки.

форсунок, расположенных против промежуточного перегревателя.

Температуру стен труб перегревателя регулируют количеством проходящего пара, а также открытием впрыска. Если это не помогает, то уменьшают скорость растопки котла.

Пар после промежуточного перегревателя поступает на специальное растопочное устройство, состоящее из четырех холодильников. Последовательно проходя через эти холодильники, пар охлаждается. Конденсат поступает в два бака, откуда насосами перекачивается в деаэрационный бак.

По достижении давления пара у стопорного клапана 55—56 ат приступают к пуску турбины, пропуская через редукционную установку пар, необходимый для запуска масляного турбонасоса и эжекторов.

При достижении нормального давления на котле (122 ат) промежуточный перегреватель включают в работу по нормальной схеме. При

этом по сигналу из машинного зала «Включить промперегрев» персонал котельного цеха, дав ответ «Принято», проделывает следующие операции:

- 1) закрывает задвижку «Впрыска» на линии подачи питательной воды в паропровод, идущий на охлаждение промежуточного перегревателя;
- 2) выключает мазутные форсунки и гасит топку;

- 3) закрывает задвижку 3 на линии подачи пара от редукторной установки (или от перемычки) в промежуточный перегреватель;
- 4) закрывает задвижку 4 на линии от промежуточного перегревателя в растопочное устройство (при падении давления до 1 ат);

- 5) открывает задвижки 5 и 6, соединяющие промежуточный перегреватель с турбиной;
- 6) дает сигнал в машинный зал «Внимание, промперегрев включен» (по этому сигналу машинист турбины дает сигнал «Принято» и немедленно полностью закрывает задвижку 7 на обвод

ной линии промежуточного перегревателя, после чего дает сигналы «Внимание» и «Готово»);

7) включает мазутные форсунки (после сигналов из машинного зала «Внимание», «Готово»);

8) проверяет температуру пара и температуру труб перегревателя.

После включения промежуточного перегрева машинист турбины наблюдает за температурой пара на паропроводе из промежуточного перегревателя в турбину, открывая в случае необходимости «впрыск».

Растопка второго котла при работающем первом производится проще. В этом случае можно сразу открыть задвижку 5 впуска пара от турбины на промежуточный перегреватель и приоткрыть задвижки на растопочное устройство 8 и 4. По мере повышения температуры в топке (при двух горящих форсунках) открыть на несколько оборотов задвижку 6, задвижку 8 закрыть.

Постепенно по мере увеличения температуры в топке увеличивают открытие задвижки 6. При переводе котла на пыль задвижка 6 открывается полностью.

Согласно имевшимся ко времени пуска первого блока данным², наиболее опасными моментами для блока с промежуточными радиационными перегревателями являются:

1) начало растопки котла, когда перегреватель еще не охлаждается паром;

2) включение промежуточного перегревателя на нормальную схему;

3) аварийная остановка турбины.

Практика показала, что наиболее опасными являются 1-й и 3-й случаи. Что же касается случая 2-го, то при правильном переключении момент перехода на нормальную схему опасности не представляет. Время переключения занимает 5—8 мин., причем за это время ввиду погашения котла давление снижается со 120 до 100—105 ат, т. е. на 15—20 ат.

² См. „Электрические станции“, № 3, 1948 г.

Продолжительность растопки первого котла блока и «разворот» блока занимают 6 час. Растопка второго котла блока после текущего ремонта до включения котла в паровую магистраль продолжается 4—4,5 час., а после аварийных 16-час. ремонтов — 2 ч. 10 м.— 2 ч. 30 м.

Выводы

1. Схема с промежуточным перегревом, несмотря на некоторую сложность, может считаться надежной.

2. Комбинация радиационного и конвективного первичных перегревателей хорошо показала себя в эксплуатации.

3. Недостатком работы первичного перегревателя является периодическое пользование впрыском, которое можно резко уменьшить путем вырезки части поверхности нагрева конвективного перегревателя или переключения среднего пакета с противотока на параллельный ток.

4. Наиболее ответственными операциями для котельного агрегата являются растопки, требующие исключительного внимания в части направления мазутного факела, форсировки и охлаждения. При соблюдении этих условий принятый режим растопки надежен.

5. Необходимо провести дополнительные исследования для окончательного решения вопроса о причинах повреждения труб промежуточного перегревателя (перегрев во время растопки или при неустойчивой работе с подсвечиванием мазута).

6. До включения котла в магистраль нельзя производить продувку пылепроводов и пускать пылепитатели, так как это ведет к пережогу радиационных труб перегревателей.

7. В конвективном перегревателе обнаружено незначительное количество солей; в радиационных пароперегревателях соли почти полностью отсутствуют.

8. Сварка сихромалевых труб описанным выше способом вполне надежна.



Рациональные клапаны-мигалки на трактах топлива и золы

Инж. Б. И. Радошинский

Неудовлетворительная конструкция и неправильная работа клапанов-мигалок пылевых циклонов, сепараторов пыли и золоуловителей резко снижает их эффективность. Между тем, этому весьма простому, но ответственному элементу оборудования зачастую не уделяется должного внимания и допускаются существенные ошибки при его конструировании, монтаже и эксплуатации.

На рис. 1 изображены наиболее распространенные конструкции клапанов-мигалок, устанавливаемых различными монтажными организациями. Приведенные типы мигалок (рис. 1, а и в) допускают установку их на наклонных участках тракта; тип мигалок, изображенный на рис. 1, б, как будет показано ниже, не может быть использован для наклонных участков тракта.

Разность давлений между участками трактов, разделяемыми мигалками, достигает в золоулавливающих установках 150 мм вод. ст. и более, а в пылеприготовительных установках 300 мм вод. ст. и более. Мигалки должны обеспечить надлежащее, постоянно действующее уплотнение соответствующего участка тракта, одновременно не препятствуя и не ухудшая условия пропуска сыпучего материала.

Такое уплотнение может достигаться только соответствующим слоем материала (угольной

пыли, золы и т. п.), который должен поддерживаться автоматически и постоянно над клапаном. Мигалка не должна действовать периодически: накапливать материал, открываться, пропускать материал и снова закрываться; при такой работе неизбежны периодические, значительные присосы через нее воздуха.

Хорошо отрегулированные мигалки, как показал опыт их наладки, должны быть приоткрыты во время работы и в таком положении «дышать», т. е. слегка и медленно колебаться, непрерывно пропуская сыпучий материал.

Медленные и небольшие перемещения рычага с противовесом свидетельствуют, что мигалка действует удовлетворительно и над ней поддерживается стабильный уплотняющий слой материала. Отсутствие колебаний рычага указывает на заедание или тугой ход клапана-мигалки.

Существенное влияние на работу мигалки оказывают:

- а) величина трения в подшипниках оси клапана;
- б) величина угла наклона оси корпуса мигалки к вертикали;
- в) влажность и сыпучесть транспортируемого материала;
- г) положение плоскости клапана в рабочем состоянии и положение рычага с противовесом;

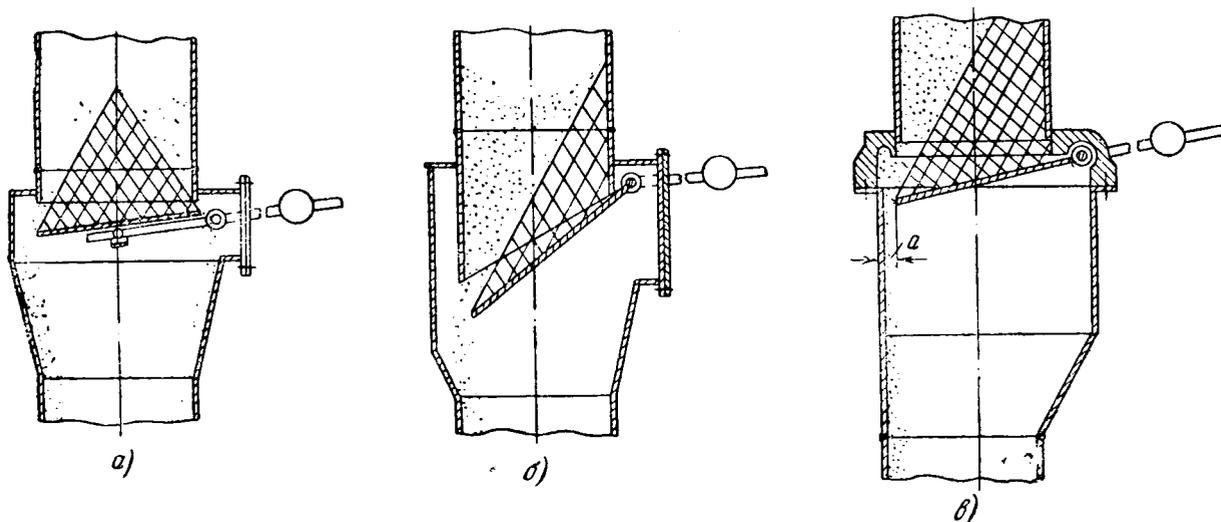


Рис. 1. Употребляемые конструкции мигалок. Штриховкой над клапаном обозначены возможные неподвижные участки слоя.

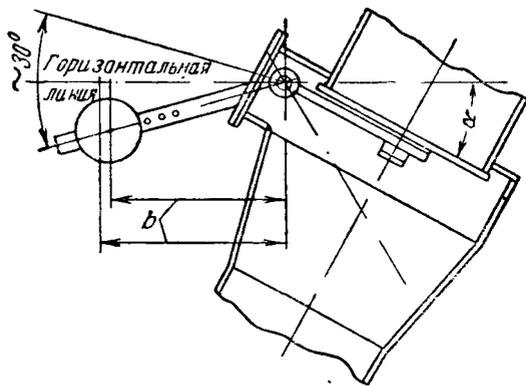


Рис. 2. Установка мигалки на наклонном участке.

д) размеры проходных сечений мигалки и количество пропускаемого материала.

Для удовлетворительной работы мигалок рекомендуется следующее:

1. В подшипниках для оси клапана обеспечивать хорошую обработку и необходимый зазор по диаметру, а вес подвижных деталей мигалки—выполнять минимальным для уменьшения вредных инерционных усилий при ее работе.

2. Устанавливать мигалки преимущественно на вертикальных участках тракта.

Отклонение оси корпуса мигалки от вертикали желательно допускать не более 30—35° и только при сухом материале (с малым углом естественного откоса).

Наклонная установка допускается только для мигалок по типу рис. 1,а и 2. При установке под углом мигалки типа рис. 1,б угол α (рис. 2) между горизонтом и плоскостью клапана при рабочем его положении будет достигать 60° и более и удовлетворительная работа мигалки не будет обеспечена.

Для влажного материала установка мигалок на наклонных участках рукавов не рекомендуется даже для конструкции, изображенной на рис. 1,а и 2.

3. Для кускового дробленого топлива внутреннее трение и углы естественного откоса выше, чем для сухой угольной пыли и золы, поэтому расчетная высота слоя над клапаном должна уменьшаться во избежание зависания и сводообразования топлива.

4. Опыт работы мигалок диаметром 200 и 250 мм на типовых пылевых сепараторах показывает, что ими обеспечивается пропуск пыли значительно более 10 т/час.

Для типовых пылевых циклонов приходится по конструктивным условиям применять мигалки с диаметром прохода 400 мм.

Для золоуловителей рекомендуется применять мигалки диаметром 200 мм и в виде исключения не менее 150 мм.

Для тракта дробленого угля рекомендуются мигалки диаметрами не менее 300 мм (в связи с возможностью зависания угля).

Экспериментально установлено¹, что в бункерах с уклоном стенок 50 и 60° материал, прилегающий к наклонным стенкам у устья бункера,

задерживается; перемещается вниз только та часть материала, которая расположена непосредственно против отверстия (по вертикали). Отсюда следует, что при угле наклона клапана мигалки всего 30—35° задерживание и слеживание материала будет неизбежным.

Следует отметить на основании опыта эксплуатации, что нет особых оснований опасаться каких-либо существенных ухудшений в работе мигалок с упомянутыми неподвижными участками материала на горизонтальных и наклонных клапанах.

5. Применение мигалок по типу рис. 1,а более целесообразно, чем по типу рис. 1,б.

Изготовление мигалок со срезом посадочного места нормально к оси трубы проще, чем с наклонным срезом; обработка скошенных патрубков с эллиптическим сечением удорожает его изготовление.

6. Мигалки по рис. 1,а имеют недостаточное расстояние между краями клапана и внутренней стенкой корпуса (размер). Этим затормаживается прохождение материала и затрудняется пульсация клапана, так как обратному, даже незначительному ходу его препятствует материал у стенок. Это особенно существенно для дробленого угля. Расстояние от края клапана до стенки корпуса не должно быть менее 40 мм.

7. Положение противовеса должно быть выбрано таким, чтобы плечо b (рис. 2) в пределах 30° поворота клапана изменялось в минимальных пределах, т. е. чтобы значительно не изменялся момент силы, действующей на закрытие мигалки, и чувствительность к изменению величины слоя материала над клапаном. Это условие особенно существенно при наклонном положении корпуса мигалки.

8. Вес противовеса подбирается в зависимости от величины проходного сечения мигалки, разности давлений с обеих ее сторон и веса материала.

Для мигалок, устанавливаемых на трактах угольной пыли и золы, можно принимать насыпной вес материала в неуплотненном виде примерно 0,6 т/м³. Угол естественного откоса φ для сухой золы и пыли можно принимать 30°.

Максимальная нагрузка от материала на клапан (его горизонтальную проекцию) определяется по уравнению²

$$p = \frac{\gamma R}{fK} F_1 \text{ кг,}$$

где $\gamma = 600 \text{ кг/м}^3$;

R — гидравлический радиус, равный $\frac{F}{S}$ (F — площадь сечения трубы, м², и S — периметр, м);

F_1 — площадь клапана, м²;

f — коэффициент трения $\text{tg } 30^\circ = 0,577$;

K — коэффициент подвижности материала, равный $1 - \frac{1 - \sin \varphi}{1 + \sin \varphi} = 0,333$.

По подсчитанной нагрузке определяется ориентировочная высота слоя сыпучего материала над клапаном.

¹ К. В. Алферов, Бункеры, затворы и питатели, М.—Л., Машгиз, 1946 г., стр. 5—9.

² Там же, стр. 18 и 19.

Увеличение высоты слоя материала сверх расчетной для данного сечения трубы и мигалки не увеличивает давления на клапан (давление будет восприниматься стенками трубы или короба).

Кроме давления сверху вниз от веса материала, клапан под влиянием разрежения будет испытывать давление снизу вверх, что значительно облегчает вес груза.

Для мигалок, работающих под золоуловителями, расчетное разрежение можно принять около 150 мм вод. ст., для сепараторов пыли 150 мм вод. ст. и для пылевых циклонов 300 мм вод. ст. В таблице приведены рекомендуемые диаметры мигалок и расчетные величины основных размеров их.

Диаметр выходного отверстия мигалки, мм	200	250	300	400
Диаметр клапана мигалки, мм	225	280	330	430
Площадь сечения трубы (в свету) F , м ²	0,0314	0,05	0,07	0,125
Площадь клапана F_1 , м ²	0,04	0,061	0,085	0,146
Периметр отверстия S , м	0,628	0,785	0,94	1,26
Гидравлический радиус R , м	0,05	0,0635	0,075	0,1
Расстояние от оси вращения клапана до его центра, мм	125	155	195	250
Вес клапана, кг	2,5	3,7	5	8,8
Принятая разность давлений над и под клапаном, мм вод. ст.	150	150	300	300
Расчетная нагрузка на клапан от золы или угольной пыли, кг	6,3	12,6	20	46
Расчетная высота слоя уплотняющего материала, мм	265	340	390	530
Нагрузка на клапан за счет перепада давлений, кг	5	10	15,8	44
Требуемая величина уравновешивающей нагрузки на клапан, кг	3,8	6,3	9,2	10,2
Расстояние от оси вращения клапана до центра тяжести противовеса по горизонтали, мм	200	200	225	255
Вес груза (противовеса), кг	2,4	5	8	10

Общую длину рычага для груза рекомендуется принимать 300—350 мм. На рычаге следует насверлить 4—6 отверстий с шагом 20—30 мм по обе стороны расчетного отверстия для крепления груза. Дополнительные отверстия необходимы для окончательной регулировки клапана.

Газовое сопротивление слоя материала с фракционным составом до 1 мм можно ориентировочно определить по формуле

$$\Delta S = AhW^n \text{ мм вод. ст.}^*$$

где ΔS — перепад давления (см. таблицу);

A — опытный коэффициент, для данных условий не менее 4,2;

h — высота слоя, мм;

W — скорость просасываемого воздуха, отнесенная ко всему сечению, м/сек;

n — показатель степени, который для данных условий принимаем 1,35.

При высоте слоя согласно таблице скорость W по приведенной формуле получается не более 0,25 м/сек, что можно считать приемлемым.

При установке на тракте последовательно двух одинаковых мигалок общая высота уплотняющего слоя удваивается, а величина присосов соответственно уменьшается. Последовательная установка двух мигалок на участках с значительными перепадами давления весьма целесообразна. Расстояние между мигалками должно не менее чем в 1,5—2 раза превышать высоту уплотняющего слоя материала.

Для дробленого угля при выборе высоты уплотняющего слоя приходится считаться с опасностью зависаний топлива; так как при этом и газовое сопротивление слоя ниже, то прососы воздуха могут быть значительны. В связи с этим мигалки для дробленого угля желательнее устанавливать на участках с минимальными перепадами давлений.

При угле наклона оси мигалки 30° к вертикали вес груза противовеса требуется уменьшить примерно на 20%. Установку шлюзовых уплотняющих затворов с электроприводом вместо мигалок следует допускать только для сухих материалов в связи с возможностью замазывания барабана затворов. Зазоры по периметру вращающегося барабана во избежание присосов должны быть минимальными.

Правильно сконструированные и хорошо эксплуатированные клапаны-мигалки вполне успешно и надежно удовлетворяют предъявляемым к ним требованиям и; разумеется, значительно дешевле и проще, чем затворы с электроприводом.

* См. „Известия ВТИ“, № 7 (20), 1926 г., „Газовое сопротивление слоев сыпучих материалов“.



Ударная сажеобдувка для пароперегревателей и водяных экономайзеров

Канд. техн. наук М. А. Гуляев

Для экономичности работы котла большое значение имеет обдувка, но, к сожалению, многочисленны конструкции обдувочных устройств работают неудовлетворительно. До сих пор котлы поставляются еще без обдувочных устройств.

Опыт работы энергосистемы на вязких мазутах показывает, что при этом топливе сильно загрязняются золой водяной экономайзер, и особенно пароперегреватель, причем коэффициент использования этих поверхностей получается меньше, чем при сжигании угольной пыли.

В процессе изыскания средств борьбы с загрязнениями поверхностей нагрева вначале были применены мелкосопловые аппараты с вращающимися трубами¹.

После выявления недостаточной надежности и эффективности мелкосопловой обдувки в 1945—1947 гг. под руководством автора были запроектированы ударные аппараты для горячей стороны и середины экономайзера ряда котлов ТКЗ 160/200 т/час, т. е. для зоны температур до 500 ÷ 700° С, где ударные аппараты могли быть выполнены простейшего невыемного типа².

Примерные оптимальные данные для таких аппаратов: расположение аппаратов перед обдувочным пучком с расстоянием от сопловой головки до трубок около 400 мм при трех соплах диаметром 14 ÷ 20 мм; расстояние между аппаратами 1 ÷ 1,2 м; положение плоскости сопел — параллельное трубкам.

Аппараты работают надежно и без повреждений, прогорели лишь 4 сопловые головки (сменные детали) на аппаратах одного из котлов после эксплуатации в течение 3 лет и 4 мес. Обдувка дает удовлетворительный эффект — среднее снижение температуры уходящих газов за одну обдувку порядка 10° С при обдувке раз в сутки 24 аппаратами.

Для пароперегревателя автором была предложена на конкурс по сажеобдувочным аппаратам в 1946 г. ударная самовыдвижная сажеобдувка³. Единственной дополнительной деталью самовыдвижной сажеобдувки является пружина, так что аппарат получается даже проще, чем аппараты с ручным выдвиганием.

¹ См. „Электрические станции“, № 10, 1944 г.

² См. „Электрические станции“, № 12, 1946 г.

³ См. статью Лоданченко. „За экономию топлива“, № 2, 1950 г.

Установленная в 1948 г. перед перегревателем одного из котлов ТКЗ (в зоне температур около 900° С) самовыдвижная сажеобдувка работает около 1½ лет без повреждений. Обдувка, для которой применен насыщенный пар, дала положительный эффект: повышение температуры перегрева пара за обдувку на 5—15° С при обдувке 1—2 раза в неделю (производилась по мере необходимости для поддержания нормального перегрева пара, который ранее опускался к концу кампании на 10—20° С ниже нормы) и увеличение сопротивления обдуваемого пароперегревателя к концу кампании только в 1,5 раза вместо 3 раз на необдуваемых котлах.

К настоящему времени самовыдвижная сажеобдувка установлена еще на пяти котлах с положительным эффектом, причем на части их установлены аппараты (рис. 1) с круговым вращением и приводом через храповик.

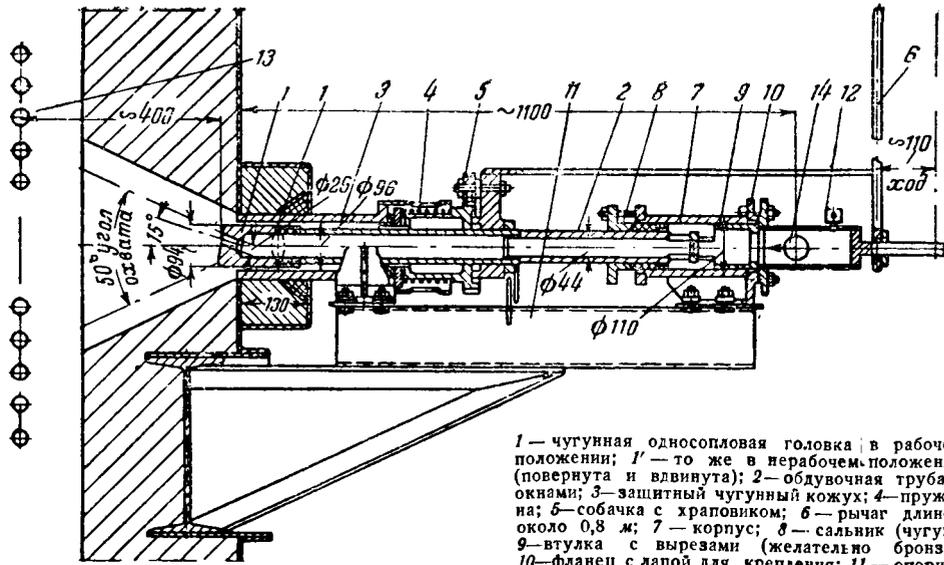
Преимущества выбора ударной сажеобдувки могут быть подтверждены также следующими соображениями.

Многосопловая обдувка дает многочисленные отдельные струйки, выходящие из обдувочной трубы веерообразно или с двух сторон (для избежания изгиба обдувочной трубы) и создающие сложные вихреобразные движения пара и газов при обдувке. При этом каждая мелкая струйка, разбиваясь о стенки трубок и эжектируя газы, быстро теряет скорость, чем и объясняется малая зона охвата мелкосопловой обдувки.

При ударной обдувке мощные струи из обдувочных сопел попадают на трубки, уже распространившись на значительную площадь и охватывая большой участок обдуваемых щелей между трубками. При нескольких соплах наилучшие условия для обдувки создаются, если все струи находятся в одной плоскости, параллельной трубкам, и направлены по ходу газов.

Кроме того, если принять, по данным Казарновского⁴, дальнобойность струи пропорциональной диаметру сопла, то объем, описываемый вращающейся струей, и, следовательно, теоретическая зона охвата обдувкой будут пропорциональны кубу диаметра. А так как расход пара пропорционален квадрату диаметра, то при том

⁴ См. статьи Е. М. Казарновского, „Котлотурбостроение“, № 6, 1937 г. и № 6, 1938 г.



1 — чугунная односопловая головка в рабочем положении; 1' — то же в нерабочем положении (повернута и ввинута); 2 — обдувочная труба с окнами; 3 — защитный чугунный кожух; 4 — пружина; 5 — собачка с храповиком; 6 — рычаг длиной около 0,8 м; 7 — корпус; 8 — сальник (чугун); 9 — втулка с вырезами (желательно бронза); 10 — фланец с лапой для крепления; 11 — опорная балка; 12 — воздушный клапан; 13 — первый ряд труб перегревателя; 14 — подвод пара.

Рис. 1. Ударный самовыдвижной аппарат для обдувки пароперегревателя.

же расходе теоретическая зона охвата будет больше при более крупных соплах.

Наконец, на улучшение обдувки может оказывать влияние одновременное встряхивающее действие на трубки мощных перемещающихся обдувающих струй.

Положительные результаты применения ударной обдувки позволили перейти к автоматизации процесса, для чего ударная обдувка более приспособлена ввиду надежности работы и меньших заеданий.

На рис. 2 показана ударная сажеобдувка с автоматическим вращением и регулированием скорости, предложенная автором для водяного экономайзера. На обдувочную трубу 2 накинута реактивная обдувочная головка 1 с двумя соплами, создающими ввиду отклонения струй от осевого направления трубы вращающую пару сил. Вращение обдувочной головки через пару цилиндрических (или конических) шестерен 6 передается на вал регулятора скорости 7 — центробежный тормоз упрощенного типа. Последний состоит из трех вращающихся грузов, прижимаемых центробежной силой к тормозному кольцу.

При увеличении скорости вращения центробежная сила быстро возрастает, и при определенной скорости тормозной момент сравнивается с вращающим, после чего достигается равновесие сил и скорость вращения сохраняется примерно постоянной.

Таким образом, достигается равномерное вращение трубы при обдувке с небольшой скоростью, обеспечивающей хороший эффект, без смены быстрого движения и остановок, характерных для ручного привода, которые увеличивают время, необходимое для полной обдувки, и расход пара.

Для наладки первых аппаратов предусматривается дистанционный контроль и подрегулировка цепью через блок 10, как это делается при ручном дистанционном приводе. Прочие вспомогательные детали аналогичны деталям при ручной обдувке. Обдувка собрана на раме 9 и может быть изготовлена целиком на заводе.

Аппарат в выполненной конструкции пригоден для работы в зоне температур до 600—700° С, причем при температуре больше 500° С, как и в ручных аппаратах следует установить шариковый воздушный клапан для автоматического впуска небольшого количества охлаждающего воздуха в обдувочную трубу в период между обдувками.

Расчетные данные аппарата: скорость вращения обдувочной трубы 9—10 об/мин; регулятора 60 об/мин; диаметр сопел 20—23 мм; расстояние между ними около 300 мм (уточняется при наладке).

Четыре опытных аппарата описанной конструкции были установлены на одном из котлов в феврале 1950 г. Имевшие место вначале заедания ввиду недостаточных зазоров в подшипниках и перекоса вала регулятора при сборке устранены, и аппараты работают удовлетворительно.

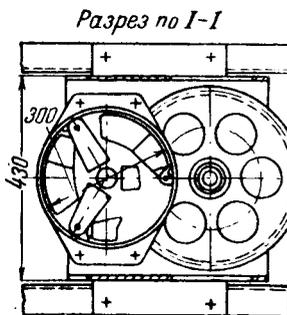
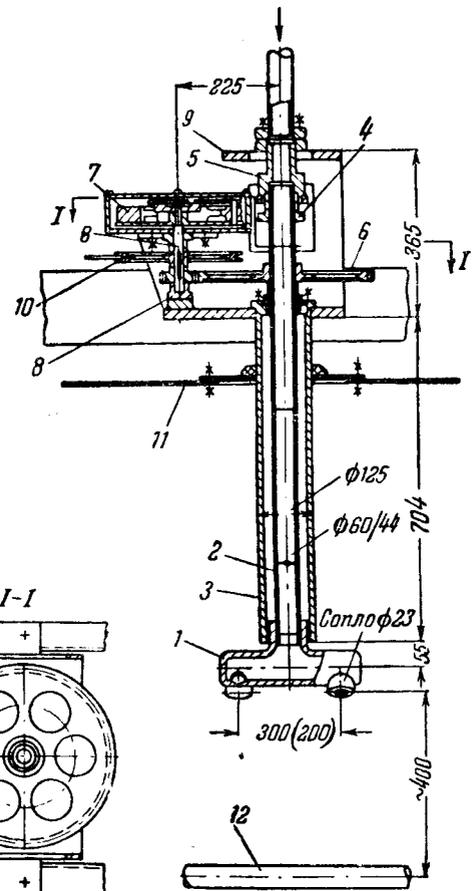


Рис. 2. Ударная сажеобдувка с автоматическим вращением и регулированием скорости.

1 — обдувочная вращающаяся головка; 2 — обдувочная труба; 3 — защитно-опорный чугунный кожух; 4 — сальник; 5 — корпус сальника; 6 — цилиндрическая пара шестерен $i = 1 : 7$; 7 — центробежный регулятор скорости (тормоз); 8 — подшипник; 9 — опорная рама; 10 — блок для цепи; 11 — существующая обшивка экономайзера; 12 — первый ряд труб экономайзера.

Аппараты работают со скоростью вращения 15÷20 об/мин ввиду увеличенного плеча прижатия грузов в тормозе. На очереди стоит выбор наиболее выгодной скорости вращения аппаратов, подрегулируемой весом грузов или длиной плеча прижатия их.

Выводы

1. Ударная сажеобдувка имеет преимущества перед мелкосопловой в части простоты устройства, надежности работы и эффективности обдувки в зоне повышенных и высоких температур.
2. Описанные конструкции ударной сажеобдувки для пароперегревателей и водяных экономайзеров оправдали себя в эксплуатации при сжигании мазута. При других топливах ударная сажеобдувка также имеет большие перспективы применения.

□ □ □

Выбор дроссельного органа расходомера

Инж. С. А. Шохат

Широкое внедрение параметров пара 100 *ата* и 510°С сопровождается установкой мощных паровых котлов с единичной паропроизводительностью 230 и 170 *т/час* и мощных паровых турбин. Большой расход пара через трубопровод в этих установках и высокое давление измеряемой среды предъявляют к конструкции узла, предназначенного для измерения расхода пара и воды, требования, отличные от предъявляемых к установкам с параметрами пара 32,5 и 60 *ата*. Расход пара через дроссельный орган определяется уравнением

$$G = 0,01252 a \varepsilon k_t k_p d^2 \sqrt{\Delta p \gamma_n} \text{ кг/час}, \quad (1)$$

- где G — расход пара, *кг/час*;
 a — коэффициент расхода дроссельного органа;
 ε — поправка на расширение измеряемой среды;
 k_t — поправка на тепловое расширение дроссельного органа;
 α — поправка на шероховатость трубопровода;
 k_p — поправка на вязкость измеряемой среды;
 d — диаметр входного отверстия диафрагмы или выходного отверстия сопла, *мм*;
 Δp — перепад давления в дроссельном органе, *кг/м²*;
 γ_n — удельный вес пара, *кг/м³*.

Если перепад давления Δp выразить через высоту столба ртути на дифманометре, а для измеряемых параметров пара определить численное значение удельного веса γ_n , то уравнение (1) примет следующий вид:

$$G = A a \varepsilon d^2 \sqrt{h}. \quad (2)$$

В этом уравнении величина A есть произведение всех коэффициентов правой части выражения (1), которые с достаточной степенью точности можно принять одинаковыми независимо от перепада h и отношения d/D_g . Коэффициент ε

3. Необходимо скорейшее проведение экспериментально-исследовательских работ в промышленных условиях и на стенде при условиях, близких к промышленным, для определения эффективности различных типов сажеобдувки и оптимальных значений основных конструктивных величин и компоновки аппаратов, а также широкий обмен опытом эксплуатации обдувочных устройств.

3. Завершающим этапом конструирования обдувочных устройств должно явиться создание автоматических аппаратов достаточно простой и надежной конструкции.

5. Котельные агрегаты должны поставляться укомплектованными сажеобдувочными устройствами, а компоновка поверхностей нагрева должна учитывать возможность удобной обдувки их.

изменяется в зависимости от перепада, но в ряде случаев можно его принять постоянным. Основным коэффициентом, который зависит от отношения d/D_g и типа дроссельного органа расходомера, является α .

В установках с параметрами пара 100 *ата* и 510°С и паропроизводительностью котлов 230 и 170 *т/час* применяются трубы с условными диаметрами 200 и 250 *мм*, которым соответствуют внутренние диаметры 217 и 255 *мм*.

Эти диаметры труб требуют применения больших отношений d/D_g , что определяется большим расходом протекающей среды. Предел же отношения d/D_g определяется конструктивными возможностями выполнения дроссельного органа для его размещения в трубопроводе заданного диаметра.

Соответственно двум значениям d/D_g получают коэффициенты, приведенные в табл. 1.

