

621.311(05)
Э45
ЖС 5694

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

1-6



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1954

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

1

ЯНВАРЬ

1954

Орган Министерства электростанций
и электропромышленности СССР

25-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Передовая — Задачи энергетиков на 1954 г.	3
П. А. Акользин и А. В. Ратнер — Межкристаллитная коррозия металлов барабанов и труб котлов высоко- го давления	6
Н. М. Зингер и К. С. Андреева — Исследование паро- струйного эжектора конденсационной установки	11
Р. Л. Бабкин — Новый колориметрический метод определения растворенного в воде кислорода	16
Е. М. Белов, А. А. Каменский и И. И. Филимон- чук — Железобетонные свайные фундаменты опор линий электропередачи	19
М. С. Следнев — Испытания турбогенераторов при работе в асинхронном режиме	23
Л. И. Двоскин — Сборная конструкция закрытого рас- пределительного устройства 110 кв	29
И. Н. Александров — Эксплуатация ОАПВ на тупи- ковых линиях 110 кв	35
Т. П. Мусатов — Об организационной структуре элек- тросетей	37

ДИСКУССИЯ

О расширении области применения
переменного оперативного тока

И. А. Сыромятников — Преимущества применения переменного оперативного тока	39
Е. Д. Зейлидзон — О питании переменным током це- пей управления выключателями и телемеханики на подстанциях	40
Н. Е. Иогансон и И. Г. Кузичкин — Оперативный ток на электростанциях без аккумуляторных батарей	42

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

П. Д. Аверьянов — Модернизированный бетононасос Б-15М	46
Н. Е. Черепнин — Рациональное использование крана ДИП	47
Н. А. Киктенко — Применение железобетонных сбор- ных фундаментов под металлоконструкции откры- тых подстанций	48

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

В. И. Михельсон — О периодической продувке ниж- них точек котлов	50
Б. С. Бутин — Эксплуатация схемы пылеприготовле- ния с полным сбросом сушильного агента через холостые горелки	50
М. И. Лужнов и А. П. Тютрин — Реверсивный скреб- ковый питатель для сланца	51
Н. Л. Фидельман и П. Л. Фидельман — Закрывание люков вагонов типа „Гондола“ тельфером	53
В. Е. Киселев — Наладка электромагнитного коррек- тора напряжения	54
В. И. Соколов — Опыт эксплуатации воздушных вы- ключателей 154 кв	55
Консультация по „Правилам технической эксплуа- тации электрических станций и сетей“	58

ХРОНИКА

В Техническом совете Министерства	
Об итогах эксплуатации и перспективах применения электрохимической и электронной систем авто- матического регулирования тепловых процессов	59
В Управлении капитального строительства	
Марки стали для изготовления крепежа	60
Совещание районных инженеров-инспекторов по экс- плуатации	60
И. А. Бурков — некролог	61

КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Е. М. Залкинд и А. Ф. Парамонов — Рецензия на брошюру „Растопка котлов высокого давления“	62
О тематике журнала „Электрические станции“ на 1954 г.	64

□ □ □

ВОЛОГОДСКАЯ
ОБЛАСТНАЯ
БИБЛИОТЕКА

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

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

Главный редактор Д. Г. Чижов

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

Телефоны: редакции 5-21-22, областного редактора 4-44-10, библиотек 0-32-80, доб. 3-01

www.booksite.ru

ЗАДАЧИ ЭНЕРГЕТИКОВ НА 1954 г.

Минувший 1953 г. был годом больших побед нашей Родины. В 1953 г. объем промышленного производства в стране был в два с половиной раза больше, чем в довоенном 1940 г., выработка электроэнергии составила 133 млрд. квтч, или в 2,8 раза больше, чем в 1940 г.

Годовой план производства валовой продукции Министерство электростанций и электропромышленности выполнило в 1953 г. на 102,5%. По сравнению с 1952 г. объем валовой продукции возрос на 19,7%.

План выработки электроэнергии выполнен Министерством досрочно — 26 декабря. Производство электроэнергии значительно увеличилось во всех районах страны. Особенно выросло производство энергии на гидроэлектростанциях; в 1953 г. выработка гидроэлектроэнергии увеличилась по сравнению с 1940 г. в 3,9 раза, а по сравнению с предыдущим 1952 г. на 30,8%.

Суммарный максимум энергосистем увеличился по сравнению с прошлым годом на 12,1%.

Энергетики находятся на ответственном участке борьбы за дальнейший мощный подъем народного хозяйства страны. От успешной работы электростанций и электросетей зависит увеличение выпуска продукции тяжелой промышленности и увеличение производства предметов широкого потребления.

В 1953 г. планы производства электроэнергии выполнялись ежемесячно. Электростанции Московской, Ленинградской, Челябинской, Молотовской, Кузбасской, Днепроградской, Ростовской, Уфимской, Азербайджанской и других энергосистем закончили годовой план досрочно и дали сверх плана сотни миллионов киловаттчасов.

Наряду с этим некоторые энергосистемы не выполнили план вследствие большого простоя оборудования во внеплановых ремонтах, разрывов между установленной и рабочей мощностями электростанций, опоздания ввода новых агрегатов, недостаточного внимания руководства энергуправлений к использованию всех имеющихся возможностей для выполнения задания по выработке электроэнергии. Системы Донбассэнерго, Свердловэнерго, Ярэнерго не выполнили план из-за неудовлетворительной работы отдельных электростанций.

Серьезные успехи достигнуты в 1953 г. в дальнейшем развитии теплофикации промышленных предприятий и городов. Годовой план отпуска теплоэнергии выполнен на 107,5%. По сравнению с 1950 г. отпуск тепла увеличился на 56%, а по сравнению с довоенным 1940 г. в 3 раза.

В 1953 г. электростанции Министерства сделали дальнейший шаг вперед по улучшению использования топлива. Расход условного топлива на

выработанный киловаттчас в 1953 г. снижен против плана на 5 г и по сравнению с 1940 г. — на 14,6%. Экономия составила за год внушительную величину в 430 тыс. т условного топлива. Дальнейшее улучшение топливоиспользования явилось в основном результатом продолжающегося внедрения и успешного освоения в эксплуатации установок высокого давления, развития теплофикации и лучшего использования оборудования. За последние 2 года ввод агрегатов высокого давления составил 84,2% от всей введенной мощности на тепловых электростанциях Министерства электростанций и электропромышленности.

Лучшие показатели по расходу условного топлива на один выработанный киловаттчас на электростанциях как среднего, так и высокого давления имели: конденсационные станции — Каширская — 480 г, Среднеуральская — 489 г, Зуевская — 507 г, Сталиногорская — 449 г; теплоцентрали — Киевская № 3 — 427 г, № 7 Мосэнерго — 207 г, Ленинградская № 3 — 168 г и др.

Подавляющее большинство энергопредприятий намного улучшило свою деятельность в области экономичной работы, добились сверхплановой экономии. Однако некоторые электростанции допустили в 1953 г. пережог топлива. К числу таких относятся: Саратовская грэс, Штеровская грэс, Сталинградская грэс, Несветайгрэс и Нижне-туринская грэс. Руководители главных и районных управлений, довольствуясь хорошими средними показателями по энергосистемам, не уделили должного внимания улучшению показателей отстающих электростанций.

Установленные на 1953 г. нормы расхода электроэнергии на собственные нужды многими энергосистемами не выполнены. Перерасход частично явился результатом увеличения удельного веса электростанций высокого давления. Однако руководители электростанций провели мало технических мероприятий по снижению расхода энергии на собственные нужды, считая эту работу второстепенной.

Объем капитальных ремонтов основного оборудования электростанций и электросетей в 1953 г. в целом по Министерству выполнен. Однако в ряде энергосистем программа капитальных ремонтов полностью не была закончена. Были также случаи несоблюдения установленных сроков простоя в ремонте, а также некачественного проведения ремонта. Серьезным недостатком является высокая стоимость и на ряде электростанций низкое качество ремонтных работ, проводимых трестом «Союзэнергоремонт». Во многих случаях договорная стоимость работ «Союзэнергоремонта» выше стоимости работ, проводимых хозяйственным способом самими электростанциями.

Количество происшедших аварий на электростанциях и в сетях в 1953 г. снизилось по сравнению с 1952 г. на 9,1%, однако такое снижение является совершенно недостаточным. Примерно половина всех аварий происходит по прямой вине эксплуатационного, ремонтного, а зачастую и руководящего технического персонала.

Передовой опыт безаварийно работающих цехов и предприятий распространяется недостаточно, о чем, в частности, говорит тот факт, что, наряду с электростанциями, не имевшими в 1953 г. ни одной аварии (тэц № 9 и 15 Мосэнерго, Среднеуральская грэс, Челябинская тэц, Закамская тэц, Северодонецкая грэс, Куйбышевская грэс и др.), некоторые электростанции допустили в прошлом году большое количество аварий и работали неустойчиво. Особенно плохо работали Кураховская и Штеровская электростанции. Руководители этих предприятий, а также Донбассэнерго и Главюжэнерго примирились с высокой аварийностью оборудования, с крупными недостатками в эксплуатации и ремонте оборудования указанных грэс. В результате обе эти электростанции закончили 1953 г. с плохими технико-экономическими показателями и недодали большое количество электроэнергии.

На новые электростанции и в новые сетевые районы пришло большое количество молодых рабочих, не имеющих достаточного производственного опыта. Инженерно-техническим работникам необходимо уделить максимум времени и сил разъяснению этим рабочим «Правил технической эксплуатации», обучению надежной эксплуатации оборудования и качественного его ремонта. Районные инспекторы Главной инспекции по эксплуатации электростанций должны усилить контроль за выполнением «Правил технической эксплуатации», обучением и воспитанием персонала.

В 1953 г. себестоимость электроэнергии снижена по сравнению с предыдущим годом примерно на 5%, и сверхплановая экономия от снижения себестоимости энергии составила около 300 млн. руб. Это явилось результатом экономии топлива на тепловых электростанциях, увеличения удельного веса гидроэлектростанций в общей выработке энергии, снижения потерь энергии в сетях, перевыполнения плана отпуска теплоты и т. д.

Однако при общих благоприятных результатах все еще имеется ряд предприятий, допустивших перерасход.

В соответствии с директивами XIX съезда Коммунистической партии Советского Союза строительство электростанций и электросетей в 1953 г. получило дальнейший размах и значительно увеличилось по сравнению с 1952 г.

В 1953 г. был введен ряд новых гидроэлектростанций, среди которых такие, как Усть-Каменогорская, Гюмушская, Маткожненская, Озерная и др. В конце года вошла в строй Мингечаурская грэс в Азербайджане, имеющая огромное значение как для электроснабжения, так и для ирригации засушливых земель республики.

В истекшем году введены в эксплуатацию также новые тепловые электростанции. Проводились эксплуатационные испытания турбоагрегата

мощностью 150 тыс. квт, работающего на паре давлением 170 ат, 550° С.

Многие действующие электростанции в 1953 г. расширялись путем установки новых котлов и турбин. Введены в действие новые магистральные линии электропередачи и крупные понизительные подстанции.

По сравнению с 1952 г. в истекшем году ввод мощности на гидроэлектростанциях увеличился на 115,8% и на тепловых электростанциях на 26,2%. Протяженность введенных линий электропередачи также значительно увеличилась.

В 1953 г. было широко развернуто строительство гидроэлектростанций — Куйбышевской, Сталинградской, Каховской, Камской, Горьковской и многих других, а также строительство новых тепловых электростанций, особенно в основных промышленных районах страны и крупных городах. Велось строительство сверхдальней линии электропередачи Куйбышевская грэс — Москва.

Десятки важнейших строек досрочно выполнили годовые программы строительно-монтажных работ, общий объем которых по Министерству значительно возрос по сравнению с 1952 г.