Таблица 1

Отношение d/D_g	Дроссельный орган	Коэффициенты			
		α	k_t	α	k_p
0,8	Диафрагма	0,764	1,013	1,005	1,000
	Сопло	1,174	1,013	1,006	1,000
0,7	Диафрагма	0,692	1,013	1,003	1,000
	Сопло	1,070	1,013	1,002	1,000

Результаты подсчетов расхода пара в *т/час* при разных значениях h графически показаны на рис. 1. Как следует из кривых, для измерения расхода пара в 250 *т/час* у котлов паропроизводительностью 230 *т/час* при внутреннем диаметре трубопровода 217 *мм* и при $a/D_g = 0,8$ требуется дифманометр с перепадом больше 2000 *мм* рт. ст. при установке диафрагмы и меньше 1000 *мм* при применении сопла. При внутреннем диаметре трубопровода 255 *мм* и при $a/D_g = 0,8$ тот же расход может быть измерен с помощью диафрагмы при перепаде на дифма-

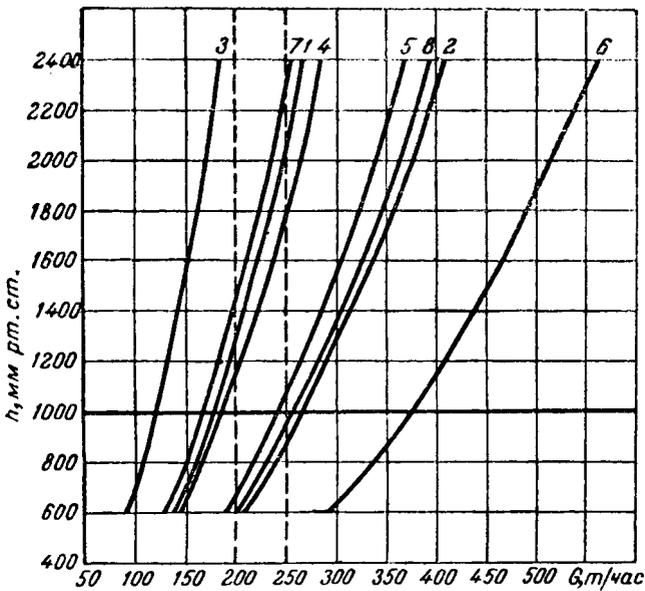


Рис. 1. Зависимость расхода пара от перепада при разных отношениях.

Кривая	Тип дроссельного прибора	$d/D_в$	$D_в$, мм
1	Диафрагма Сопло	0,8	217
2			
3	Диафрагма Сопло	0,7	
4			
5	Диафрагма Сопло	0,8	255
6			
7	Диафрагма Сопло	0,7	
8			

нометре 1000 мм. При установке же сопла перепад на дифманометре составляет немногим меньше 600 мм.

У котлов паропроизводительностью 170 т/час при расходе пара в 200 т/час и $d/D_в=0,8$ для внутреннего диаметра трубы 217 мм при установке диафрагмы получается перепад 1400 мм, а при установке сопла $h=600$ мм.

В настоящее время дифманометры поплавкового типа с сосудами, расположенными U-образно, выполняются с предельным перепадом на 1000 мм рт. ст., что показано жирной горизонтальной линией на рис. 1.

Отсутствие прибора с перепадом выше 1000 мм рт. ст. при необходимости измерения расхода пара 250 т/час приводит к установке диафрагмы в трубопроводе диаметром 255 мм, который приходится выполнять в виде перехода для соединения с основным трубопроводом диаметром 217 мм (рис. 2,г). Такое решение утяжеляет трубопровод и в некоторых случаях может затруднять условия самокомпенсации паропровода. Другим решением является установка сопла в трубопроводе диаметром 217 мм, что выполняется относительно просто.

Указанные мероприятия позволяют использовать наличные дифманометры с перепадом 1000 мм рт. ст. для котлов 230 и 170 т/час.

В настоящее время сопла по рис. 2,а установлены на трех электростанциях с параметрами пара 100 ата и 510°С.

Точность измерения расхода протекающей среды при сохранении номинальных (расчетных)

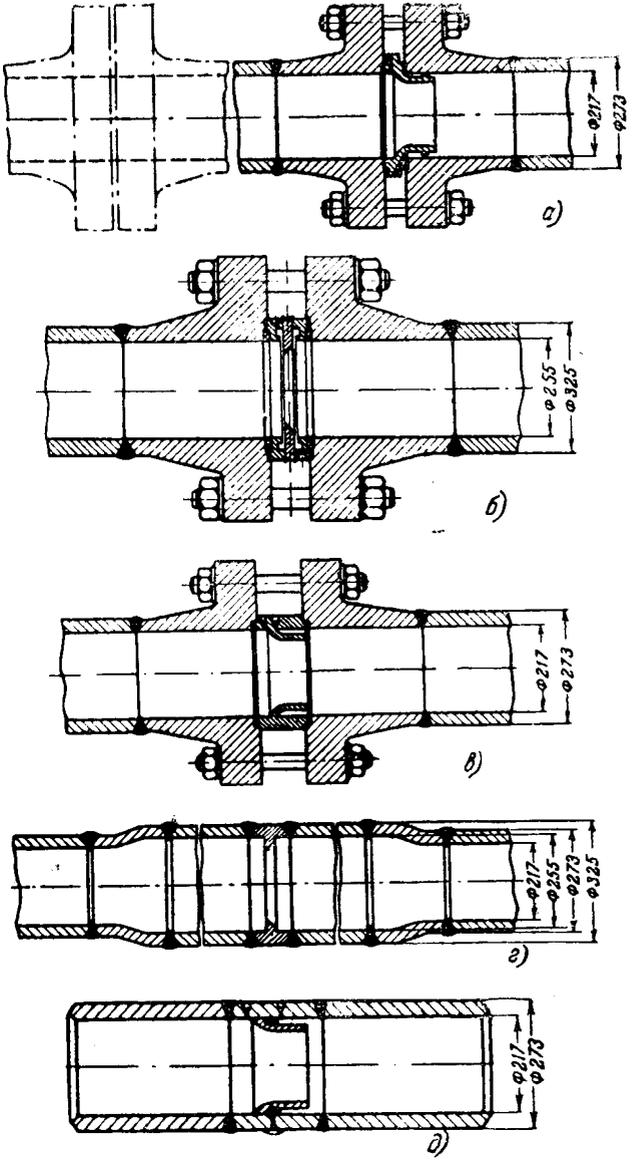


Рис. 2. Конструкции дроссельных органов расходомеров для расхода 250 т/час пара, 100 ата и 500°С.

параметров может быть охарактеризована вероятной погрешностью дроссельного органа. Подсчет вероятных поправок на погрешность для одного и того же расхода дает для диафрагм $\pm 1,995\%$ и для сопел $\pm 1,876\%$.

Следовательно, сопло дает несколько большую точность при измерении расхода пара, чем диафрагма. При отклонении параметров пара от номинальных, но при постоянном перепаде, изменение расхода пара происходит за счет изменения величин ϵ , k_t , γ_n . Коэффициенты ϵ и k_t могут быть определены по уравнениям, приводимым в „Правилах“ № 169 Комитета по делам мер и измерительных приборов.

Как следует из равенств, приводимых в указанных правилах, в величину действительного расхода при отклонении параметров пара от расчетных должны быть введены одинаковые поправки независимо от типа дроссельного органа. При этом изменения ϵ и k_t против расчетных весьма незначительны и ими можно пренебречь. В этом случае новый расход пропорцио-

нален только отношению $\sqrt{\frac{\gamma_n}{\gamma_n}}$. Таким образом,

относительная точность измерения при отклонениях параметров пара от расчетных одна и та же независимо от типа дроссельного органа.

Осмотренная в мае 1950 г. диафрагма на паре с параметрами 26 ата и 375° С, проработавшая на одной тэц 10 лет, не имела значительного износа острой кромки. Последняя оказалась несколько закругленной. Измерения диаметра в нескольких точках показали отсутствие заметных отклонений в его значениях. Возможная ошибка в расходе пара из-за закругления острой кромки оценивается в 1%.

По данным той же тэц срок службы диафрагмы на паре 130 ата и 500° С примерно такой же, как и на паре 26 ата и 375° С. Следовательно, можно на основе длительного опыта работы хотя бы только одной электростанции считать, что износ кромок диафрагмы примерно одинаков независимо от параметров пара. Можно предполагать, что износ сопел на паре и на питательной воде будет меньше, чем диафрагм, и, следовательно, их смена должна происходить реже.

Потеря давления в дроссельном органе при одинаковом расходе, одинаковом перепаде и одинаковом внутреннем диаметре трубопровода практически одинакова для обоих типов. В конкретных же условиях при расходе пара около 250 т/час и при установке диафрагмы внутри трубопровода диаметром 255 мм, а сопла — внутри трубопровода диаметром 217 мм потеря давления в диафрагме будет больше, чем в сопле. Это выводится из формул потери давления в дроссельном органе:

$$\frac{\delta_d}{\delta_c} = \frac{h \left(1 - \frac{d_d^2}{D_s^2}\right)}{h \left(1 - \frac{d_c^2}{D_s^2}\right)} = 2,4, \quad (3)$$

где δ — потеря давления; индексы c и d относятся к соплу и диафрагме.

Таким образом, установка сопла выгоднее, чем установка диафрагмы.

На рис. 2 показаны некоторые из большого числа конструкций дроссельных органов, запроектированных для расхода пара 250 т/час и перепада 1 000 мм рт. ст., а в табл. 2 приведены данные по весам этих конструкций.

Рассмотрение рис. 2 и табл. 2 позволяет отметить, что конструкция дроссельного органа с фланцами тяжелее, чем бесфланцевая, что с учетом ряда других обстоятельств (см. ниже) позволяет рекомендовать бесфланцевые расходомеры. В ряде конструкций, например (рис. 2, б), получаются непомерно длинные шпильки, достигающие 520—585 мм, что снижает надежность всего узла дроссельного органа расходомера; изготовление сопла по рис. 2, в исключительно сложно и дорого; установка камерной фланцевой диафрагмы (рис. 2, б) приводит к заметному увеличению длины шпилек по сравнению с плоской диафрагмой.

Конструкция с соплом по рис. 2, а создает большие трудности при выемке и установке соп-

ла в новый трубопровод. Для выемки сопла необходимо раздвинуть трубопровод приблизительно на 50 мм либо разрезать трубопровод. Выемка и вставка сопла могут быть достигнуты устройством короткого патрубка со стороны хода пара (показано пунктиром на рис. 2, а), снабженного фланцами. Однако такое решение еще более утяжеляет паропровод.

При установке диафрагмы для измерения расхода в 250 т/час при внутреннем диаметре трубопровода 217 мм необходим переход (рис. 2, з). Вес этого перехода учтен и дан в табл. 2.

Таблица 2

Конструкция по рис. 2	Вес, кг								
	Диафрагма	Сопло	Фланцы	Шпильки	Гайки	Подкладные шайбы	Прокладки	Переход с диаметра 273 на диаметр 325	Итого
а	—	15,0	449,0	48,0	36,0	12,0	—	—	560,0
б	46,0	—	710,6	124,5	102,0	16,0	0,54	442,0	1441,6
в	—	26,8	449,0	58,5	36,0	12,0	—	—	582,3
з	4,3	—	—	—	—	—	—	532,0	536,3
д	—	6,5	—	—	—	—	—	—	6,5

Сравнение по весу конструкций показывает, что наименьший вес имеет конструкция вварного в трубопровод сопла. Конструкция по рис. 2, д удачно решает центровку дроссельного органа с помощью болтов на трубопроводе. Центровка других бесфланцевых дроссельных органов — диафрагм и сопел — решается несколько труднее.

При подсчете веса конструкций не учитывался вес дренажных трубопроводов с арматурой, которые в ряде случаев устанавливаются перед диафрагмой. Опыт длительной работы тэц с высокими начальными параметрами пара показывает, что можно отказаться от дренажных устройств перед диафрагмой.

Применение бесфланцевых дроссельных органов расходомеров должно сопровождаться отказом от установки постоянных подкладных колец только в местах стыка трубопроводов вблизи дроссельного органа. Вместо постоянных подкладных колец можно рекомендовать применение на период сварки разъемных медных колец. Отсутствие их вблизи расходомера обеспечит более точное измерение расхода протекающей среды.

При работе трубопровода с обычным фланцевым соединением разность температур между фланцами и шпильками по некоторым данным устанавливается около 20° С. При этом расстояние между дисками фланцев составляет всего лишь 12 мм.

При такой конструкции шпильки скрыты, выступают только гайки. В случае установки дроссельного органа в трубопроводе между фланцами расстояние между дисками фланцев может составить около 150 мм. Здесь следует ожидать, что разница температур между фланцами и шпильками в условиях эксплуатации составит большую, чем обычно, величину. Приняв эту разницу равной 30° С, произвели проверку работы шпилек. Результаты приближенных расчетов сведены в табл. 3.

Как следует из данных табл. 3, перегрузка шпилек некоторых конструкций фланцевых дрос-

Таблица 3

Наименование	Напряже-ние в шпильках, %	Относитель-ный запас прочности по пределу текучести, %	Условный срок службы соединения, %
Обычное фланцевое со-единение, $D_y = 200$ мм	100	172	100
То же $D_y = 250$ мм . .	100	182	100
То же по рис. 2,б . . .	197	92	21
Конструкция по рис. 2,а	161	106	37

сельных органов составляет значительную величину, а относительный запас прочности по пределу текучести мал. Очевидно, что для сохранения плотности таких фланцевых соединений потребуется их более частая перетяжка. Следовательно, более правильно применить бесфланцевые дроссельные органы. Совершенно очевидно, что напряжения в шпильках при прогреве паропровода с фланцевым дроссельным органом будут значительно превышать таковые при трубопроводах с обычным фланцевым соединением (без дроссельного органа).

Дроссельные органы на параметры пара 100 ата и 500°С выполняются обычно с толщиной диска диафрагмы 6 мм. Толщина же стенки сопла в наименьшем его сечении составляет 10 мм. Напряжения в диске диафрагмы получаются незначительные, а прогиб — «исчезающе» мал.

Определение напряжения в диафрагме и ее прогиба сводится к расчету пластинки по уравнениям, выведенным в предположении, что прогиб пластинки значительно меньше ее толщины.

Расчет диафрагмы на паре с параметрами 130 ата и 500°С при ее толщине 6 мм дает следующий результат: напряжение в диафрагме $\sigma = 386$ кг/см² и прогиб диафрагмы $f = 0,0001205$ см.

Известен, однако, случай, когда диафрагма значительно прогнулась. Так, на тэц, расчетные параметры пара у которой 130 ата и 500°С, работало два котла на одну общую магистраль (рис. 3). Внутренний диаметр паропровода от каждого котла равен 250 мм, диаметр расточки диафрагмы 188,8 мм, а ее толщина составляет 6 мм. В момент работы обоих котлов произошел разрыв трубок конвективной части котла № 2. Пар от котла № 1 устремился через соединительную магистраль в котел № 2 и в атмосферу. В результате диафрагма, установленная в трубопроводе от котла № 1, прогнулась на 8 мм, а диафрагма в трубопроводе котла № 2 не деформировалась.

Анализ этого случая показал, что в момент аварии имело место последовательное истечение пара через две диафрагмы в атмосферу. При этом критическое давление за первой и второй диафрагмами составило:

$$p_{к1} = 71 \text{ кг/см}^2; \quad p_{к2} = 60 \text{ кг/см}^2.$$

Между первой и второй диафрагмами имели место потери, которые нами не учитываются.

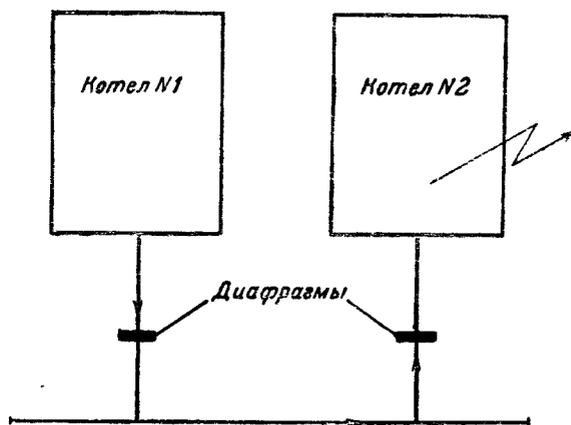


Рис. 3. Схема движения пара через диафрагмы в момент аварии.

Перепад на первую и вторую диафрагмы составил:

$$\Delta p_1 = 59 \text{ кг/см}^2; \quad \Delta p_2 = 11 \text{ кг/см}^2.$$

Столь большой перепад на диафрагму котла № 1 и относительно малый перепад на диафрагму № 2 и привел к прогибу только диафрагмы № 1.

Приближенный расчет напряжения в диафрагме № 1 после ее прогиба, произведенный с помощью уравнений для расчета мембраны, так как в данном случае прогиб больше толщины диска показывает, что напряжение в диске диафрагмы № 1 $\sigma \approx 5550$ кг/см² при пределе текучести материала порядка 1000 кг/см².

Повторение таких случаев в условиях других электростанций может иметь место при продувке паропровода в атмосферу под давлением после окончания монтажа трубопровода. Что же касается возможности прогиба сопла, то следует учесть, что жесткость сопла в 2,8 раза больше жесткости диафрагмы и, следовательно, прогиб сопла менее вероятен, что и делает его более надежным прибором, чем диафрагма.

Выводы

1. В качестве дроссельного органа расхода как на паре, так и на питательной воде на электростанциях с параметрами пара 100 ата и 510°С следует применять сопла.

2. Малый износ дроссельного органа расхода и большая его точность на протяжении длительной работы — 10—12 лет — позволяют выбрать бесфланцевую конструкцию. Это обстоятельство требует отказа от обязательной ежегодной ревизии расходомера. При бесфланцевой установке дроссельного органа расходомера, во избежание ошибок при измерении, следует заботиться о варке его без выступающих внутрь трубопроводов швов.

3. Установка сопел при существующей номенклатуре трубопроводов, применяемых при котельных агрегатах паропроизводительностью 230 и 170 т/час, позволяет использовать существующие типы дифманометров.



Вопросы индустриализации жилищного строительства на электростанциях¹

Арх. А. Я. Казунин и инж. Г. И. Янубсон

Задачи обеспечения электростанций жильем могут быть решены только при коренном изменении методов строительства жилых поселков. Жилые дома должны возводиться из изготовленных в индустриальных условиях типовых частей зданий (блоков, панелей).

Площадка жилищного строительства должна быть превращена в монтажную, с максимальной комплексной механизацией сборки домов и с минимальным количеством занятых рабочих. Все основные процессы по изготовлению указанных сборных элементов зданий должны быть перенесены со строительной площадки на специальные предприятия, обеспечивающие своей продукцией определенный район (зону) строительства электростанций, с учетом конкретных условий (лесные или безлесные районы, с наличием или отсутствием гипса и т. д.).

Для строительства жилых поселков на электростанциях должны быть приняты определенные типы малоэтажных каменных или деревянных (в зависимости от района) домов, запроектированные на основе десятичной модульной системы, а блоки должны быть настолько универсальными, чтобы они могли применяться для всех типов возводимых в жилом поселке зданий.

Изготовление сантехнических узлов малоэтажных жилых зданий индустриальными методами

Одним из сложных вопросов сборно-блочного жилищного строительства является рациональное решение сантехнических узлов.

Предлагаемое ниже решение сантехнического узла в виде изготавливаемого на домостроительном комбинате или на подсобных предприятиях строительства готового блока сантехнической кабины предложено авторами для типового восьмиквартирного двухэтажного каменного дома для жилых поселков при электростанциях.

Типовой проект, принятый при возведении дома обычными методами, изменен с учетом сооружения дома из сборных блоков индустриального изготовления, с четким соблюдением схемы планировки по десятичной модульной системе.

Сантехническая кабина является одним из таких блоков, состоящим из строительных кон-

струкций с вмонтированным водопроводом, горячим водоснабжением и канализацией. Готовый блок — санитарная кабина — устанавливается на место в один прием краном.

При возведении дома с сантехническими узлами, решенными в виде санитарной кабины, исключается необходимость выполнения на месте строительства сантехнического узла, с производством сложных сантехнических работ.

Основной строительной конструкцией санитарной кабины является жесткий каркас из металлических уголков (рис. 1). Полы сделаны из металлических плиток, настилаемых по цементному слою. Основанием под полы служит плита из армированного шлакобетона. Между полом и основанием прокладывается гидроизоляционный ковер (2 слоя рубероида по клебемассе). Стены кабины являются одновременно перегородками дома. Они отделяются с внутренней стороны шлифованной асбофанерой, имитирующей изразцы. Асбофанера устанавливается по деревянным рейкам, прикрепленным к металлическому каркасу. Жесткий каркас позволяет устанавливать кабины первого и второго этажей одну на другую, не связывая их с другими элементами здания. Потолком нижней кабины служит пол кабины второго этажа, а в кабине второго этажа потолком является перекрытие.

Все трубопроводы и стояки водопровода горячего водоснабжения и канализации монтируются при изготовлении кабины на заводе и наглухо

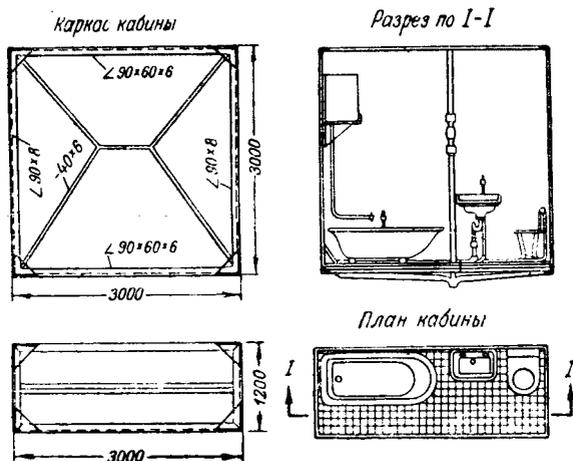


Рис. 1.

¹ Печатается в порядке обсуждения. Р е д.

прикрепляются к каркасу. Там же производится установка всех санитарных приборов. Трубопроводы на заводе окрашиваются масляной краской.

Снабжение санитарной кабины горячей водой для бытовых нужд производится из резервуара, соединенного трубопроводами с кухонным очагом, в который встроена водогрейная коробка, либо непосредственно от трубопровода центрального горячего водоснабжения.

Резервуар для горячей воды является аккумулятором тепла, поэтому специального отопления санитарного узла не требуется.

Вес блока санитарной кабины со всеми приборами составляет 1 200 кг, в том числе вес металлического каркаса — 350 кг; конструкций пола — 370 кг; сантехнического оборудования — 300 кг и внутренних стен — 120 кг.

Монтаж санитарных кабин производится следующим образом.

1. Одновременно с устройством фундаментов производится подводка к стоякам водопровода и канализации.

2. Доставленные к месту монтажа кабины устанавливаются краном-экскаватором или автокраном на самостоятельные фундаменты до начала кладки стен и подсоединяются к вводам водопроводной и канализационной сетей.

После монтажа кабин первого этажа на них устанавливаются кабины второго этажа. Стояки кабины соединяются одна с другой поэтажно, а трубопроводы смежных квартир — между собою.

Преимуществом предлагаемого решения сантехнических узлов являются:

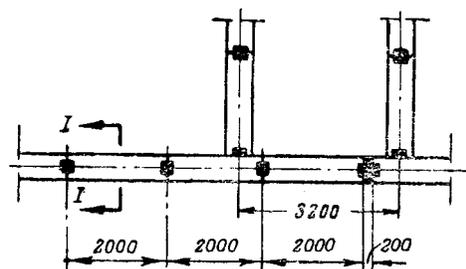
- 1) индустриальные методы их изготовления;
- 2) сокращение сроков жилищного строительства;
- 3) возможность не оставлять отверстий для водопровода и канализации, предусматриваемых в обычной практике строительства;
- 4) сокращение количества рабочих, занятых на работах по устройству водопровода и канализации, и возможность использования малоквалифицированных рабочих;
- 5) механизация монтажа сантехнического узла;
- 6) поэтажное обеспечение водой для нужд строительства.

Предлагаемый метод может быть применен и для многоэтажного строительства, в особенности крупноблочного.

После разработки нескольких типоразмеров санитарных кабин для типовых жилых домов могут быть созданы постоянно действующие предприятия, выпускающие их для городского и поселкового жилищного строительства.

Применение сборных фундаментов

Одним из элементов жилых малоэтажных зданий, трудно поддающимся индустриальному (заводскому) изготовлению, являются фундаменты. Возведение фундаментов на месте обычными способами делает строительство в значительной мере сезонным, удлиняет продолжительность строительства домов и в значительной мере снижает эффект от применения сборности (блочности) надземных элементов дома.



Разрез по I-I

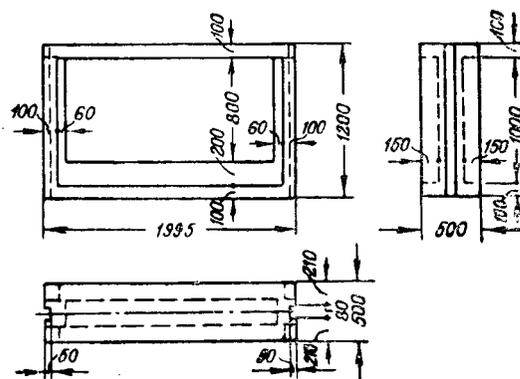
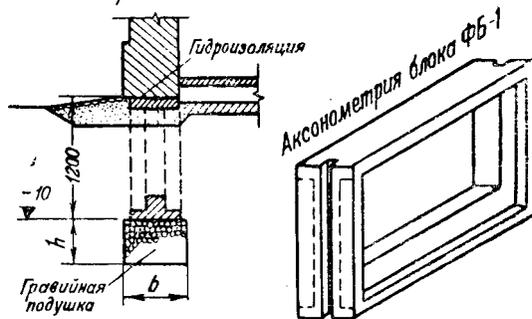


Рис. 2.

Для указанного выше типового жилого дома авторами предложена такая конструкция фундаментов, которая позволяет изготавливать их в виде сборных железобетонных блоков на заводе или в цехе железобетонных изделий и собирать на месте возведения дома краном.

Фундаментный блок (рис. 2) представляет собой рамную конструкцию, состоящую из верхнего ригеля прямоугольного сечения, нижнего ригеля — таврового сечения и двух стоек с прямоугольными пазами с торцевой стороны в каждой из них. Размеры блока модулированы и равны: длина 2 м, высота 1,2 м, ширина подошвы 0,5 м. Вес блока 890 кг.

Блоки в зависимости от глубины промерзания и несущей способности грунта устанавливаются на гравийную подушку или непосредственно на материк.

Соединение блоков между собой, т. е. замоноличивание фундамента, производится путем заливки пазов в стойках блоков бетоном. Таким образом создаются бетонные шпонки, армированные выпусками арматуры из стоек фундаментных блоков.

Разработанная конструкция фундаментного блока обладает рядом достоинств, из которых наиболее существенными являются:

1) возможность выложить из блоков одного или двух типов фундамент любой конфигурации;
 2) возможность стандартизации размеров блоков и массового их выпуска в заводских условиях, что приведет к значительному удешевлению стоимости блока за счет снижения расхода материалов, уменьшения трудозатрат и использования механизмов при изготовлении блоков по сравнению с возведением фундаментов на месте обычными методами;

3) максимальная механизация работ по устройству фундамента и благодаря этому снижение количества занятых рабочих, сокращение сроков его возведения и сведение строительных работ к монтажным;

4) отсутствие потребности в квалифицированной рабочей силе для работ по возведению фундамента;

5) возможность производства работ по возведению фундаментов вне зависимости от времени года, без каких-либо дополнительных устройств для зимних условий, а также без водоотлива и крепления стенок траншей.

Сравнительные технико-экономические показатели для конструкций фундаментов разных типов, если принять за 100% фундамент из бута на цементном растворе, приведены в таблице.

Из сопоставления этих показателей видно, что по расходу вяжущих, по трудозатратам, по стои-

Характеристика конструкций фундамента	Расход вяжущих, %	Трудоемкость возведения, %	Стоимость, %	Вес, %
Бутовый	100	100	100	100
Бутобетонный	137	93	97	91
Из мелких бетонных блоков	290	79	220	127
Сборные железобетонные коробчатые столбы с рандбалками . .	93	74	157	33
Предлагаемый фундаментный блок рамного типа	55	44	81	20

мости и весовым показателям предлагаемый фундаментный блок рамного типа предпочтительнее всех рассмотренных.

Недостатком запроектированного фундаментного блока является невозможность его применения при наличии в здании подвалов. Однако, это не имеет существенного значения, так как при малоэтажном строительстве бесподвальное решение зданий является обычным¹.

¹ Недостатком указанного блока является также необходимость расходования клинкерного цемента и металла для его армирования (62 кг), а также его меньшая жесткость по сравнению с монолитным фундаментом. Ред.

Новые способы термической изоляции трубопроводов минеральной ватой

Инж. Л. Ф. Янкелёв

Для термоизоляции разного рода трубопроводов часто применяют минеральную вату. В настоящее время минеральная вата (каменная и шлаковая) производится преимущественно в сыпучем виде. Промышленное производство формованных изделий из нее еще не организовано.

Нередко минеральную вату укладывают вокруг изолируемых трубопроводов непосредственно в короба, лотки или непроходные каналы, в которых проложены трубопроводы. Единственное преимущество этого способа — быстрое производство работ, в особенности при гранулированной вате с пневматической ее укладкой. Однако большой расход ваты при этом, неравномерная ее осадка и, главное, необходимость тщательной защиты термоизоляции по большому

периметру от увлажнения атмосферными осадками или грунтовыми водами препятствуют широкому распространению этого способа в указанных типах прокладок трубопроводов.

В канальных и воздушных прокладках применяется почти исключительно подвесная, т. е. укрепляемая на трубопроводе, термоизоляция.

Подвесную термоизоляцию из минеральной ваты до сих пор обычно монтируют одним из двух способов: 1) набивкой под сетку, натягиваемую по опорам, укрепляемым по окружности трубы; 2) предварительно заготовляемыми матами.

При первом способе опоры делают из листов стали или в виде колец из прочных термоизоляционных изделий — обычно из обожженных диатомовых (трепельных) сегментов или скорлуп. Ширина колец 500 мм, расстояние между ними 350—500 мм.

Присутствие опор повышает теплопроводность термоизоляции в сравнении с теплопроводностью минеральной ваты, смонтированной без остающихся в термоизоляции опор. Вместе с тем толщина слоя минеральной ваты между опорами получается неодинаковой: чем дальше от опор, тем толщина больше вследствие вытягивания сетки при набивке в нее минеральной ваты. Последующее выравнивание толщины термоизоляции

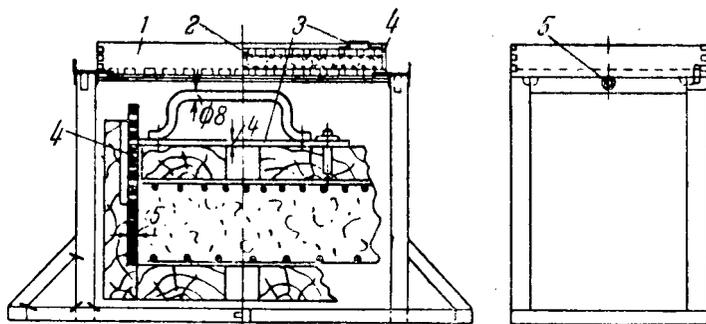


Рис. 1.

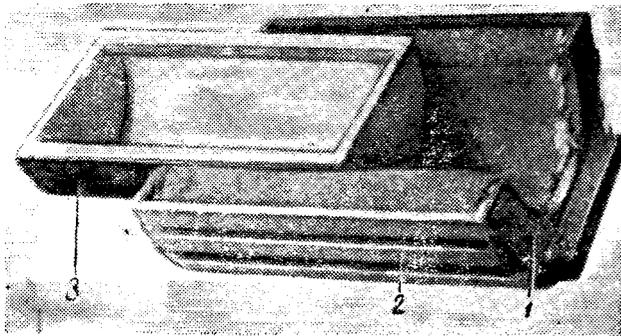


Рис. 2.

производится мастикой, более теплопроводной, чем минеральная вата. Это обстоятельство вместе с присутствием опор повышает теплопроводность получаемой термоизоляции на 20% и более в сравнении с теплопроводностью термоизоляции из минеральной ваты, выполняемой без применения опор, например из предварительно заготовляемых мат.

В матах минеральная вата укрепляется между двумя оболочками из проволоочной сетки, асбестовой или стеклянной ткани, бумаги и т. п. Оболочки скрепляются (сшиваются) между собой проволокой толщиной 0,5—1 мм, шпагатом, асбестом или стеклянной нитью.

Изготовление мат на строительной площадке производят на специальном столе (рис. 1), состоящем из формы 1 и крышки 2 в виде решеток из деревянных планок. В форму укладывают первую оболочку, по ней—минеральную вату, затем вторую оболочку и крышку. Прошивку мата производят через зазоры между планками в дне формы и крышке. Крышка удерживается в требуемом положении посредством двух запоров 3, входящих в прорези планки 4. Прорези расположены на разных высотах по требуемым толщинам мата. Форму можно поворачивать на горизонтальной оси 5 и устанавливать ее в любом положении во время прошивки мата.

Маты удобны для термоизоляции поверхностей с большим радиусом кривизны и плоскостей.

При сгибании мата вокруг трубы в обкладке (сетке), прилегающей к поверхности трубы, появляются морщины, не достигается плотного прилегания мата по всей окружности трубы, не обеспечивается правильная круглая форма по наружной поверхности изоляции, края верхней обкладки расходятся и требуется дополнительная заделка продольных швов. При диаметрах трубопроводов, меньших 250 мм, плоские маты непригодны.

Эти недостатки устраняются, если мат изготавливать в виде полуцилиндра — скорлупы, внутренняя поверхность которой соответствует наружной поверхности изолируемого трубопровода.

Для изготовления таких скорлуп применена форма, показанная на рис. 2. По двум деревянным полукольцам 1 крепятся рейки 2. Ширина полуколец должна равняться требуемой толщине скорлуп, а расстояние между полукольцами — длине скорлуп — обычно ширине рулона проволоочной сетки. Форма снабжена вкладышем 3,

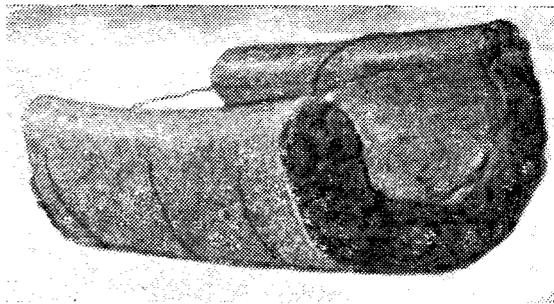


Рис. 3.

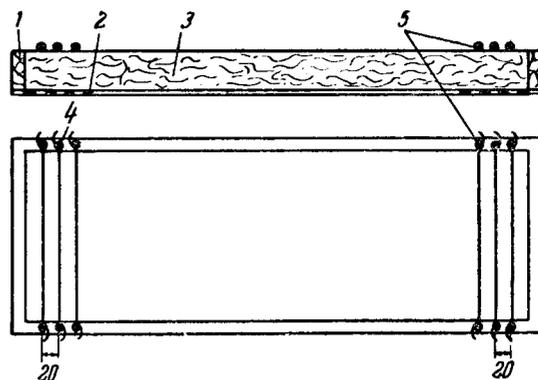


Рис. 4.

диаметр которого равен наружному диаметру изолируемого трубопровода.

Нарезанная по требуемому размеру сетка укладывается в форму. Минеральная вата равномерно укладывается в форму по сетке. После укладки вкладыша производится дополнительная набивка ваты пространства между вкладышем и сеткой. Затем снимают вкладыш, края сетки заводят внутрь, загибая ее на металлических пластинках, подкладываемых под сетку, на торцах скорлупы, на время ее прошивки.

Прошивка скорлупы производится путем сшивки верхней (наружной) и нижней (внутренней) сетки проволокой с шагом стежка около 100 мм.

Для скорлуп с внутренним диаметром более 250 мм, идущих для изоляции нижней части труб, производится еще прошивка проволокой и поперек скорлупы, в трех местах. Концы примененной для этого проволоки выводят на внутреннюю поверхность скорлупы и связывают их для того, чтобы скорлупа сохраняла свою форму (рис. 3). Длина этих концов должна быть достаточной для подвешивания и крепления скорлупы на трубопроводе.

Готовые скорлупы хранятся и транспортируются в вертикальном положении. На трубопроводе их монтируют вразбежку. Швы заделывают минеральной ватой и стыки сетки сшивают мягкой остоженной проволокой толщиной 0,5 мм. Сверху производят крепление кольцами из проволоки толщиной 2 мм или стальной ленты шириной 15—20 мм и толщиной 0,5 мм. Расстояние между кольцами около 300 мм.

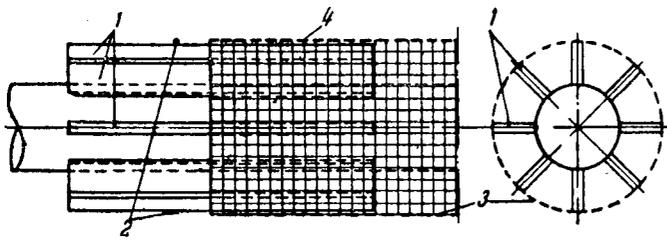


Рис. 5.

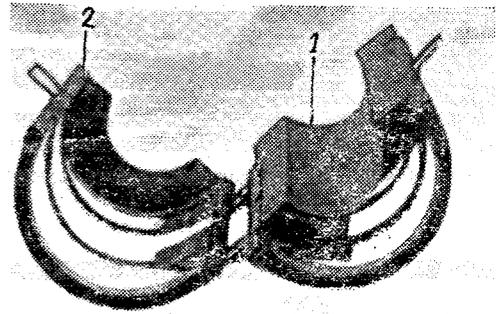


Рис. 8.

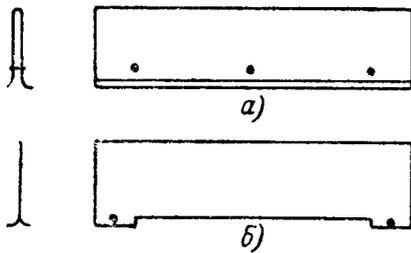


Рис. 6.

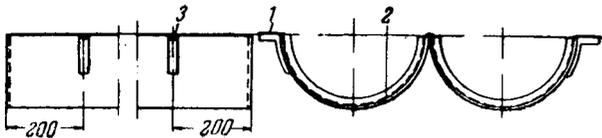


Рис. 7.

Средние расходы материалов и стоимость рабочей силы для изготовления 1 м³ скорлуп из минеральной ваты в сетке:

Минеральная вата	0,3 т
Сетка	30 м ²
Проволока	7 кг
Рабочая сила	40 руб.

Описанный способ следует рекомендовать для изоляции трубопроводов с диаметром более 150 мм. Недостаток его — наличие теплового моста, образованного двумя сетками, на продольных стыках скорлуп. Этого недостатка нет при применении мат, имеющих сетку только на одной его стороне. На другой стороне применяются струны из проволоки, шпагата, асбестовой пряжи. Направление струн должно быть параллельно оси трубопровода, подлежащего изоляции.

На стол (рис. 4) с прорезями шириной 15—20 мм укладывается деревянная рамка 1 с размерами, соответствующими размерам изготовляемого мата. Внутри рамки укладывается оболочка 2 и по ней набивается минеральная вата 3 вровень с верхним краем рамки. По гвоздям 4 натягиваются струны 5, которые сшиваются, через слой ваты, с оболочкой 2. После этого концы струн снимаются с гвоздей, рамка снимается с мата и концы струн скрепляются с оболочкой 2.

Готовый мат доставляется к месту работ в свернутом в рулон виде. Обертывание им трубопровода производится так, чтобы струны были направлены вдоль оси изолируемого трубопро-

вода. Крепление мата на трубопроводе производится кольцами из проволоки или стальной ленты. Торцы сетки сшиваются вязальной проволокой. Вместо струн нередко применяются полоски из сетки.

При этом способе коротковолокнистая вата частично высыпается между струнами. Кромки мата не получают правильной формы. Этот способ можно рекомендовать при применении стеклянной ваты.

Заслуживают внимания способы монтажа термозоляции из минеральной ваты, при которых не требуется предварительная заготовка (пошивка) мата.

Способ Русакова состоит в применении временных опор, поддерживающих оболочку, например сетку, на нужном расстоянии от поверхности изолируемой трубы только во время заполнения ватой пространства между трубой и сеткой (рис. 5).

Строганные деревянные рейки 1 толщиной около 20 мм, шириной, равной толщине изоляции, и длиной, равной ширине сетки плюс около 100 мм, укрепляются на поверхности голой трубы двумя кольцами 2 из шпагата или тонкой (1—1,5 мм) проволоки. По укрепленным рейкам натягивается сетка 3 и сшивается проволокой. По шитой сетке укрепляются кольца 4 из проволоки диаметром 2÷2,5 мм, через каждые 200÷300 мм.

Набивка минеральной ваты производится с торца, вручную, посредством деревянного движка, имеющего форму части круглого кольца. После набивки ваты на половину ширины сетки рейки вытаскивают на такую же длину и свободные концы реек вновь укрепляют шпагатом или проволокой, как указано выше. Набивка второй части вновь продолжается. При этом пустоты, ранее занятые рейками, заполняются под давлением от набивки второй части пространства между трубой и сеткой.

Рейки вновь вытаскивают из-под сетки так, чтобы их концы оставались под сеткой на длину только 10 мм. Кольцо 2, ранее установленное на выдвинутых концах реек, передвигают в направлении движения реек, к их концам. По рейкам вновь укрепляют и сшивают сетку, устанавливая проволочные кольца на ее поверхности. Процесс набивки минеральной ваты продолжается. Перемещаемое кольцо 2 для удержания реек рекомендуется делать резиновым.

В случае производства изоляционных работ по горячим трубопроводам вместо деревянных

реек применяются металлические планки (рис. 6) из кровельной *a* или листовой стали *b*.

Для покрытия минеральной ватой трубопроводов с диаметром < 100 мм удобна форма из листовой стали (рис. 7). Она состоит из двух полуцилиндров, соединенных петлями. Торцевые стенки формы — полукольца с внутренним диаметром, равным диаметру голой трубы. Длина формы обычно делается равной ширине рулона провололочной сетки.

На внутренней цилиндрической поверхности формы укладывают три куска проволоки *1* для стяжных колец, затем сетку *2* или другую оболочку, отрезанную по длине, равной окружности по наружной поверхности изоляции. После этого в обе половины формы кладут вату, накладывают временно сердечник с диаметром, равным диаметру изолируемой трубы, и производят окончательную набивку ваты в форму. С помощью ручек *3* форму закрывают и доставляют в закрытом виде к изолируемому трубопроводу. Здесь ее раскрывают, снимают сердечник и вновь закрывают на трубе. После скрепления концов проволоки форма снимается, на трубопроводе остается слой минеральной ваты под сеткой, и форма направляется для повторного применения.

Поперечные швы подбиваются минеральной ватой и стыки сетки сшиваются вязальной проволокой.

Недостаток этого способа — необходимость изготовления разных форм для изоляции разных толщин и разных диаметров изолируемых трубопроводов. Этот же недостаток имеет и форма конструкции Чугаева (рис. 8).

Эта форма состоит из двух частей — полуцилиндров. Снаружи каждая часть ограничена дугами из уголка и листовой стали. Один торец полуцилиндра — закрытый, другой — открытый. Длина формы равна ширине рулона провололочной сетки; другие размеры принимаются по диаметру изолируемой трубы и требуемой толщины термоизоляции.

Процесс работы с формой протекает в следующем порядке. Провололочная сетка или какая-либо другая оболочка отрезается длиной, равной полуокружности по наружной поверхности изоляции. Сетка укладывается по дугам каждой части формы, на нее накладывается минеральная вата, а затем вводится вкладыш *1*.

Набивка минеральной ваты может производиться также и с открытого торца полуцилиндра

после того, как в него введен вкладыш. Затем оба полуцилиндра устанавливают на изолируемом трубопроводе. Вкладыши вытаскивают, и через прорези *2* продевается проволока или металлическая лента, которыми изоляцию закрепляют на трубопроводе; форму возвращают для повторного применения.

Наиболее освоено в настоящее время изготовление и применение мат, хотя этот способ не имеет экономических преимуществ перед другими. Стоимость изготовления мата без его установки на трубопроводе больше стоимости изоляции по другим способам. Преимущество способа мат — возможность предварительного их изготовления в любом количестве в специальной мастерской.

Выбор того или иного способа изоляции трубопроводов минеральной ватой зависит от местных условий: возможности изготовления того или иного приспособления; качества минеральной ваты; толщины изоляции и диаметра трубопровода. Для трубопроводов диаметром > 300 мм наиболее производителен способ с применением мат. При изоляции трубопроводов диаметром < 200 мм рекомендуются способы с формами.

Для получения успешных результатов при каждом из перечисленных способов следует иметь в виду, что количество минеральной ваты, укладываемой в термоизоляцию, необходимо дозировать по весу. Можно рекомендовать уплотнение ваты в конструкции до объемного веса в среднем $250\text{--}300$ кг/м³. При меньшем объеме весе безпорные конструкции из минеральной ваты способны давать осадку.

Для устранения провисания изоляции снизу следует в верхней части горизонтальных трубопроводов больших диаметров производить более плотную набивку, чем в нижней части. Вместо этого можно от голой трубы, сквозь изоляцию, выпускать через $200 \div 300$ мм концы проволоки, закрепляемые на нижней части сетки.

В горячей термоизоляции рекомендуемый выше объемный вес минеральной ваты дает также оптимальные значения коэффициента теплопроводности.

Минеральную вату, содержащую много корольков (выше 15%), необходимо предварительно разрыхлять и встряхивать на сите с ячейкой около 3 мм для удаления из нее части корольков.



Увлажнение изоляции генераторов

Инж. М. С. Калинина

Для работников эксплуатации значительный интерес представляет вопрос контроля влажности и степень опасности увлажнения высоковольтной изоляции.

Одним из методов контроля увлажнения является снятие абсорбционных характеристик. В пользу этого метода нужно сказать, что он весьма прост и не требует сложной аппаратуры. Кроме того, при измерении сопротивления изоляции или тока утечки всегда контролируется состояние наиболее слабого места диэлектрика, чего нет при других методах, например при измерении диэлектрических потерь.

Высоковольтной лабораторией электростанции Донбассэнерго были проведены испытания изоляции стержней статора импортного генератора 50 тыс. квт, 11 кв, для чего брались отбракованные стержни, длительное время хранившиеся в открытом складе и подвергавшиеся действию атмосферных осадков. Целью этих испытаний было изучение поведения изоляции при увлажнении.

Всего было подвергнуто испытаниям 9 стержней; 8 из них были забракованы и хранились в течение нескольких месяцев в открытом складе. Из этих 8 стержней два (№ 8 и 9) испытывались без предварительной сушки с целью определения их пробивной прочности: стержень № 8 при напряжении 40 кв в течение 10 мин. и стержень № 9 при напряжении 30 кв в течение 15 мин.

После испытания напряжением переменного тока участка длиной 50 см на расстоянии 120 см от торца стержня поверхность изоляции была прощупана рукой и оказалось, что поверхность по длине стержня нагрелась неравномерно. При вскрытии обнаружен канал по слою на протяжении всей длины, от обкладки до неизолированной части, но так как канал во многих местах прерывался, то полного пробоя не наступило даже по слою. Обрывы канала объясняются неравномерностью увлажнения слоя бумаги. При напряжении 15—20 кв за 1 мин. разрушалась, как правило, бумага в месте наибольших градиентов, с направлением канала вдоль слоя, но на расстоянии 40—70 мм.

На остальных стержнях производились:

а) измерение диэлектрических потерь;
б) снятие кривой ионизации до сушки и после нее с применением указателя частичных разрядов (УЧР);

в) измерение тока утечки при 20 кв выпрямленного тока с отсчетом через 15 и 60 сек.;

г) измерение угла диэлектрических потерь изоляции до сушки при длительном воздействии напряжения 10 кв;

д) испытание повышенным напряжением переменного тока с последующим вскрытием изоляции.

Диэлектрические потери измерялись на стержнях № 1, 2, 5 и 6 до испытания повышенным напряжением переменного тока, а на стержнях № 3, 4 и 7 — дважды: до и после указанных испытаний. При этом испытания повышенным напряжением производились по участкам стержней, образованных зажатием стержня стальными пресспланками длиной 50 см.

После испытаний повышенным напряжением участки изоляции стержней разматывались (вскрывались) и изоляция тщательно просматривалась (стержни выполнены были из микафолиевой гильзы типа Гефели). В других случаях стальные пресспланки применялись большей длины (до 180 см), что имитировало паз и предохраняло гильзы от разбухания при сушке, которая производилась током (общая длина прямой части стержня ~ 4 м). В табл. 1 приведены результаты измерений отдельных стержней.

В табл. 2 сведены данные удельных потерь в милливольттах в изоляции стержней, измеренные при различных напряжениях до испытания изоляции повышенным напряжением.

Из кривой ионизации стержня № 7 до сушки и после нее при температуре 20° С (см. рисунок) видно, что в процессе сушки $\text{tg } \delta$ снижается, а показания указателя частичных разрядов возрастают. Такое же явление наблюдалось и по другим стержням.

Кроме того, было замечено, что верхние слои изоляции участков стержней, расположенных ближе к неизолированной части, под действием напряжения претерпевают большие разрушения, чем участки, расположенные дальше от неизолированной части стержня, а также что следы теплового пробоя идут вдоль первых трех верхних слоев изоляции, от места максимальных градиентов по направлению к неизолированной части стержня. Несмотря на то, что непосредственно прилегающая к асбестовой изоляции меди бумага мокрая, на ней следов теплового пробоя не обнаружено. Это свидетельствует о том, что

Испытуемый объект	$t, ^\circ\text{C}$	$U, \text{кв}$	$\text{tg } \delta, \%$	$C, \text{мкжкф}$	$P, \text{вт}$	$V, \text{см}^3$	$P/V, \text{вт/см}^3$	Примечание
Стержень № 3, уч. 2, до сушки . .	47	8	32,8	1 310	8 600	900	9,6	
Стержень № 3, уч. 2, после сушки	20	3	7	3 430	670	3 600	0,185	Ток утечки: 15 сек. — 6 мка; 60 сек. — 2,8 мка
	20	9	9,7	3 500	8 500	3 600	2,35	
	59	9	22,0	4 950	27 500	3 600	7,7	
Стержень № 3, после 14 суток увлажнения при 45% влажности . .	16	3	7,3	3 230	670	3 600	0,185	Ток утечки при 16° С: 15 сек. — 2,5 мка; 60 сек. — 2 мка
Стержень № 3, после 20 суток увлажнения при 45% влажности . .	15	3	7	3 200	670	3 600	0,185	
Стержень № 5, до сушки	17	5	17	1 600	2 150	1 420	1,51	Ток утечки: 15 сек. — 113 мка; 60 сек. — 109 мка
	75	5	39,9	3 450	11 000	1 420	7,75	
Стержень № 5, после сушки	20	5	3,2	1 260	322	1 420	0,225	Ток утечки при 75° С: 15 сек. — 50 мка; 60 сек. — 39 мка
	75	5	28	2 680	5 960	1 420	4,17	
Стержень № 5, после 20 суток увлажнения при 60÷65% влажности	25	5	5,2	[1 280	523	1 420	0,37	Ток утечки при 25° С: 15 сек. — 11 мка; 60 сек. — 9 мка

Таблица 2

Объект испытания	Удельные потери при 5 кв, вт/см^3		Удельные потери при 8 кв, вт/см^3		Испытаемое напряжение, кв	Продолжительность испытания, мин.
	20°С	45°С	20°С	45°С		
Стержень № 1 . .	2,3	3,1	—	8,2	60	10
" № 2 . .	4	—	10,6	—	20	5
" № 4 . .	2,4	—	11	—	15	15
" № 5 . .	1,5	—	4,17	—	15	1
через 6 час. после начала сушки при 83° С	—	7,98	—	—	25	1
Стержень № 6 . .	1,32	—	4	—	15	10
" № 3, уч. 2 . .	—	—	—	9,6	20	1
" № 3, уч. 3 . .	—	—	—	12,2	15	1
" № 7 . .	0,305	—	—	—	33	60
" № 7 . .	—	—	—	—	48	30

Примечание. Обмотка генератора при 55° С и 5 кв имеет удельные потери, равные 0,285 вт/см^3 .

Вскрытие после испытаний показало:

Стержень № 1 — изоляция следов теплового пробоя не имеет.
Стержень № 2 — изоляция следов теплового пробоя не имеет.
Стержень № 4 — следы теплового пробоя на двух верхних слоях бумаги ($\text{tg } \delta$ увеличился на 20%).
Стержень № 5 — следов теплового пробоя в изоляции нет.
Стержень № 6 — изоляция следов теплового пробоя не имеет.
Стержень № 3, уч. 2 — следы теплового пробоя на трех верхних слоях бумаги.

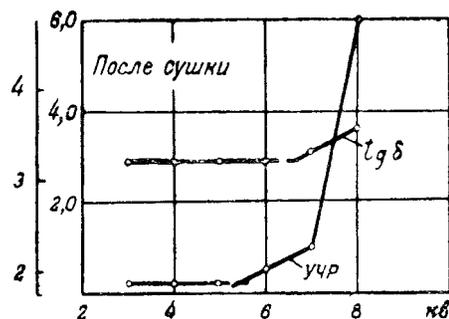
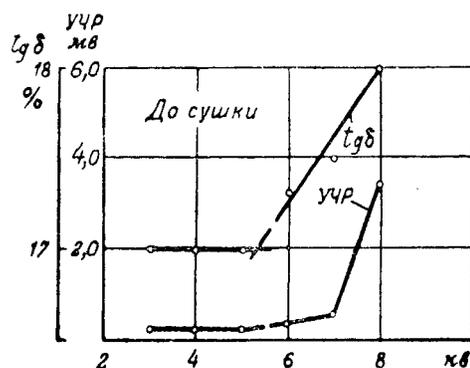
Стержень № 3, уч. 3 — следы теплового пробоя на четырех слоях.

Стержень № 5 — следов теплового пробоя нет.

Стержень № 7 — изоляция следов теплового пробоя не имеет как после испытания напряжением в течение часа, так и после испытания напряжением 48 кв в течение 30 мин. Поверхность изоляции после испытания имела температуру 28 ± 30° С при окружающей температуре 10° С. После испытания напряжением 48 кв было обнаружено вздутие слоев изоляции за обкладкой (накладывалась обкладка из угольной стали), так как изоляция имела нагрев на испытуемом участке, то холодная часть ее, не подвергавшаяся испытанию, препятствовала расширению.

в своей толще изоляция не имела больших диэлектрических потерь и нагрева, а также что разрушения в толще изоляции не происходило. Таким образом, главную опасность при сильном увлажнении составляет распространение канала теплового пробоя вдоль верхних слоев изоляции, от места выхода из паза по направлению к выводам генератора, особенно если стыки изоляции в лобовых частях недоброкачественно выполнены или имеют местные дефекты, выявившиеся в процессе эксплуатации.

Дополнительно были произведены следующие испытания:



1. Высушенные стержни № 1, 3 и 5 испытывались напряжением 25 кв в течение 15—20 мин. После испытания изоляция вскрывалась; осмотр показал отсутствие разрушений.

2. Стержень № 1 подвергался длительной сушке без пресспланок, изоляция его распухла, но несмотря на это, испытание напряжением 60 кв в течение 10 мин. не привело к пробоя изоляции. Прессшпановая гильза этого стержня была снята вместе с четырьмя слоями изоляции, после чего стержень был пробит напряжением 60 кв. Место пробоя оказалось не под обкладкой, а на расстоянии 40 ÷ 50 мм от ее края.

3. У стержня № 5 за 31 сутки пребывания в среде с влажностью от 50 до 65% диэлектрические потери увеличились на 75% (максималь-

ное значение удельных потерь достигло лишь $0,402 \text{ мвт/см}^3$.

4. У стержня № 6 за 27 суток пребывания в среде с влажностью 90% диэлектрические потери увеличились на 46% (максимальное значение удельных потерь достигло лишь $0,545 \text{ мвт/см}^3$).

Выводы

1. Длительно приложенное к изоляции стержней статора генератора напряжение 10 кВ не производит в ней разрушения, если удельные потери не превышают 3 мвт/см^3 при 20°C и 5 кВ (для данного типа изоляции).

2. Измерение диэлектрических потерь после остановки и перед вводом в эксплуатацию дает возможность судить о степени увлажнения изоляции и его опасности.

3. Генератор может быть включен в работу без подсушки в том случае, если: а) сопротивление изоляции и абсорбционные данные свидетельствуют о незначительном увлажнении изоляции; б) диэлектрические потери возросли не

более чем в 2 раза по сравнению с измеренными после отключения генератора при тех же значениях температуры и напряжения.

4. Учитывая, что изоляция обмоток имеет большой запас электрической прочности, испытание обмоток статоров генераторов, а также новых стержней на заводе-изготовителе должно производиться более высоким напряжением, чем это делается в настоящее время, так как это даст возможность надежнее выявить технологические дефекты, что следует учесть при пересмотре ГОСТ 183-41. К испытаниям же длительно хранившихся стержней необходимо относиться с некоторой осторожностью и производить их только в том случае, если имеется уверенность, что изоляция не увлажнена.

5. Профилактические испытания обмоток генераторов, несомненно, следует производить сразу после отключения генератора, причем из приведенного материала очевидно, что испытательное напряжение переменного тока, равное $1,5 \div 1,8 U_{\text{ном. лин}}$ в течение 1 мин., совершенно не опасно для сухой и здоровой изоляции.



Повреждения высоковольтной изоляции и мероприятия по их предотвращению

Инж. А. П. Карамзин

В последние годы в энергосистеме высоковольтная изоляция и электрооборудование регулярно подвергаются профилактическим испытаниям в соответствии с разработанными положениями и нормами. Изоляция проверяется перед вводом в эксплуатацию и в процессе эксплуатации. Такая проверка позволяет значительно повысить надежность и продлить сроки службы дорогостоящих аппаратов.

Несмотря на то, что система быстро росла, т. е. количество находящейся в эксплуатации изоляции и высоковольтных аппаратов из года в год увеличивалось, аварийность с изоляцией снижалась. За 7 лет (1943—1949 гг.) с изоляцией произошло 38 аварий и 132 случая брака. За последние 4 года по сравнению с периодом 1943—1945 гг. количество аварий в среднем снизилось на 50%, а количество случаев брака несколько возросло, что объясняется значительно, более полным учетом их.

Ниже рассмотрены конкретные случаи повреждения изоляции высоковольтного оборудования и указаны осуществленные мероприятия по их предотвращению.

Опорные изоляторы типа ИШД-10

Изоляторы типа ИШД-10 установлены главным образом на шинных сборках 10-кВ силовых трансформаторов электростанций. На подстанциях они установлены в небольшом количестве и эксплуатируются в основном на напряжении 6 кВ. Аварии и случаи брака с ними в 1942—

1943 гг. объяснялись механическими повреждениями, так как шины жестко крепились к изоляторам (отсутствовали температурные компенсаторы). После осуществления компенсации изоляторы испытывались два раза в год повышенным напряжением 42 кВ переменного тока в течение 1 мин.; при этом из 900 испытанных 22 было пробито, однако повреждения изоляторов в эксплуатации продолжали иметь место.

Повреждения изоляторов ИШД-10 обусловлены теми же дефектами, что и у изоляторов ШТ-30 и ШТ-35, т. е. неэластичным соединением массивной чугунной шапки и штыря с фарфором, но положение здесь ухудшалось тем, что изоляторы 10 кВ имеют только один фарфоровый элемент и штырь его находится на одном уровне с шапкой. Поэтому при сколе, растрескивании фарфора сразу происходит пробой с шапки на заземленный штырь.

Для предупреждения подобных аварий были осуществлены следующие мероприятия:

1. Изоляция всех шинных мостов силовых трансформаторов усилена вдвое путем установки колонок из двух изоляторов ИШД-10 (один изолятор на другой) с предварительной проверкой (расчетом) этих конструкций на динамическую устойчивость при коротких замыканиях.

2. На ряде сборок силовых трансформаторов на подстанциях изоляторы ИШД-10 заменены опорными изоляторами 35 кВ.

3. Поставлены температурные компенсаторы на длинных ошиновках и в ряде случаев между кабельными воронками и сборками. Установка

таких компенсаторов позволяет при съеме их производить испытания кабеля и ошиновки раздельно без риска механического повреждения фарфоровых изоляторов кабельных воронок.

4. На генераторных сборках блоков генератор — трансформатор защиты от замыканий на землю переведены с «отключения» на «сигнал».

Осуществление первых трех мероприятий требует большого количества изоляторов и рабочей силы, однако достигнутое при этом повышение надежности сборок, безусловно, окупается. После такой реконструкции сборок в системе не было случаев аварий и случаев брака с ними.

Следует отметить очень низкое качество выпускаемых Камышловским заводом изоляторов ИШД-10. У многих из них шапки и фарфор сидят криво. При испытании изоляторов повышенным напряжением до установки отбраковывается более 3%.

Опорные изоляторы типа ШТ-30 и ШТ-35

Общеизвестно, что изоляторы типов ШТ-30 и ШТ-35, армированные без демпфирующих прокладок и промазок, дефектны.

Все эти изоляторы один раз в квартал подвергаются контрольной проверке штангой и внеочередным — при резких изменениях температуры. Процент их ежегодной браковки очень высок (5 ÷ 6%) и имеет тенденцию роста.

С этими изоляторами неоднократно имели место аварии и случаи брака (падение колонок изоляторов при отключении разъединителей и пробой их при грозах).

Для предотвращения аварий и случаев брака с этими изоляторами выполнено следующее:

1. Осуществляется контроль их состояния штангой четыре раза в год и испытание повышенным напряжением переменного тока неконтролируемых штангой.

2. Все изоляторы старых выпусков на незагрязняемых подстанциях оборудованы «ловителями» — воротниками, предложенными Г. И. Лысаковским. В 1947—1948 г. такие «ловители» предотвратили несколько аварий.

3. Улучшена противогрозовая защита подстанций путем активизации искровых промежутков у тиритовых разрядников РТНМ-110/8 и РТИП-110 и уменьшения внешних искровых промежутков у РТ-110 на вводах и подходах к подстанциям.

4. На ряде наиболее ответственных подстанций 110 кВ эти изоляторы заменены изоляторами типа РС-2239 (на незагрязняемых подстанциях по четыре, а на загрязняемых — по пять изоляторов в колонке).

5. На подстанциях 35 кВ, где повреждения изоляторов типа ШТ-30 особенно опасны, они постепенно заменяются изоляторами типа ОС-35. На подстанциях, подверженных значительным загрязнениям металлургических и химических заводов, разъединители 35 кВ смонтированы на трех изоляторах в колонке, типа РС-2239.

6. На двух подстанциях, где часто производятся операции, осуществлена по предложению инж. Г. М. Марковича переделка приводов разъ-

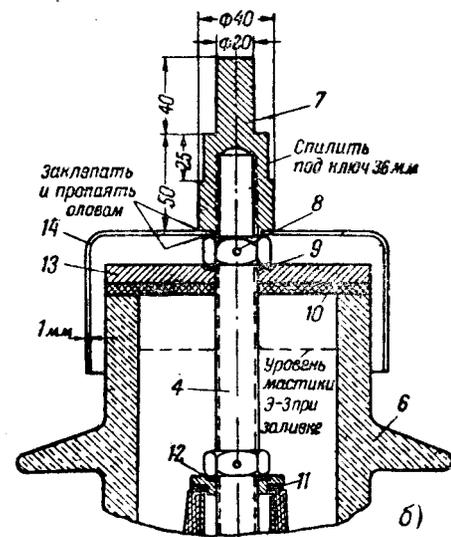
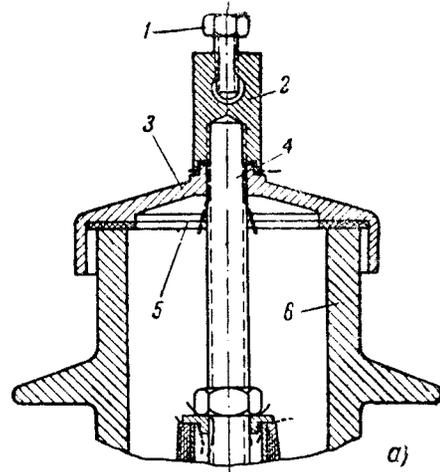


Рис. 1. Конструкция уплотнения верхней части ввода ВМ-35-Н заводского изготовления (а) и модернизированная энергосистемой (б)

1 — болт для зажима провода; 2 — зажим; 3 — колпачок из алюминиевого сплава; 4 — токоведущий стержень; 5 — прессишп или резина; 6 — фарфоровая рубашка; 7 — аппаратный зажим для подсоединения привода; 8 — стопорный винт; 9 — уплотнение на лаке; 10 — резиновая прокладка $\delta=6-7$ мм на бакелите или масляном лаке; 11 — прессишпаповая шайба на бакелите или масляном лаке; 12 — уплотнение на бакелитовом или масляном лаке; 13 — бронзовая шайба; 14 — колпачок из листовой стали.

единителей рубящего типа на червячные. Достигнутые при этом плавное включение и отключение снизили повреждаемость изоляторов.

Эксплуатационным персоналом замечено, что наиболее часто повреждаются изоляторы плохо отрегулированных разъединителей и тех, которыми часто производятся операции.

Для уменьшения вибрации разъединителей целесообразно усиливать их металлические конструкции, более тщательно проводить их регулировку и применять червячный привод.

Вводы ВМ-35-Н

Вводы ВМ-35-Н конденсаторного типа, на верхнюю часть которых надета фарфоровая рубашка и полость между бакелитом и фарфором заполнена мастикой Э-3.

В годы войны заводом поставлялись вводы низкого качества. На рис. 1, а представлена за-

водская конструкция, имеющая следующие недостатки: по путям, указанным пунктиром, внутрь втулки по поверхности шайбы засасываются влага и масло; отверстие в зажиме для укрепления провода часто не совпадает с направлением проводов, подводимых к масляному выключателю.

Во избежание аварии вводы подвергались в высоковольтной лаборатории переделке (рис. 1,б). У них заменялись головки, улучшалось уплотнение, прессшпан заменялся резиной на лаке; производилась в некоторых случаях перearмировка и у всех менялась мастика Э-3 на мастику этой же марки собственного изготовления.

Мастика Э-3 изготавливается системой из нефтестита № 5 (63%), имеющего температуру каплепадения 120°С, и трансформаторного масла (37%). Температура каплепадения Э-3 47 ÷ 50°С; температура растрескивания ниже —35°С.

Переделанные вводы не дали ни одного случая аварии или брака; с теми же, которые не переделывались, имели место случаи брака и аварий.

1-й случай. Вахтенный персонал подстанции заметил дым, выходящий из-под колпачка ввода. Осмотром было установлено, что мастика вспучилась, и после ее удаления обнаружена выжженная дорожка вдоль бакелита от штыря к фланцу (3×4 мм).

2-й случай. Ввод выпуска 1945 г. взорвался, при этом вышли из строя все остальные вводы выключателя. Осмотром было обнаружено:

1) конструкция литых головок вводов неудовлетворительна (рис. 1), возможно попадание влаги внутрь ввода;

2) некачественная заливка вводов битумной массой (отслоение массы от поверхности бакелита, трещины, каверны и воздушные полости в мастике); два ввода залиты мастикой Э-3 с температурой каплепадения 60°С;

3) некачественная армировка (у одного из фланцев в нижней части фарфора армировочный состав выкрошился ~ 40%), армировка бакелита во фланцах несимметричная.

3-й случай. Во время грозы в сети с заземленной нейтралью пробило ввод ВМ-25. Пробой произошел с верхнего колпачка, находящегося под фазовым напряжением, на заземленную станиолевую обкладку. В результате возникшего короткого замыкания вышли из строя все вводы выключателя, а также проходной изолятор и трансформаторы тока, находившиеся в закрытой ячейке.

У некоторых выключателей деионные решетки были слегка загрязнены мастикой, просочившейся из вводов; при вскрытии колпачков был замечен засос масла внутрь вводов.

Были случаи, когда в литых колпачках обнаруживались сквозные раковины, т. е. был прямой путь для проникновения влаги во вводы. У одного из выключателей, простоявшего до ввода в эксплуатацию 3 мес. на подстанции, при вскрытии головок оказалась во вводах влага, а некоторые контакты наворачивались на штыри только на 3—4 нитки. При перезаливке у одного из вводов обнаружено расслоение бакелита, вследствие чего мастика Э-3 проникла внутрь между слоями бумаги.

Качество вводов, выпускаемых в настоящее время заводом, значительно улучшено.