Однако такие результаты не должны успокаивать строителей. В 1953 г. только два строительных главка — Главгидроэнергострой и Главгидроэнергомонтаж — перевыполнили производственную программу. Недовыполнили план строительно-монтажных работ Главэнергострой и Главюжэнергострой.

Основными причинами невыполнения плана строительно-монтажных работ рядом трестов и строек были неудовлетворительная организация работ на площадках, несвоевременное получение от поставщиков некоторых материалов, главным образом леса, а также небезопасность рабочими, что явилось результатом недостатка жилья для строителей, и плохая организация труда на стройках. На стройках, где созданы хорошие жилищные и культурно-бытовые условия, имеется достаточно рабочих и отсутствует текучесть.

В 1953 г. производительность труда на строительстве электростанций и электросетей значительно возросла за счет дальнейшего расширения механизации работ, улучшения использования механизмов, роста квалификации рабочих. Однако, несмотря на эти положительные факторы, результаты по себестоимости строительства оставались в 1953 г. неудовлетворительными. Большинство строительных организаций допустило убытки.

Причины перерасхода заключаются в превышении норм расхода материалов, переделках, превышении накладных расходов и т. д. Это говорит о все еще имеющей место недооценке вопросов себестоимости на стройках, о недостатках в учете, о слабом внедрении хозяйственного расчета.

Наступивший 1954 г. — четвертый год пятой пятилетки — ставит перед всеми работниками энергопредприятий и строек новые, большие задачи.

В 1954 г. предстоит дальнейшее увеличение объема энергетического строительства. Общий объем строительно-монтажных работ должен возрасти на 18% по сравнению с выполненным

объемом работ в 1953 г. Важнейшая задача строителей и монтажников заключается в полном освоении отпущенных на капитальное строительство средств, в своевременном и качественном выполнении работ на базе дальнейшего расширения механизации.

Строительство крупных электростанций по типовым проектам позволило сократить время на строительство и пуск объектов. Устранение недостатков в проектах путем тщательного изучения и учета опыта эксплуатации и ввод строительными организациями новых электростанций без недоделок позволят в минимальный срок освоить оборудование и обеспечить надежную работу этих энергопредприятий с проектными показателями.

Ввод типовых крупных электростанций создаст возможности быстрее наращивания мощностей и обеспечения резервов в энергосистемах.

Дальнейшее внедрение пара высоких параметров, развитие теплофикации и широкое использование творческой инициативы работников электростанций в области применения режимных и малозатратных мероприятий позволят сделать крупный шаг в области улучшения использования топлива. В 1953 г. началось практическое применение пара сверхвысоких параметров, что поставило нашу теплоэнергетику на новую, более высокую ступень.

На 1954 г. плановым заданием по Министерству установлен удельный расход условного топлива на выработанный киловаттчас 503 г. Дело чести энергетиков путем применения указанных выше мероприятий, используя творчество коллективов предприятий, добиться сверхплановой экономии топлива.

Максимальное освоение автоматики, особенно в тепловых цехах электростанций, и широкое внедрение телемеханики в энергосистемах позволят еще больше увеличить надежность работы электростанций и сетей и сократить численность персонала. Необходимо добиться полного использования этих устройств.

Особое внимание работники электростанций и сетей должны обратить на изжитие аварий. Путем

повседневной работы с персоналом, тщательным выполнением «Правил технической эксплуатации» и инструкций в 1954 г. нужно резко снизить аварийность.

Уже в 1953 г. увеличилось присоединение к сетям энергосистем сельскохозяйственных потребителей электроэнергии. Значительно большая работа по снабжению сельского хозяйства электроэнергией предстоит в 1954 г. Это ставит перед энергетиками задачу обеспечения в больших размерах снабжения электроэнергией сельского хозяйства.

Научно-исследовательские организации нередко задерживают разработку таких важных вопросов для энергетики, как создание котлов с максимальным шлакоулавливанием, подготовка создания мощных котлов и турбин, а также вопросов, направленных на увеличение экономичности и надежности работы оборудования электростанций и сетей. Коллективы научных организаций должны в 1954 г. сосредоточить свои усилия на решение ряда важнейших задач по созданию нового оборудования для будущих электростанций.

В 1954 г. предстоит провести большую работу по подготовке к приему мощности от волжских электростанций, приступить к подготовке эксплуатации и освоению новейшего оборудования первой сверхдальней линии электропередачи Куйбышевская гЭС — Москва.

Ввод в ближайшие годы в эксплуатацию волжских электростанций и передача от них электроэнергии в различные районы страны ведут к созданию «новых» по качеству энергетических объединений. Задача энергетиков состоит в том, чтобы подготовиться к быстрейшему освоению работы таких энергосистем и заложить предпосылки для создания значительно большей по масштабам единой объединенной энергосистемы.

Широкое развертывание социалистического соревнования и творческая инициатива советских людей позволят полностью мобилизовать все резервы для выполнения и перевыполнения плана 1954 г.

□ □ □

Межкристаллитная коррозия металла барабанов и труб котлов высокого давления

Канд. техн. наук П. А. Акользин и канд. техн. наук А. В. Ратнер

За последние годы на отдельных электростанциях среднего и высокого давления обнаружены особые случаи местной коррозии котлов, называемой «каустической хрупкостью» котельного металла, проявляющейся в виде трещин в развальцованных концах кипятильных и экранных труб и в теле барабана, и распространяющихся главным образом между кристаллами металла.

Экспериментальными работами и наблюдениями в промышленной эксплуатации установлено, что межкристаллитные разрушения появляются при наличии в котлах неплотных мест, где может происходить резкая концентрация солей; высоких растягивающих напряжений в металле, близких к пределу текучести, и наличии в котловой воде веществ, которые делают ее агрессивной по отношению к металлу, т. е. способной вызывать межкристаллитное растрескивание его.

Установлено, что агрессивность воды обусловлена присутствием в ней свободной щелочи, которая начинает реагировать с металлом при концентрации ее в неплотностях до 10% и выше.

Наиболее правдоподобным объяснением таких повреждений служит предположение о том, что они являются частным случаем электрохимической коррозии, протекающей по границам зерен напряженного металла при действии на него котловой воды определенного состава.

Межкристаллитная коррозия, обусловленная соответствующей разностью электрохимических потенциалов между атомами металла, располо-

женными по границам зерен и находящимися в теле самого зерна, интенсифицируется при наличии добавочных высоких напряжений, вызывающих резкое снижение потенциала границ зерен, которые всегда выполняют роль анодных участков. Щелочь усиливает действие этих коррозионных пар, а некоторые вещества, присутствующие в воде, ослабляют его, способствуя образованию на металле пассивных пленок (селитра, нитриты, сульфаты) или увеличивая перенапряжение водорода (сульфит-целлюлозные вещества, литейный концентрат). Выделяющийся в процессе коррозии водород способствует образованию межкристаллитных трещин в металле котлов, так как образует различные газообразные продукты при реакции с сульфидами и другими загрязнениями стали и с углеродом, развивая тем самым дополнительные разрывные усилия и способствуя разрыхлению структуры, углублению, расширению и разветвлению трещин. Дальнейшее развитие трещин облегчается появлением местной концентрации напряжений.

В последнее время на двух электростанциях были обнаружены повреждения двух барабанов котлов высокого давления (120 *ати*) с образованием кольцевых трещин в развальцованных концах труб. На двух других электростанциях были обнаружены кольцевые трещины в развальцованных в барабане концах экономайзерных труб котлов с давлением 64 *ати*.

Водным отделением и Отделением металлов ВТИ совместно с Оргрзс был обследован один из случаев повреждения барабана котла 70 *т/час*, 120 *ати*. Разрушение произошло после приблизительно 4 000 час. работы котла в месте вальцованной трубы водяной линии водоуказательной колонки (рис. 1). От этого отверстия шла трещина с внутренней стороны барабана в направлении к отверстию для трубы непрерывной продувки. С наружной стороны (см. пункт на рис. 1) трещина имела много разветвлений и поворачивалась в поперечном направлении барабана.

В вальцовочном поясе трубы от водоуказательной колонки было обнаружено значительное количество кольцевых трещин, эта труба была развальцована слабо и односторонне. В процессе эксплуатации котла это вальцовочное соединение парило. Трещины начинались на наружной стороне трубы и проникали внутрь ее, в некоторых случаях достигая внутренней поверхности. Характер распространения трещин в металле показан на рис. 2. Трещины идут между кристаллами металла трубы, что характерно для разрушения от действия на напряженный металл щелочного

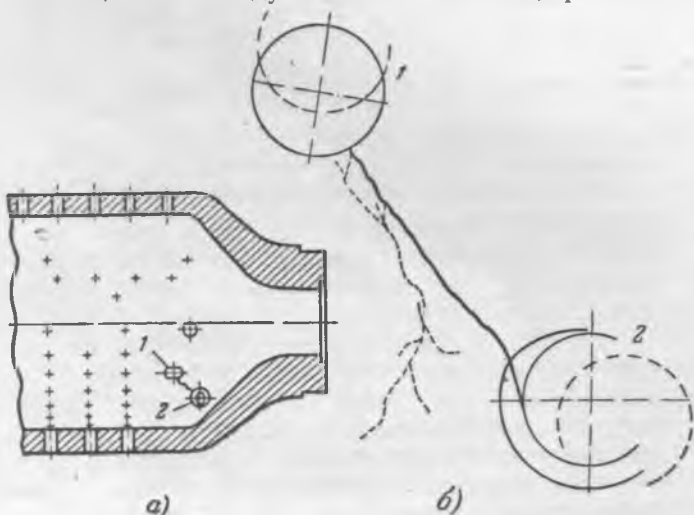


Рис. 1. Трещины в теле барабана котла 120 *ати*.

а — расположение трещины; б — вид на трещину с внутренней стороны барабана.
1 — отверстие для трубы водоуказательной колонки; 2 — отверстие для трубы непрерывной продувки.

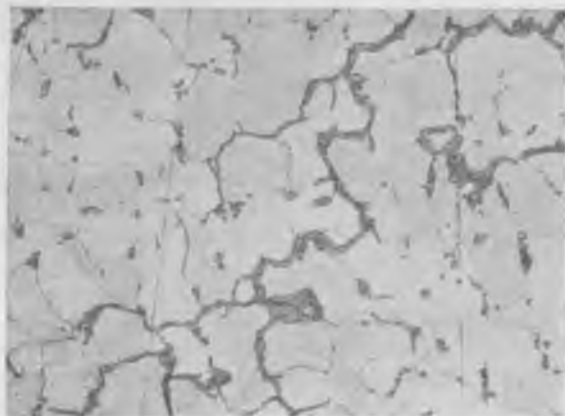


Рис. 2. Характер распространения кольцевых трещин в трубе.

концентрата котловой воды («каустической хрупкости»); металл трубы — сталь 15М.

При детальном обследовании Орггресом того же барабана магнитным методом была обнаружена вторая трещина, такого же разветвленного характера, как и первая, в отверстии для ввода трубы фосфатирования. Вид трещин на образце, вырезанном из барабана, показан на рис. 3. Трещины идут от внутренней поверхности барабана к наружной, не доходя до нее (в месте взятия образца). От основной трещины отходит много мелких, которые распространяются как между зернами, так и пересекая их.

Микроисследование металла барабана показало, что структура его нормальная — феррито-перлитовая.

Материал барабана — 5%-ная никелевая сталь ($C = 0,09\%$; $Mn = 0,45\%$; $Si = 0,1\%$; $S = 0,028\%$; $Cr = 0,04\%$; $Ni = 4,8\%$).

Пластические свойства материала барабана и ударная вязкость весьма низкие — относительное удлинение равно 12—18%, ударная вязкость $2 \div 4,6 \text{ кг/см}^2$.

Плотный остаток котловой воды во время эксплуатации котла до аварии составлял 300—500 мг/л, из которых на долю едкого натра приходилось 25%, т. е. содержание солей и ее щелочность не выходили за пределы, рекомендованные обычными нормами, не учитывающими явление щелочной коррозии.



Рис. 3. Вид трещин в отверстии барабана для трубы водоуказательной колонки.

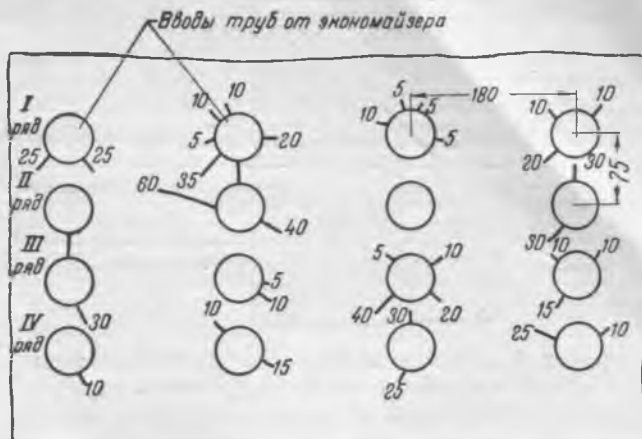


Рис. 4. Вид на трещины с внутренней стороны барабана котла 120 ати. Цифрами указана длина трещин по внутренней поверхности барабана в мм.

Другой случай повреждения барабана котла 120 ат был обнаружен в местах ввода труб питательной воды (рис. 4 и 5). Эти трубы введены в водяное пространство барабана. Появлению трещин предшествовало образование в питательных трубах (в месте развальцовки в барабане) кольцевых трещин.

Произведенные во ВТИ исследования металла труб показали, что трещины имеют межкристаллитный характер, аналогично показанному на рис. 2. Барабан изготовлен из низколегированной стали ($C = 0,25\%$, $Mn = 0,8\%$, $Mo = 0,86\%$, $Ni = 0,45\%$, $Si = 0,4\%$), а трубы — из стали 15ХМ.

Так как температура питательной воды была ниже температуры насыщения на $\sim 100^\circ \text{C}$, то для снижения температурных напряжений в трубах и барабане на вводах питательных труб были установлены защитные рубашки (рис. 6), однако зазор между выступом рубашки и трубой достигал 1 мм и более. Солеосодержание и щелочность котловой воды в барабане этого котла были также в пределах обычных норм, не учитывающих щелочной коррозии. Относительная щелочность воды достигала 40%.

Исследованиями, проведенными в Отделении металлов ВТИ, установлено, что характер повреждения развальцованных в барабане концов труб в котлах 64 ати аналогичен описанному для котлов 120 ати (рис. 7).

В котлах высокого давления действие котловой воды и напряжений распространяется на все вальцовочные соединения, расположенные в водяном пространстве барабана. Следовательно, обра-

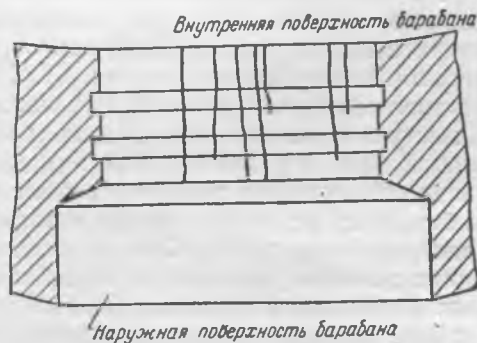


Рис. 5. Развертка одного из гнезд с трещинами.

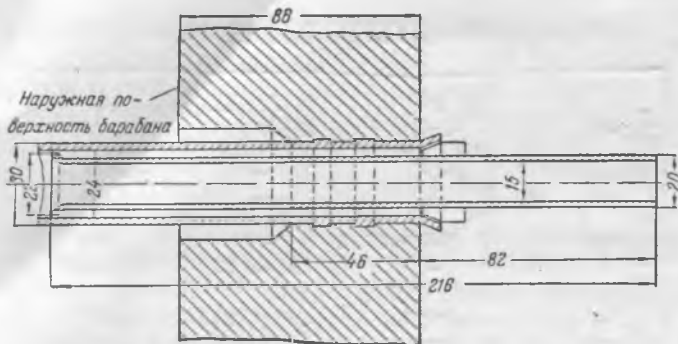


Рис. 6. Конструкция ввода трубы питательной воды в барабан с защитной рубашкой.

зование трещин в отдельных местах вальцовок, расположенных в водяном пространстве барабана, обусловлено лишь наличием неплотных вальцовочных соединений, в которых происходит концентрация щелочного раствора. Последнее может быть вызвано недоброкачественной завальцовкой труб при монтаже или ремонте котла.

Нарушение плотности в вальцовочном соединении часто происходит также в процессе эксплуатации котла из-за действия на соединение переменных термических и компенсационных напряжений. Следует отметить, что действие переменных термических и компенсационных напряжений, помимо нарушения плотности соединения, сказывается непосредственно на металле в виде разрушения из-за тепловой усталости. Часто процесс повреждения металла от «каустической хрупкости» идет одновременно с процессом тепловой усталости.

У котла, в барабане которого образовались трещины в месте вальцовки трубы водоуказательной колонки последняя расположена на расстоянии 12 м от барабана. Температура водяной трубы колонки значительно отличалась от температуры барабана. Так, по измерениям электростанции (совместно с Центроэнергомонтажем) температура воды в этой трубе на расстоянии 300 мм от барабана доходила до 67° С. В период продувки колонки температура трубы быстро возрастала до 200° С и в ней возникали значительные термические и компенсационные напряжения, ослабляющие вальцовочное соединение, а также действующие непосредственно на металл трубы.

Аналогичное явление имело место в фосфатной линии котла, которая работала периодически, при резко изменяющихся температурных условиях.

Повреждение барабана котла 120 ати в местах ввальцовки экономайзерных труб на другой электростанции вызвано неправильной пригонкой выступов защитной рубашки (см. рис. 6). Наличие значительного зазора (1 мм и более) между трубой и выступом давало возможность протекать питательной воде с колеблющейся температурой, значительно отличной от температуры насыщения воды в барабане, не только внутри вставки, но и непосредственно по трубе. Это приводило при колебаниях температуры воды к воздействию переменных напряжений на вальцовочные соединения, а также непосредственно на металл барабана — вблизи колокольчика. В данном случае



Рис. 7. Кольцевые трещины в питательных трубах котлов 64 ати.

имело место сочетание межкристаллитной коррозии с повреждением от тепловой усталости.

Большие термические напряжения и деформации, приводящие к ослаблению вальцовочных соединений, могут также возникнуть при резком охлаждении барабанов и коллекторов или резком сбросе давления в котле. Так, например, на одном из барабанов котла 110 ати была обнаружена течь почти во всех вальцовочных соединениях опускных труб и в отдельных трубах подвода питательной воды.

При анализе причин появления течи было установлено, что в процессе аварийных ремонтов котлов, проводившихся довольно часто из-за течи водяных экономайзеров, барабан подвергался резким охлаждениям, так как для возможности заварки свищей вода из барабана после аварийной остановки котла спускалась, а затем после ремонта горячий барабан, имеющий температуру более 200° С, быстро наполнялся водой с температурой не выше 100° С. При этом происходило резкое охлаждение нижней части барабана, а следовательно, некоторая деформация его. Многократные резкие охлаждения вальцовочных соединений и нижней части барабана, повидимому, и были одной из основных причин массового расстройств плотности вальцовочных соединений. Аналогичное действие на барабан котла оказали два резких и глубоких сброса давления в котле, происшедших перед нарушением плотности вальцовочных соединений.

К резким деформациям барабанов котлов высокого давления может также привести аварийная остановка котла при разрыве пароперегревателя, если давление в барабане быстро падает до атмосферного, а уровень воды остается нормальным, и, следовательно, температура воды в нижней части барабана естественно снижается до 100° С, в то время когда верхняя часть барабана имеет еще весьма большую температуру (до 250 ÷ 300° С).

Для выравнивания температуры барабана целесообразно до снижения давления спустить воду из него (оставив заполненной трубную систему) или, наоборот, максимально заполнить водой барабан котла. Последнее, однако, менее целесообразно, так как при этом возможно также

попадание в пароперегреватель содержащихся в воде солей.

Предварительные исследования показали, что процесс образования трещин в котлах высокого давления имеет следующие характерные особенности.

1. Межкристаллитная коррозия в котлах высокого давления протекает со значительно большей интенсивностью, чем в котлах среднего давления.

2. Образованию трещин подвержены не только развальцованные концы кипятильных труб, но и тело барабанов котлов высокого давления — перемычки между очками, что редко имеет место в котлах среднего давления. Вследствие этой особенности межкристаллитная коррозия для котлов высокого давления более опасна, чем для котлов среднего и низкого давления.

3. Описанные разрушения в котлах высокого давления наблюдались при сравнительно малой щелочности котловой воды, составившей всего лишь 2,5 мг-экв/л (8,5 Н°). Из этого обстоятельства можно сделать вывод о том, что металл котлов высокого давления предъявляет большие требования к режиму котловой воды.

Для создания надежной работы котельных агрегатов котлов высокого давления в части предотвращения образования трещин межкристаллитной коррозии необходимо параллельно вести борьбу как по линии ликвидации расстройств вальцовок и местных напряжений, так и по линии создания безопасного режима котловой воды.

В процессе эксплуатации и ремонтов котлов высокого давления должно быть установлено тщательное наблюдение за вальцовочными соединениями и термическими расширениями трубных котуров. Особенно тщательный контроль за плотностью вальцовочных соединений следует вести после каждой аварийной остановки котла, связанной с резким охлаждением барабана. При внешних и внутренних осмотрах барабанов котлов высокого давления необходимо обращать внимание, нет ли трещин как в барабане, так и в трубах вблизи вальцовочных соединений, подвергающихся резким переменным термическим воздействиям (питательные трубы, водяные трубы водоуказательных колонок, фосфатные линии). Неплотные вальцовочные соединения после осмотра должны быть подвальцованы. Степень вальцовки труб в процессе монтажа и ремонта должна обязательно контролироваться.

На трубах, подвергающихся резким теплосменам, целесообразно установить защитные рубашки, конструкция которых должна обеспечить отсутствие протока воды между местом вальцовки и рубашкой. При конструировании котлов целесообразно (с точки зрения предотвращения хрупких разрушений металла) вводить в барабан минимальное число питательных труб. Такие трубы нужно подводить в паровое пространство барабана, где легче выполнить надежную защиту мест соединений труб с барабаном от действия переменных термических напряжений. Укреплять такие трубы желательно на сварке. Выходные концы труб должны быть достаточно удалены от внутренней поверхности барабана с тем, чтобы не было попадания относительно холодной воды,

вытекающей из трубы непосредственно на стенки барабана. Температура воды, вводимой в барабан, должна мало отличаться от температуры насыщения. Водяные трубы колонок следует тщательно изолировать, с воздушной прослойкой.

Особое внимание должно быть обращено на эксплуатацию котла во время неуставившихся режимов. С целью предупреждения нарушения плотности вальцовочных соединений не рекомендуется периодически прокачивать воду через экономайзер во время растопки котла, а также резко менять температуру и давление в барабане во время пусков и остановок котлов. Ограничение колебаний расходов воды путем настройки регуляторов питания также может повысить надежность работы вальцовочных соединений.

Эффективным способом предупреждения хрупких разрушений металла котлов, работающих при давлении до 70 атм, является перевод их на нитратный режим котловой воды. Этот режим осуществляется присадкой непосредственно в котлы калиевой или натриевой селитры с тем расчетом, чтобы обеспечить в котловой воде определенное соотношение между ее общей щелочностью, пересчитанной на NaOH, и вводимым в котлы NaNO_3 :

$$\frac{\text{NaNO}_3}{\text{NaOH}} \geq 0,35 - 0,40.$$

Данный режим вполне пригоден как для конденсационных электростанций, так и для теплоэлектроцентралей, даже если котлы питаются конденсатом с большой добавкой химически очищенной воды.