Для избежания аварий и повреждений были осуществлены следующие мероприятия:

1. Вводы, имеющие армированные цементом литые головки (ВМ-25 первых выпусков), а также выпуска военных лет, перезалиты мастикой Э-3 собственного изготовления; головки у них выполнены по рис. 1,б и улучшено уплотнение стержня в месте выхода его из бакелита.

2. Фарфоровые рубашки, склеенные цементом из нескольких частей, заменены цельнофарфоровыми.

3. Качество армировки вводов и уплотнений штырей после выплавки старой мастики проверяется на отсутствие течи, для чего вводы, заполненные доверху трансформаторным маслом, выдерживаются в течение суток.

Следует отметить, что фарфоровые рубашки для ВМ-35, выпущенные заводом «Изолятор» в 1948 г., склеенные глазурью из нескольких частей, оказались дефектными: у некоторых из них в местах склейки имелись щели, через которые при проверке текло масло.

4. При замерах токов утечки на выпрямленном напряжении по системе тяга — направляющие обязательно проводится измерение токов утечки у каждого ввода. При токе утечки, превышающем 15 мка при 30 кв, ввод бракуется. Введение такой отбраковки позволило выявить ряд вводов с неудовлетворительным состоянием мастики.

Следует отметить, что с вводами, подвергнутыми указанным переделкам, никаких ненормальностей при эксплуатации не наблюдалось.

Мастичные вводы ВМ-23-Ф и МКП-76

Из-за неудовлетворительного уплотнения вводы ВМ-23-Ф засасывают из бака выключателя масло. Наблюдались случаи вытекания мастики из-под колпачков в жаркое время года при больших токах нагрузки, а также растрескивание — разрыв верхних фарфоровых рубашек.

Один из вводов ВМ-23-Ф при напряжении 6 кв пробился на корпус, что привело к короткому замыканию на выключателе. Эти вводы были залиты весьма тугоплавкой мастикой.

Во время сильной жары ($t=+40^{\circ}\text{C}$) у выключателя типа МКП-76 внутренним давлением раскололо по всей длине на несколько частей наружную фарфоровую рубашку ввода. Разрушение произошло из-за расширения мастики, которая засосала масло из бака выключателя.

Для повышения надежности работы вводов МКП-76 предполагается заменить мастичные вводы конденсаторными.

Все вводы типа ВМ-23-Ф с неудовлетворительной и тугоплавкой мастикой при капитальных ремонтах выключателей вскрывались и перезаливались мастикой Э-3. Для перезаливки вводов на ток 1 000 ÷ 2 000 а рекомендуется применять более тугоплавкую мастику МБ-70.

Маслонаполненные вводы выключателей 110 и 35 кВ

1-й случай. Ввод 110 кВ типа М, забракованный по диэлектрическим потерям, ошибочно был оставлен в эксплуатации. Дважды взятое из него на анализ масло показало влагу, однако его не заменили (считали, что пробы масла были взяты неправильно). Ввод взорвался из-за внутреннего перекрытия.

2-й случай. Перекрыло по наружной поверхности (внутри выключателя) ввод 110 кВ Д жи и, установленный на выключателе типа МКП-153Д. За 6 мес. до этого выключатель отключил одно однофазное короткое замыкание и с момента последней ревизии имел 48 операций под напряжением, в том числе 15 под током.

В момент аварии выключатель был под напряжением только с одной стороны. На глазури ввода, имеющей слабо развитую поверхность (подобно вводам МКП-140 и МКП-153 первых выпусков), обнаружено большое количество весьма тонких разветвленных спекшихся дорожек, покрытых углеродом.

Осмотром всех вводов этого выключателя было установлено, что вводы, находившиеся под напряжением, значительно загрязнены углеродом, а находившиеся без напряжения, — почти не загрязнены.

Для предотвращения подобных перекрытий была осуществлена замена нижнего фарфора у вводов Д жи и МКП-140 и МКП-153 старых выпусков фарфором с развитой поверхностью.

3-й случай. У переделанного в 1939 г. из мастиконаполненного в маслонаполненный ввод Скарпо-Магнано 35 кВ, в 1948 г. полностью разорвало верхнюю фарфоровую рубашку. Осмотр показал, что надета на тоководущий штырь бакелитовая трубка имела сквозное отверстие, через которое и произошел пробой на заземленный экран. Образовавшееся при взрыве масляное дутье погасило дугу однофазного короткого замыкания.

В таблице приведены данные за ряд лет по отбраковке основных видов вводов 110 и 35 кВ по величине диэлектрических потерь, из которых видно, что наиболее высокий процент отбраковки падает на компаундные и конденсаторные вводы, что в основном обусловлено указанными дефектами их.

Результаты профилактических измерений диэлектрических потерь у вводов 110 и 35 кВ

Вводы	Номинальное напряжение вводов, кВ					
	110 кВ			35 кВ		
	Количество испытанных вводов	Отбраковано, %		Количество испытанных вводов	Отбраковано, %	
	негодные	неполноценные		негодные	неполноценные	
Маслонаполненные	746	0,26	3,9	76	—	1,3
Конденсаторные	169	3,6	7,7	1074	5,2	11,1
Компаундонаполненные	—	—	—	119	16,0	11,8

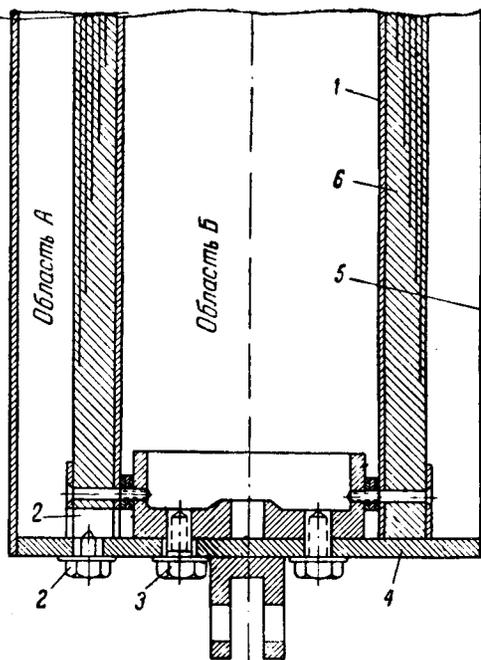


Рис. 2. Нижняя часть подвесного бумажно-масляного конденсатора 65 кВ завода «Изолятор».

1—бакелитовая труба—остов конденсатора; 2—пробка для отбора проб масла; 3—болт для крепления нижнего колпачка; 4—дно конденсатора; 5—металлический кожух; 6—бумажно-масляный конденсатор; 7—отверстие для сообщения области А с областью Б.

Подвесные конденсаторы 65 кВ завода «Изолятор»

Вследствие неудачного конструктивного выполнения верхней головки бумажно-масляные подвесные конденсаторы для высокочастотной связи и защиты изготовления завода «Изолятор» при эксплуатации часто подвергаются увлажнению. Отсутствие в течение двух лет контроля за качеством масла двух конденсаторов привело к их взрыву и пожару.

У одного из конденсаторов, имевшего высокие диэлектрические потери и удовлетворяющее нормам масло, взятое обычным образом, т. е. путем вывертывания на дне специальной пробки 2 (рис. 2). При вскрытии обнаружена влага, скопившаяся внутри бакелитовой трубы 1, не имевшей внизу вырезов, через которые должно осуществляться сообщение масла, находящегося в трубе, с областью, из которой оно отбирается для анализа.

У другого конденсатора наблюдался непрерывный рост диэлектрических потерь во время его сушки, что, как показал осмотр, было обусловлено растворением в горячем масле прокладки, изготовленной из немаслоупорной резины.

Для повышения надежности работы конденсаторов осуществляются следующие мероприятия:

- 1) качество масла проверяется два раза в год;
- 2) отбор проб масла берется вывертыванием болтов 2 и 3, указанных на рис. 2;
- 3) измерение диэлектрических потерь проводится ежегодно.

Осуществление этих мероприятий позволило выявить ряд увлажненных конденсаторов и предотвратить, таким образом, их повреждение.

Трансформаторы тока типа ТПФ

Учитывая большую надежность фарфора и простоту его эксплуатации, в системе было заменено большое количество бакелитовых трансформаторов тока 3 ÷ 6 кВ фарфоровыми. Такая замена оправдывается только при хорошем качестве трансформаторов ТПФ.

Качество же их (выпуска военных лет) очень низкое (фарфор трескается, армировка выкрашивается, некоторые коронируют или не выдерживают испытательного напряжения).

На промышленных предприятиях с ними не раз были аварии. На одной подстанции растрескалось 10 трансформаторов тока типа ТПФ. При осмотре закрытых распределительных устройств 6 кВ некоторых подстанций обнаруживали треснутые трансформаторы ТПФ. В 1948 г. только Горсеть забраковала и заменила новыми 19 таких трансформаторов.

Один трансформатор ТПФ-10, установленный в сети 6 кВ, через несколько месяцев эксплуатации пробило через толщу фарфора (в его цилиндрической графитированной части) на заземленный корпус.

При расколе фарфора у места пробоя обнаружено проникновение (по имевшимся в большом количестве трещинам) в массу фарфора на глубину 5—6 мм с обеих сторон графитового лака, которым покрыта цилиндрическая часть втулки, что резко снижало электрическую прочность трансформатора. В некоторых местах толщина фарфора без следов графита была равна 3 мм.

После внеочередных испытаний всех трансформаторов тока повышенным напряжением переменного тока (42 кВ переменного тока в течение 1 мин.), что привело к отбраковке 8,5%, повреждения их в эксплуатации не было.

Выводы

1. Систематически проводимые работы по профилактическим испытаниям, реконструкции и усилению высоковольтной изоляции позволили значительно снизить ее повреждаемость.

2. Повреждения высоковольтной изоляции в подавляющем большинстве случаев вызываются заводскими конструктивными дефектами, плохим качеством ремонта, неудовлетворительным надзором и недостаточной эффективностью профилактических испытаний.

3. Необходим тщательный анализ каждого повреждения изоляции и разработка противоаварийных мероприятий по каждому случаю.

4. При выявлении заводских дефектов у изоляции и электрооборудования необходимо немедленно ставить в известность заводы-изготовители, приглашать их представителей на разбор аварий и случаев брака с изоляцией.

Отсутствие претензий создает на заводах впечатление о доброкачественности их продукции; дефекты, выявленные эксплуатацией, своевременно не устраняются.

5. Необходимо заводам электропромышленности и научно-исследовательским организациям разрешить вопрос повышения надежности мастиконаполненных вводов и морозоустойчивых компаундов.

6. ЦНИЭЛ МЭС и ОрггрЭС необходимо обобщить опыт работы энергосистем и крупных предприятий по профилактике и повышению надежности работы изоляции и высоковольтного оборудования; разработать единые формы учета и отчетности по изоляции и новые, более эффективные и экономичные методы профилактики.

7. Техническому управлению МЭС необходимо:
а) пересмотреть устаревшие инструкции по профилактике высоковольтной изоляции и в кратчайший срок выпустить новые, в том числе методические указания;

б) организовать на одном из заводов МЭС или в научно-исследовательских организациях изготовление передвижных высоковольтных лабораторий, оснащенных современной аппаратурой;

в) организовать производство испытательных трансформаторов 0,22/100 кВ, отсутствие которых не позволяет испытывать повышенным напряжением изоляцию 35 кВ;

г) переиздать нормативы профилактических испытаний изоляции, увеличив на основании обобщенного опыта энергосистем сроки между испытаниями.



Режим работы сетей с малым током замыкания на землю

Канд. техн. наук И. А. Сыромятников

В Советском Союзе все сети 3—10 кВ и подавляющее большинство сетей 20 и 35 кВ работают с изолированной нейтралью или с применением дугогасящих устройств. Главное преимущество этих сетей заключается в возможности при повреждении на линии работать некоторое время с замыканием на землю одной фазы с тем, чтобы можно было, найдя поврежденное направление и обеспечив питание потребителей, отключить его для ремонта.

К сожалению, некоторые энергосистемы вместо того, чтобы использовать это преимущество, пошли по пути наименьшего сопротивления, широко применяя защиты от замыкания на землю, действующие на отключение, и заземляя наглухо нейтрали сетей 20 и 35 кВ.

Основным доводом противников работы с замыканием на землю одной фазы является возможность появления двойных замыканий на землю на других фазах сети, так называемых многоместных повреждений, из-за перенапряжений, вызываемых перемежающейся дугой. Переходы в междуфазовые замыкания в кабелях в месте замыкания на землю имеют место главным образом при токах замыкания на землю больше 50 А. Имевшие место в ряде электроустановок многочисленные случаи появления многоместных повреждений при замыканиях на землю на первый взгляд подтверждали высокий уровень дуговых перенапряжений и опасность работы с замыканием на землю одной фазы.

Правильное решение вопроса о режиме работы сетей с малыми токами замыкания на землю может дать анализ опыта эксплуатации. Такой анализ необходимо проводить как для сетей, где имели место многоместные повреждения, так и особенно в тех сетях, где таких повреждений не было, хотя замыкания на землю имели место. Только анализ опыта эксплуатации может помочь правильно решить поставленный вопрос.

В настоящее время можно считать установленным, что появление многоместных повреждений имеет место преимущественно в тех системах, где эксплуатация изоляции поставлена неудовлетворительно. В тех же системах, где регулярно и качественно проводятся планово-предупредительные ремонты и профилактические испытания изоляции повышенным напряжением,

работа с замыканием на землю одной фазы не приводит к появлению многоместных повреждений на других фазах.

Величина перенапряжений согласно испытаниям, проведенным ЦНИЭЛ МЭС, составляет порядка 2,5—3 от фазного напряжения сети, т. е. всего лишь 1,7 линейного напряжения. Такие перенапряжения, конечно, не могут представлять опасности для изоляции, которая регулярно испытывается повышенным напряжением. Весьма важно отметить, что величина тока замыкания на землю практически не влияет на величину перенапряжений.

Следует особо остановиться на оценке значения активного тока замыкания на землю. Существующее мнение о том, что наличие активного тока значительно снижает уровень дуговых перенапряжений, неправильно. В действительности активный ток лишь немного снижает величину перенапряжений. Совершенно недопустимой является практика создания активного тока там, где естественный емкостный ток мал (порядка нескольких ампер). В этих случаях увеличение полного тока замыкания на землю за счет добавления активного тока приводит к более частым переходам замыканий на землю в междуфазовые, особенно в кабелях в месте первого замыкания на землю и при перекрытии изоляции распределительных устройств.

Для защиты от замыкания на землю, действующей на сигнал, следует использовать емкостный ток. Имеющиеся дугогасящие устройства или часть их могут быть отключены и при появлении замыкания на землю включаться без выдержки времени. Собственного времени реле и выключателя будет вполне достаточно для приведения в действие защиты от замыкания на землю.

Недостатком этого способа является то, что при больших токах замыкания на землю возможен переход в междуфазовое замыкание.

Преимущество такого способа состоит в том, что при проходящих замыканиях на землю защита от замыкания на землю будет работать на поврежденной линии. Можно также нормально работать с включенным дугогасящим устройством и после появления замыкания на землю, кратковременно отключать его (на время, необходимое для работы защиты на сигнал). Еще

проще производить настройку устройства таким образом, чтобы остаточный ток был достаточен для работы защиты.

Для иллюстрации приведем данные о повреждениях при замыканиях на землю по нескольким электрическим системам.

В одной системе почти все случаи двойных замыканий на землю относятся к 1945 г. — году, когда состояние изоляции было на низком уровне вследствие недостаточного объема проводимых профилактических испытаний. После внедрения профилактических испытаний появления повреждений на других фазах не отмечалось.

По другой системе с 1943 по 1947 г. было 38 случаев замыканий на землю, в том числе 30 случаев длительностью до 30 мин. и 8 случаев длительностью более 30 мин. при величине емкостного тока от 20 до 120 *a*. Здесь не было ни одного случая множественных повреждений как в месте заземления, так и в других местах, даже при токах более 50 *a*.

В целом ряде случаев в сетях с большим активным током замыкание на землю одной фазы при перекрытиях изоляции распределительных устройств немедленно приводило к замыканию между фазами. После уменьшения величины тока замыкания на землю до ~ 10 *a* замыкания на землю проходили значительно спокойнее и случаев перехода в междуфазовые короткие замыкания не наблюдалось.

Техническое управление МЭС неоднократно указывало на необходимость и возможность работать с «землей» в сетях с изолированной нейтралью. Так, например, в инструкции по эксплуатации и ремонту генераторов указано на допустимость работы генераторов всех напряжений при заземлении одной фазы в сети.

В докладах автора на научно-технической сессии по обобщению опыта эксплуатации кабелей и кабельных сетей (23 марта 1948 г.) и на

научно-технической сессии по вопросам автоматики и телемеханики в энергосистемах (5 февраля 1949 г.) определенно ставился вопрос о необходимости отказа от защиты от замыканий на землю, действующей на отключение¹.

Следует считать вполне доказанным, что кратковременная работа с «землей» (1—2 часа) вполне допустима.

Для того чтобы избежать перехода замыкания на землю в кабеле в междуфазовое короткое замыкание, следует ограничивать ток замыкания на землю величиной не более 30 *a*. Для уменьшения токов замыкания на землю следует широко внедрять дугогасящие устройства.

Всем энергосистемам следует пересмотреть режим работы сетей напряжением 35 *kв* и ниже в соответствии с решением Технического управления МЭС СССР (см. «Сборник директивных материалов Технического управления МЭС СССР», электрическая часть, 1950 г.), рекомендуя снижать токи замыкания на землю путем разземления нейтрали применением дугогасящих устройств, выполнения защиты на емкостном токе и т. п.

Во всех случаях, когда защита от замыкания на землю действует на отключение, ее следует немедленно перевести на сигнал независимо от величины тока, не ожидая реконструкции.

Все активные сопротивления после появления заземления должны отключаться через время, достаточное для срабатывания защит от замыкания на землю.

Работа генераторов с изолированными нулевыми точками не представляет никакой опасности для их изоляции, что подтверждается многолетним опытом эксплуатации.

¹ См. «Электричество», № 10, 1948 г. и № 7, 1949 г. и «Электрические станции» № 3, 1948 г.



Новые условия выбора чувствительности защиты от замыканий на землю генераторов

Инж. Е. Д. Зейлидзон

За последние годы появились данные для существенного пересмотра условий выбора чувствительности защиты от замыканий на землю генераторов, действующей на отключение.

Как известно, раньше защита от замыканий на землю генераторов, работающих на общие шины генераторного напряжения, выполнялась только с реле максимальной мощности нулевой последовательности и со специальными устройствами для создания искусственного активного тока замыкания на землю. Первоначально чувствительность этой защиты принималась равной 8, 13 и 26% незащищенных витков обмотки статора, соответственно для генераторов напряжением 10, 5; 6,3 и 3,15 *kв*. Такая чувствительность задавалась, исходя из условия, что при напря-

жении ниже 500 *v* в месте повреждения дуга в машине практически не поддерживается.

Активный ток замыкания на землю, искусственно создаваемый для действия защиты, принимался равным 150—120 *a* при действии защиты от замыканий на землю в сети на отключение и 50 *a* при действии последней на сигнал. Большей частью защита от замыканий на землю в сети выполнялась с действием на отключение. Разрешалось не выполнять защиты от замыканий на землю при токе замыкания на землю в сети 5 *a* и меньше только для ответственных генераторов мощностью ниже 1 000 *kва*.

Следующим этапом было уменьшение чувствительности защиты до 30% незащищенных витков обмотки статора независимо от напряжения

(«Руководящие указания», 1941 и 1945 гг.). При этом разрешалось не выполнять защиты от замыканий на землю при токе замыкания на землю в сети 20 а (1941 г.) и 10 а (1945 г.).

Правильность понижения чувствительности защиты, первоначально принятого для ускорения ввода генераторов в условиях военного времени, а затем сохраненного с целью уменьшения величины активного тока, необходимого для действия защиты, была полностью подтверждена опытом эксплуатации. Следует отметить, что если уменьшение чувствительности защиты широко вошло в практику, то разрешение ввода генераторов без защиты от замыканий на землю при токах до 20 а и даже только до 10 а использовалось сравнительно редко.

Решение об уменьшении чувствительности защиты в свое время было, безусловно, положительным, но по своим результатам половичатым. Потребный активный ток уменьшался, но не до такой величины, при которой в сети можно было бы не ставить защиту от замыканий на землю, действующую на отключение, т. е. использовать преимущества работы сети с изолированной нейтралью. Случаи перехода замыканий на землю в междупазовые короткие замыкания при токах замыкания 60 ÷ 70 а и больше не исключались.

Как уже было указано выше, первоначально требования к чувствительности защиты от замыканий на землю генераторов ориентировались на условия возникновения дуги и опасность ее для машины (по объему повреждения изоляции обмотки и стали статора), исходя из величины напряжения на дуге. Соответствующие данные были получены при испытаниях, проведенных в искусственных условиях лабораторией им. Смурова. Однако, по существу, получилось так, что результаты этих испытаний, которые должны были дать объективные исходные данные для определения чувствительности защиты, фактически предрешались тем, что заранее принималось выполнение этой защиты с большими токами замыкания на землю.

Достаточно отметить, что после первых испытаний 1933 г. в 1939 г. проводились повторные испытания, задачей которых являлось установление возможности увеличения предельных токов замыкания, принятых в 1933 г. Мотивировалось это стремлением облегчить возможность выполнения надежно действующих защит от замыканий на землю в кабельных сетях.

В настоящее время в связи с новыми установками Технического управления МЭС следует пересмотреть вопрос о чувствительности защиты от замыкания на землю.

Новые требования к защите могут быть сформулированы следующим образом:

а) При естественном (емкостном) токе замыкания на землю 5 а и меньше должен выполняться только контроль изоляции.

б) При естественном (емкостном) токе замыкания на землю больше 5 а должна выполняться защита, действующая на отключение с чувствительностью порядка 5 а. Защита должна выполняться и в том случае, если емкостный ток компенсирован с тем, чтобы генератор был защищен в случае нарушения по какой-либо причине компенсации.

Таким образом, вопрос о чувствительности будет решаться не в зависимости от процента замкнувшихся витков, независимо от величины тока замыкания на землю, а исходя из ясного положения, что все замыкания на землю, начиная с определенной величины тока повреждения, должны отключаться.

Конечно, в выборе граничной величины тока — 5 а — имеется некоторая условность. Дальнейшие исследования, и особенно опыт эксплуатации, покажут, насколько правильно она выбрана.

До такой проверки длительной практикой, в тех случаях, когда из-за емкостного тока в сети больше 5 а будет выполняться защита от замыканий на землю, действующая на отключение, ее чувствительность не следует специально ограничивать величиной 5 а. Защита может быть оставлена, если это получается по ее выполнению (с учетом отстройки от емкостного тока генератора) с током трогания в 2 ÷ 3 а.

При изложенном решении вопроса значительно упрощается защита и повышается ее надежность. Улучшаются условия работы как генераторов, так и, самое главное, сети в результате того, что больше не будет применяться искусственное увеличение тока замыкания на землю вместо логически ясного и целесообразного стремления всячески его уменьшать.

При работе генератора в компенсированной сети (число таких сетей в ближайшие годы, безусловно, будет возрастать) действие защиты от замыканий на землю будет автоматически соотносываться с состоянием компенсации в момент повреждения. Число защищенных витков будет меняться в зависимости от величины тока. Эти условия, а также работа многих генераторов без защиты от замыканий на землю, в случае незначительного емкостного тока, сократят число внезапных отключений генераторов на электростанциях.

□ □ □

Рациональная эксплуатация энергетических масел

Е. Н. Домничева и инж. А. В. Кондаков

В 1940 г. по предложению Орггрэс (инж. В. С. Иванов) на Ивановской грэс были проведены опыты по регенерации трансформаторных масел при помощи передвижного адсорбера, заполненного силикагелем. Этим было положено начало рациональной эксплуатации трансформаторных и турбинных масел в Ивановской энергосистеме, не имевшей до 1940 г. установок для регенерации масел, если не считать бездействующей сложной и малопроизводительной некомплектной установки по методу «щелочь — земля».

Вначале регенерация трансформаторного масла производилась с циркуляцией слитого из аппаратуры масла через передвижной адсорбер, заполненный силикагелем, с использованием для подогрева масла печей сепаратора или фильтр-пресса.

В дальнейшем станция стала применять регенерацию масла без слива его из аппаратуры, при помощи того же передвижного адсорбера.

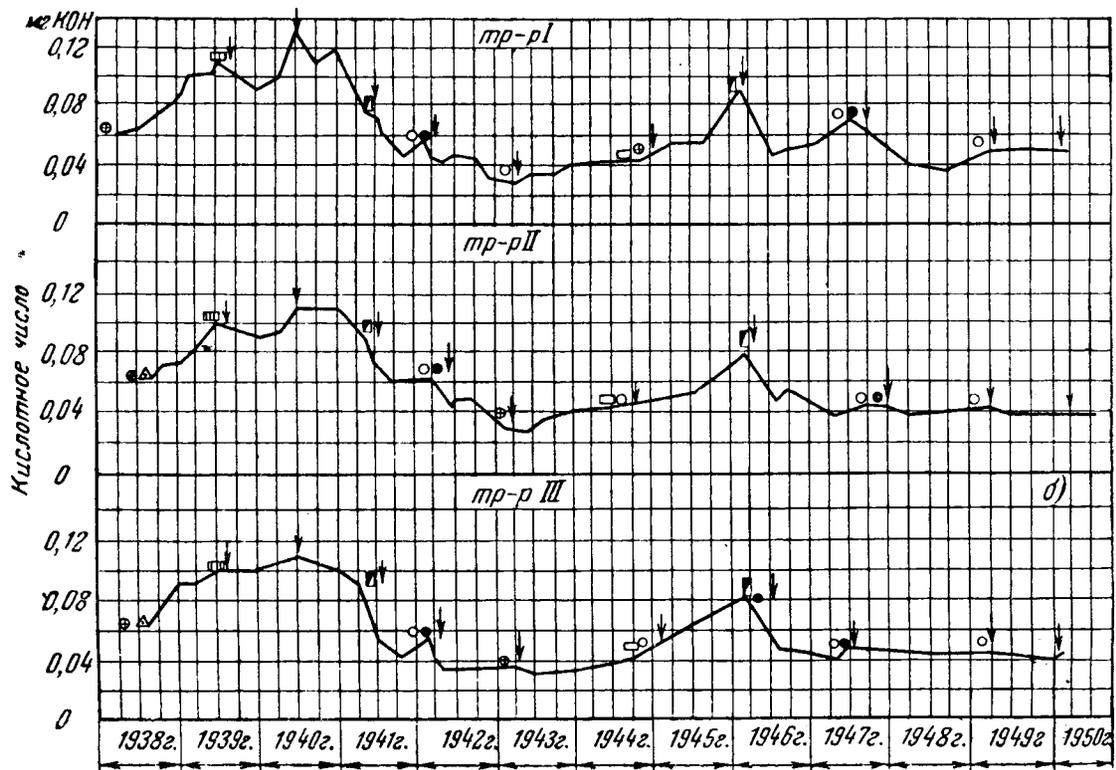
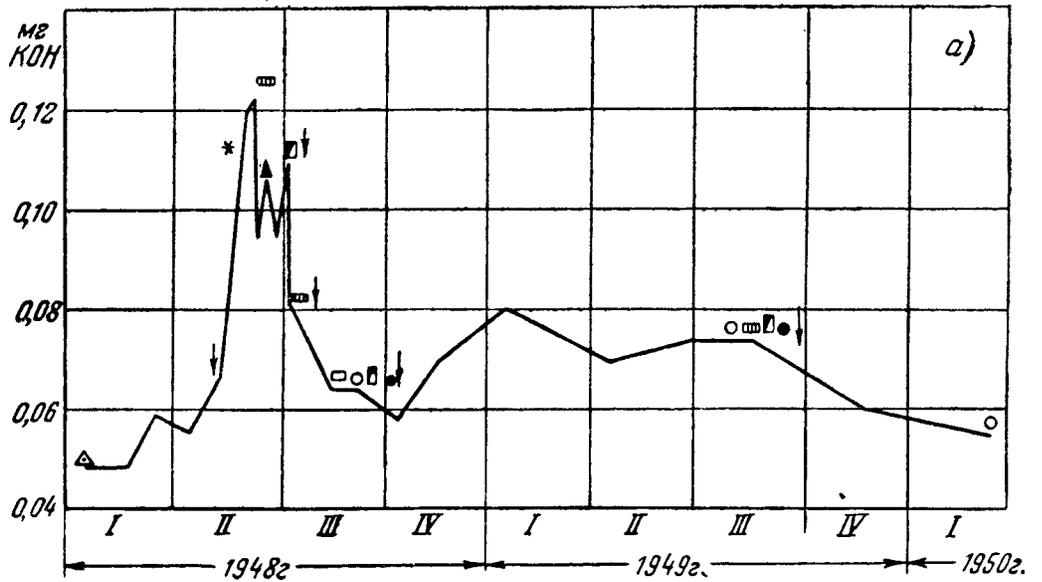
Эта схема регенерации масла благодаря простоте, надежности и скорости осуществления при отличных показателях регенеративного

Основные физико-химические показатели масла

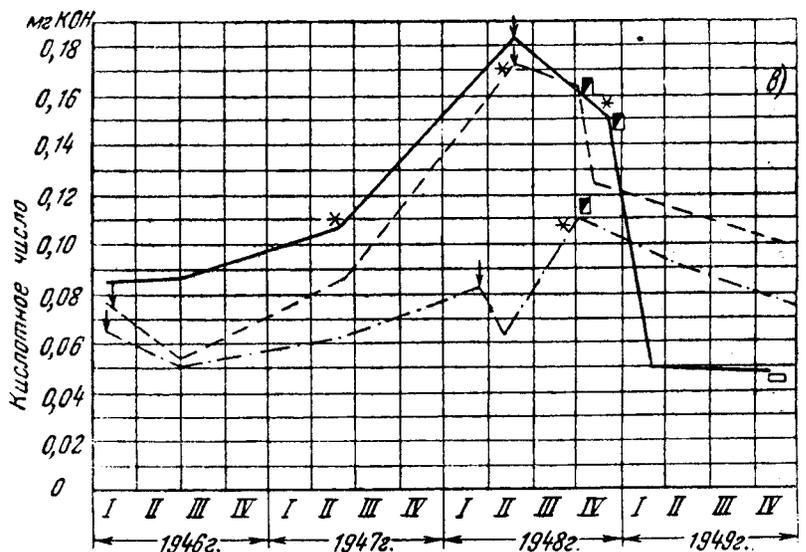
Время отбора пробы	Трансформатор I				Трансформатор II				Трансформатор III			
	Реакция	Кислотное число, мг КОН	Цвет и прозрачность	Пробивное напряжение, кВ	Реакция	Кислотное число, мг КОН	Цвет и прозрачность	Пробивное напряжение, кВ	Реакция	Кислотное число, мг КОН	Цвет и прозрачность	Пробивное напряжение, кВ
Январь 1938 г. Свежее масло из трансформаторов	Нейтр.	0,04	2, прозр.	48,0	Нейтр.	0,043	2, прозр.	45,6	Нейтр.	0,015	2, прозр.	46,0
Апрель 1941 г. До подключения фильтров	Нейтр.	0,094	4, прозр.	50,8	Нейтр.	0,089	4, прозр.	48,8	Нейтр.	0,099	4, прозр.	48,8
23/IV 1941 г. 5/XI 1941 г., из работающих трансформаторов	Нейтр.	0,019	4, прозр.	49,2	Нейтр.	0,043	3, прозр.	48,0	Нейтр.	0,043	3, прозр.	50,0
3/III 1942 г., из работающих трансформаторов	Нейтр.	0,062	4, прозр.	47,6	Нейтр.	0,056	3, прозр.	48,0	Нейтр.	0,057	3, прозр.	49,2
4/III 1942 г. 10/II 1943 г.	Нейтр.	0,035	3, прозр.	47,2	Нейтр.	0,03	2, прозр.	49,2	Нейтр.	0,035	2, прозр.	49,2
29/IX 1944 г.	Нейтр.	0,056	3, прозр.	48,8	Нейтр.	0,045	3, прозр.	52,0	Нейтр.	0,045	3, прозр.	51,5
29/IX 1944 г. 22/II 1946 г., перед включением фильтров	Нейтр.	0,08	4, прозр.	51,2	Нейтр.	0,08	3, прозр.	50,4	Нейтр.	0,08	3, прозр.	52,0
22/II 1946 г. 17/X 1946 г.	Нейтр.	0,047	2-3, прозр.	50,8	Нейтр.	0,04	2-3, прозр.	50,4	Нейтр.	0,049	2, прозр.	49,2
2/X 1947 г.	Нейтр.	0,07	3, прозр.	45,8	Нейтр.	0,054	3, прозр.	48,0	Нейтр.	0,05	2-3, прозр.	48,8
2/X 1947 г. 27/III 1948 г.	Нейтр.	0,043	3, прозр.	46,8	Нейтр.	0,01	2, прозр.	48,0	Нейтр.	0,043	2, прозр.	47,2
13/VIII 1948 г.	Нейтр.	0,039	2-3, прозр.	52,4	Нейтр.	0,039	2, прозр.	50,0	Нейтр.	0,039	2, прозр.	50,0
16/XII 1949 г.	Нейтр.	0,046	3, прозр.	48,0	Нейтр.	0,041	2-3, прозр.	48,0	Нейтр.	0,041	2-3, прозр.	50,4
4/VIII 1950 г.	Нейтр.	0,046	3, прозр.	45,6	Нейтр.	0,042	2, прозр.	44,0	Нейтр.	0,042	2-3, прозр.	46,4

Рис. 1. Графики работы масла в трансформаторах Ивгрэс.

а—трансформатор 40 тыс. квт, 10/110 кв; б—трансформаторная группа 3×10 тыс. квт, 6/110 кв (см. таблицу); в—трансформаторная группа 3×10 тыс. квт, 38/6 кв на подстанции.



- ✱ — появление кислой реакции водной вытяжки;
- △ — смена масла;
- ⊕ — ревизия трансформатора с выемкой керна;
- — ревизия трансформатора без выемки керна или ревизия втулки;
- ▲ — регенерация масла силикагелем;
- ↓ — доливка свежего масла, кг;
- ▣ — включение термосифонного фильтра;
- — отключение термосифонного фильтра;
- — смена силикагеля в фильтре;
- ▢ — фильтрация масла;



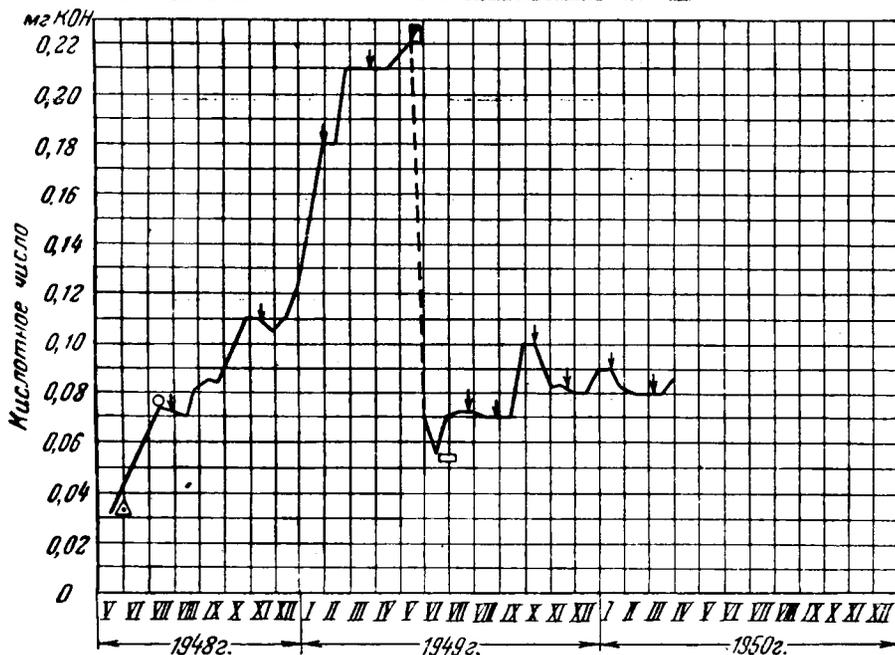


Рис. 2. График работы масла в турбине Ивгрэс. Обозначения те же, что и на рис. 1:

масла вскоре завоевала сторонников среди работников Ивгрэс. Поэтому передвижные адсорберы были скоро внедрены и на других предприятиях Ивэнерго.

Результат внедрения регенерации масла при помощи адсорберов, заполненных силикагелем, не замедлил сказаться на расходе трансформаторного масла.

Достаточно привести данные по Ивановской грэс. В 1938—1939 гг. на грэс почти все залитое в аппаратуру трансформаторное масло было обновлено (заменено). Такой же массовой смены масла следовало бы ожидать в 1946—1947 гг., но благодаря применению регенерации его силикагелем ежегодный расход на доливку и замену масла резко сократился, составляя около 2,6% к залитому маслу против 18% в 1940 г.

Снижению расхода свежих масел также способствовало применение термосифонных фильтров, которые в 1941 г., впервые в СССР, были установлены на всех трех фазах трансформаторной группы 3 × 10 тыс. кВа, 6/110 кВ.

В настоящее время все крупные трансформаторы Ивановской грэс оборудованы термосифонными фильтрами.

В таблице приведены основные данные эксплуатационных анализов масел указанной выше трансформаторной группы за период с 1938 по 1950 гг. (рис. 1,б).

Как видно из данных этой таблицы, трансформаторное масло, эксплуатирующееся в течение 12 лет при полной нагрузке трансформаторов, благодаря применению термосифонных фильтров не только не ухудшило своих первоначальных показателей, но даже улучшило их.

На рис. 1 приводятся графики работы трансформаторного масла в отдельных трансформаторах грэс. Рассмотрение этих графиков и приведенные выше цифры снижения эксплуатационного

расхода трансформаторного масла убедительно подтверждают громадное значение применения термосифонных фильтров с точки зрения надежности эксплуатации трансформаторов, а также экономии трансформаторного масла.

Характерным примером экономии является регенерация 50 т трансформаторного масла при помощи термосифонных фильтров в трансформаторе 40 тыс. кВа, 10/110 кВ на Ивгрэс (рис. 1,а). Трансформатор после восстановительного ремонта (частичная смена обмотки и расшировка сердечника) сушился масловаркой и масло после сушки имело явно выраженную кислую реакцию водной вытяжки при общем кислотном числе 0,12 мг КОН. После фильтрации масла (без слива) и подклю-

чения термосифонных фильтров оно через 3 мес. восстановило все свойства свежего масла и в течение ~ 2 лет сохраняет эти свойства при полной нагрузке трансформатора.

Термосифонные фильтры находят широкое применение и на других предприятиях Ивановской энергосистемы.

Установка на Ивгрэс специального аппарата для восстановления отработавшего силикагеля открывает широкие перспективы для экономичного использования последнего.

Опыт применения силикагеля для регенерации трансформаторного масла был распространен и на турбинное масло.

В настоящее время на Ивгрэс на всех действующих турбогенераторах установлены силикагелевые фильтры, периодически подключаемые параллельно к нагнетательному маслопроводу до маслоохладителя.

Эти фильтры, заполненные силикагелем (около 3% к весовой емкости масляного бака турбины), дают положительный эффект в отношении сохранения стабильности работающих турбинных масел без слива их из масляной системы и без останков турбины для регенерации или смены масла.

Последнее обстоятельство помимо экономической его ценности имеет решающее значение для сокращения сроков ремонта турбогенераторов (отпадает необходимость в чистке масляной системы), а также для удлинения межремонтного периода эксплуатации турбогенераторов.

График работы турбинного масла в одном из турбогенераторов Ивгрэс приводится на рис. 2.

Таким образом, применение силикагелевых фильтров во всех их разновидностях полностью разрешает вопрос рациональной эксплуатации турбинных и трансформаторных масел в энергетическом хозяйстве любого масштаба.



Вопросы безопасности при пофазном ремонте высоковольтных воздушных линий электропередачи

Инж. Л. Е. Небрат и инж. В. Н. Ясников

Одним из основных моментов, определяющих безопасность пофазного ремонта и допустимое количество бригад, одновременно работающих на линии, является установка заземлений на отключенном проводе.

Заземления, ограничивающие участок работ, устанавливались ранее на расстоянии 5 м одно от другого¹. В связи с этим на линии допускалась работа только одной бригады и номенклатура работ сильно ограничивалась.

Дополнительное изучение показало, что на линии может одновременно работать значительное число бригад и номенклатура работ практически ничем не ограничивается. Это нашло отражение в «Инструкции по производству работ пофазного ремонта высоковольтных линий электропередачи», утвержденной ЦК профсоюза рабочих электростанций и Техуправлением МЭС.

Установка заземлений при этом должна производиться с соблюдением определенных требований, сущность которых изложена ниже.

Общие требования к установке заземлений

На линии при пофазном ремонте должно быть установлено не менее двух заземлений с тем, чтобы при случайном обрыве одного из заземлений монтеры были ограждены от попадания под полный индуктированный потенциал (10—11 кВ для линий 110 кВ).

Установка заземлений должна удовлетворять двум основным требованиям.

1. Напряжение прикосновения как к проводу, так и к заземлению в нормальных условиях выполнения работ пофазным методом не должно превышать допустимой величины.

На основании полевых испытаний установлено, что эта величина не должна превосходить 30 в. Такое напряжение прикосновения монтерами не ощущается.

Соблюдение указанного выше условия проверяется при установке на отключенном проводе только одного заземления.

Прикосновение к проводу при снятии одного из заземлений запрещается. Прикосновение к проводу в этом случае должно рассматриваться, как

случайное и кратковременное. Поэтому величина напряжения прикосновения 30 в, на основании последующего опыта, очевидно, может быть увеличена, что облегчит установку заземлений на месте работ.

2. Напряжение прикосновения при однополюсном коротком замыкании на одном из включенных проводов не должно превышать 65 в. Эта величина выбрана в соответствии с нормами для производственных помещений, в которых рабочие имеют постоянное прикосновение к заземленным частям станков и машин.

Максимальный потенциал, допускаемый на заземлении, с учетом коэффициента прикосновения для сосредоточения заземлителей ($k = 0,75$) будет для обоих условий соответственно 40 и 87 в.

Применение этого коэффициента основано на том, что монтер практически не может коснуться с земли участка провода, имеющего максимальный потенциал. При опускании же провода расстояние до остальных проводов увеличивается, и потенциал снизится еще больше.

Метод двух заземлений

Как известно, продольная э. д. с., вызванная явлением электромагнитной индукции, определяется как

$$E = j\omega M \cdot I_{к.з} l,$$

где ωM — реактанс взаимной индукции;

$I_{к.з}$ — индуктирующий ток;

l — длина рассматриваемого участка линии.

Разность потенциалов между концами рассматриваемого участка провода

$$U_n - (-U_k) = U_n + U_k = E \left(1 - \frac{Z_n}{Z_k}\right) = k' \cdot E,$$

где U_n и U_k — потенциалы в начале и конце рассматриваемого участка;

Z_n — сопротивление провода;

Z_k — общее сопротивление контура, состоящего из провода, двух заземлений и участка земли между ними.

В практических условиях коэффициент k' близок к единице (порядка 0,985 ÷ 0,990). Поэтому

¹ См. «Сборник материалов по ОАПВ», Госэнергоиздат, 1946 г.

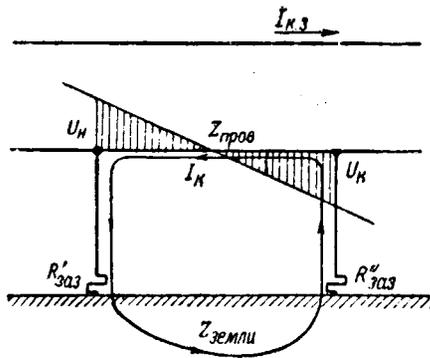


Рис. 1. Распределение потенциала вдоль отключенного провода при установке двух заземлений с одинаковыми сопротивлениями.

при определении условий безопасности пофазного ремонта можно считать, что

$$U_{н} + U_{к} = E.$$

При равенстве сопротивлений обоих заземлений (рис. 1), что обеспечивается замером потенциалов при их установке, максимальная величина потенциала на проводе при однополюсном коротком замыкании будет:

$$U = 0,5 \cdot \omega M \cdot l \cdot I_{к.з},$$

где l — расстояние по проводу между заземлениями;

$I_{к.з}$ — величина тока однополюсного короткого замыкания для данного участка линии;

ωM — реактанс взаимной индукции, $ом/км$.

При $U = 87$ в допустимое расстояние между заземлениями определяется из формулы

$$l_{доп} = \frac{175}{\omega M \cdot I_{к.з}}. \quad (1)$$

В эту формулу входит реактанс взаимной индукции ωM , величина которого не всегда поддается точному определению, поскольку приходится иметь дело с протеканием тока в земле, удельная проводимость которой (σ) изменяется в весьма широких пределах.

Однако при изменении σ от $0,1 \cdot 10^{-14}$ до $400 \cdot 10^{-14}$ CGS μ , т. е. в 4000 раз, величина ωM изменяется значительно меньше — от 0,480 до 0,215 $ом/км$ для линий с горизонтальным расположением проводов и расстоянием между последними в 4 м, т. е. всего в 2,2 раза.

Это дает возможность ввести в формулу (1) постоянную среднюю величину ωM , одновременно введя поправочный коэффициент, учитывающий возможные отклонения ωM от среднего значения.

Принимая $\omega M = 0,320$ $ом/км$ и вводя поправочный коэффициент 1,5, получим:

$$l_{доп} = \frac{360}{I_{к.з}}, \quad (2)$$

где $l_{доп}$, м; $I_{к.з}$, ка.

В практической работе удобнее пользоваться графиком $l_{доп} = f(I_{к.з})$, заранее построенным для каждой линии (рис. 2).

В зависимости от места работы на линии допустимое расстояние между заземлениями изменяется весьма значительно, что допускает

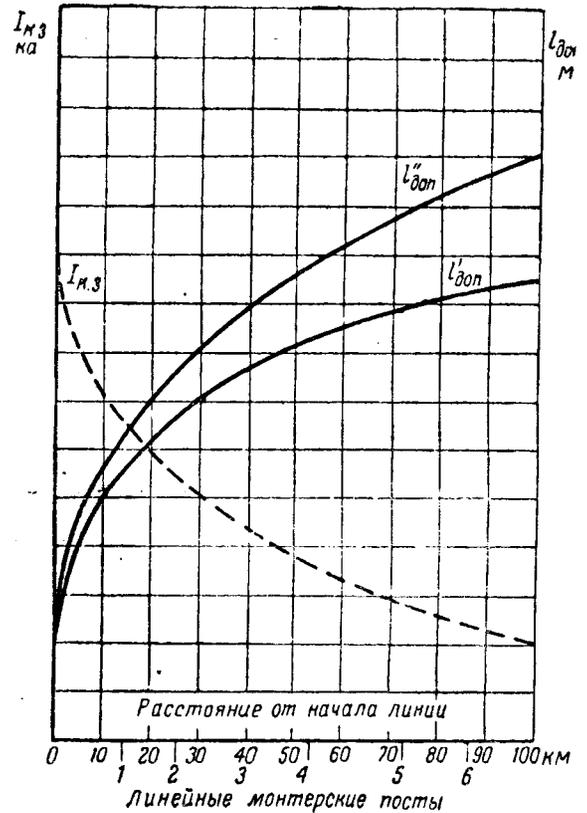


Рис. 2. График для определения допустимого расстояния между заземлениями в зависимости от места работы на линии.

$l'_{доп}$ — при заземленных нейтралей обоих трансформаторов на подстанции А; $l''_{доп}$ — при разземленной нейтрали трансформатора № 1 на подстанции А.

одновременную работу между ними нескольких бригад и дает возможность выполнять работы, связанные с опусканием провода в одном или нескольких пролетах.

При уменьшении величины $I_{к.з}$ появляется возможность одновременной работы нескольких бригад и в начале линии. Поэтому у оперативного персонала должны быть конкретные инструкции о порядке подготовки линии для пофазного ремонта, предусматривающие в необходимых случаях мероприятия по снижению $I_{к.з}$ путем отключения части заземлений нейтралей трансформаторов, выделение линии на питание от отдельных трансформаторов, изменения схемы сети и др.

Наличие данных о величине удельной проводимости грунта в районе трассы линии также может дать возможность значительного увеличения расстояния между заземлениями. Так, для района Москвы с радиусом в 50 км при $\sigma = 60 \cdot 10^{-14}$ формула (2) принимает вид:

$$l_{доп} = \frac{620}{I_{к.з}}.$$

Метод смещения опасного потенциала за пределы зоны работ

При работах в начале линии и при больших значениях токов однополюсного короткого замыкания может оказаться, что допустимое расстояние между заземлениями меньше длины пролета. В этом случае при необходимости выполнения

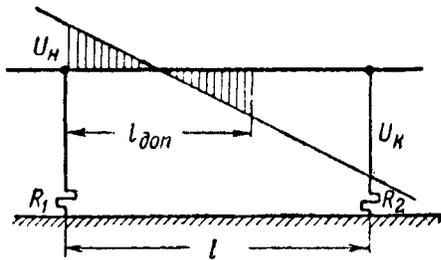


Рис. 3. Метод смещения опасного потенциала за пределы зоны работ.

работ в пролете, заземления могут быть установлены на опорах, ограничивающих данный пролет линии, но сопротивления этих заземлений должны соответствовать условиям формулы (3)

$$R_2 \geq R_1 \left(\frac{2l}{l_{доп}} - 1 \right), \quad (3)$$

где l — длина пролета линии, м.

При соблюдении этих условий потенциал на опоре, находящейся в зоне работ, уменьшится до допустимых пределов за счет увеличения потенциала на заземлении, установленном вне зоны работ (рис. 3).

Очевидно, что безопасная зона работ останется равной $l_{доп}$. Следовательно, оба заземления всегда могут быть установлены на опорах.

Границу безопасной зоны следует отмечать красным флажком.

Метод компенсации опасного потенциала при помощи трех заземлений

В тех случаях, когда необходимо выполнить работы, при которых указанные выше методы не могут обеспечить производства работ по длине участка работы, может быть применен метод компенсации потенциала при помощи трех заземлений (рис. 4).

При помощи дополнительных заземлений R_1 и R_2 , накладываемых на провод по обеим сторонам от заземления R_0 , установленного на месте работ, ток, проходящий через заземление R_0 , может быть полностью скомпенсирован и потенциал на нем будет равен нулю при любых значениях индуктирующего тока.

Полная компенсация будет при

$$\frac{l_1}{Z_1} = \frac{l_2}{Z_2}, \quad (4)$$

где Z_1 и Z_2 — полные сопротивления контуров I и II. В подавляющем числе случаев сопротивление провода и земли можно пренебречь.

Тогда

$$\frac{l_1}{R_0 + R_1} = \frac{l_2}{R_0 + R_2}. \quad (5)$$

Допустимые пределы отклонений от полной компенсации, когда потенциал на заземлении R_0 при коротком замыкании на одно из включенных проводов не превышает 87 в, определяются из формулы

$$R_2 = \frac{l_2}{\frac{l_1}{R_1 + R_0} \pm \frac{l_{доп}}{2R_0}}. \quad (6)$$

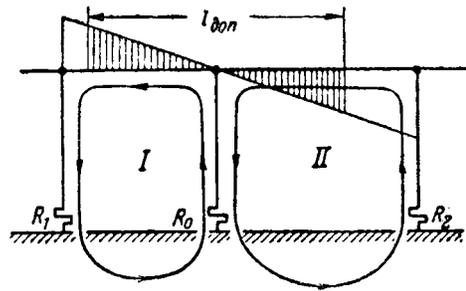


Рис. 4. Компенсация потенциала при помощи трех заземлений.

Зная величины R_0 и R_1 , можно по этой формуле определить необходимую величину R_2 .

Практически установка третьего заземления легко удовлетворяет условиям компенсации, поскольку величина сопротивления этого заземления может иметь весьма большие пределы, что видно из следующего примера.

Пусть $l_1 = 200$ м, $l_2 = 300$ м, $I_{к.з} = 6$ ка, $R_1 = R_0 = 30$ ом.

Необходимая величина R_2 может в этом случае иметь любые значения между 39 и 98 ом. Полная компенсация наступает при $R_2 = 50$ ом.

При отсутствии данных о величинах сопротивлений заземлений, например, когда работы должны производиться на участках линий, не имеющих заземляющих контуров для тросов или разрядников, и когда заземления должны выполняться самими ремонтными бригадами, определение величины сопротивлений необязательно. В этом случае достаточно сравнить величины попадания напряжения на забитых в землю заземлителях, используя для этого отключенный провод линии. Измерение производится в порядке, указанном в ранее опубликованном проекте „Правил безопасности пофазного ремонта“.

Тогда

$$\frac{l_1}{l_2} = \frac{R_0 + R_1}{R_0 + R_2} = \frac{U_0 + U_1}{U_0 + U_2}.$$

Подгонка компенсации производится уменьшением падения напряжения на одном из крайних заземлителей (R_1 или R_2) путем увеличения глубины его забивки или забивки дополнительного заземлителя. При $l_1 = l_2$, что возможно в большинстве случаев, полная компенсация будет при $U_1 = U_2$.

Компенсиционный метод был успешно применен в Кемеровэнерго при пофазной замене проводов на переходе линии 110 кВ через реку при длине переходного пролета 660 м и величине тока однополюсного короткого замыкания для данного участка линии 5300 а.

Выводы

Изложенные в настоящей статье методы установки заземлений при пофазном ремонте высоковольтных линий обеспечивают необходимые условия безопасности при одновременной работе на линии значительного количества бригад для выполнения любых работ.



Об эксплуатации блокировки разъединителей

Инж. М. П. Розенкоп

Для учета опыта эксплуатации установленных блокировок разъединителей с выключателями ОргрЭС в 1949 г. был разослан в ряд энергосистем МЭС опросный лист. Почти на все запросы были получены ответы.

В ответах энергосистем дается оценка разных типов блокировок, аппаратуры: выдвигаются новые вопросы, имеются сообщения о способах улучшения работы аппаратуры и о некоторых новых устройствах, разработанных самими энергосистемами. В данной статье приводятся систематизированные основные замечания энергосистем.

По системам блокировки

Для закрытых распределительных устройств с одиночной системой шин в энергосистемах применяются механическая замковая блокировка, электромагнитная блокировка с переносным ключом на постоянном токе, а также реечная механическая блокировка, непосредственно связывающая приводы выключателей с приводами разъединителей.

13 энергосистем указывают на применение замковой механической блокировки, 10 — электромагнитной и 6 — механической реечной блокировки. В Азэнерго применена электромагнитная блокировка с переносным ключом на переменном токе.

Отмечается положительный опыт эксплуатации реечной механической блокировки. Устройства в ней просты и надежны. Крымэнерго считает недостатком применяемых конструкций то, что положение реек не видно из коридора управления. Высказываются пожелания о выпуске типовых чертежей непосредственной механической блокировки. Эта работа в ОргрЭС проводится. Ввиду большого разнообразия конструкций распределительных устройств разрабатываются типовые элементы, блокировки, которые смогут применяться в большинстве случаев.

ИвгрЭС считает, что для простейших распределительных устройств с одиночной системой шин при наличии только шинных разъединителей, когда приводы разъединителя и выключателя находятся в одном помещении, установка блокировки не обязательна или же требуется надежная механическая блокировка.

В закрытых распределительных устройствах с двойной системой шин во всех опрошенных энергосистемах применяется электромагнитная

блокировка с переносным ключом. Наряду с этим значительное количество таких распределительных устройств имеет механическую замковую блокировку (13 из 27 ответов). В нескольких распределительных устройствах, имеющих дистанционное управление разъединителями, осуществлена электрическая блокировка в схеме управления. Имеются единичные установки пневматической блокировки на заграничном оборудовании.

Отдельные системы (Ленэнерго, Горэнерго) дают положительные отзывы и высказываются за применение механической замковой блокировки при условии выпуска доброкачественных замков. Основным преимуществом считается возможность выполнения блокировки без прокладки кабеля. Однако большинство энергосистем четко высказывается за применение только электромагнитной блокировки. Как принципиальный недостаток замковой механической блокировки отмечается сложность схемы операций и длительность их производства при переводе присоединений с одной системы шин на другую (Кемеровэнерго, Грузэнерго, Уфимэнерго). К недостаткам относят и большое количество замков при двойной системе шин.

В некоторых распределительных устройствах (Кемеровэнерго, Мосэнерго) с целью упрощения применена «неполная» механическая замковая блокировка. Не предусмотрена блокировка для предотвращения ошибок персонала при операциях по переводу присоединений с одной системы шин на другую.

В Кемеровэнерго в закрытом распределительном устройстве с двойной системой шин применена непосредственная реечная механическая блокировка, предложенная местными работниками. Блокировка предотвращает также возможность включения на короткую и по отзыву этой энергосистемы хорошо зарекомендовала себя. Недостатки ее — невозможность включения в схему линейных разъединителей, невозможность применения для открытых распределительных устройств из-за больших расстояний между приводами.

Электромагнитная блокировка принципиальных возражений не встречает. В качестве ее достоинств отмечают: универсальность; простота установки и производства операций при любой схеме первичной коммутации. Несколько организаций (Ивтэц, Ростовэнерго и др.) подчеркивает трудность применения электромагнитной блоки-

ровки из-за отсутствия кабеля. Горэнерго отмечает единичные случаи отказа в работе электромагнитной блокировки из-за плохого качества блок-контактов типа КСА.

К недостаткам электромагнитной блокировки в известной степени следует отнести увеличение протяженности сети постоянного тока, что соответственно увеличивает вероятность заземлений в ней. Орггрэс проведена предварительная работа по использованию для блокировки цепей указателей положения разъединителей и выключателей. Выявляется, что при помощи схем с ограниченным количеством реле можно в ряде случаев выполнить блокировку вообще без прокладки дополнительного кабеля и без установки дополнительных блок-контактов. Используемые в схеме блок-контакты цепей указателей положения контролируются со щита управления, чем предотвращается возможность отказа их в работе.

С точки зрения сокращения протяженности сети постоянного тока представляет также интерес опыт Азэнерго по осуществлению электромагнитной блокировки на переменном токе.

В открытых распределительных устройствах могут применяться только замковые блокировки — механические или электромагнитные. Ввиду отсутствия специальных замков наружной установки некоторые энергосистемы применили для открытых распределительных устройств блок-замки, применяемые в закрытых распределительных устройствах, защищенные кожухом той или иной конструкции. Результаты эксплуатации таких устройств — отрицательные: замки быстро ржавеют и выходят из строя. Подавляющее количество открытых распределительных устройств не оборудовано блокировкой из-за отсутствия подходящей аппаратуры. В настоящее время в Орггрэс разрабатываются ключ и замок электромагнитной блокировки для наружной установки.

На основании ответов энергосистем можно сделать общий как для закрытых, так и для открытых распределительных устройств вывод, что при двойной системе наиболее целесообразна электромагнитная блокировка. При малом количестве линий можно пойти на механическую замковую. При одиночной системе шин следует применять механическую замковую или электромагнитную блокировку. Схемы электромагнитной блокировки без дополнительного расхода кабеля и блок-контактов представляют для открытых распределительных устройств особо большое значение.

Приводим особо соображения Ивгрэс, которые сводятся к следующему: блокировка шинных и линейных разъединителей с выключателями в открытых распределительных устройствах, вообще говоря, желательна, но можно обойтись и без нее, так как положение разъединителей и выключателей наглядно видно оперирующему. Поэтому в открытых установках блокировку следует применять только в том случае, если она отличного качества и весьма надежно работает.

Возможность отказа от блокировки не подтверждается другими системами, которые, наоборот, указывают на актуальность разработки надежной блокировки для открытых установок

(Свердловэнерго, Кемеровэнерго, Днепровэнерго, Армэнерго, Азэнерго и др.).

По аппаратуре блокировки

Замечания энергосистем по основным типам аппаратуры, примененной для блокировки, заключаются в следующем.

Механические блок-замки с цугальным механизмом типа «Линк» выпускались до войны мастерскими Орггрэс, заводом «Электроаппарат», Читинским заводом МЭС, а после войны — заводом «Энергодеталь» МЭС. В настоящее время производство их прекращено. Замки установленные в большом количестве и в основном ими выполнена в энергосистемах механическая замковая блокировка.

В отдельных системах эти замки работают удовлетворительно, причем лучше других — замки Читинского завода. Но в большинстве энергосистем они плохо зарекомендовали себя и в ряде систем демонтированы. Основные их недостатки — замки недостаточно прочны, заедают, быстро изнашиваются, один ключ начинает подходить к разным замкам, можно вынуть ключ при включенном выключателе и т. п. Для наружной установки они оказались полностью непригодными из-за коррозии деталей. Установленные замки должны во многих случаях постепенно заменяться другими. За работающими замками следует организовать тщательный уход, так как при надлежащем уходе в ряде энергосистем они все же работают удовлетворительно.

Замечаний о плохой работе усовершенствованных Мосэнерго механических блок-замков конструкции Донбассэнерго не поступало, за исключением указания Ярэнерго о том, что секреты в них быстро срабатываются. Этот недостаток легко устранить в дальнейшем применением более твердой стали. Заводского производства замков не было. В ряде энергосистем они изготовлены по чертежам Орггрэс. В некоторых случаях применение этих замков ограничивалось из-за их большой длины. Орггрэс выпущены чертежи замка и ключа уменьшенных размеров.

Замки и ключи с подковообразным магнитом для электромагнитной блокировки, изготовлявшиеся до войны мастерскими Орггрэс, а затем заводом «Электроаппарат» в некоторых энергосистемах (Армэнерго, Азэнерго и др.) работают удовлетворительно. Однако от большинства систем поступили сведения о неудовлетворительной работе их, обусловленной плохой контактной системой. Наблюдаются случаи замыкания на корпус при надевании ключа на замок. Имели место случаи отказа в работе из-за того, что цепь на контактах не замыкалась.

В Ярэнерго контакты из замка и ключа были убраны, взамен их смонтирована питательная розетка у каждого замка, а от катушки выведен гибкий провод с нормальной вилкой, что устранило возможность замыканий и отказов в работе.

Опыт применения этой аппаратуры, помещенной в кожух, для открытых устройств дал отрицательные результаты: замки ржавеют и перестают работать.

Аппаратура (замок и ключ) электромагнитной блокировки для внутренней установки выпускает-

Заключение

ся заводом «Электропульт» МЭС. В основу ее положена конструкция Харэнерго и Донбассэнерго. По отзывам энергосистем эта аппаратура является лучшей из известных. Наряду с этим отмечаются недостаточная сила тяги ключа, ненадежность контакта между замком и ключом и недостаточная термическая устойчивость катушки ключа. Существенным недостатком является также и то, что ключ может быть снят с замка в любом промежуточном положении разъединителя или сетчатого ограждения, становится возможным из этого промежуточного положения произвести неправильную операцию, несмотря на наличие блокировки.

В настоящее время ОргрЭС совместно с заводом «Электропульт» разрабатывается новая модель, в которой перечисленные недостатки будут устранены.

Ряд энергосистем (Свердловэнерго, Кемеровоэнерго, Днепрэнерго, Армэнерго и др.) считает необходимым внедрение блокировки от включения на закоротку. Они указывают, что хотя такие аварии бывают редко, но последствия их могут быть весьма тяжелыми. Ленэнерго считает ненужным какие-либо дополнительные блокировки, так как это усложняет эксплуатацию. Мнение Ленэнерго не может рассматриваться, как достаточно обоснованное. Характерно, что некоторые энергосистемы (Горэнерго, Азэнерго, Кемеровоэнерго и др.) по своей инициативе разработали и применяют ту или иную систему блокировки от включения на закоротку. Конечно, эта блокировка, которой пользоваться приходится редко, должна быть простой и не усложнять нормальной эксплуатации.

Заслуживают внимания соображения ИвгрЭС о том, что блокировки от включения на закоротку должны разрабатываться в направлении полного отказа от переносных закороток вообще. Все места, в которых необходима установка закороток для безопасности ремонтных работ, должны иметь постоянные заземляющие ножи.

Присланный энергосистемами материал позволяет сделать следующие рекомендации:

1. В распределительных устройствах с одиночной системой шин при близком расположении приводов выключателей следует применять непосредственную механическую блокировку. При однополюсных разъединителях следует блокировать сетчатые ограждения.

В тех случаях, когда выполнить реечную блокировку конструктивно сложно, можно применять замковую механическую блокировку.

2. В качестве основного типа блокировки при двойной системе шин, а также при других сложных схемах первичной коммутации в настоящее время можно рекомендовать электромагнитную блокировку с переносным ключом. Следует продолжать работу по дальнейшему усовершенствованию этой блокировки в направлении уменьшения количества потребного кабеля и блок-контактов, а также по применению блокировки на переносном токе.

3. По механической блокировке для двойной системы шин должна вестись дальнейшая работа по упрощению схемы, уменьшению количества замков и упрощению операций при переводе присоединений с одной системы шин на другую. Применение «неполной» блокировки не может быть рекомендовано, так как в этом случае персонал, зная о наличии блокировки, на нее полагается и может, конечно, не запомнить те операции, при которых она не действует. В настоящее время замковая механическая блокировка может применяться при двойной системе шин для открытых устройств с небольшим количеством линий при условии разработки специальных замков открытой установки.

4. Нужно шире внедрять блокировку от включения на закоротку, для чего следует выпустить рекомендуемые схемы и чертежи конструкций.



ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

О качестве изготовления деталей котельных агрегатов

Наши электростанции получают от отечественной промышленности экономичные и надежные турбо- и котлоагрегаты, которые превосходят по своим основным показателям лучшие заграничные образцы. Все время повышается и качество изготовления отдельных деталей оборудования.

В последнее время котельные заводы поставляют котлоагрегаты, часть узлов которых отправляется потребителю в собранном виде — в виде готовых к установке блоков. Это в большей мере относится к прямоточным котлам. Тем не менее качество изготовления и отделки некоторых деталей оборудования таких котлоагрегатов оставляет желать много лучшего. Ликвидация дефектов и недоделок оборудования отнимает у монтажного персонала много сил и времени и подчас при позднем обнаружении недостатков нарушает нормальный ход монтажных работ.

Из практики монтажа установлено, что одним из частых недостатков является поставка деталей, представляющих зеркальное изображение требуемых (поставка правых деталей вместо левых, и наоборот). Так, для каркаса одного котла 51-СП Подольским заводом были поставлены колонны — КН-5 и КН-4, изготовленные полностью по обратной проекции к требуемым: на площадку поступила правая сбросная горелка вместо левой; повернутыми на 180° к требуемому положению оказались установленными детали на отдельных изделиях каркаса, поверхности нагрева и пр.

Подобные дефекты трудно обнаружить при осмотре оборудования, так как с первого взгляда деталь напоминает требуемую по чертежу.

При подробном разборе технической документации на обратные детали оборудования обнаружено, что причина, вызывающая указанный дефект, кроется не столько в небрежной приемке ОТК или невнимательности цеховых работников завода, сколько в недоработке технической документации.

Рабочие чертежи на колонны КН-5 и КН-4, оказавшиеся дефектными для котла 51-СП, отдельно не были выпущены. Чертежи были разработаны на колонны КН-3 и КН-6 с указанием, что КН-5 — обратна КН-3 и КН-4 — обратна КН-6. Пользуясь этими примечаниями на чертежах прямых изделий, цех должен был изготовить обратные изделия.

Известно, что при проектировании составление обратных проекций сложных деталей требует определенного навыка и большого внимания. В цеховых же условиях изготовление оборудования по обратным проекциям тем более является трудным. Цех часто или с самого начала изготавливает второй раз прямые детали, или в процессе изготовления сбивается с правильного пути и переходит на прямую проекцию.