Специальными опытами, проведенными Водным отделением ВТИ, установлено, что нитратный режим для котлов, работающих при давлении выше указанного, не может полностью обеспечить отсутствие трещин межкристаллитной коррозии.

Введенная в эти котлы селитра подвергается заметному разложению, как видно из таблицы.

Степень разложения селитры в котлах высокого давления

Давление в котле, атм	Начальная концентрация селитры в котловой воде, мг/л	Разложение через сутки, %
90	20	30
110	20	45

Положительное действие на металл селитры при давлении в котлах ≤ 70 атм, по современным воззрениям, обусловлено пассивирующими свойствами этого вещества, вследствие которых прекращается действие коррозионных пар на поверхности металла, соприкасающегося с раствором этого вещества.

Наиболее реальным в данный момент режимом котловой воды для котлов с давлением выше 70 атм, гарантирующим отсутствие межкристаллитной коррозии котельного металла, является поддержание в ней чисто фосфатной щелочности. Это мероприятие предназначено не только для ликвидации возможности протекания межкристал-

литной коррозии котельного металла, но имеет своей целью также обеспечение безнакипной работы паровых котлов. Такой режим создается дозированием определенных количеств фосфорнокислых солей (NaH_2PO_4 , Na_2HPO_4 , Na_3PO_4).

Выбор для дозировки того или другого вещества производится с учетом жесткости и щелочности питательной воды. Безнакипность режима достигается поддержанием в воде избыточных количеств ионов PO_4''' и ее щелочной реакцией.

Щелочная реакция, благоприятствующая протеканию процесса выпадения поступающих в котел накипеобразователей в виде шлама, создается здесь за счет гидролиза Na_3PO_4 . Получающийся в результате гидролиза этой соли едкий натр



не может достигнуть опасной концентрации (10%-ной и выше) вследствие того, что степень гидролиза солей уменьшается с ростом концентрации их растворов. Поэтому наблюдаемое в неплотностях котла упаривание воды, содержащей фосфатную щелочь, приводит к устранению едкого натра, образовавшегося при гидролизе тринатрийфосфата:



При полном упаривании весь ранее образовавшийся NaOH устраняется, и в качестве продукта упаривания остается лишь Na_3PO_4 . Отсутствие накопления едкого натра при упаривании воды, содержащей чистофосфатную щелочность, а также предполагаемая способность фосфата натрия пассивировать сталь делают «нуль-каустический» режим средством предупреждения межкристаллитной коррозии металла котлов. Таким образом, при осуществлении режима чистофосфатной щелочности следует добиваться соотношений в котловой воде между щелочным числом Щ и фосфатным числом Φ , соответствующих той или иной натриевой соли фосфорной кислоты или смеси этих солей. Максимально возможное щелочное число при этом режиме будет соответствовать наличию в воде лишь Na_3PO_4 . Присутствие в котловой воде смеси кислых фосфатов, т. е. Na_2HPO_4 и NaH_2PO_4 гарантирует лишь отсутствие ее агрессивности, но не может предотвратить накипеобразования. В котле в этом случае могут образоваться плотные отложения фосфорита взамен выпадающего в виде шлама гидроксилата, для кристаллизации которого требуется более высокая щелочность. Поэтому для обеспечения нормальной работы котла должна поддерживаться строго определенная концентрация тринатрийфосфата Na_3PO_4 .

Пользуясь величинами Щ и Φ , определяемыми путем анализа, всегда можно решить вопрос о том, поддерживается ли режим чисто фосфатной щелочности или в силу повышенной щелочности котловой воды этот режим нарушается. Целесообразно поддерживать в барабанных котлах по указанным выше причинам в качестве минимального щелочного числа 9—10 мг/л NaOH , которое соответствует примерно $\text{pH} = 10$.

Описанный режим чистофосфатной щелочно-

сти внедрен на ряде электростанций высокого давления. Результаты его осуществления позволяют сделать следующие практические выводы.

Такой режим может быть легко реализован лишь на конденсационных электростанциях. Значительное загрязнение питательной воды бикарбонатами натрия или кальция, наблюдаемое иногда на некоторых электростанциях вследствие неплотностей в конденсаторах турбин и водоподогревателях, может приводить к превращению его в опасный для металла котла фосфатно-щелочной режим котловой воды. Точно такой же результат получен на одной из электростанций высокого давления, на которой питательная вода загрязняется уносимыми из испарителей щелочными соединениями. Попытка организовать этот режим даже с помощью дозировки в котловую воду ди-натрийфосфата не увенчалась успехом в силу систематического появления в котловой воде высокой избыточной щелочности.

Соблюдение режима чисто фосфатной щелочности обеспечивается при повышенных фосфатных числах котловой воды.

Указанный режим используется на нескольких электростанциях высокого давления, в котлах которых поддерживается $\Phi = 45\text{—}75$ мг/л PO_4''' . При таких рекомендуемых нами концентрациях Φ режим чисто фосфатной щелочности в котлах будет соблюдаться при максимальных значениях приведенных ниже щелочных чисел (минимальные значения во всех случаях равны 9 мг/л):

Концентрация фосфатов, мг/л PO_4	Максимальные значения щелочных чисел Щ , мг/л	Концентрация фосфатов, мг/л PO_4	Максимальные значения щелочных чисел Щ , мг/л
45	18,9	65	27,0
50	21,0	70	30,0
55	23,1	75	32,0
60	25,0		

Для предупреждения трещин межкристаллитной коррозии в котлах высокого давления важна разработка безагрессивных режимов для котлов теплоэлектроцентралей. Нитратный режим (при $p > 70$ атм) и режим чистофосфатной щелочности не пригодны для этой цели. Затруднением в создании такого режима котловой воды для теплоэлектроцентралей является высокая щелочность котловой воды.

Имеются следующие пути решения этой задачи: а) практически полная нейтрализация химически очищенной воды серной кислотой и б) такая организация процесса $\text{H} - \text{Na}$ -катионирования воды, которая обеспечивает выдачу химически очищенной воды, практически не содержащей щелочи.

Оба эти способа понижения щелочности котловой воды могут получить практическое использование. Указанные методы водообработки обеспечат не только снижение щелочности котловой воды, но и, одновременно, повышение в ней концентрации сульфатов, положительное действие которых на металл котлов с точки зрения предотвращения образования межкристаллитных трещин неоднократно отмечалось в литературе.

Исследование пароструйного эжектора конденсационной установки

Канд. техн. наук Н. М. Зингер и инж. К. С. Андреева

Несмотря на то, что пароструйные эжекторы широко распространены на тепловых электрических станциях, характеристики этих аппаратов при различных эксплуатационных условиях изучены еще недостаточно. Опубликованные работы освещают в большинстве случаев лишь качественное влияние изменения отдельных параметров на характеристику эжектора вне связи с его основными размерами и формой проточной части.

Совершенно отсутствуют методы расчета характеристик эжекторов конденсационных установок при переменных режимах.

Особенно беден экспериментальный материал по эжекторам, выпускаемым отечественными турбостроительными заводами в настоящее время. В связи с этим во Всесоюзном теплотехническом институте им. Дзержинского было проведено экспериментальное исследование типового пароструйного эжектора, а также выведены расчетные уравнения, позволяющие получить характеристики эжектора расчетным путем с точностью, достаточной для практических целей.

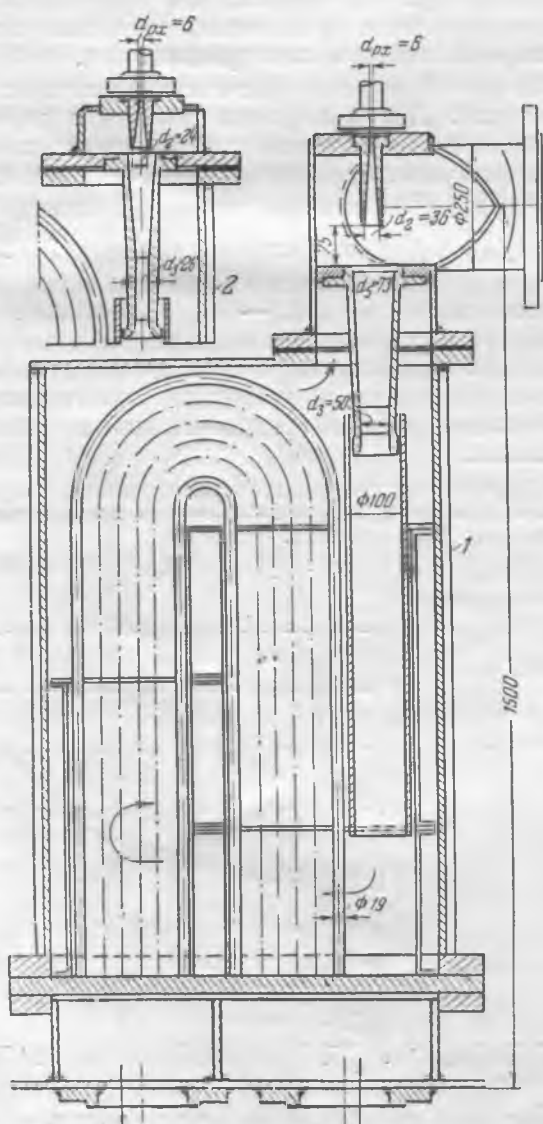


Рис. 1. Эжектор ЛМЗ типа ЭП-2-400.

1 — продольный разрез I ступени; 2 — проточная часть II ступени.

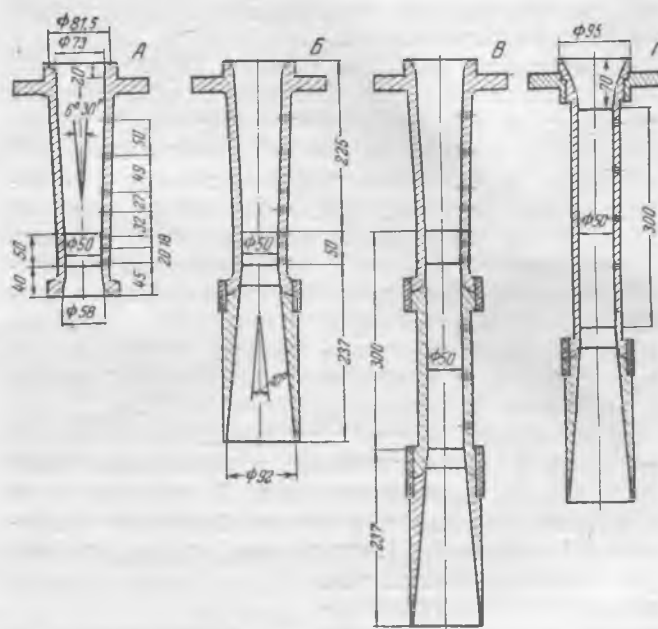


Рис. 2. Формы проточной части I ступени.

А — заводская камера смешения; *Б* — то же с добавлением нормального диффузора; *В* — то же с удлиненным цилиндрическим участком и нормальным диффузором; *Г* — цилиндрическая камера смешения.

Исследование проводилось на промышленном двухступенчатом эжекторе ЛМЗ им. Сталина типа ЭП-2-400 с промежуточным холодильником поверхностью $10,9 \text{ м}^2$ и конечным холодильником поверхностью $5,4 \text{ м}^2$ (рис. 1)*.

Расход эжектируемого воздуха измерялся с помощью тарированного сопла. При опытах на сухом воздухе последний непосредственно поступал в приемную камеру эжектора, а при опытах на паровоздушной смеси воздух сначала поступал в паропреобразователь, где смешивался с вторичным паром, после чего часть пара конденса-

* В проведении этой работы принимала участие ст. техник Р. Х. Курмаева.

ровалась в конденсаторе, из которого насыщенная паровоздушная смесь отсасывалась эжектором. Помимо измерений расходов и основных параметров рабочего пара, паровоздушной смеси и охлаждающей воды, производились измерения давления в ряде точек по длине проточной части эжектора. Опыты велись при различных режимах работы эжектора, а также при заводской и измененных формах проточной части I ступени (рис. 2). Полученные опытные характеристики сопоставлялись с расчетными данными.

Характеристики эжектора при отсасывании сухого воздуха

Как известно, характеристика эжектора, под которой обычно понимают зависимость давления всасывания от количества отсасываемого воздуха, состоит из двух участков: рабочего и перегрузочного. На рабочем участке при небольших расходах воздуха давление всасывания с увеличением количества отсасываемого воздуха возрастает незначительно. Начиная с некоторого расхода воздуха, давление всасывания I ступени эжектора резко увеличивается даже при небольшом увеличении расхода воздуха. Это перегрузочный участок характеристики.

Протекание рабочего участка характеристики определяется тем, что эжектор в этой области работает на так называемом «предельном режиме», когда в одном из сечений камеры смешения наступает критическая скорость потока, и количество эжектируемой среды вследствие этого не зависит от величины противодавления¹. Лишь в случае, если давление после эжектора превысит определенную предельную величину, называемую предельным противодавлением, критическая скорость потока в камере смешения не имеют места, и количество эжектируемой среды определяется величиной противодавления.

На рабочем участке характеристики величина давления в промежуточном холодильнике ниже предельного противодавления I ступени и не оказывает поэтому влияния на давление всасывания I ступени. Наступление перегрузочного режима определяется тем, что давление в промежуточном холодильнике при определенном расходе воздуха превосходит величину предельного противодавления I ступени, которая переходит на допредельный режим работы. Паспорт эжектора содержит обычно характеристику аппарата, показывающую зависимость давления всасывания I ступени p_n^I от расхода отсасываемого воздуха G_n при постоянном расходе рабо-

чего пара G_p . Характеристики снимаются заводами-изготовителями при отсасывании эжектором сухого воздуха.

На рис. 3 представлены подобная характеристика эжектора ЭП-2-400 с заводской формой проточной части, полученная на экспериментальном стенде ВТИ, а также характеристика, полученная Н. В. Калининым в лаборатории паровых турбин ЛМЗ им. Сталина при испытании экспериментального трехступенчатого эжектора. Здесь АВ — расчетная линия предельных противодавлений I ступени $p_{c(np)}^I$. Пересечение линии АВ с линией фактических противодавлений I ступени $p_c^I = p_n^II$ (давлений в промежуточном холодильнике) достаточно удовлетворительно определяет начало перегрузочного режима.

Измерения давления по длине камеры смешения I ступени эжектора ЭП-2-400 при постоянном давлении рабочей и эжектируемой сред и переменном противодавлении (рис. 4) показывают, что в данном случае переход эжектора на допредельный режим происходит лишь тогда, когда повышение давления распространяется на коническую часть камеры смешения I ступени, овидетельствуя тем самым, что предельный режим определяется критической скоростью потока со стороны входа в камеру смешения.

На рис. 3 нанесены расчетные характеристики эжектора². При построении расчетных характеристик отношение сечения камеры смешения, в котором наступает критическая скорость эжектируемой среды, f_5^x к сечению горловины камеры смешения f_3 , $\sigma = f_5^x / f_3$ для I ступени эжектора ЭП-2-400 принято равным 1,46, для I ступени экспериментального эжектора ЛМЗ — 1,1. Расчетные характеристики хорошо совпадают с результатами опытов, несмотря на весьма упрощенную схему, исходя из которой выведено уравнение характеристики. При выводе уравнения предполагалась возможность

² Здесь и на последующих рисунках расчетные характеристики нанесены пунктиром. Сплошными линиями нанесены опытные характеристики.

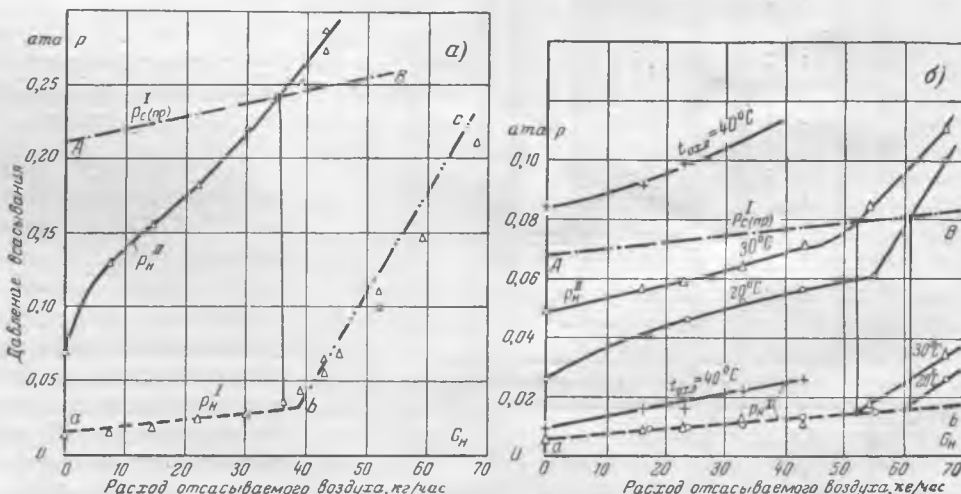


Рис. 3. Характеристики $p_n^I = f(G_n)$ при отсасывании сухого воздуха.

а — эжектор ЭП-2-400 ($p_p = 16$ атм; $t_p = 200^\circ \text{C}$; $G_{oxl} = 25$ м³/час и $t_{oxl} = 120^\circ \text{C}$); б — трехступенчатый эжектор (опыты ЛМЗ при $p_p = 13$ атм и $t_p = 190^\circ \text{C}$).

¹ Н. М. Зингер, Эксплуатационные характеристики пароструйных компрессоров, «За экономию топлива», 1952, № 4.

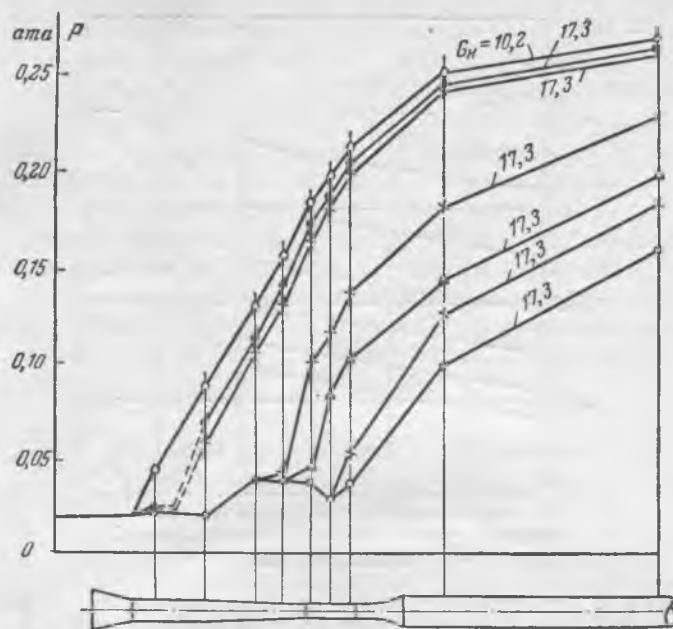


Рис. 4. Распределение давлений по длине проточной части I ступени эжектора ЭП-2-400 ($p_p = 16 \text{ атм}$; $p_n = 0,0185 \text{ атм}$).
 G_n — количество эжектируемого воздуха, кг/час.

при больших сверхзвуковых скоростях эжектирующей струи раздельного течения на некотором протяжении рабочей и эжектируемой струй. Как подтверждают проведенные опыты, полученное уравнение достаточно точно отражает и влияние на характеристику эжектора изменения параметров рабочего пара, а также основного геометрического параметра аппарата — отношения сечения горловины камеры смещения к критическому сечению сопла (f_3/f_{px}).

На рис. 5 приведено сравнение расчетных и опытных характеристик при различных расходах

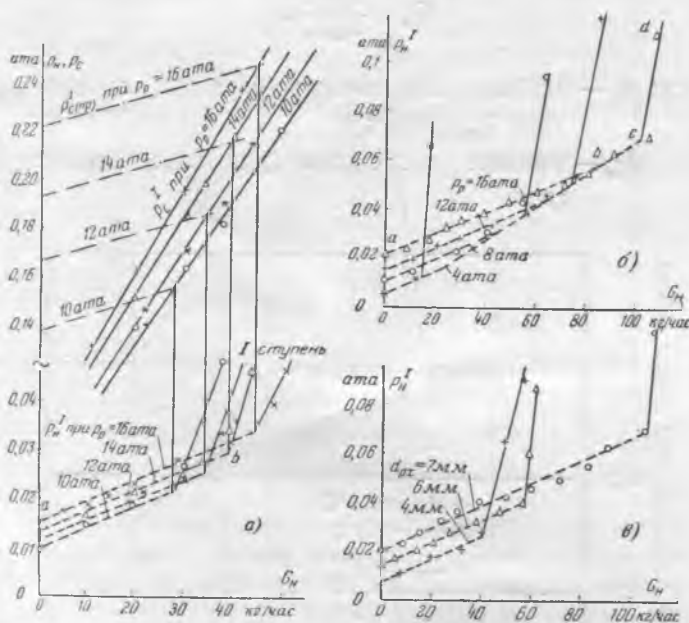


Рис. 5. Влияние расхода рабочего пара на характеристику $p_n^1 = f(G_n)$ при отсасывании сухого воздуха.

а — изменение давления рабочего пара (заводская форма проточной части I ступени); б — изменение давления рабочего пара (камера смещения по рис. 2, в, сопло $d_{px} = 7 \text{ мм}$); в — изменение критического сечения рабочего сопла ($p_p = 16 \text{ атм} = \text{const}$).

рабочего пара на I ступень. Расход рабочего пара изменялся в одном случае путем изменения давления рабочего пара p_p , в другом — критического сечения сопла f_{px} . Давление рабочего пара перед II ступенью и ее основные размеры сохранялись при этом неизменными. Как отмечалось уже в прежних работах³, когда эжектор отсасывает сухой воздух, уменьшение расхода рабочего пара приводит при одном и том же давлении всасывания к увеличению количества эжектируемой среды или, другими словами, к смещению рабочего участка характеристики вниз при одновременном сокращении его протяженности. Указанное смещение рабочего участка характеристики объясняется при принятой расчетной схеме уменьшением сечения рабочего потока и соответствующим увеличением кольцевого сечения конфузора, в котором достигается критическая скорость эжектируемого потока. Одновременно, как видно на рис. 5, снижается и величина предельного противодавления, и, несмотря на обусловленное уменьшением расхода пара, поступающего в промежуточный холодильник, некоторое снижение линии фактических противодавлений, точка пересечения этой линии с линией предельных противодавлений, определяющая начало перегрузки эжектора, смещается в сторону меньших расходов воздуха.