В котлах с естественной циркуляцией очень часты случаи поставки водоподводящих и паропроводящих труб, изготовленных по обратной проекции, это получается также потому, что для изготовления как прямой, так и обратной (левой и правой) трубы выпускается один чертеж. Следует отметить, что переделка в монтажных условиях левых труб на правые, и наоборот, представляет большую трудность, так как обычно водоподводящие и паропроводящие трубы имеют сложную конфигурацию.

Чтобы избежать подобных ошибок, надо отказаться от призрачной экономии при проектировании, установив, как

правило, что как на прямые, так и на обратные им детали должны выпускаться отдельные рабочие чертежи.

Многочисленные переделки при монтаже вызываются неувязками в сопряжениях отдельных узлов, причиной которых являются также неувязки в чертежах и непродуманность конструкции узлов.

Ошибки и просчеты в размерах в выпускаемой Подольским и Таганрогским котельными заводами технической документации на котлы встречаются редко. Чаще встречаются случаи, когда чертежи на сопряжение узлов и деталей разработаны совсем без учета допусков на изготовление и монтаж изделий или назначенные конструктивные допуски не соответствуют характеру изделия.

Примером несогласованности конструкции узла с допусками на изделие может служить противозолозащитная защита змеевиков водяного экономайзера и переходной зоны, изображенная на рис. 1. Как видно из рисунка, противозолозащитная защита состоит из металлических изогну-

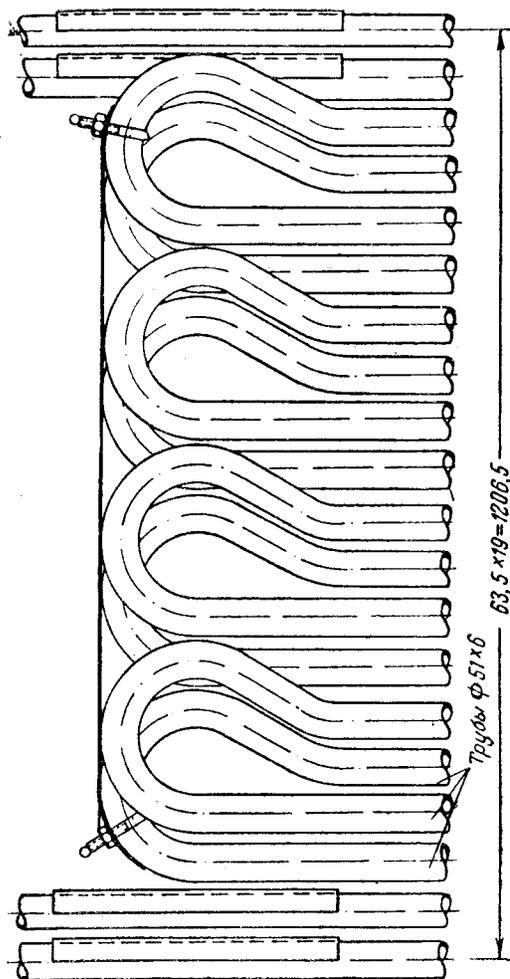


Рис. 1.

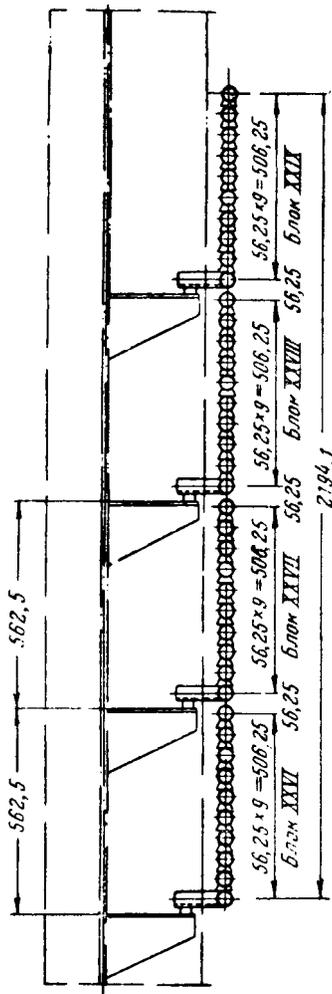


Рис. 2.

При монтаже нижней радиационной части предварительно установленные с максимально возможной точностью кронштейны (проверка была выполнена с помощью гидроуровня и стальной рулетки с миллиметровым делением) в большинстве были потом переставлены «по месту», так как блоки поверхности нагрева, имевшие допуск на высоте 2 ± 4 мм и стрелу прогиба до 5 мм, размещались то ниже, то выше ранее установленных кронштейнов.

Подобные неувязки допущены и в узле подвески змеевиков пароперегревателя, где обусловлена точность изготовления змеевиков и подвесных труб до 0,5 мм, в то время когда по техническим условиям на изготовление змеевиковых поверхностей соответствующие допуски доходят до 5 мм.

Переделки подобного рода, весьма многочисленные в настоящее время, могут быть сведены к минимуму, если при конструировании узлы котла будут критически оцениваться не только с точек зрения конструктивности, прочности, надежности и пр., но и точки зрения сборки узла.

В части выпускаемой Бюро прямооточного котлостроения и Подольским заводом технической документации следует сделать еще одно замечание. Не всегда на чертежах, где показаны сварные соединения, имеются указания о марках и качестве электродов или присадочной проволоки, которыми надлежит пользоваться, а также о технологии термообработки и пр.

Например, сварку постоянных опор радиационной части, выше холодной воронки, можно надежно произвести только специальными электродами, аппаратом постоянного тока при обратной полярности, так как привариваемые детали постоянных опор изготовлены заводом из аустенитной стали. На чертежах никаких указаний по сварке не было, вследствие чего монтажный участок установил очень поздно, что требуется приобрести специальные, не выпускаемые заводами Министерства электростанции и промыш-

ных щитов, прикрепляемых к затылкам змеевиков при помощи скоб.

На чертежах эта конструкция выглядит хорошо, так как затылки змеевиков расположены в одной плоскости. В натуре же вследствие того, что затылки змеевиков имеют отклонение от плоскости до 15—20 мм (определяющееся допуском на длину змеевика), щитки не устанавливаются у затылков змеевиков без значительных переделок. Благодаря тому, что вся конструкция противозолонзного устройства была заменена, монтажный участок был избавлен от больших переделок, которые к тому же обезобразили бы внешний вид узла.

Очевидно, в целях обеспечения строго равномерного расположения труб радиационной части поверхности нагрева котла по топочным стенкам все размеры в чертежах установки кронштейнов для опор блоков и в чертежах установки блоков даны с точностью до десятых долей миллиметра (рис. 2). Между тем, ясно, что в натуре при сборке и установке блоков такой точности достигнуть нельзя, так как допуски на наружный диаметр труб, кривизну труб и погрешность мерительного инструмента, каждый в отдельности, значительно превышают назначенную на чертеже точность расстановки кронштейнов и сборки блоков.

ленностью электроды, что задерживало на некоторое время работы по монтажу радиационной части котла.

Следует установить, что для всех ответственных (подлежащих сдаче Котлонадзору) конструкций на чертежах, где показаны вальцовочные, сварные и прочие соединения, кроме принятых ГОСТ обозначений соединений, должны иметься указания соответственно о степени развальцовки, качестве присадочных материалов и электродов, технологии термообработки и др.

Причина большей части заводских дефектов и недоделок оборудования заключается в слабом надзоре со стороны руководящего технического персонала и мастеров цехов за качеством продукции и в слабой работе заводского ОТК.

Так, в блоках радиационной поверхности и в змеевиковых поверхностях нагрева котла 51-СП был обнаружен массовый дефект в подготовке концов труб к сварке. До 70% всех концов труб имели скос кромок под $20-30^\circ$ вместо требуемого по чертежу $35-40^\circ$, много концов труб вообще не имело скоса кромок. На монтаже исправление этого дефекта могло быть произведено только вручную, так как для собранных в блоки труб и для змеевиков не мог быть применен станок, что привело к большому перерасходу рабочей силы и задержало монтажные работы.

Встречаются и такие трудно обнаруживаемые при монтаже дефекты, которые представляют аварийные очаги для котла. Так, при монтаже пароперегревателя в камере, изготовленной из хромомolibденовой стали, обнаружен был ниппель из углеродистой трубки с толщиной стенки на 2 мм меньше и с наружным диаметром на 4 мм меньше требуемого. Отверстие же в теле камеры было изготовлено для ниппеля нормальных размеров. В пароперегревателе этот ниппель, несомненно, оказался бы самым слабым местом и мог бы стать причиной аварии котла.

Нередко обнаруживаются и такие дефекты и недоделки, по характеру которых можно безошибочно установить, что руководителями цехов и заводских ОТК такое оборудование отправлялось потребителю в надежде на то, что недоделки будут ликвидированы силами монтажного участка.

На рис. 3 изображены петли потолочных труб. Сплошными жирными линиями показана конфигурация поступивших на площадку деталей, пунктиром показана конфигурация деталей по чертежу. Как видно из рисунка, достаточно беглого взгляда, чтобы обнаружить, что детали явно не окончены изготовлением, поскольку они даже отдаленно не напоминают готовую деталь.

Подвесные трубы пароперегревателя прибыли на площадку с неприваренными планками, установка которых должна быть произведена по указаниям на чертеже с точностью до 0,5 мм.

Эту трудоемкую и кропотливую работу (требовалось приварить очень большое количество планок и затем подвергнуть трубы гидроспытанию на 250 ат) завод, очевидно, постарался переложить на монтажный участок.

Также были переложены заводом на монтажный участок работы по изготовлению щелевых пылеугольных го-

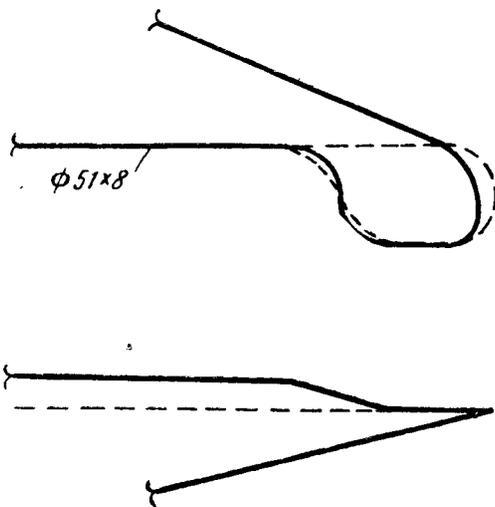


Рис. 3.

релок и шлаковых комодов гидрозолоудаления. Вместо собранных горелки и комодов на площадку прибыли ящики с заготовками и материалом.

Приходится мириться, когда в виде полуфабрикатов (заготовок) на площадку поступают выходящие за железнодорожные габариты изделия, например, сепараторы и циклоны пылеприготовления (да это и оговорено в технических условиях на поставку). Но такие мелкие сравнительно изделия, как горелки и шлаковые комоды, должны поступать с завода в законченном собранном виде.

Против такого рода дефектов и недоделок должна вестись непримиримая борьба со стороны Главкотлотурбпрома Министерства тяжелого машиностроения и со стороны соответствующих организаций Министерства электростанций.

Инж. Я. Э. Ривкин

Строительство каналов из сборных конструкций

Трест Севэнергострой осуществил строительство теплофикационных каналов и канала гидрозолоудаления из сборных конструкций.

Теплофикационные каналы из сборных элементов протяжением 2100 м были запроектированы в виде стенок из кирпича, днища из монолитного бетона и перекрытия из плоских железобетонных сборных плит (рис. 1).

Строительное управление перепроектировало монолитные конструкции каналов сборные. Кирпичные стенки каналов были заменены сборными бетонными блоками Т-образной формы (рис. 2, а)¹, а плоские плиты перекрытия — сборными железобетонными, но пятиугольной формы с двумя скатами для отвода поверхностной воды (рис. 2, б).

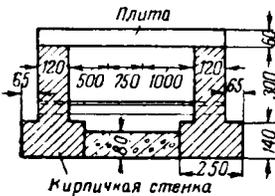


Рис. 1. Поперечный разрез теплофикационных каналов по проекту.

требуют квалифицированных каменщиков и подогрева инертных для раствора при отрицательных температурах.

Блоки из бетона М-90 с использованием боя кирпича или других недефицитных материалов изготавливаются малоквалифицированными рабочими в стандартной инвентарной опалубке.

Блоки изготавливаются централизованно на производственном предприятии, при механизированном приготовлении бетона, с уплотнением его вибраторами, с пропариванием в камерах для ускорения выхода готовых блоков. Готовые блоки развозятся по трассе и монтируются механизмами в любое время года.

Стенки каналов из сборных бетонных блоков не меняли поперечного сечения канала. Вес блока 128 кг.

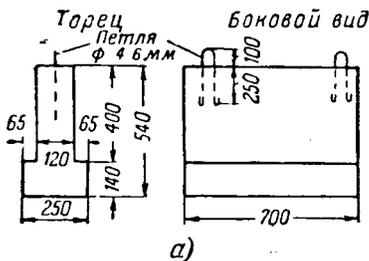


Рис. 2. Сборные железобетонные детали каналов. а — блок стенки; б — плита перекрытия.

¹ При замене кирпичных стенок бетонными следовало учесть возможность облегчения конструкции и получить за этот счет дополнительную экономию материалов. Р. е. д.

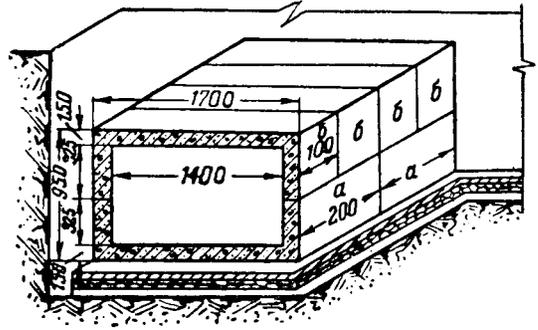


Рис. 3. Бетонные сборные блоки теплофикационных каналов.

Сооружение теплофикационных каналов из сборных блоков было осуществлено зимой 1948—1949 гг. Всего было изготовлено и смонтировано 6000 блоков.

Канал гидрозолоудаления был запроектирован из сборных конструкций. Длина канала 2300 м.

Взамен обычно применяющихся при возведении подобных каналов кирпичных стенок с бетонным днищем и верхней плитой перекрытия в данном случае были применены сборные бетонные блоки корытообразной формы (лотки) двух типоразмеров (рис. 3). Нижние блоки а по длине в два раза больше верхних б. Вес блока а — 1720 кг, блока б — 860 кг, всего требовалось 4200 блоков.

Летом блоки изготавливались на бетонном заводе строительства. Зимой же вследствие отсутствия на строительстве отапленного бетонного завода и пропарочных камер блоки изготавливались на заводе железобетонных изделий, откуда они доставлялись на стройплощадку.

Строительство канала из сборных элементов значительно упрощает его сооружение в условиях крупного города, при эксплуатирующихся городских проездах.

Работы по сооружению канала подтвердили полную целесообразность принятого решения.

Не останавливаясь на рассмотрении производства тех видов работ, организация которых не отличается при строительстве каналов в монолитном и сборном бетоне, а именно: земляных работах, водоотливе, подготовке основания, ограждении и др., следует лишь отметить, что к моменту установки блоков траншея на участке монтажа была уже вырыта до проектной отметки, подготовка основания закончена. Основная работа сводилась к установке блоков на место. Работа по монтажу выполнялась двумя рабочими с помощью порталного крана, оборудованного подвешенной на кошке талью (рис. 4).

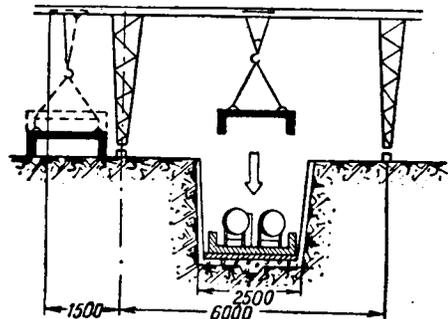


Рис. 4. Монтаж сборных блоков порталным краном.

Учитывая ширину траншеи около 2,5 м, размеры блоков и занимаемое ими место на бровке, был сконструирован кран грузоподъемностью 1,5 т пролетом в 6 м с консолью таких размеров, чтобы под краном могла пройти автомашина с погруженным на нее блоком.

Блоки снимались талью с автомашин и сразу же устанавливались краном в траншею. Кран использовался также для разгрузки автомашин с блоками при укладке их на бровку траншеи при развозке блоков по трассе.

В последующем этот же кран укладывал лежащие на бровке блоки непосредственно в траншею.

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Система смазки углеразмольных шаровых мельниц типа 287/470

Ново-Краматорский машиностроительный завод имени Сталина выпустил серию мельниц типа 287/470, у которых смазка подшипников осуществляется не непосредственно под давлением шестеренчатого электронасоса, а самотеком из расходного бака, расположенного на 10—11 м выше мельницы. В приемке около мельницы помещается бак-маслоотборник емкостью ~ 1 м³. В него стекает масло со всех подшипников мельницы. Шестеренчатый насос, помещенный в том же приемке, прокачивает масло из сборного бака сквозь фильтр в верхний расходный бак емкостью 0,6 м³.

Схема, позволяющая некоторое время работать при выключенном или остановившемся по каким-либо причинам насосе, имеет существенный недостаток: в расходном баке трудно стабилизировать уровень масла. Шестеренчатый насос подает масло под давлением до 2—3 ат по трубе диаметром 25,4 мм. Интенсивность заполнения зависит от степени открытия пробочного крана на всасывающей линии шестеренчатого насоса и от затяжки пружины перепускного клапана в корпусе насоса, сообщающего полость нагнетания с полостью всасывания.

С другой стороны, интенсивность расходования масла из верхнего бака зависит от степени открытия регулирующих смазку вентилях на подшипниках мельницы и от степени открытия вентиля диаметром 50,8 мм на общей расходной линии (вентиль по схеме часто бывает предусмотрен непосредственно под дном расходного бака).

Таким образом, стабилизация уровня масла в расходном баке зависит от степени открытия всей имеющейся в схеме многочисленной маслорегулирующей арматуры (до 12 единиц), расположенной в разных точках мельницы (9 шт.), в насосном приемке (2 шт.) и под баком (маслозапорная задвижка 50,8 мм). Поэтому стабилизация уровня требует от дежурного у мельницы большого внимания и времени, что все же не дает гарантии надежной, продолжительной устойчивости уровня. Требуется почти непрерывное наблюдение за указателем уровня верхнего бака, так как изменение степени открытия любого вентиля ведет к нарушению баланса масла и необходимости подрегулировки. Несвоевременно замеченное нарушение баланса масла может привести к довольно быстрому опорожнению или переполнению расходного бака. К тому же расходный бак, изготовленный НКМЗ, имеет при диаметре маслоподающей трубы 25,4 мм диаметр переливной трубы всего 19,0 мм.

Такое выполнение схемы не может считаться удовлетворительным. Эксплуатационный персонал станций обычно вынужден переделывать ее.

Как показывает опыт, с этой целью достаточно произвести следующие изменения в маслопроводах (см. рисунок):

- 1) задвижку 5 на расходной трубе ставить не под дном верхнего бака (как показано пунктиром), а внизу у дежурного машиниста;
- 2) маслоуказатель 6 от поплавка спустить вниз, в поле зрения дежурного у мельницы;
- 3) переливную трубу от верхнего расходного бака в нижний маслоотборник выполнить диаметром 50,8—63,5 мм вместо 19,0 мм.

Переделанная таким образом схема позволяет регулировать положение уровня и вести за ним наблюдение не-

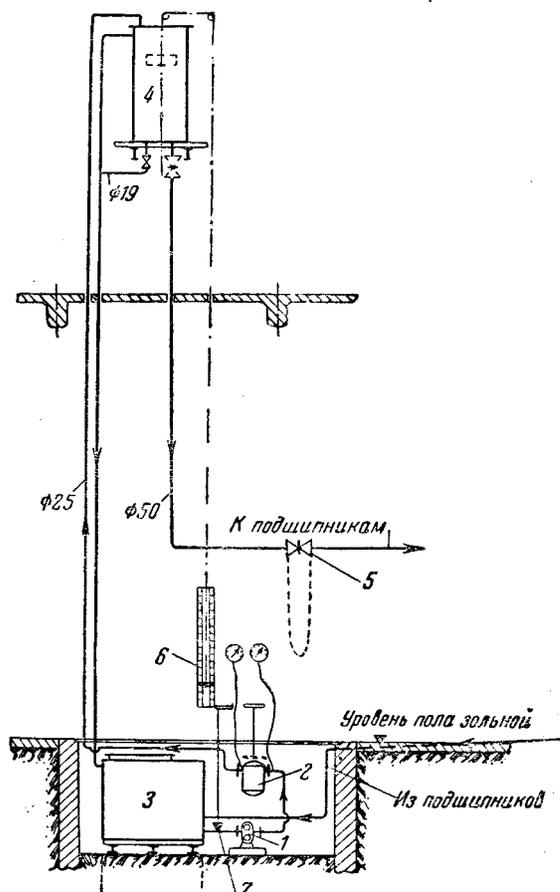
посредственно с рабочего места машиниста. При этом даже неустраненный во время перелива масла в нижний бак не вызовет опорожнения системы.

Для удобства обслуживания полезно осуществить следующие несложные мероприятия:

- а) манометры, показывающие давление масла до и после фильтра, смонтировать в поле зрения дежурного машиниста, а не в приемке на фильтре;
- б) маховичок (или рукоятку) пробочного крана на масловсасывающей линии насоса вывести выше металлического покрытия насосного приемка;
- в) то же относится и к маховичку масляного фильтра, предназначенному для периодического провертывания подвижных пластин фильтра при очистке фильтрующих шелей.

Все это избавит машиниста от необходимости лишней раз опускаться в тесный приемник. Все управление смазочной системой будет сосредоточено у него на одном уровне.

Наконец, нельзя считать удобной для эксплуатации и конструкцию нижнего, сборного, бака. Чтобы залить



1 — насос; 2 — фильтр; 3 — маслоотборник; 4 — расходный бак; 5 — регулировочная задвижка; 6 — маслоуказатель; 7 — пробочный кран.

или добавить в него масло, приходится сдвигать листы железного покрытия приямка и открывать большой люк в крышке бака. Для этого надо отвернуть несколько десятков болтов. Большой люк должен служить только для осмотра, чистки и ремонта бака внутри. Для заливки же и, особенно, для добавления масла, следует выполнить в нем отверстие меньшего размера (диаметром 250—300 мм). Горловину этого отверстия нужно вывести на уровень металлического покрытия приямка (сквозь него) и закрывать крышкой на 6—8 болтах.

В. М. Куломзин

ОТ РЕДАКЦИИ

При целесообразности наличия некоторого запаса масла в напорном баке и слива масла из всех подшипников в общий бак описанная схема усложнена по сравнению с ранее применявшейся централизованной системой для группы мельниц. Кроме того, совершенно неприемлема допускаемая заводом компоновка, при которой машинист должен у каждой мельницы вести непрерывное наблюдение за маслосказателем и все время регулировать открытие нескольких вентилей, расположенных на разных отметках.

Проектирующие организации (ТЭП, ЦЭМ и др.) не должны безоговорочно соглашаться с такого рода заводскими компоновками.

Работа турбины без облопачивания второй ступени

В практике эксплуатации случаи временной вынужденной работы турбин без облопачивания второй ступени не единичны. Отсутствие необходимых указаний в литературе по данному вопросу вызывает затруднения в выборе допустимого режима работы турбины, а подчас приводит к неправильным решениям.

Ниже дается теоретическое обоснование и рассматривается на конкретном примере режим работы турбин без второй ступени. Даются также обобщающие выводы.

При работе турбины без второй ступени диафрагмы и рабочие лопатки всех ступеней давления на всем диапазоне расхода пара от нуля до номинального значения перегружаться не будут. Лопатки же регулирующей ступени не будут перегружены только при определенных условиях, которые можно установить из следующих соображений. Расчетное паровое усилие от одного сопла, действующее на рабочие лопатки регулирующей ступени в тангенциальном направлении, при работе турбины с полностью открытым первым групповым клапаном, определяется из выражения

$$p_c' = \frac{L_{0,1}' G'}{u z_1} = \frac{427 \cdot G' h_{0,расч}' \eta_{0,1}'}{u z_1}, \quad (1)$$

где $L_{0,1}'$ — работа 1 кг пара на лопатках регулирующей ступени при полностью открытом первом групповом клапане;

G' — секундный расход пара через ступень;

$h_{0,расч}'$ — расчетное теплопадение в ступени;

$\eta_{0,1}'$ — к. п. д. на венце лопаток;

u — окружная скорость на среднем диаметре лопаток регулирующей ступени;

z — число сопловых каналов, питаемых первым групповым клапаном.

По условиям прочности лопаток первой ступени необходимо, чтобы паровое усилие одного сопла p_c' , действующее на них при работе турбины без второй ступени, было равно или меньше p_c , т. е.

$$p_c' \leq p_c. \quad (2)$$

При работе турбины без второй ступени усилие p_c' определяется из выражения

$$p_c' = \frac{L_{0,1x} G_x}{u z_x} = \frac{427 G_x h_{0,x}' \eta_{0,1x}'}{u z_x}, \quad (3)$$

где $L_{0,1x}$ — работа 1 кг пара на лопатках первой ступени при допустимом режиме работы турбины;

G_x — секундный расход пара через первую ступень, определяемый условиями прочности лопаток;

$h_{0,x}'$ — теплопадение в первой ступени, допускаемое условиями прочности лопаток;

$\eta_{0,1x}'$ — к. п. д. на венце лопаток;

z — минимальное количество сопловых каналов, питаемых полностью открытыми групповыми клапанами, которое нужно иметь в работе по условиям прочности лопаток.

Из уравнений (1) и (3) согласно условию (2) находим:

$$\frac{1}{z_x} G_x h_{0,x}' \eta_{0,1x}' \leq \frac{1}{z_1} G' h_{0,расч}' \eta_{0,1}'. \quad (4)$$

С достаточным для практических целей приближением можно положить $\eta_{0,1}' \approx \eta_{0,1x}'$; тогда получим:

$$\frac{1}{z_x} G_x h_{0,x}' \leq \frac{1}{z_1} G' h_{0,расч}'. \quad (4а)$$

При критических скоростях истечения пара из сопел и полностью открытых групповых клапанах

$$\frac{G_x}{z_x} \approx \frac{G'}{z_1}. \quad (5)$$

Следовательно, при работе турбины без второй ступени нужно при всех режимах по условиям прочности лопаток первой ступени иметь:

$$h_{0,x}' \leq h_{0,расч}'. \quad (4б)$$

Рассмотрим теперь практическое применение приведенных положений на конкретном примере.

Турбина одноцилиндровая активного типа имеет регулируемую двухвенечную ступень и семь ступеней давления. Свежий пар поступает через дроссельный клапан ко всем 103 соплам первой ступени, из которых 60 управляются шестью групповыми клапанами, открываемыми от руки.

Турбина развивает номинальную мощность при закрытом шестом групповом клапане.

Основные параметры турбины: номинальная мощность $P = 10\,000$ квт, скорость вращения $n_0 = 1500$ об/мин, давление свежего пара $p_0 = 12,5$ ата при температуре $t = 300^\circ \text{C}$; давление отработавшего пара $p_2 = 0,04$ ата; расход свежего пара при номинальной нагрузке $D_0 = 65$ т/час.

По эксплуатационным данным известно, что:

а) давление пара за дроссельным клапаном при полном его открытии и расходе пара 65 т/час — $p_1 = 11,0$ ата;

б) давление пара в камере регулирующей ступени при номинальной нагрузке $p_k = 4,0$ ата.

На рисунке дана выкопировка из IS -диаграммы теплового процесса турбин при номинальной нагрузке.

Располагаемое теплопадение в турбине

$$H_0 = i_0 - i_{1t} = 726,5 - 504 = 222,5 \text{ ккал/кг.}$$

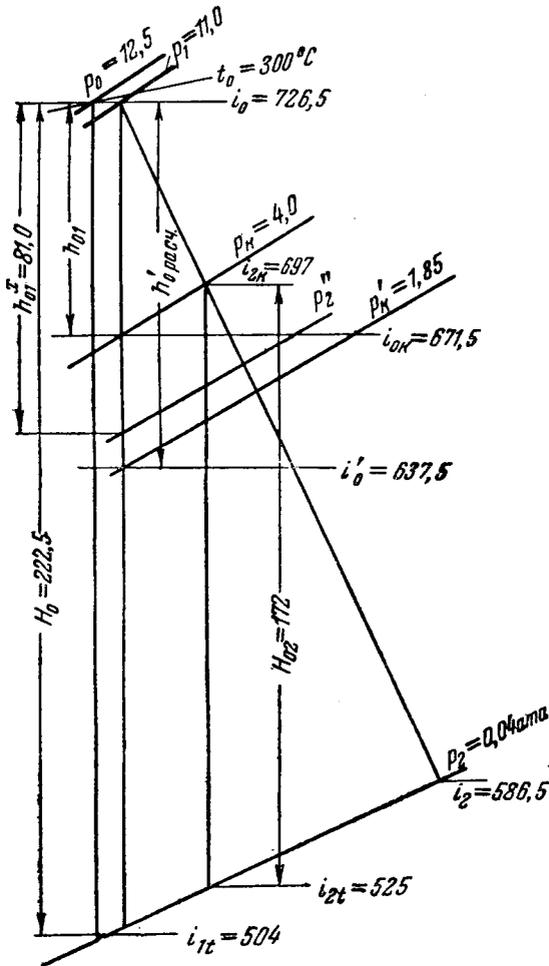
Внутренний относительный к. п. д. турбины определяем из уравнения

$$\eta_{0t} = \frac{860P}{D_0 H_0 \eta_m \eta_g} = \frac{860 \cdot 10\,000}{65 \cdot 000 \cdot 222,5 \cdot 0,98 \cdot 0,96} = 0,63,$$

где η_m и η_g — к. п. д. механический и генератора приняты по оценке.

Располагаемое теплопадение в первой ступени, при давлении пара в камере регулирующей ступени $p_k = 4,0$ ата, находим из IS -диаграммы

$$h_{01} = i_0 - i_{0k} = 726,5 - 671,5 = 55 \text{ ккал/кг.}$$



Максимальное теплопадение в первой ступени (оно же расчетное для паровых усилий на лопатки) будет при полностью открытом дроссельном клапане и всех закрытых групповых клапанах.

Расход пара через 43 сопла, питаемых непосредственно дроссельным клапаном, находим из соотношения

$$D_0' = \frac{43}{93} D_0 = \frac{43}{93} 65 = 30,0 \text{ т/час.}$$

При определении расхода пара D_0' было учтено, что шестой групповой клапан питает 10 сопел.

Давление пара в камере регулирующей ступени при закрытых групповых клапанах определяем из уравнения:

$$p_k' = \frac{D_0'}{D_0} p_k = \frac{30,0}{65,0} 4,0 = 1,85 \text{ атм.}$$

Располагаемое (расчетное) теплопадение в первой ступени между изобарами 11,0 и 1,85 атм получаем непосредственно из IS-диаграммы:

$$h_{0 \text{ расч}}' = i_0 - i_{0k}' = 726,5 - 637,5 = 89 \text{ ккал/кг.}$$

Давление пара перед соплами принято равным давлению при номинальной нагрузке, т. е. 11,0 атм.

Из условий прочности рабочих лопаток регулирующей ступени нужно обеспечить, чтобы при любом режиме располагаемое теплопадение в первой ступени не превышало 89 ккал/кг.

Определим теперь допустимость режима работы турбины с полностью открытым дроссельным клапаном. Для выяснения указанной возможности нужно найти располагаемое теплопадение во второй ступени при $D_0 = 65 \text{ т/час}$. Давление пара в камере первой ступени равно 4 атм. Тогда располагаемое теплопадение на последующих семи ступенях давления находим из IS-диаграммы (см. рисунок)

$$H_{02} = i_{2k} - i_{2t} = 697 - 525 = 172 \text{ ккал/кг.}$$

Коэффициент возврата тепла для ступеней давления принимаем $\alpha = 0,05$. Тогда суммарное располагаемое теплопадение в ступенях давления с учетом возврата тепла будет:

$$H_{02}' = (1 + \alpha) H_{02} = 1,05 \cdot 172 = 180,5 \text{ ккал/кг.}$$

Так как разница между средними диаметрами ступеней давления небольшая, то с достаточным приближением можно положить, что теплопадения в них одинаковы. При этом условии теплопадение во второй ступени находим из выражения

$$h_{02} = \frac{H_{02}'}{7} = \frac{180,5}{7} \approx 26 \text{ ккал/кг.}$$

Таким образом, при работе турбины без второй ступени и расходе пара 65 т/час теплопадение в первой ступени возрастет на 26 ккал/кг. Следовательно, располагаемое теплопадение в первой ступени при полностью открытом дроссельном и шести групповых клапанах составит:

$$h_{01}^x = h_{01} + h_{02} = 55 + 26 = 81 \text{ ккал/кг.}$$

Отсюда можно сделать вывод, что рабочие лопатки первой ступени при указанном выше режиме перегружаться не будут. Напряжения в лопатках первой ступени от паровых усилий при этом режиме даже понизятся по сравнению с расчетным приблизительно на

$$\Delta \sigma = \frac{h_{0 \text{ расч}}' - h_{01}^x}{h_{0 \text{ расч}}} 100\% = \frac{89 - 81}{89} 100\% \approx 9\%.$$

Таким образом, можно считать, что работа турбины без второй ступени при расходе пара 65 т/час допустима. Мощность турбины при этом несколько понизится за счет ухудшения к. п. д., так как в первой ступени будет срабатываться большее теплопадение при более низком к. п. д.

Снижение мощности турбины можно оценить по формуле

$$\Delta P = \frac{D_0 [h_0 (\eta_{01P} - \eta_{01P}') + h_{02} (\eta_{012} - \eta_{01P})]}{860}, \quad (6)$$

где η_{01P} и η_{01P}' — внутренние относительные к. п. д. первой ступени при расходе пара 65 т/час, соответственно при исправной проточной части и без второй ступени;

η_{012} — внутренний относительный к. п. д. второй ступени при расходе пара 65 т/час.