При увеличении диаметра критического сечения рабочего сопла I ступени d_{px} с 6 до 7 мм отношение сечений f_3/f_{px} уменьшается с 70 до 50. Значение предельного противодавления при этом повышается, и эжектор продолжает оставаться на рабочей части характеристики при расходах эжектируемого воздуха, которым отвечает давление всасывания p_n^1 , превосходящее давление в выходном сечении рабочего сопла p_2 . В этом случае опытные данные (рис. 5, б) в согласии с принятой расчетной схемой обнаруживают излом характеристики $p_n^1 = f(G_n)$. На участке ab , где $p_n^1 < p_2$, объемная производительность является переменной, снижаясь до нуля при $G_n = 0$, а снижение давления всасывания происходит медленнее, чем снижение расхода отсасываемого воздуха. В точке b $p_n^1 = p_2 \approx 0,06 \text{ атм}$. На участке bc давление всасывания меняется пропорционально расходу отсасываемой среды, что свидетельствует о постоянной объемной производительности эжектора в этой области. На участке cd , отвечающем уже перегрузочному режиму работы эжектора, его объемная производительность резко уменьшается по мере увеличения G_n . Излом характеристики при $p_n^1 = p_2$, отражающей переход из области возрастающей объемной производительности эжектора в область постоянной объемной производительности, можно видеть также на приведенном рис. 9 (в этом случае $p_2 = 0,05 \text{ атм}$).

Опыты, проведенные при различных температурах охлаждающей воды, поступающей в холодильник, подтвердили, что повышение $t_{охл}$, не

³ Л. Б. Берман, Эксплуатационные характеристики пароструйных эжекторов, "Электрические станции", 1949, № 7.

влияя на протекание зависимости $p_n = f(G_n)$ на рабочем участке характеристики, приводит к наступлению перегрузки при меньшем расходе воздуха (аналогично рис. 3,б) из-за уменьшения количества конденсирующегося в промежуточном холодильнике пара. Увеличение же количества конденсирующегося здесь пара путем впрыска воды в паровое пространство поверхностного промежуточного холодильника позволило снизить давление в нем и отдалить начало перегрузочного режима: расход воздуха, отвечающий началу перегрузочного режима, возрос с $G_n = 45 \text{ кг/час}$ до $G_n = 60 \text{ кг/час}$.

Характеристики эжектора при отсасывании паровоздушной смеси

Приведенные на рис. 6 результаты опытов при отсасывании эжектором ЭП-2-400 насыщенной паровоздушной смеси показывают, что в пределах их рабочих участков характеристики для различных значений температуры отсасываемой смеси представляют собой практически параллельные прямые, что свидетельствует о постоянстве объемной производительности эжектора при работе его на предельном режиме ⁴.

Величина объемной производительности эжектора может быть определена расчетным путем при известном, например из опытов на сухом воздухе, значении коэффициента $\sigma = f_4^x / f_3$. Согласно описываемым опытам эта величина составляет для I ступени эжектора ЭП-2-400 1,46, для II ступени — 1,35.

Объемный расход эжектируемой среды

$$V_n = V \sqrt{gk \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} f_4^x \sqrt{R_n T_n} \cdot 3600 \text{ м}^3/\text{час},$$

где $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$ — ускорение силы тяжести;
 k — показатель адиабаты;
 R_n — газовая постоянная, кгм/кг град ;
 T_n — температура эжектируемой среды, град. абс;

$f_4^x = f_4^x - f_2 = \sigma f_3 - f_2$ — кольцевое сечение камеры смешения, в котором наступает критическая скорость эжектируемой среды;
 f_2 — выходное сечение рабочего сопла.

Для I ступени эжектора ЭП-2-400

$$f_4^x = 0,786 (1,46 \cdot 50^2 - 36^2) 10^{-6} = 1850 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

При отсасывании сухого воздуха температурой 30°C

$$V_n = 2,14 \cdot 1850 \cdot 10^{-6} \sqrt{29,3 \cdot 303 \cdot 3600} = 1350 \text{ м}^3/\text{час}.$$

При отсасывании паровоздушной смеси вследствие изменения значений k и R_n расчетная объем-

⁴ За исключением лишь указанной выше области наименее низких расходов отсасываемой среды (участок *ab* на рис. 5,б), в пределах которой и при предельных режимах объемная производительность эжектора является переменной. При отсасывании эжектором насыщенной паровоздушной смеси и обычных температурах последней эта область, как правило, не достигается.

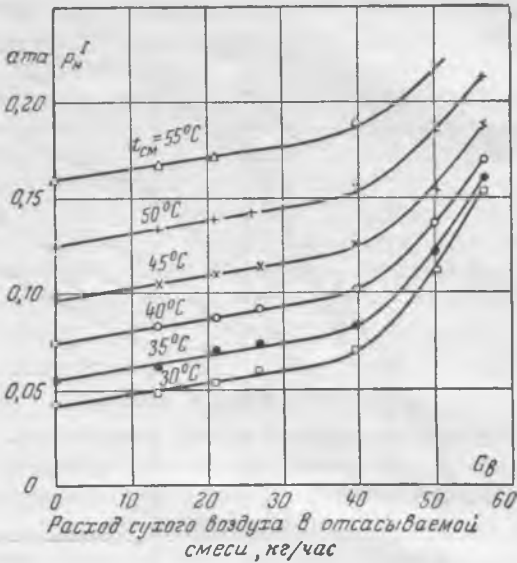


Рис. 6. Характеристики эжектора при отсасывании насыщенной паровоздушной смеси ($p_p = 16 \text{ атм}$; $t_{охла} = 15^\circ \text{C}$).

ная производительность согласно приведенному выше уравнению увеличивается на $10 \div 12 \%$ и составляет в данном случае $1500 \text{ м}^3/\text{час}$.

Эта величина близко совпадает с приведенными на рис. 7 опытными значениями V_n . Полученная из опытов объемная производительность II ступени, равная $360 \text{ м}^3/\text{час}$, также близко совпадает с расчетной.

Поскольку объемный расход пара, содержащегося в отсасываемой смеси, равен объемному расходу последней V_n , рабочему участку характеристики отвечает при неизменной температуре насыщенной смеси $t_{см}$ и практически постоянный весовой расход пара

$$G_n = \frac{p_n V_n}{R_n T_n},$$

где p_n — давление насыщенного пара при температуре $t_{см}$, кг/м^2 ;
 R_n — газовая постоянная для пара, кгм/кг град .

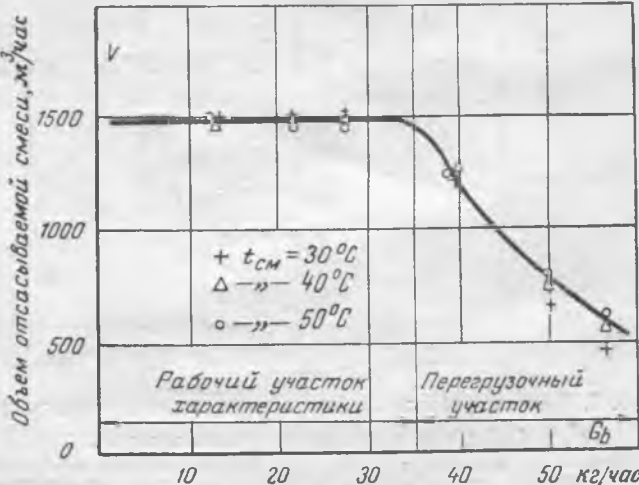


Рис. 7. Объемная производительность эжектора при отсасывании паровоздушной смеси.

При повышении $t_{с.м}$ содержание пара в насыщенной смеси значительно возрастает, однако увеличивающийся при этом суммарный расход отсасываемой среды $G_n = G_n + G_g$ не приводит к перегрузке эжектора, так как большая часть пара конденсируется в промежуточном холодильнике. Увеличение расхода пара, отсасываемого II ступенью, и давления в промежуточном холодильнике оказывается небольшим, и пересечение линий предельного противодействия и фактических давлений в промежуточном холодильнике происходит примерно при одном и том же расходе сухого воздуха G_a .

Характеристики I ступени при измененных формах проточной части

На рис. 1 видно, что в испытывавшемся эжекторе отсутствует нормальный диффузор, а поток из горловины камеры смешения после почти внезапного расширения попадает в цилиндрическую горловину приблизительно равна ее диаметру, но этого недостаточно для выравнивания профиля скоростей потока. Недостаточная длина цилиндрического участка камеры смешения и неблагоприятная форма диффузора приводят, как это отчетливо показали

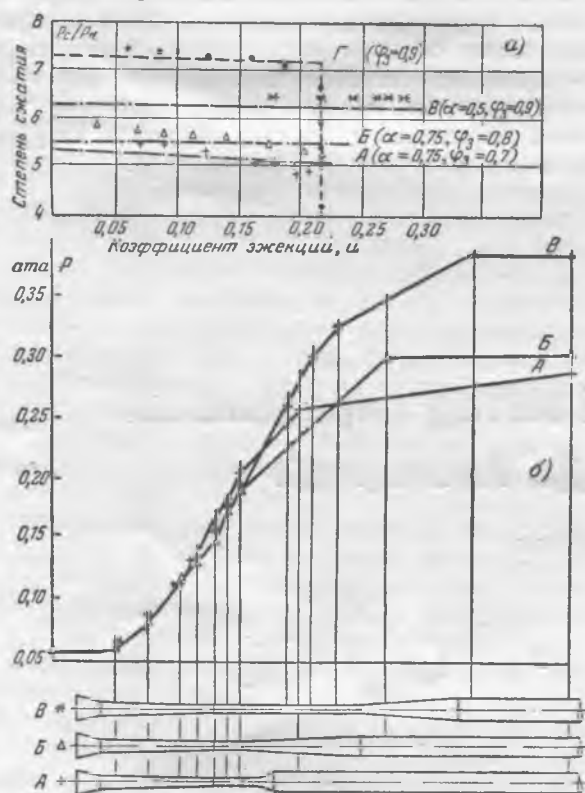


Рис. 8. Влияние формы проточной части на характеристику $p_c/p_n = f(\mu)$ I ступени эжектора (а) и на распределение давлений по длине камеры смешения при допредельном режиме работы (б). $p_p=16$ атм; $t_p=200^\circ\text{C}$; $p_n=0,056$ атм; $G_n=48,5$ кг/час.

Буквенные обозначения кривых соответствуют обозначениям различных форм проточной части на рис. 2. φ_3 — коэффициент скорости диффузора; α — отношение давления в начале цилиндрической части камеры смешения к давлению перед диффузором.

проведенные ранее опыты на пароструйном компрессоре, к снижению возможной степени сжатия в эжекторе. Поэтому были проведены опыты с измененными формами проточной части I ступени эжектора, изображенными на рис. 2. Они отличались тем, что в одном случае после заводской камеры смешения был расположен нормальный диффузор, а в другом также удлинена цилиндрическая часть камеры смешения. Кроме того, была испытана цилиндрическая камера смешения без развитого сходящегося (конфузорного) участка. Эти опыты велись при отсасывании сухого воздуха.

На рис. 8 изображены зависимости степени сжатия смеси в I ступени эжектора p_c^I/p_n^I от коэффициента эжекции $\mu = G_n/G_p$ для различных испытывавшихся форм камеры смешения, а также распределение давления по длине камер смешения с заводским конфузором при допредельном режиме работы. Из этого графика видно, что только за счет улучшения формы проточной части степень сжатия смеси может быть повышена на 20%. На рис. 8,а пунктиром нанесены расчетные характеристики при допредельном режиме работы эжектора. Максимальная степень сжатия при допредельном режиме обеспечивается цилиндрической камерой смешения, однако в этом случае предельный режим наступает при значительно более низком значении коэффициента эжекции вследствие меньшей величины кольцевого сечения для прохода эжектируемой среды.