Если оценить к. п. д. $\eta_{01P} = 0,59$; $\eta_{01P}' = 0,50$ и $\eta_{012} = 0,70$ и подставить численные значения в формулу (6), то получим:

$$\Delta P = \frac{65 \cdot 000 [55 (0,55 - 0,50) + 26 (0,70 - 0,50)]}{860} = 600 \text{ квт}$$

На основании приведенных расчетов можно заключить, что работа рассматриваемой паровой турбины без второй ступени допустима при соблюдении следующих условий:

а) все групповые клапаны перед пуском турбины открываются полностью и находятся открытыми при всех режимах работы турбины; следовательно, турбина переводится на работу с чисто дроссельным регулированием;

б) предельная нагрузка турбины снижается на 500 — 600 квт ниже номинальной (наивыгоднейшим по экономичности режимом будет работа турбины при полном пропуске пара).

Выводы

Работа паровой турбины с сопловым регулированием без второй активной ступени или без двух-трех реактивных ступеней, следующих за регулирующей ступенью, допустима при соблюдении следующих требований:

а) расчетом определяется минимально допустимая нагрузка турбины, при которой $h_{0x} \leq h_{0 \text{ расч}}$, и число групповых клапанов, которые при этом должны быть полностью открыты;

б) предел допустимого изменения нагрузки турбины в эксплуатации должен находиться между минимально

допустимой нагрузкой и мощностью при полном расходе свежего пара;

в) целесообразно установить регулятор скорости на повышенное (процентов на пять) число оборотов, при этом повышение нагрузки турбины от нуля до $P_{мин}$ и снижение ее от $P_{мин}$ до нуля при запуске и остановке турбины нужно осуществлять при помощи стопорного клапана или запорной задвижки.

Инж. П. Н. Шляхин

Таблица для определения вакуума в зависимости от разности барометрического давления и давления в конденсаторе

Для измерения вакуума существует несколько совершенно различных по своим принципам приборов (вакуумметры). Наиболее часто встречаются: вакуумметры пружинного типа и вакуумметры, дающие показания вакуума в зависимости от изменения температуры обработанного пара, имеющие датчиком термометр сопротивления, и в качестве воспринимающего и показывающего прибора — милливольтметр.

Наиболее надежным прибором для измерения вакуума в эксплуатации считается ртутный вакуумметр. Однако показания его не отражают действительного давления в конденсаторе, так как сказывается влияние барометрического давления, изменяющегося в зависимости от атмосферных условий. Абсолютное давление в этом случае определяется общеизвестной формулой

$$p_2 = \frac{B - H}{735,5} \text{ атм,}$$

де B — барометрическое давление, мм рт. ст.;
 H — показатель вакуумметра, мм рт. ст.

Для нахождения действительного абсолютного давления необходимо при каждом определении вакуума по ртутному вакуумметру производить вычисления, которые для цехового персонала не всегда доступны.

Для облегчения определений абсолютного давления в конденсаторе можно рекомендовать таблицу, подобно разработанной автором и в настоящее время успешно применяемой на Челябинской тэц. Таблица составлена определением p_2 по указанной выше формуле и имеет следующий вид:

$B-H$	$P_2, \text{ атм}$	Вакуум, %
20,0	0,0272	97,28
20,5	0,0279	97,21

и т. д., через каждые 0,5 мм рт. ст. разности $B-H$.

Пользуясь таблицей, можно, не производя подсчетов, определять абсолютное давление в конденсаторе турбины и вакуум (в %). Для этого необходимо только вычислить разность между показаниями двух приборов — ртутного барометра и ртутного вакуумметра.

Инж. Л. А. Фукс

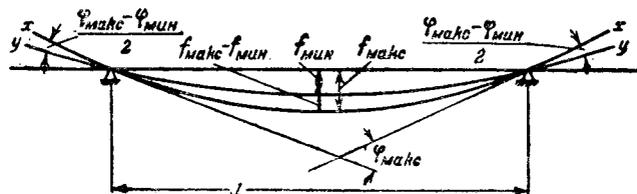
Неравномерная жесткость роторов двухполюсных генераторов

На бочке ротора двухполюсного генератора впадины для укладки обмотки расположены не по всей окружности. В силу этого жесткость ротора в осевой плоскости диаметральной оси «большого зуба» будет больше, чем жесткость в осевой плоскости, перпендикулярной диаметральной оси «большого зуба».

После укладки обмотка укрепляется в пазах продольными клиньями, что значительно увеличивает жесткость

и должно компенсировать отмеченную выше неравномерность жесткости.

У ряда генераторов, однако, неравномерность жесткости роторов достигает заметной величины. В этом случае у ротора генератора, уложенного на опоры (см. рисунок) в таком положении, когда плоскость максимальной жесткости ротора $y-y$ расположена вертикально, стрела упругого прогиба оси ротора от действия собственного веса будет равна $f_{мин}$, а в другом положении, когда плоскость минимальной жесткости ротора $x-x$ вертикальна, стрела будет равна $f_{макс}$.



За один оборот ротора стрела статического прогиба его оси будет менять свою величину дважды — от значения $f_{мин}$ до значения $f_{макс}$. В соответствии с изменением стрелы прогиба будут изменяться за один оборот дважды уклоны осей опорных шеек ротора к горизонту.

Стрела статического прогиба оси ротора пропорциональна углу, на который ось одной шейки ротора поворачивается в результате прогиба относительно оси другой шейки. Этот угол φ назовем углом прогиба ротора.

Угол прогиба ротора может быть определен при помощи измерения уклона оси шеек к горизонту уровнем «Геологоразведка» (одно деление уровня соответствует углу 1:10 000).

Если уклоны осей шеек к горизонту направлены в разные стороны, то угол прогиба равен сумме углов уклона к горизонту осей обеих его шеек; если они направлены в одну сторону, то угол прогиба равен разности этих углов.

Стрела прогиба оси ротора и соответствующий угол прогиба ротора, измеренный в делениях уровня «Геологоразведка», находятся в соотношении

$$f = 0,0125 \varphi l,$$

где f — стрела прогиба, мм;

φ — угол прогиба в делениях уровня «Геологоразведка»;

l — расстояние между опорами ротора, м.

Измерение уклонов осей шеек к горизонту дает возможность определить угол прогиба и стрелу прогиба ротора, а разница $f_{макс} - f_{мин}$ или $\varphi_{макс} - \varphi_{мин}$ — оценить величину неравномерности жесткости ротора в линейных и угловых единицах. Второй способ определения неравномерности жесткости ротора генератора заключается в двукратной проверке центровки его оси по отношению к оси ротора турбины или возбuditеля (не имеющих неравномерности жесткости).

При первой проверке центровки осей этих роторов центровочную скобу следует установить в плоскости «большого зуба»; а при второй проверке — сместить скобу на 90°. Разница в угловых положениях осей роторов при обеих проверках дает величину неравномерности жесткости ротора генератора по одной его шейке.

Автор произвел проверку неравномерности жесткости роторов генераторов типов Т2-100-2 и Т2-25-2 при помощи уровня «Геологоразведка» и центровкой осей роторов и определил обоими способами, что разность уклонов опорных шеек в плоскостях максимальной и минимальной жесткостей для первого случая составляет около 1 деления уровня, а для второго — около 0,4 деления.

Интересно отметить, что в обоих случаях плоскость минимальной жесткости ротора проходила через диаметрально ось «большого зуба» ротора.

Объяснение этого заключается в том, что в данных случаях увеличение жесткости ротора в плоскости, перпендикулярной «большому зубу», за счет забивки клиньев в пазы оказалось чрезмерным.

Приведенные данные нельзя полностью распространить на однотипные агрегаты, так как неравномерность жест-

кости зависит от многих технологических факторов в изготовлении ротора.

При анализе виброграмм, снятых на подшипниках генераторов, часто обнаруживается составляющая второй кратности по отношению к рабочей скорости вращения. Причиной появления в вибрациях генераторных подшипников составляющей второй кратности часто является неравномерная жесткость ротора генератора.

Иногда составляющая вибрации двойной кратности оказывается больше вибрации основной частоты. Ускорение вибрации двойной частоты, как известно, в 4 раза больше ускорения вибрации такой же амплитуды, но основной частоты. Поэтому при наличии сравнительно небольшой вибрации двойной частоты, с амплитудой порядка 0,05 — 0,07 мм, уже отмечается повышенный износ контактных колец, коллекторов и щеток.

Вибрация двойной частоты у подшипников генератора и консольного возбудителя чаще всего является следствием влияния неравномерной жесткости ротора генератора.

Если неравномерность жесткости ротора генератора значительна, то возникают особые требования при проведении центровки по вертикали с сопрягаемым ротором турбины и возбудителя. Наилучшая в этом случае будет такая центровка, при которой ось ротора турбины или возбудителя совпадает по вертикали со средним положением оси ротора генератора.

Это условие оптимальной центровки можно выполнить автоматически, если при проведении этой операции центровочные скобы устанавливать в плоскости «средней» жесткости ротора генератора, т. е. плоскости, расположенной под углом 45° к оси «большого зуба» бочки ротора. Такой прием рекомендуется к применению в тех случаях, когда неравномерность жесткости ротора генератора достигает ощутимой величины, могущей быть определенной уровнем «Геологоразведка».

Инж. Н. Ю. Рейнман

Влияние гистерезиса двигателей питателей пыли на настройку регулятора топливо — воздух

При наладке регулятора воздуха системы ЦКТИ было обнаружено, что на работу пылепитательной установки в значительной мере влияет гистерезис стали двигателей питателей пыли (двигатели ПН-85 Троицкого и Харьковского заводов).

На рис. 1 приведена характеристика, которая является усредненной для группы двигателей питателей пыли. Характеристики снимались на десятих питателях пыли непосредственно по положению контактов групповых реостатов.

Как видно из графика, зависимость между скоростью вращения двигателей и положением группового реостата

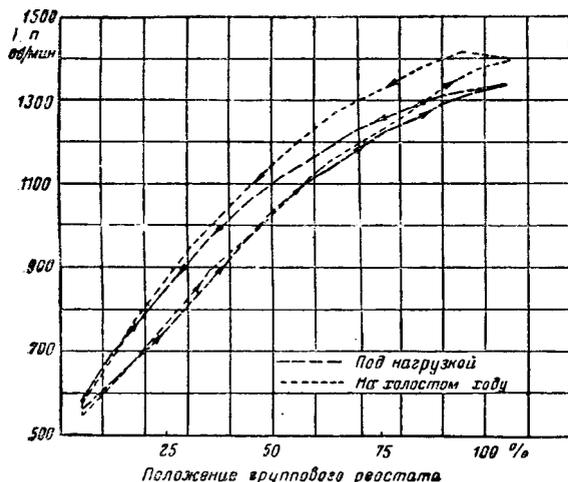


Рис. 1.

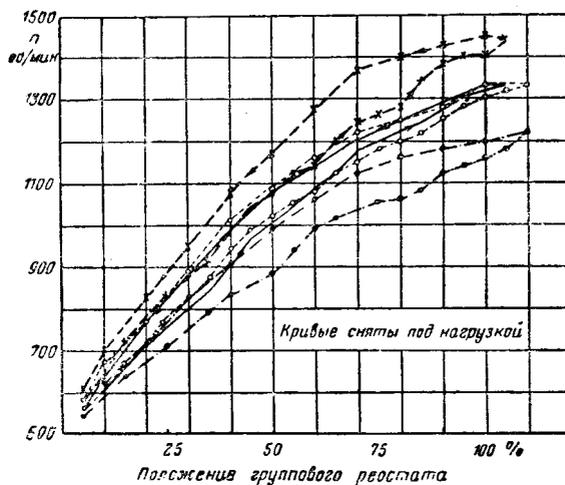


Рис. 2.

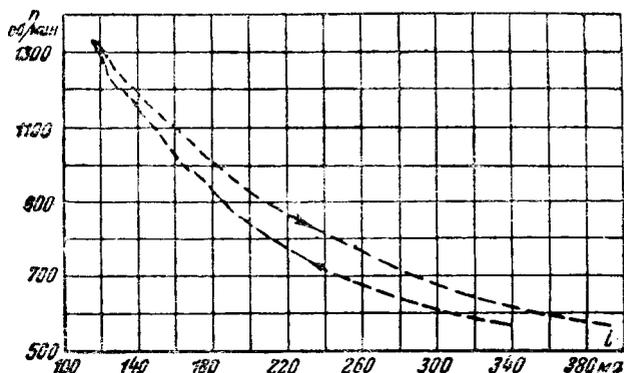


Рис. 3.

не однозначная, причем максимальное расхождение между прямым и обратным ходом достигает 100 оборотов. Так как при максимальной нагрузке котла скорость вращения двигателей пылепитателей около 1200—1300 об/мин, то расхождение в числе оборотов составляет примерно 8% от максимального; при средних нагрузках котла погрешность может составить 10÷15%. Ширина петли для различных двигателей зависит от качества стали и воздушных зазоров. На рис. 2 приведены характеристики для отдельных двигателей группы. На некоторых питателях пыли расхождение достигает 120÷150 об/мин.

Зависимость скорости вращения двигателей от тока возбуждения (рис. 3) имеет аналогичный характер. Как показывают приведенные данные, влияние гистерезиса стали двигателей пылепитателей пыли может весьма существенно сказываться на точности настройки соотношения топливо — воздух. В неблагоприятных случаях соотношение топливо — воздух может по этой причине меняться в пределах ± 5%.

Таким образом, использование положения группового реостата в качестве импульса для регулятора топливо — воздух вносит довольно существенную погрешность в работу регулятора. Применение в качестве импульсного органа по топливу тахометрической установки эту погрешность исключает.

Инж. В. М. Рущинский

Специальные обратные клапаны на воздухопроводах к выключателям

На подстанции, оборудованной воздушными выключателями 220 кВ фирмы АЕГ, у одного из этих выключателей во время процесса включения заел привод. Выключатель остановился в недвуключенном положении, и сжатый воздух продолжал вытекать через открытый клапан при-

вода. Через несколько минут давление в магистрали упало до половины номинального давления, несмотря на то, что компрессоры автоматически запустились.

На ответвлениях от магистрали сжатого воздуха к выключателям стояли обратные клапаны обычной конструкции, которые должны были при падении давления в магистрали закрыться и не допустить падения давления в бачках выключателей. Однако в данном случае ни один из них не выполнил своего назначения, хотя все они были исправны.

Давление воздуха во всех без исключения бачках выключателей упало до той же примерно величины, что и давление в магистрали. В результате все выключатели 220 кв этой подстанции оказались неспособными к действию.

Обратные клапаны обычной конструкции непригодны для установки на ответвлениях от магистрали к индивидуальным бачкам воздушных выключателей. Причина этого состоит в том, что при прорыве магистрали или при неисправности одного из выключателей давление в магистрали понижается не мгновенно, а сравнительно медленно. При этом поток воздуха, идущий из каждого индивидуального бачка обратно в магистраль, сравнительно мал, скорость прохождения воздуха через обратный клапан мала и перепад давления на обратном клапане недостаточен для закрытия последнего.

Для предотвращения подобных случаев были заказаны на Венюковском арматурном заводе и установлены обратные клапаны с пружинами, отрегулированные таким образом, что они открываются лишь тогда, когда давление в магистрали на 0,5—0,7 ата больше, чем давление в индивидуальном бачке выключателя. Такой клапан надежно закрывается уже при равенстве давлений в бачке и в магистрали и не может пропустить воздух из бачка в магистраль.

Недавно на той же подстанции повторился случай понижения давления в магистрали. Все обратные клапаны, за исключением одного неисправного, плотно закрылись и нормальное давление на выключателях было сохранено.

Сказанное подтверждает необходимость ставить на ответвлениях от воздушной магистрали к выключателям обратные клапаны специальной конструкции, открывающиеся только при превышении давления в магистрали над давлением в бачке выключателя на 0,5—1 ата.

М. Б

Из опыта пофазного ремонта линии электропередачи 110 кв

Внедрение пофазного ремонта высоковольтных линий электропередачи необходимо для сокращения перерывов в электроснабжении потребителей. Естественно, что всякий новый метод работ, тем более под напряжением, требует особой тщательности в выполнении всех мер безопасности.

В энергосистеме был допущен ряд нарушений правил безопасности. Бригада во главе с производителем работ устанавливала шунт на проводе фазы А линии электропередачи 110 кв протяженностью 87 км. Провода двух других фаз находились под напряжением и по ним потребитель снабжался электроэнергией. Опоры линии — деревянные с горизонтальным расположением проводов; расстояние между проводами — 4 м; марка провода — АС-120. Линия работает в системе с заземленной нейтралью.

Начальное (временное) заземление отключенного в конечных пунктах и проверенного «жужжащей» штангой провода фазы А было произведено непосредственно у опоры ремонтируемого пролета, имевшего длину 150 м. Для этого заземления применено «гасительное» приспособление, сконструированное из трубки от трубчатого разрядника РТО 35 кв*. Приспособление это было установлено ответственным руководителем работ технически безграмотно. Трубка, укрепленная на уровне человеческого роста на стойке опоры, была включена неправильно, а именно: неподвижный ее контакт был заземлен, а выдвижной — присоединен к ремонтируемому проводу.

Таким образом, при разрыве заземления выдвижным контактом увеличивалась опасность для оперирующего,

* См. статью Г. И. Лысаковского и В. А. Коробко в «Сборнике материалов по однопфазному управлению, ОАПВ и ремонту высоковольтных линий передачи», Госэнергоиздат, 1946 г., стр. 38-39.

так как при этом выдвижной контакт и спуск к нему от линии оказывались под напряжением, наведенным в ремонтируемом проводе от проводов работающих фаз (около 10 кв в данном случае).

Кроме того, проводник (спуск) от ремонтируемого провода был длиннее, чем необходимо, и чтобы его свисающая петля не касалась земли, он был трижды обернут вокруг трубки «гасителя» около рукоятки, запирающей подвижный контакт во включенном положении.

По окончании ремонта провода линии и после снятия постоянного заземления производитель работ стал лично производить операции с «гасителем» (это должен был делать один из монтеров под его наблюдением). Производитель работ взял голый проводник, спускающийся от ремонтируемого провода к «гасителю», и стал сматывать его с трубки. Сматываемым проводником была задета и повернута ручка затвора, и подвижный контакт под действием пружины отошел от неподвижного, вследствие чего провод линии и спуск оказались отключенными от заземления. На проводе появилось наведенное напряжение около 10 кв. Производитель работ был поражен током.

При работах были и другие нарушения требований техники безопасности и инструкции по производству пофазного ремонта. Пострадавший производитель работ имел квалификацию IV группы, в то время как инструкция требует поручать подобную работу монтеру V группы. При ремонте провода у места работ было установлено только одно постоянное заземление вместо двух.

Несчастный случай произошел исключительно по причине неправильного использования предохранительного прибора и грубого нарушения правил безопасности.

Инж. Н. И. Силов

Опыт изготовления заземляющих катушек

В энергосистеме наряду с восстановлением и вводом в эксплуатацию силовых трансформаторов восстанавливались и вводились в эксплуатацию устройства заземления нейтрали силовых трансформаторов сети 35 кв. Эти устройства ранее были выполнены из заземляющих катушек типа ЗРОМ-275/35 поставки Московского трансформаторного завода. Однако для перевода всех участков сети 35 кв на работу с компенсированной нейтралью потребовалось дополнительно установить некоторое количество заземляющих катушек, которыми система не располагала.

Загруженность отечественных трансформаторных заводов выпуском силовых трансформаторов вызвала необходимость организации производства заземляющих катушек на ремонтном заводе энергосистемы. Используя консультацию МТЗ, а также руководствуясь заводскими расчетными данными и рабочими чертежами, было успешно освоено изготовление заземляющих катушек и за сравнительно короткий срок выпущено 10 шт., т. е. количество, достаточное для перевода всех сетей 35 кв энергосистемы на работу с компенсированной нейтралью.

Технология изготовления заземляющих катушек не отличается от основных работ по капитально-восстановительному ремонту силовых трансформаторов, выполняемому на месте, в силу чего большинство энергосистем располагает возможностями в организации производства заземляющих катушек типа ЗРОМ-275/35 на своих ремонтных базах.

Изготовленные в мастерских катушки в эксплуатации показали вполне удовлетворительную работу.

Результаты работы сетей 35 кв после компенсации емкостного тока (величина емкостного тока замыкания на землю от 5 до 30 а) за период 1948—1949 гг. весьма показательны (см. таблицу).

Характер заземлений	Количество заземлений	
	1946—1947 гг.	1948—1949 гг.
Переходящие замыкания на землю	26	23
Устойчивые замыкания на землю	12	6
Переходящее в двухфазное замыкание через землю . .	7	1

Из данных таблицы прежде всего следует отметить резкое снижение числа заземлений, переходящих в двухфазные замыкания, что вызвано как общим улучшением состояния изоляции сетей, так и дополнительной установкой заземляющих катушек, обеспечивших работу с нормальной перекompенсацией (в пределах до 20%).

Значительное число устойчивых замыканий на землю (18 случаев за 4 года) лишней раз подтверждают существенное преимущество заземляющих катушек, заключающееся в повышении надежности электроснабжения потребителей по сравнению с сетями с глухо заземленной нейтралью, в которых подобные случаи приводят к немедленному отключению релейной защитой поврежденного участка. Очевидно, что такого рода отключения будут иметь место и в тех случаях, когда длительность переходящих замыканий на землю превышает время работы релейных защит.

В условиях работы компенсированной сети имеется возможность без перерыва электроснабжения потребителей путем перестройки схемы определить и отключить поврежденный участок, так как заземляющие катушки допускают работу на замыкание в сети на последних трех ступенях от 2 до 8 час., а на первых двух ступенях это время вообще не ограничивается.

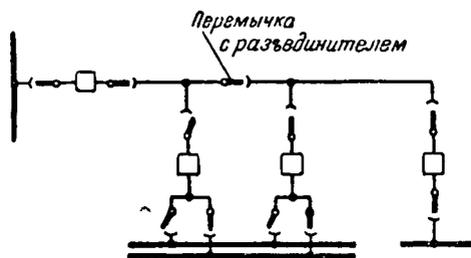
Возможность изготовления заземляющих катушек ремонтными заводами и крупными мастерскими энергосистем создает условия к переводу всех сетей 35 кВ с емкостным током замыкания на землю свыше 5 а на работу с компенсированной нейтралью.

В заключение отметим, что ввиду относительно малого числа изготовленных заземляющих катушек стоимость их по сравнению с заводской несколько возрастает.

Инж. Т. П. Мусатов и инж. Г. Ш. Юровский

Улучшение схем подстанций, подключенных „цепочкой“

При радиальных линиях 35 кВ нередко применяется присоединение подстанций «цепочкой». При такой схеме вывод в ремонт выключателей линейных вводов или сборных шин (если подстанция имеет одиночную систему шин) на одной из подстанций сопровождается отключением не только данной подстанции, но и всех последующих. Получить отключение для ремонта при этих условиях очень затруднительно и поэтому часто в отключениях отказывают (даже для проверки действия приводов выключателей), а сроки между плановыми ремонтами растягиваются.



В системе Ярэнерго к одной линии 35 кВ присоединены «цепочкой» две подстанции 35 кВ, питающие ряд промышленных потребителей. Так как питание подстанций предусматривалось с двух сторон, то на «входах» и «выходах» были установлены выключатели.

Для устранения указанных выше затруднений в эксплуатации диспетчерской службой системы было предложено смонтировать переключку с разъединителем между вводами линий на подстанцию. После осуществления этого предложения схема подстанции приобрела необходимую гибкость (см. рисунок).

В течение 1949 г. опыт эксплуатации показал широкую возможность производства ремонтов оборудования без отключения подстанций.

Плановые ремонты разъединителя переключки производятся вместе с линейными разъединителями вводов и одновременно с выводом в ремонт линии электропередачи.

Инж. Б. М. Зецеров

Применение газотронного выпрямителя для зарядки аккумуляторных батарей

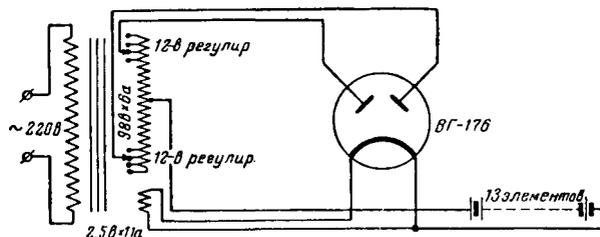
Для зарядки аккумуляторных батарей, работающих по методу постоянного подзаряда, можно применить вместо двигатель-генератора газотронный выпрямитель. Эксплуатация батареи при постоянном подзаряде значительно упрощается, так как уменьшается число включений и отключений и значительно увеличивается срок службы батареи, так как она все время заряжается небольшим током.

Однако персонал станций и подстанций, эксплуатирующий аккумуляторные батареи, предпочитает режим заряд-разряда вследствие того, что при режиме постоянного подзаряда работает все время двигатель-генератор, требующий постоянного надзора за ним во время работы. Кроме того, на небольших подстанциях, где отсутствуют специальные помещения для двигатель-генераторов, последние при работе своим шумом мешают нормальной работе оперативного персонала, что также является препятствием для перевода аккумуляторных батарей на режим постоянного подзаряда.

При постоянном подзаряде напряжение каждого элемента поддерживается на уровне $2,1 \div 2,2$ в. Газотронный выпрямитель берет на себя всю нагрузку и, кроме этого, обеспечивает небольшой ток подзаряда батареи. Для одной лампы типа ВГ-176 ток не должен превышать 6 а. Если ток нагрузки превышает 6 а, то необходимо включить параллельно две лампы.

Один раз в 3 мес. производится перезаряд батареи, работающей по методу постоянного подзаряда. Перед перезарядом газотрон отключается и батарея разряжается на имеющуюся нагрузку до напряжения 1,8 в на элемент, после чего батарея ставится на заряд. В конце перезаряда напряжение батареи может возрасти до 2,7 в на элемент.

Схема газотронного выпрямителя дана на рисунке. Срок службы газотрона составляет примерно 3000 час.



Выбор трансформатора для газотрона производится следующим образом. Первичная обмотка выбирается по напряжению собственных нужд подстанции. Вторичные обмотки выбираются: а) обмотка, питающая накал лампы, рассчитывается на 2,5 в; б) обмотка, питающая аноды, рассчитывается на напряжение:

$$U_a = 2(2,7 \cdot n + \Delta U_a) \text{ в,}$$

где n — число элементов батареи;

ΔU_a — падение напряжения в лампе (для лампы ВГ-176 равно 14 в).

Средняя точка обмотки, питающей аноды, выводится и является минусом цепи постоянного тока. Около одной трети витков обмотки $[(2 \times 0,9 n) \text{ в}]$ по напряжению, где n — число элементов батареи] должно иметь отводы для регулирования зарядного тока в пределах изменения напряжения батареи во время ее перезаряда.

Пример выбора трансформатора.

Выбрать трансформатор для газотрона типа ВГ-176 для зарядки батареи С-5 из 13 элементов. Нагрузка батареи 5 а. Питание трансформатора от шин 220 в:

1. Определение напряжения обмотки, питающей аноды $U_a = 2(2,7 \cdot n + \Delta U_a) = 2 \cdot 2,7 \cdot 13 + 14 = 98 \text{ в.}$

2. Для покрытия нагрузки (5 а) и тока подзаряда батареи достаточно одной лампы, поэтому сечение обмотки, питающей аноды, может быть выбрано на 6 а анодного тока.

Газотронные установки работают безотказно уже в течение четырех лет.

Инж. П. Я. Стронгин



ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства

Об использовании ели для опор линий электропередачи

Техническое управление МЭС вынесло следующее решение по вопросу об использовании еловой древесины для опор линий электропередачи (№ 63/Э от 2 ноября 1950 г.).

Еловая древесина, пропитанная заводским способом, может применяться только на линиях II класса. Для линий I класса пропитанная заводским способом ель может применяться лишь при наличии второго источника питания.

Для ответственных транзитных линий применение ели не допускается. Также не допускается ее применение для траверз и пасынков на линиях всех классов.

О сроках проверки соединителей на подстанциях

Техническое управление МЭС приняло следующее решение (эксплуатационный циркуляр № 12/Э от 21 декабря 1950 г.).

Во изменение п. 13 циркуляра № 25 (см. «Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС», стр. 85) установить следующие сроки проверки соединителей на подстанциях:

1. Соединения медной ошиновки, выполненной методом опрессовки,— 1 раз в 4 года.
2. Соединения алюминиевой и сталеалюминиевой ошиновки, выполненных методом опрессовки,— 1 раз в 2 года.
3. Все остальные виды соединений ошиновки, в том числе и тройниковые,— 1 раз в год.

О сроках проверки изоляторов на подстанциях

Техническое управление МЭС изменило п. «г» § 9 циркуляра № 25 (см. Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС, электрическая часть, стр. 84) и приняло в целом этот параграф в следующей редакции (эксплуатационный циркуляр № 11/Э от 9 декабря 1950 г.):

- а) Измерение угла диэлектрических потерь проходных изоляторов в сроки, указанные в приложении 2.
- б) Проверка распределения напряжения у опорных изоляторов (для составных изоляторов 20 кВ и выше) производится 1 раз в 6 мес.— 1 год.
- в) Испытание опорных и проходных изоляторов повышенным напряжением переменного тока производится 1 раз в 6 мес.— 1 год.
- г) Определение дефектных изоляторов в подвесных натяжных гирляндах штангой производится после принятия подстанции в эксплуатацию в первый год эксплуатации и в дальнейшем:
 - 1) натяжных гирлянд на подстанциях напряжением 220—110 кВ — 1 раз в 2 года;

2) подвесных гирлянд на подстанциях 220—110 кВ — 1 раз в 4 года;

3) подвесных и натяжных гирлянд на подстанциях 35 кВ и ниже — 1 раз в 2 года.

Осмотр и чистка всех перечисленных в § 9 изоляторов производится 1 раз в 6 мес.— 1 год.

О внесении изменений в „Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС“

Техническое управление МЭС постановило (решение № 48/Э от 5 августа 1950 г.) внести изменения в «Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС (Электрическая часть)», Госэнергоиздат, 1950 г.:

1. Считать аннулированными следующие две инструкции, включенные в группу действующих (приложение к циркуляру № 1, стр. 9):

а) Временная инструкция по смене под напряжением стоек АП-образных деревянных опор линий электропередачи напряжением 110 кВ;

б) «Временная инструкция по смене под напряжением укосин АУ-образных деревянных опор линий электропередачи напряжением 110 кВ»;

2. В табл. 3 циркуляра № 25, п. 4, а (стр. 91):

Установить периодичность испытаний для ответственных кабелей — генераторов, компенсаторов, основных трансформаторов станций и подстанций — 1 раз в год (как это предусматривается действующей «Инструкцией по эксплуатации силовых высоковольтных кабелей», ГЭИ, изд. 1945 г.). При этом испытания пучков параллельных кабелей производятся по каждому кабелю отдельно.

Кроме того, указанные кабели должны испытываться дополнительно при текущих ремонтах. В этих случаях пучки кабелей испытываются в целом (без отсоединения каждого кабеля).

Совещание работников энергосистем и электростанций Главюжэнерго по обмену опытом безаварийной работы

В октябре 1950 г. в Харькове происходило созданное Главюжэнерго совещание главных инженеров районных управлений, энергокомбинатов и отдельных электростанций и сетей, инженеров по борьбе с авариями, с участием районных инспекторов Министерства электростанций по эксплуатации.

Главный инженер Главюжэнерго т. Морозов в своем докладе указал, что, несмотря на успешное окончание восстановления энергетики Юга и широкое внедрение новой техники и автоматизации производственных процессов, аварийность на электростанциях и в сетях высокая.

Подавляющее количество аварий, и в особенности по вине персонала, есть следствие неудовлетворительного выполнения предприятиями приказов Министерства по борьбе с авариями.

В то же время ряд электростанций и отдельные сетевые районы работали безаварийно: грэс им Л. Красина, «Красная звезда», Северодонецкая грэс, Киевская тэц, Земо-Авчальская гидростанция и др. Большое количество цехов длительное время работает без аварий.

Главный инженер Донбассэнерго т. Побегайло доложил о мероприятиях, которые проводятся на предприятиях системы по обучению персонала. Программы курсов повышения квалификации пересмотрены и дополнены вопросами практической организации эксплуатации (уплотнения рабочего дня, расстановки персонала при ремонтах и т. д.). Практика показала, что нередко дежурный персонал, хорошо справляющийся со своими обязанностями при нормальной работе оборудования, терпит и допускает ошибки при нарушениях нормальных режимов. Это подтвердило, что аварийные игры, проводившиеся раньше в кабинетах начальников цехов и главных инженеров, мало эффективны. В настоящее время тренировки персонала проводятся, как правило, на рабочих местах, причем в общестанционных тренировках участие главного инженера является обязательным. Тренировки в сетевых районах начали проводиться с выездом аварийных бригад.

На подстанциях тренировки персонала проводятся следующим образом. Контролирующее лицо приезжает на подстанцию, вывешивает у линейных присоединений плакаты с показаниями приборов. Затем вскрывается пакет, привезенный контролирующим лицом, и зачитывается, какие нарушения в нормальном режиме якобы произошли. Такой же пакет вскрывается одновременно дежурным диспетчером района. Во время аварийной игры в районе контролирующие лица на подстанциях, участвующих в игре-тренировке, наблюдают за действиями персонала и оценивают правильность их.

Для ликвидации аварий воздушных выключателей станцией повышено качество их ремонта, улучшена осушка воздуха, организована проудвка воздухопроводов и резко снижены утечки воздуха.

Начальник Производственно-технического отдела Севдонгрэс т. Баканов рассказал совещанию, какими путями станция, в прошлом одна из наиболее аварийных, добилась в 1950 г. безаварийной работы. Основная работа заключалась в воспитании и обучении персонала. Особое внимание начальниками смен, начальниками цехов и руководством станции уделялось новым кадрам, впервые пришедшим на электростанцию.