Влияние формы проточной части на характеристику $p_n^I = f(G_n)$ видно из рис. 9. При различных формах проточной части, но при сохранении заводского конфузора рабочие участки характеристик совпадают, так как критическая скорость эжектируемого потока достигается в одном и том же сечении конфузора. Влияние более совершенной формы проточной части сказывается в том,

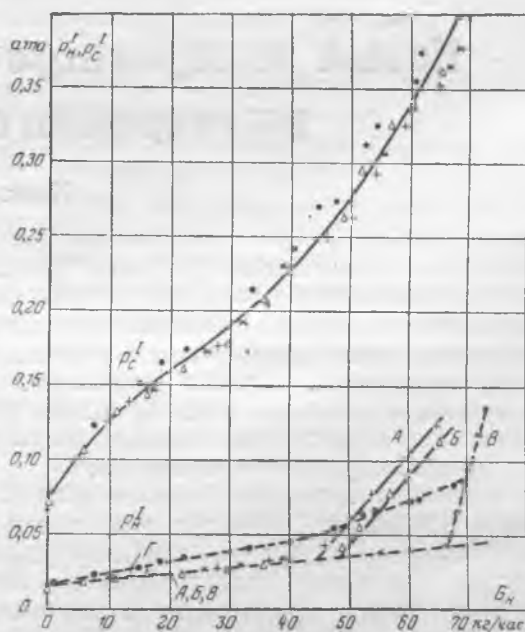


Рис. 9. Характеристики $p_n^I = f(G_n)$ при различных формах проточной части эжектора ($p_p=16$ атм, $t_p=200^\circ\text{C}$, $t_{охл}=15^\circ\text{C}$).

что увеличение степени сжатия смеси в эжекторе приводит к повышению предельного противодавления и к отдалению вследствие этого начала перегрузочного режима.

При цилиндрической форме камеры смешения рабочий участок характеристики располагается по указывавшейся ранее причине выше, чем при конической камере. Опытная характеристика в этом случае также хорошо совпадает с расчетной. Для построения последней в случае цилиндрической камеры смешения не требуется знания опытных коэффициентов, так как площадь сечения f_s^* , в которой достигается критическая скорость эжектируемой среды, является вполне определенной, равной площади сечения цилиндрической камеры f_s .

Камера смешения с развитым конфузуром, позволяет, таким образом, увеличить предельный коэффициент эжекции, т. е. производительность эжектора на рабочей части характеристики, и вместе с тем благодаря ограниченному значению параметра f_s/f_{px} сохранить достаточно высокие значения предельных противодавлений.

Оптимальный угол конусности конфузора, вероятно, должен быть близок к обычно принимаемому — $5 \div 8^\circ$. Во всяком случае опыты с конфузуром, имеющим угол конусности, равный 22° , а также опыты с цилиндрической камерой (угол конусности 0°) дали худшие результаты. К ухудшению работы эжектора привело также приближение сопла к камере смешения на 40 и 95 мм. Производительность эжектора на рабочей части характеристики при этом уменьшалась. Детальных исследований влияния положения сопла и угла конусности конфузора не производилось.

Описанное выше экспериментальное исследование показало достаточную для практических целей точность расчетных уравнений и позволило определить опытные коэффициенты, необходимые для расчета эжекторов с коническими камерами смешения, подобных испытывавшимся.

Приведенные данные позволяют сделать ряд практических выводов, которые могут быть использованы эксплуатационным персоналом и наладочными организациями.

Можно считать, что основной характеристикой эжектора является величина его объемной производительности на рабочей части характеристики. Эта величина определяется по измеренному количеству отсасываемого воздуха G_a , что может быть сделано, например, с помощью воздухомера, установленного на выхлопном патрубке, а также по замеренным давлению p_n и температуре t_n отсасываемой смеси:

$$V = \frac{29,3T_n}{p_n - p_n} G_a$$

При малых присосах воздуха разность $p_n - p_u$ мала, и точность определения V_n вследствие неизбежной погрешности в определении p_n и t_n снижается; поэтому во время определения V_n может быть целесообразно искусственно увеличить присос воздуха в конденсатор, не доводя, однако, эжектор до начала перегрузочного режима. Если определенная таким образом объемная производительность соответствует известной для данного типа эжектора, можно сделать вывод, что эжектор работает нормально и причину низкого вакуума следует искать в работе конденсатора.

□ □ □

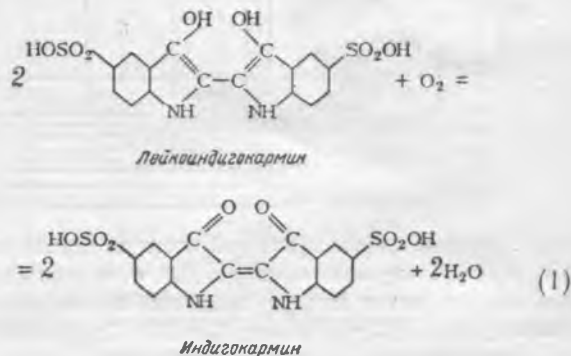
Новый колориметрический метод определения растворенного в воде кислорода

Инж. Р. Л. Бабкин

Некоторые органические красители при энергичном восстановлении переходят в слабо окрашенные лейкосоединения, способные легко окисляться молекулярным кислородом с восстановлением первоначальной окраски красителя. Это свойство и было положено в основу нового принципа фиксации и колориметрирования растворенного в воде молекулярного кислорода.

На основании экспериментальных данных нами было установлено, что при визуальном колориметрировании одним из наиболее удобных красителей является индигокармин. Кроме удовлетворительных физических и химических свойств, он еще удобен и тем, что широко применяется в лабораторной аналитической практике.

В основу индигокарминового метода положения реакция:

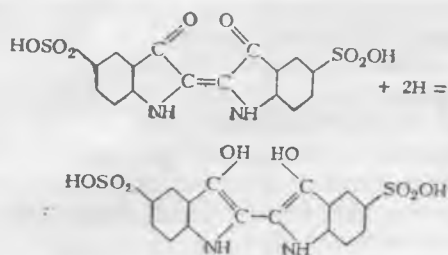
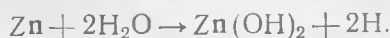


В результате окисления лейкосоединения в испытуемой пробе образуется индигокармин в количествах, пропорциональных первоначальной концентрации кислорода. Колориметрируя

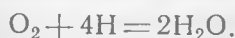
возникающую при этом окраску, судят о содержании кислорода в пробе.

Был выбран ход определения растворенного в воде кислорода в слабощелочной среде, учитывая, что в слабокислых и кислых растворах одновременно с прохождением основной реакции возможно окисление лейкоиндигокармина и за счет других окислителей, случайно присутствующих в реакционной среде.

Лейкосоединение, необходимое для фиксации кислорода, готовится по мере надобности восстановлением слабоаммиачного раствора индигокармина амальгамированным цинком:



Одновременно с восстановлением красителя происходит восстановление и растворенного в реактиве молекулярного кислорода



Это исключает необходимость сведения поправок на кислород, растворенный в применяемых реактивах.

Практически восстановление раствора индигокармина цинком удобно производить в обычной бюретке, до половины заполненной амальгамированным цинком. Бюретку с цинком заполняют аммиачным раствором индигокармина и ожидают перехода цвета раствора из синего в желтый. Такой способ восстановления дает возможность всегда иметь в запасе небольшое количество как восстановленного, так и не восстановленного раствора, предохранить восстановленный раствор от соприкосновения с кислородом и надежно производить дозировку, пользуясь делениями бюретки.

Необходимый аммиачный раствор индигокармина готовят из кислого раствора прибавлением к определенному объему последнего такого количества 10%-ного аммиака, чтобы нормальность полученного раствора по аммиаку стала около 0,2. Аммиачный раствор неустойчив и хранить его более суток не следует.

Для приготовления кислого раствора 500 мг, мелко истертый индигокармин помещают в маленький стаканчик, смешивают с 5 мл концентрированной серной кислоты, нагревают на водяной бане до растворения, разбавляют водой до объема 1 л и устанавливают титр титрованием подкисленного раствора 0,01 н раствором перманганата. Титр раствора индигокармина выражают через кислород; нормально он должен быть 0,02—0,03 мг/мл O_2 .

В связи с тем, что проба после фиксации кислорода лейкоиндигокармином должна быть изолирована от соприкосновения с воздухом в течение всего хода определения, необходимо приме-

нять специальные склянки, обеспечивающие полную герметичность. Нами использованы цилиндрические парфюмерные склянки из-под тройного одеколона на 200 мл с навинчивающимися колпачками из пластмассы. Для обеспечения полной герметичности в колпачок вставляют резиновую прокладку, а верхнюю плоскость горлышка шлифуют на обычном шлифовальном камне (бруске).

Таким образом, ход определения при визуальном колориметрировании сводится к следующему.

Обычным приемом отбирают пробу испытуемой воды, вводят в нее из бюретки-редуктора заданное количество лейкосоединения, склянку герметически закрывают, содержимое перемешивают и колориметрируют в этой же склянке сравнением с серией стандартных растворов, хранящихся в таких же склянках.

Наиболее простым и надежным способом составления цветной шкалы является расчетный способ. В его основу положено предположение, что реакция между лейкоиндигокармином и кислородом протекает строго по уравнению (1) и, следовательно, между кислородом и возникшим в результате окисления индигокармином соблюдается строгая эквивалентность.

Желтая составляющая шкалы удачно имитируется растворами пикриновой кислоты. Для составления имитирующих эталонов шкалы в склянки отмеривают рассчитанное количество кислого раствора индигокармина и раствора пикриновой кислоты, склянки заполняют водой, закрывают пронумерованными колпачками, перемешивают и сохраняют как эталоны.

Шкалу рекомендуется менять раз в неделю.

Расчет количества раствора индигокармина для каждого эталона шкалы производят по формуле (2) и пикриновой кислоты по формуле (3):

$$V_{ик} = \frac{C \cdot W}{1000 \cdot T}, \quad (2)$$

$$V_{п.к} = \frac{W}{1000 \cdot 0,02} (C_{макс} - C) + A, \quad (3)$$

где $V_{ик}$ — количество миллилитров титрованного раствора индигокармина;

$V_{п.к}$ — то же для пикриновой кислоты с концентрацией 370 мг/л;

W — объем приготавливаемого раствора;

T — титр кислого индигокарминового раствора по кислороду;

C и $C_{макс}$ — условная концентрация кислорода для составляемого эталона и для последнего эталона шкалы соответственно;

A — заданный избыток лейкосоединения;

0,02 — условный титр раствора пикриновой кислоты по кислороду (1 л этого раствора содержит 370 мг пикриновой кислоты).

Теоретическое количество реактива, необходимое для фиксации кислорода при применении определенной шкалы, вычисляют по формуле (2), в которую подставляют вместо C значение $C_{макс}$. Практически следует дозировать реактива примерно на 0,3—0,5 мл больше теоретически рассчитанного. Тогда при слишком большом содержании кислорода в испытуемой воде проба выходит за пределы шкалы, исключая ошибочное заключение

о том, что содержание кислорода не превышает концентрации, отвечающей последнему эталону шкалы.

Если обозначить указанный выше избыток реактива через *A*, то дозировка лейкоиндигокармина определяется формулой

$$D = \frac{C_{\text{макс}} \cdot W}{1\,000 \cdot T}, \tag{4}$$

где *D* — дозировка раствора индигокармина, *мл*

Слишком сильно увеличивать постоянную *A*. не следует, так как при этом первые эталоны приобретают интенсивно-желтую окраску, затрудняющую колориметрирование.

Таблица 1

Данные титрования	Номера эталонов					
	0	2	4	6	8	10
<i>C</i> , мг/л O ₂	0,00	0,02	0,04	0,06	0,08	0,10
<i>V_{ик}</i>	0,00	0,225	0,450	0,675	0,900	1,135
<i>V_{п.к}</i>	1,5	1,2	0,9	0,7	0,5	0,3

Таблица 2

Данные титрования	Номера эталонов							
	0	2	4	6	8	10	15	20
<i>C</i> , мг/л O ₂	0,00	0,02	0,04	0,06	0,08	0,10	0,15	0,20
<i>V_{ик}</i>	0,00	0,225	0,450	0,675	0,900	1,135	1,695	2,25
<i>V_{п.к}</i>	2,70	2,50	2,30	2,20	1,90	1,60	1,10	0,50

В табл. 1 и 2 приведены проверенные в условиях эксплуатации две шкалы, которые отличаются одна от другой только верхними пределами концентраций (0,1 мг/л O₂ в табл. 1 и 0,2 мг/л O₂ в табл. 2) и величинами дозировки реактива для фиксации кислорода. Применение той или иной

что в этом пределе снижает точность определения до 0,02—0,03 мг/л O₂.