Дежурный персонал собирается ежедневно дважды: перед началом дежурства, когда начальник смены сообщает о режиме работы и состоянии оборудования, и после сдачи вахты, когда начальник смены докладывает о результатах работы, имевших место нарушениях и неправильных действиях персонала.

Противоаварийные тренировки проводятся только на рабочих местах, причем во время тренировки руководитель часто усложняет игру, не меняя, однако, основной темы, ранее разработанной и утвержденной главным инженером станции. После окончания тренировки производится разбор действия персонала и дается оценка каждому работнику.

На станции успешно практикуется проверка тщательности и внимательности осмотра оборудования дежурным персоналом до приема вахты. Например, в котельном цехе перед концом смены начальник цеха или его заместитель делает обход и осмотр состояния одного или группы котлов, с записью в блокноте всех обнаруженных нарушений или дефектов. После этого у кочегара котла, только что принявшего смену, проверяют, что он обнаружил на котле при осмотре его, и по ответам кочегара судят, насколько внимательно он производил обход обслуживаемого агрегата перед приемкой смены.

За нарушения «Правил технической эксплуатации», даже не приведших к браку или аварии, на персонал налагается взыскание.

Начальник котельного цеха грэс «Красная звезда» т. Гусейнов, докладывая совещанию о мероприятиях, обеспечивших безаварийную работу цеха в течение 41 мес., отметил то большое внимание, которое уделяется на станции осмотру состояния оборудования, своевременному устранению выявленных дефектов, проведению проверки знаний персонала и противоаварийных игр, а также приемке оборудования из капитального ремонта.

Кроме обычных обходов и осмотров оборудования дежурным персоналом перед приемкой смены согласно специальному распоряжению по станции один раз в не-

делю (в субботу) проводятся осмотры руководящим персоналом цехов и мастерами всего оборудования, с записью результатов обхода в журнал.

Обычно накануне тренировки у главного инженера станции проводится совещание руководящего персонала цехов, на котором рассматривается тема игры, порядок ее проведения и назначаются контролеры-наблюдатели. Каждому тренирующемуся по результатам его действий во время игры ставится отметка. Если ошибка во время игр допускается кем-либо несколько раз, то он временно отстраняется от должности и переводится на другую работу.

Приемка агрегатов из капитального ремонта проводится комиссиями в составе до 12 чел., что обеспечивает тщательную приемку каждого узла агрегата; практикой такой порядок себя целиком оправдал.

Главный инженер Криворожского сетевого района т. Добровольский рассказал об опыте работы сетевого района, не имевшего в течение 13 мес. аварий, а в последние 6 мес. также и брака. Случаев травматизма в 1950 г. в районе не было.

Основное внимание было уделено работе с эксплуатационным персоналом. В районе ежегодно проводится до 300 цеховых и до 40 общесетевых тренировок по заранее разработанной тематике и плану. Руководящими инженерно-техническими работниками проводится инструктаж дежурного персонала подстанции на рабочем месте во время дежурства. Для повышения знаний персонала регулярно, 2 раза в месяц, читаются лекции инженерно-техническими работниками района. Заочным и вечерним обучением охвачено 14 работников.

Большое внимание в районе уделяется организации эксплуатации. Все линии электропередачи и оборудование на подстанциях закреплено за соответствующим персоналом. Все прикрепленные лица имеют личную карточку, куда начальником службы линий или подстанции заносится показатели его работы.

Правильным и своевременным осуществлением грозозащитных мероприятий и широким внедрением АПВ были ликвидированы грозовые аварии, несмотря на интенсивную грозовую деятельность в 1950 г.

Главный инспектор МЭС по эксплуатации т. Амосов, осветив общее состояние аварийности по Министерству, подверг критике постановку противоаварийной работы в ряде основных систем Юга. Высокая аварийность явилась следствием неудовлетворительного выполнения предприятиями основных приказов министра по борьбе с авариями (№ 38, 98 и 141), контроль за выполнением которых со стороны районных управлений был совершенно недостаточным.

Всего на совещании выступило 32 делегата.

С докладами на совещании выступили: инженеры Орггрэс т. Ноев «О повреждении поверхностей нагрева котлов и мероприятиях по борьбе с ним» и т. Беркович «Аварии воздушных выключателей и противоаварийные мероприятия».

С заключительным словом выступил начальник Главэнерго т. Чупраков, который, подводя итоги совещания, поставил перед руководителями районных управлений и энергокомбинатов, электростанций и сетевых районов, работниками противоаварийных инспекций и инспекторами по технике безопасности задачу обеспечения надежной работы предприятий Юга без аварий, брака и несчастных случаев.

Для осуществления этой задачи основное внимание руководителей должно повседневно уделяться выполнению приказов Министерства по борьбе с авариями, идейно-политическому воспитанию кадров, росту их технических знаний, показу лучших людей, работающих без аварий и брака, проведению противоаварийных тренировок на рабочих местах с обязательным участием в них главных инженеров станций и сетей, инструктажу персонала на рабочем месте, правильному использованию существующей системы премирования.

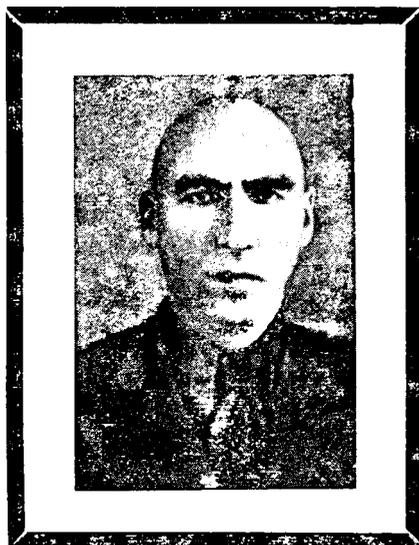
Автоматическое регулирование процессов на тепловых и гидравлических станциях и системная автоматика должны широко внедряться для повышения надежности электроснабжения, экономичности работы, облегчения условий труда и уменьшения численности персонала.

Совещание приняло решение, на основе которого во всех районных управлениях и энергокомбинатах в ноябре были проведены совещания руководителей предприятий и цехов по обеспечению безаварийной работы электростанций и сетей.

Инж. М. В. Сафро



Сергей Петрович Микульчик



8 января 1951 г. после непродолжительной болезни скончался Сергей Петрович Микульчик — главный инженер Зуевской ордена Трудового Красного Знамени грЭС, депутат Харцызского районного совета депутатов трудящихся.

Сергей Петрович родился в 1907 г. в семье крестьянина-бедняка. Свою трудовую жизнь он начал с 13-летнего возраста в г. Таганроге.

С 1932 г., по окончании Ленинградского электротехнического института т. Микульчик работал в энергетическом хозяйстве Донбасса, выполнял руководящую работу на Зуевской грЭС и в Донбассэнерго.

С первых дней Великой Отечественной войны Сергей Петрович находился в рядах Советской Армии. За боевые заслуги и образцовое выполнение заданий командования Правительство наградило его орденом Отечественной войны II степени, орденом Красной Звезды и медалью «За победу над Германией».

После демобилизации в 1945 г. Сергей Петрович был назначен главным инженером строительства (восстановления) Зуевской грЭС, затем работал заместителем управляющего Донбассэнерго, а с 17 августа 1948 г. — главным инженером Зуевской грЭС.

За работу по восстановлению Донбасса Правительство наградило Сергея Петровича Микульчика медалью «За восстановление угольных шахт Донбасса».

Свою творческую работу в системе Донбассэнерго Сергей Петрович сочетал с большой работой по воспитанию молодых специалистов-энергетиков в духе патриотизма и преданности партии Ленина — Сталина, членом которой он состоял с 1942 г.

Преждевременная смерть вырвала из наших рядов талантливую инженера-руководителя.

Энергетики Донбасса в лице Сергея Петровича Микульчика потеряли чуткого товарища и друга. Светлая память о нем навсегда останется в наших сердцах.

Дробышев, Спирин, Угорец, Лавренко, Чупраков, Морозов, Сафро, Меломед, Кумсиашвили, Модылевский, Долина, Побегайло, Маралин, Бондарев, Швередин, Харченко, Сидоров, Максимов, Запороженко, Сизин, Радин, Каверцев, Марысаев, Данишевский, Прудкий, Капран, Черненко, Каратаев, Коротыч, Партикевич, Васильев, Сакун, Вахрамеев, Ефремов, Шатанков, Бойко, Клебанов, Шарнопольский, Якуша, Лисовицкий, Евтушенко, Скрипников, Грязнов, Заярный, Заботин, Лысаковский, Бутылкин, Тарасенко, Череп, Пискаряров и др.



ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Борьба с шлакованием

Борьба с шлакованием является одной из главных задач в процессе эксплуатации котельных агрегатов. У котельных агрегатов высокого давления с перегревом пара до высоких температур шлакование поверхностей нагрева приобретает особое значение для нормальной эксплуатации, т. е. для сохранения нормальных параметров пара и номинальной производительности.

Обычно шлакование встречается двух видов. Первый вид, обусловленный высокой температурой газов и низкой температурой жидкофазного состояния золы данного сорта топлива, вызывает шлакование большей частью экранных поверхностей и первых рядов кипятильных труб.

Второй вид обуславливается другими причинами, и шлакование начинается в таких местах агрегата, где температура газов значительно ниже температуры жидкофазного состояния золы.

Как известно, в процессе горения топлива часть серы, входящей в его состав, превращается в сернистый ангидрид SO_2 . При соответствующих условиях, вызывающих окисление, сернистый ангидрид SO_2 переходит в серный ангидрид SO_3 .

Нужно отметить, что если сернистый ангидрид SO_2 в присутствии влаги вызывает значительную коррозию поверхностей нагрева, то еще большую коррозию при тех же условиях вызывает серный ангидрид SO_3 . При наличии влаги серный ангидрид частично превращается в серную кислоту: являясь гигроскопическим, он повышает температуру точки росы в пропорциональной зависимости от его концентрации в дымовых газах.

Окисление сернистого ангидрида SO_2 и его превращение в серный ангидрид SO_3 не может происходить при температуре, превышающей $\sim 1370^\circ C$. Для создания реакции окисления при этой температуре требуется наличие каталитического агента, который может оказаться на металлической поверхности агрегата или на поверхности огнеупорной кладки.

При изучении условий появления отложений на поверхности экономайзера было установлено, что новые котельные агрегаты в первые 6–12 мес. эксплуатации не подвергаются шлакованию. В течение этого времени на поверхности металла появляется только пленка окалины, которая начинает весьма интенсивно развиваться. Многие утверждают, что эта пленка представляет собой сернокислое железо или окись железа. Во всяком случае серная кислота, получаемая в известных случаях в дымовых газах, вступает в интенсивную реакцию с металлом и в результате этого образуется железный купорос, который при дальнейшем окислении превращается в другие химические соединения железа с серой. Эти соединения являются не только гигроскопическими, но и сильными катализаторами для окисления сернистого ангидрида SO_2 и превращения последнего в серный ангидрид SO_3 .

Исходя из изложенного, потребовалось найти такие мероприятия, которые или препятствовали бы превращению сернистого ангидрида SO_2 в серный ангидрид SO_3 , или же защитили бы металл поверхностей нагрева от серного ангидрида; это позволяет значительно снизить возможность шлакообразования в газоходах котельного агрегата.

Первые опыты в этом направлении были произведены на котельном агрегате производительностью около 200 т/час со следующими параметрами пара: давление 85 ат и перегрев пара $470^\circ C$.

Этот агрегат работает на пылевидном топливе и на мазуте как при совместном, так и при раздельном их сжи-

вании. В первом году эксплуатации не было никаких отложений. Во втором же году начались весьма серьезные осложнения в связи со шлакованием поверхности нагрева пароперегревателя. Для получения нормальной тяги и нормальной производительности котла приходилось все чаще и чаще сбивать шлак вручную, но при работе котла нельзя было добиться тщательной очистки поверхности пароперегревателя, и все труднее становилось регулирование температуры перегрева пара газовыми шиберами. После 2 мес. работы котла в этих условиях пришлось его остановить и произвести механическую очистку от шлака.

Во время капитального ремонта в 1946 г. были сделаны анализы шлаковых отложений на поверхностях нагрева пароперегревателя. Оказалось, что шлаковые отложения состояли из двух слоев. Внутренний слой, прилегающий к стенкам трубок пароперегревателя, состоял из шлаковых отложений пылеугольного топлива и мазута, а наружный слой представлял собой особый вид отложений от мазута, так как некоторое время перед ремонтом котел работал только на мазуте.

Внутренний слой шлаковых отложений имел красный цвет, и растворимость в воде достигала 51,5%. Температура начала деформации достигала $1038^\circ C$. Наружный слой шлаковых отложений состоял из твердого, черного кристаллического вещества, растворимость которого в воде достигала 17,1%. Температура начала деформации наружного слоя шлаковых отложений достигала $\sim 1121^\circ C$.

Кроме этой пробы была взята еще одна проба шлаковых отложений за воздушным подогревателем, т. е. перед дымососом, которая была подвергнута анализу.

После прокалывания этой пробы шлаковых отложений до красного каления она продолжает гореть красным цветом, что свидетельствует о большом содержании железа в этих шлаковых отложениях. При охлаждении до комнатной температуры и при большом влагосодержании в воздухе эти отложения стали вязкими.

Лабораторными испытаниями было доказано, что если поверхность металла защитить тонким слоем извести от серного ангидрида SO_3 , являющегося главным фактором шлакообразования, то прекращается шлакование поверхностей нагрева агрегата.

Во время капитального ремонта в 1947 г. все поверхности газоходов котельного агрегата были тщательно очищены и покрыты жидкой известью. Перед этой операцией все металлические поверхности были нейтрализованы. Для этой цели поверхности промывались щелочной водой до тех пор, пока во всех порах не была нейтрализована кислота. Этим же операции подверглись все поверхности дымососа, воздушного подогревателя и газовых коробов. После этого обычным краскопультом был нанесен первый слой извести, разведенной в воде до жидкого состояния, а затем все эти металлические поверхности тщательно покрывались слоем жидкой извести.

Для облегчения предварительного расшлакования металлических поверхностей шлак опрыскивали в продолжении 8 час. умягченной водой, имевшей величину pH не меньше 11 и концентрацию PO_4 не меньше 0,00001.

После окончания указанных работ котел был пущен в эксплуатацию. Он проработал в течение одного года без осложнений от шлакования поверхностей нагрева.

Другой котел такой же конструкции после 6 мес. эксплуатации был подвергнут описанной обработке и также проработал 16 мес. без каких-либо осложнений от шлакования (Power Gen., VII, 1949).

Обраб. инж. И. И. Квирин

Опыт эксплуатации конденсаторов для повышения коэффициента мощности

Опубликованные в трудах Американского института инженеров-электриков (т. 68, 1949 г., ч. II) доклады специальных комиссий, посвященные обзору опыта эксплуатации конденсаторов для улучшения коэффициента мощности и регулирования напряжения в распределительных сетях, отмечают широкое применение этих аппаратов.

По данным 83 энергоснабжающих компаний, сообщивших сведения об эксплуатации таких конденсаторов, общая установленная мощность последних составляла в 1947 г. 2,85 млн. *квар*, что соответствовало 10,1% от суммарного максимума нагрузки этих компаний.

Распределение данных конденсаторов по номинальному напряжению характеризуется следующими данными: до 600 *в* — 1,7%; от 2,3 до 4,8 *кв* — 76,1%; от 6,9 до 12,5 *кв* — 18,2%; свыше 12,5 *кв* — 4%. Преобладающее количество этих конденсаторов (75,4%) установлено на открытом воздухе и только 24,6% — внутри помещений.

Постоянно включенные конденсаторы составляют 64,8%, а систематически включаемые и отключаемые (автоматически или вручную) — 35,2%. Ручное включение и отключение применяется у 50,8% конденсаторов, а автоматическое — у 49,2% и в том числе в зависимости от: напряжения — 33%; тока — 1,1%; реактивной мощности — 0,7%; времени — 11%.

Схемы включения конденсаторов

В сетях до 2,4 *кв* обычно применяется соединение конденсаторов по схеме треугольника. При повреждении одного из элементов батареи конденсаторов, включенных в треугольник, через него протекает большой ток, могущий в результате сильного газообразования, привести к разрыву кожуха конденсатора. Во избежание этого все конденсаторы защищаются индивидуальными предохранителями с достаточной разрывной мощностью.

В соединенных в треугольник батареях высокого напряжения, у которых каждая фаза состоит из нескольких последовательно включенных групп конденсаторов, ток, вызываемый повреждением одного элемента, ограничен, однако и в этом случае желательна индивидуальная защита предохранителями.

В таких батареях число параллельно включенных элементов одной группы должно обеспечивать безотказную работу индивидуальных предохранителей и не допускать значительного повышения напряжения на выводах остающихся в работе элементов при отключении поврежденного.

В сетях 4 *кв* и выше обычно применяется соединение конденсаторов по схеме звезды, что позволяет использовать элементы одного номинального напряжения как в трехфазных, так и в однофазных установках.

У конденсаторов, соединенных по схеме звезды, применяется, как правило, глухое заземление нейтралей при малой мощности батарей и работа с изолированной нейтралью при батареях большой мощности.

Влияние рабочей и окружающей температуры на работу конденсаторов

Описываемые конденсаторы характеризуются малыми потерями (у современных — не больше 3,3 *вт* на 1 *квар*), что обуславливает их низкие рабочие температуры.

Конденсаторы при включении под номинальное напряжение работают с полной нагрузкой, при которой имеет место максимальная внутренняя температура, близкая к пределу их термической устойчивости.

Не существует простых способов измерения внутренней рабочей температуры конденсаторов в процессе эксплуатации; рабочая температура, так же как и нагрузка конденсаторов, находящаяся в зависимости от рабочего напряжения, не может контролироваться персоналом.

По стандарту Американского института инженеров-электриков максимальная допустимая нагрузка конденсаторов (в *квар*) равна 135% от номинальной, включая влияние напряжения рабочей частоты и высших гармонических.

На рабочую температуру конденсаторов влияет их взаимное расположение и расстояние между элементами батареи. При расположении элементов в несколько этажей верхние этажи омываются воздухом, уже подогретым элементами нижних этажей.

Расстояние в свету между элементами, см	Превышение температуры кожуха элемента, %		
	Нижний этаж	Средний этаж	Верхний этаж
1,25	191	216	233
2,5	161	181	198
5	136	155	170
10	123	140	153
20	118	135	148

В табл. 1 приведены данные о превышении температуры кожухов элементов, работающих с номинальной нагрузкой, над окружающей температурой, при трехэтажном двухрядном расположении элементов батареи, установленной в общем металлическом шкафу, с вентиляционными отверстиями снизу и сверху для создания естественной циркуляции. За 100% принято превышение температуры кожуха индивидуального элемента, установленного в закрытом помещении.

Солнечная радиация вызывает повышение температуры конденсаторов. Проведенные измерения показали повышение внутренней температуры конденсатора на 3°С в результате воздействия прямых лучей солнца.

Установка конденсаторов в камерах и шкафах при недостаточной естественной или искусственной вентиляции может привести к увеличению их рабочей температуры по сравнению с таковой у открыто установленных конденсаторов.

По стандарту превышение температуры кожуха конденсатора над окружающей температурой в 40°С не должно превосходить 25°С, что обуславливает максимальную температуру кожуха в 65°С. Желательно, чтобы в нормальных условиях эксплуатации эта температура не превышала 55°С, а в аварийных случаях — 70°С.

Исследования, проведенные одним конденсаторостроительным заводом, показывают, что конденсаторы хорошо работают при максимальных окружающих температурах, приведенных в табл. 2.

Таблица 2

Вид установки конденсаторов (минимальное горизонтальное расстояние между осями элементов 19 см)	Максимальная окружающая температура °С	
	Конденсатор мощностью 15 <i>квар</i>	Конденсатор мощностью 25 <i>квар</i>
Наружная, одноэтажная, однорядная, естественная вентиляция	50	46
Наружная, двух-трехэтажная, двухрядная, естественная вентиляция	46	40
Внутренняя, одноэтажная, двухрядная, естественная вентиляция	40	40
Внутренняя или в шкафу, двух-трехэтажная, двухрядная, естественная вентиляция (для 15 <i>квар</i>) и искусственная циркуляция воздуха между элементами (для 25 <i>квар</i>)	40	40
Наружная или внутренняя, в шкафах, с многэтажным и многорядным расположением элементов, с искусственной вентиляцией и циркуляцией воздуха между элементами (0,22 <i>м³</i> на 1 <i>квар</i> , на 1°С превышения температуры, при максимальной температуре воздуха на выходе в 50°С)	46	40

При низких температурах электрические и механические характеристики материалов, из которых изготавливаются конденсаторы, меняются.

Так, например, синтетические жидкости, применяемые в настоящее время для заливки конденсаторов, твердеют при — 10°С. При температурах, меньших — 20°С, эти затвердевшие жидкости становятся хрупкими и трескаются. Низкие температуры повышают вероятность электрических повреждений конденсаторов. Опыт показывает, что многие аварии имели место после включения в работу конденсаторов, длительное время находившихся в отключенном состоянии при отрицательных окружающих температурах.

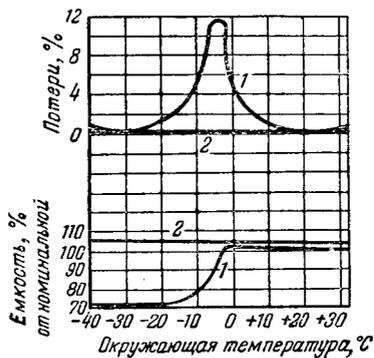


Рис. 1.

На рис. 1 приведены кривые, характеризующие зависимость емкости и потерь конденсаторов от окружающей температуры. Кривые 1 относятся к конденсаторам, включенным под напряжение после длительного нахождения в отключенном состоянии, а кривые 2 — к конденсаторам, длительное время находящимся в работе.

Максимальные допустимые напряжения и сверхтоки

Стандартные конденсаторы имеют запас термической устойчивости в 35%, что обуславливает величину максимальной допустимой нагрузки (в квар), равной 135% от номинальной. Конденсаторы рассчитаны на длительную работу при среднем эксплуатационном напряжении, не большем 105% от номинального, при котором средняя нагрузка (в квар) не превышает 110% от номинальной.

Запас термической устойчивости в 25% предусматривается в связи с дополнительной нагрузкой конденсаторов, вызываемой токами высших гармонических.

Хотя кратковременные повышения напряжения на конденсаторах нежелательны, однако опаснее длительные перенапряжения, которые вызывают повышение их рабочей температуры.

Причинами сверхтоков, протекающих через конденсаторы, являются:

- 1) положительные допуски в величине емкости при изготовлении;
- 2) работа при напряжении основной частоты, превышающем номинальное;
- 3) наличие напряжений высших гармонических;
- 4) нарушения нормального режима работы системы (коммутационные переключения, дуги в питающих цепях и т. д.);

Конденсаторы рассчитываются на сверхток, имеющий место при максимальном допустимом напряжении, равный 135% от номинального.

Защита от перенапряжений

В результате воздействия атмосферных перенапряжений может иметь место перекрытие выводных втулок конденсатора или пробой его внутренней изоляции на кожух. В связи с этим конденсаторы, включенные в треугольник и в звезду с изолированной или однократно заземленной нейтралью, обычно защищаются разрядниками.

Конденсаторы, включенные в звезду с многократно заземленной нейтралью, представляют путь с низким сопротивлением для тока молнии, благодаря чему они частично защищены от атмосферных перенапряжений. На практике разрядники применяются и при такой схеме соединений.

По данным опрошенных энергоснабжающих компаний защиту конденсаторов от перенапряжений помощью разрядников применяют 78%, а 22% эксплуатируют конденсаторы без защитных разрядников.

Защита от коротких замыканий

При внутреннем повреждении конденсатора последний необходимо изолировать от сети без перерывов в работе потребителей электроэнергии. В большинстве случаев система может продолжать работу при отключении всех или части конденсаторов, что и предопределяет выбор типа защиты конденсаторов. Требования к защите конденсаторов и применяемые типы этих защит приведены в табл. 3.

По данным опрошенных энергоснабжающих компаний защита индивидуальными предохранителями применена

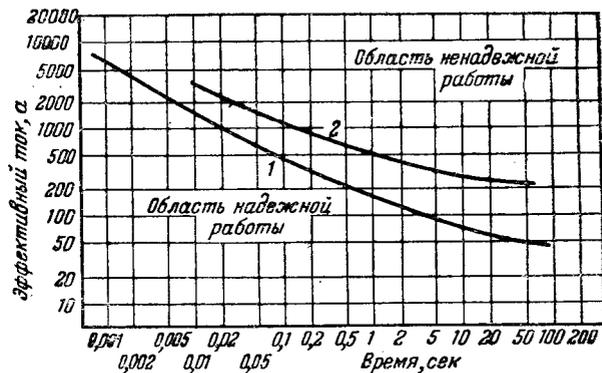


Рис. 1.

у 17,3% конденсаторов (от суммарной установленной мощности), групповыми предохранителями у 25,1%, общебатарейнными у 44,5%; помощью реле, воздействующих на выключатели, у 25%. У 12,2% конденсаторов предусмотрено по два типа защиты. Тип защиты конденсаторов классом их номинального напряжения у 70% компаний не определяется, а у 6% — определяется.

На рис. 2 приведены кривые, характеризующие работу конденсаторов при прохождении сверхтоков, приводящих к разрушению кожухов в результате повышения внутреннего давления газа. Область ниже кривой 1 представляет

Таблица 3

Тип защиты	Характеристики защиты					
	Предупреждение разрушения кожуха ¹	Отсутствие влияния на другие защитные устройства системы	Ограничение мощности отключаемых конденсаторов	Необходимость немедленного обслуживания	Чувствительность к внешним нарушениям режима	Указание поврежденного конденсатора
Индивидуальные предохранители	+	+	+	-	-	+
Групповые или общебатареинные предохранители	+	+	+	+	-	-
Максимальные токовые реле	+	+	-	+	-	-
Реле максимального напряжения, действующие при небалансе напряжения между фазами	+	+	-	+	-	-
Реле максимального напряжения или тока, присоединенные к трансформаторам напряжения или тока, включенным между изолированными нейтралью двух батарей, действующие при небалансе напряжения между нейтралью	+	+	-	+	+	-
Реле максимального напряжения, присоединенные к трансформаторам напряжения, включенным между изолированной нейтралью батареи и землей, действующие при небалансе напряжения	+	+	-	+	-	-
Поперечная дифференциальная токовая защита параллельных групп конденсаторов	-	-	+	+	-	-
Отрезок провода уменьшенного сечения в цепи конденсатора, расплавляющийся при коротком замыкании (только в сетях до 240 в)	-	-	+	+	-	-

¹ Зависит от характеристики защитного устройства.

² За исключением схемы с заземленной нейтралью.

зону надежной работы, в которой не имеют место повреждения кожухов, за исключением небольшого раздувания последних. Область между кривыми 1 и 2 является зоной безопасной работы, хотя могут быть отдельные случаи разрывов швов кожуха или появления трещин в заделках выводных втулок. Область выше кривой 2 является зоной ненадежной работы, в которой возможны серьезные разрушения кожухов конденсаторов, могущие привести к повреждениям соседних элементов батарей.

При защите индивидуальными предохранителями число параллельно включенных конденсаторов должно быть достаточным для того, чтобы после отключения поврежденного элемента напряжение на оставшихся в работе не превышало 110% номинального. В табл. 4 приведены эти количества элементов для различных схем соединения конденсаторов.

Таблица 4

Батарея конденсаторов, соединенных в звезду с заземленной нейтралью			Батарея конденсаторов, соединенных в звезду с изолированной нейтралью		
Число последовательно включенных групп	Минимальное число элементов в группе	Общее число элементов на фазу	Число последовательно включенных групп	Минимальное число элементов в группе	Общее число элементов на фазу
2	6	12	2	8	16
3	8	24	3	9	27
4	9	36	4	9	36
5	9	45	5	10	50
6	9	54	6	10	60
7	10	70	7	10	70
8	10	80	8	10	80
9	11	99	9	11	99
10	11	110	10	11	110
11	11	121	11	11	121
12	11	132	12	11	132
13	11	143	13	11	143
14	11	154	14	11	154
15	11	165	15	11	165
16	11	176	16	11	176

Повреждения конденсаторов

По отчетным данным из 2,85 млн. *квар* мощности установленных конденсаторов выбыли из строя в результате повреждений 34,2 тыс. *квар*, т. е. 1,2%.

Из общего количества поврежденных конденсаторов потерпели аварию: 25,2% (по мощности) в течение первого года эксплуатации, 53,3% — в период от одного до пяти лет работы, а 20,5% — после пяти лет.

В числе поврежденных конденсаторов 10,3% (по мощности) с номинальным напряжением 6,9 *кв* и выше, что составляет 0,55% от суммарной установленной мощности конденсаторов этого класса напряжения, 89,5% с номинальным напряжением от 2,3 до 6,9 *кв* (1,41% от суммарной установленной мощности) и 0,2% напряжением до 600 *в* (0,12% от суммарной установленной мощности).

Распределение потерпевших аварию конденсаторов по видам повреждений характеризуется данными табл. 5.

Заземление кожухов

Однофазные конденсаторы выпускаются с одним и двумя вводами. В первом случае вторым вводом является болт, электрически соединенный с кожухом. Конденсаторы с двумя вводами пригодны для любых схем соединений, они имеют достаточную изоляцию между вводами и кожухом, который может быть заземлен. У конденсаторов с одним вводом, работающих в четырехпроводных сетях с многократно заземленной нейтралью, кожух заземляется.

Виды и причины повреждений	Мощность потерпевших аварию конденсаторов, <i>квар</i>	% от общей мощности
Внутренние повреждения	20 735	60,7
Повреждения и поломки выводов ¹	1 600	4,7
Течи в кожухе и неплотности в заделках выводов	1 235	3,6
Механические дефекты и повреждения	5 540	16,2
Неправильное применение	5 050	14,8
В том числе:		
а) перенапряжения	150	0,4
б) искаженная форма волны напряжения	30	0,1
в) высокая окружающая температура (повреждение вентиляции)	385	1,1
г) низкая окружающая температура (длительное нахождение элементов в отключенном состоянии)	815	2,4
д) отсутствие защиты от перенапряжений	1 225	3,6
е) другие причины ²	2 445	7,2
	34 160	100

¹ Некоторые повреждения были вызваны прямыми ударами молнии.

² Заводские конструктивные дефекты, дефекты монтажа, пробой от оружейных прострелов, неправильные переключения и т. п.

Если ввод конденсатора, связанный с кожухом, не может быть заземлен, то конденсатор изолируется от земли, причем в этом случае кожух его находится под напряжением и требует соответствующих защитных ограждений.

В сетях напряжением 12 *кв* и выше при работе батарей конденсаторов с изолированной нейтралью, а также при наличии последовательно включенных элементов, при любых схемах соединений, экономичнее применять элементы с одним вводом, изолируя их кожухи от земли.

В сетях более низких напряжений выгоднее применять конденсаторы с двумя вводами, которые можно монтировать на деревянных стеллажах, создающих некоторую изоляцию от земли, не заземляя их кожухи.

Обслуживание и эксплуатация

В связи с применением у современных конденсаторов сварных кожухов обслуживания требуют только вводы, контакты и кожухи. Периодического контроля в конденсаторных установках требуют: 1) вводы (в отношении целостности и загрязнения); 2) контакты (в отношении коррозии и плотности); 3) кожухи (в отношении ржавления и плотности швов); 4) окружающая температура; 5) величина эксплуатационного напряжения.

По отчетным данным энергоснабжающих компаний периодические осмотры установок проводятся в среднем один раз в 1—3 мес.

Учитывая, что после отключения конденсаторов на их вводах остается опасный заряд, применяются параллельно включенные встроенные резисторы, снижающие напряжение до 50 *в* на вводах отключенных элементов с номинальным напряжением до 600 *в* — в течение 1 мин, а у элементов с номинальным напряжением свыше 600 *в* — в течение 5 мин.

Перед обслуживанием отключенных конденсаторов их сначала закорачивают, а затем заземляют.

Инж. Ю. А. Якуб



Вниманию авторов

При подготовке статей для журнала «Электрические станции» авторам необходимо выполнять следующие требования:

1. Объем статей не должен превышать 10—15 страниц текста, *напечатанного на машинке на одной стороне листа через два интервала (обязательно первый экземпляр)*. В виде исключения статьи могут быть представлены четко написанными от руки на одной стороне листа.

2. Формулы и иностранный текст должны быть написаны разборчиво. В формулах обязательно выделять прописные и строчные буквы, индексы писать ниже строки, показатели степени — выше строки; на полях рукописи делать отметки, каким алфавитом в формулах обозначены буквы, и другие пояснения к формулам.

3. Статьи иллюстрировать фотографиями и чертежами, однако число их должно быть минимально необходимым. Чертежи выполнять тушью или карандашом, надписи и обозначения писать четко. Снимки направлять четкие и контрастные размером не менее 9×12 см, в двух экземплярах.

В тексте статьи обязательно делать ссылки на рисунки, причем обозначения в тексте должны строго соответствовать обозначениям на рисунках.

Каждый чертеж или фотография должны иметь порядковый номер, соответствующий его номеру в тексте, и подпись.

Чертежи и фото в тексте не вклеивать, а прилагать их отдельно, составив на них опись.

4. В табличном материале точно обозначать единицы измерения. Наименования давать полностью, не сокращая слов. Не давать слишком громоздких таблиц.

5. Иностранные единицы измерения обязательно переводить в принятые у нас в Союзе меры длины, веса и др.

6. Официальные материалы должны быть заверены соответствующими организациями. Материал научно-исследовательских организаций и заводов должен иметь визу руководства.

7. В конце рукописи указывать полностью имя, отчество и фамилию автора, домашний адрес, занимаемую должность, год рождения, номер и место выдачи паспорта.

8. Материал для журнала направлять по адресу: Москва, Ветошный пер., здание ГУМ, III корпус, I этаж, помещ. 164, редакции журнала «Электрические станции».

Цена 8 руб.