Следует указать на возможность составления шкалы, охватывающей сравнительно большой интервал концентрации с сохранением высокой чувствительности в начале шкалы.

Составляется эта шкала сочетанием двух шкал: первой — в начале шкалы и укороченной — в конце. Применение сдвоенной шкалы предусматривает двойную дозировку реактива. При двойной дозировке отбирают пробу и в нее дозируют такое количество реактива, которое соответствует первой половине шкалы. Если после первой дозировки раствор становится чисто голубым, что свидетельствует о большом содержании кислорода, то вводят дополнительное количество реактива, доводя общую дозировку до той, которая присуща данной укороченной шкале. В табл. 3 показан пример составления сложной шкалы, охватывающей концентрации от 0,00 до 0,5 мг/л O₂.

Описанный вариант индигокарминового метода определения кислорода применим для всех сточных вод, не содержащих взвешенных веществ и имеющих pH ≤ 10.

Метод нечувствителен к температуре, нитритам, нитратам, сульфатам, хлоридам, фенолу, двух- и трехвалентному железу, цинку, аммиаку и малым количествам сульфита натрия.

Своеобразно протекает определение при концентрации сульфита натрия в несколько десятков миллиграммов в литре. При этом отмечается медленное ослабление окраски раствора, не мешающее, однако, ходу определения, если разрыв во времени между фиксацией кислорода и колориметрированием не превышает часа.

Определению мешают ионы меди, но их отрицательное влияние полностью парализуется, если

Таблица 3

Данные титрования	Номера эталонов										
	0	2	4	6	8	10	15	20	30	40	50
$C, \text{мг/л O}_2$	0,00	0,02	0,04	0,06	0,08	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40	0,50 ³
$V_{ик}$	0,00	0,225	0,450	0,675	0,900	1,125	1,695	2,250	3,385	4,500	5,625
$V_{п.к}$	1,0	0,775	0,550	0,325	0,1	4,875	4,312	3,750	2,625	1,500	0,400
D	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
A	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Примечание. В табл. 1, 2 и 3 величина дозировки реактивов вычислена для парфюмерных склянок с полной емкостью 225 мл и титра индигокармина по кислороду, равному 0,02 мг/мл O₂.

шкалы всецело зависит от рабочих концентраций кислорода в анализируемых водах.

Если в условиях эксплуатации котлов проскоки кислорода с концентрацией более 0,1 мг/л O₂ исключены или настолько редки, что ими можно пренебречь, то рационально пользоваться шкалой, приготовленной по схеме табл. 1. При частых проскоках кислорода следует применять шкалу, составленную по схеме табл. 2, которая охватывает интервал концентрации до 0,2 мг/л O₂. Первая половина этой шкалы (0,0—0,1) обладает такой же точностью, как и шкала 1, но имеет более интенсивную желтую окраску, несколько затрудняющую колориметрирование. Вторая половина шкалы, в интервале 0,1—0,2, укорочена,

применять аммиачный раствор индигокармина, содержащий около 1 г сегнетовой соли, в 100 мл раствора.

Длительное применение индигокарминового метода определения кислорода на ряде уральских электростанций показало несомненно преимущество его перед всеми известными иодометрическими методами.

Простота и малая чувствительность метода к мешающим ионам позволяет рекомендовать его широкое внедрение в практику электростанций и в первую очередь там, где осуществляется сульфитирование питательной воды или вода содержит ионы, мешающие иодометрическим определениям.



Железобетонные свайные фундаменты опор линий электропередачи

Инж. Е. М. Белов, инж. А. А. Каменский и инж. И. И. Филимончук

Особенности возведения фундаментов под опору

Создание мощных энергетических узлов требует сооружения десятков тысяч километров как магистральных, так и распределительных линий электропередачи высокого напряжения.

В целях наиболее эффективного использования материальных ресурсов и обеспечения высоких темпов производства работ требуется максимально механизировать наиболее трудоемкие процессы, централизовать на стационарных базах изготовление отдельных элементов конструкций линий электропередачи, широко внедрить новые скоростные методы производства строительных и монтажных работ.

Фундаменты под металлические опоры в настоящее время осуществляются либо в виде бетонных или железобетонных массивов, либо в виде металлических конструкций, получивших название металлических подножников. В последнее время для экономии металла сделана попытка заменить металлические подножники сборными железобетонными. Однако все перечисленные типы фундаментов имеют существенный недостаток, заключающийся в большой трудоемкости производственных процессов.

Сооружение обычных бетонных фундаментов под металлические опоры требует выполнения большого количества земляных работ, трудно поддающихся механизации в специфических условиях линейного строительства.

Разработка котлованов под опоры с применением специальных буровых машин и обычных экскаваторов при сравнительно малых объемах каждого из них и большой их разбросанности по трассе не дала удовлетворительных результатов, и земляные работы попрежнему являются наиболее трудоемкими, лимитирующими производство остальных видов работ при сооружении линий электропередачи.

Кроме того, при рытье котлованов с применением механизмов или вручную, нарушается структура грунта, происходит разрыхление его, а в осеннюю и весеннюю распутицу или при наличии высоких грунтовых вод грунт разжижается, и это снижает прочность заделки фундамента в грунт.

При рытье котлованов в местах с высоким уровнем грунтовых вод часто приходится применять водоотлив. Необходимость применения водоотлива создает также дополнительные затруднения.

Особенно трудоемки земляные работы в зимний период, когда промерзший грунт трудно поддается разработке. В этих случаях приходится применять оттаивание грунта, мелкие взрывы или разработку его с помощью пневматических инструментов, засыпку же котлована производить мерзлым, плохо поддающимся уплотнению грунтом с примесью снега.

Большие трудности составляет и изготовление самих бетонных фундаментов на трассе. Сравнительно малые объемы работ по каждому фундаменту не дают возможности высоко механизировать бетонные работы непосредственно на пикете, а разбросанность фундаментов по трассе линии затрудняет возможность организации централизованного приготовления бетона.

Для приготовления бетонной смеси на трассе, кроме завоза заполнителей и цемента, необходимо доставлять на большие расстояния и воду, требную в больших количествах не только для приготовления смеси, но и для ухода за бетоном в летнее время. При завозе заполнителей, цемента и воды на пикет имеют место неизбежные потери, приводящие к перерасходу материалов и удорожанию работ. Контроль за качеством приготовления бетонной смеси и ее укладкой на трассе затруднен. В результате имеют место либо низкое качество бетона, либо перерасходы цемента. Особые трудности представляет сооружение бетонных фундаментов в зимних условиях.

Металлические подножники требуют также выполнения большого объема земляных работ и, кроме того, дополнительного расхода металла, срок службы которого в грунте ограничен из-за коррозии.

Из приведенного следует, что для коренного усовершенствования методов производства работ вопрос о конструкции фундаментов на линиях электропередачи должен быть решен по-новому. Таким новым решением является применение свайных фундаментов.

Свайные фундаменты

Впервые использование свай как оснований для опор линий электропередачи было осуществлено в 1948 г. в тресте «Ленэлектросетьстрой» при сооружении линий электропередачи на деревянных опорах.

В 1949 г. группой инженеров треста «Донбассетьюстрой» был предложен железобетонный свайный тип фундамента для металлических опор, однако он не был осуществлен на практике ввиду ряда конструктивных недостатков.

Преимуществами свайных фундаментов в сравнении с другими известными типами фундаментов являются:

а) возможность централизованного изготовления фундаментов (свай) в заводских условиях и полная ликвидация производства бетонных работ в полевых условиях;

б) полная ликвидация трудоемких земляных работ на трассах линий электропередачи;

в) возможность полной механизации работ при сооружении свайных фундаментов с минимальной затратой ручного труда;

г) резкое сокращение потребности в транспорте;

д) значительное сокращение потребности в рабочей силе для выполнения строительных работ;

е) резкое сокращение расхода металла, леса, цемента, щебня и песка;

ж) более надежная заделка фундамента в грунте;

з) производство работ в зимний период (при мерзлых грунтах) мало чем отличается от работ в летний период.

Сложность использования железобетонных свай как фундаментов под опоры заключается в том, что сваи при забивке их отклоняются от заданного направления на относительно большую величину, в результате чего совпадение головки сваи с пятой опоры нарушается; поэтому решение вопроса могло идти по двум направлениям: либо обеспечить условия точной забивки свай, либо — найти такое конструктивное решение сопряжения основания опоры с головкой сваи, которое позволило бы установить опору и при значительном отклонении сваи от заданного направления.

После всестороннего обсуждения ряда вариантов в 1951 г. та же группа инженеров Донбассстроя создала новую конструкцию железобетонной сваи для свайного фундамента и разработала технологию забивки свай и монтажа опоры, обеспечивающую точность забивки свай в грунт и возможность установки опоры при незначительном отклонении сваи от заданного направления.

Такие железобетонные свайные фундаменты были применены под металлическую узкобазную опору типа «Рюмка» для линий 220 кв с проводом АСУ-300 для IV района гололедности. Свайный фундамент состоит из четырех отдельно забиваемых свай (рис. 1), связанных между собой основанием опоры.



Рис. 1.

Железобетонные сваи были приняты квадратного сечения размером 20×20 см. Марка бетона 200.

Исходя из расчетной глубины забивки сваи $h = 4,5$ м, определенной для глинистых грунтов средней плотности по формуле

$$h = \sqrt{\frac{R \cdot k}{2b \operatorname{tg} \varphi \operatorname{tg}^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2} \right) g}}$$

где $R = 12,6$ — выдергивающее усилие, т;

$k = 4,0$ — постоянный коэффициент;

$b = 0,2$ — толщина сваи, м;

$\varphi = 40^\circ$ — угол естественного откоса;

$g = 1,6$ — объемный вес грунта,

длина сваи была принята равной 5,0 м.

Особенность конструкции сваи заключается в том, что она имеет жесткий сварной арматурный каркас с наконечником в подошве (рис. 2). В каркас заделан анкерный болт диаметром 40 мм и длиной 1650 мм для крепления опоры.

Для предохранения головки сваи и выступающей нарезной части анкерного болта от разрушения при забивке сваи был сконструирован и изготовлен специальный наголовник (рис. 3) с амортизирующей прослойкой из смеси песка с древесными опилками. Наголовник был выполнен сварным из листовой стали с угловыми накладками.

Точность забивки сваи обеспечивалась специальным шаблоном, представляющим собой раму из угловой стали с гнездами по углам, через которые проходят сваи при забивке (рис. 4). Конструкция этого шаблона обеспечивала постоянное расстояние между четырьмя сваями при их забивке

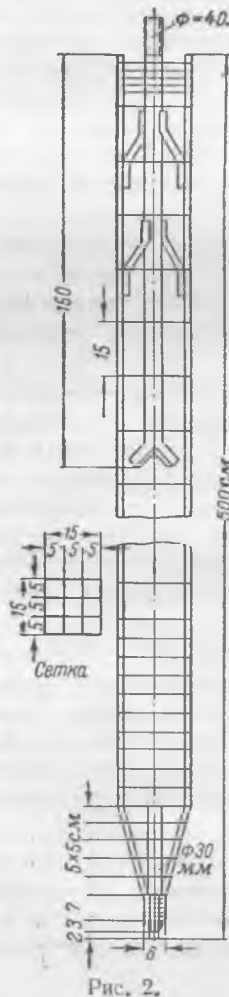


Рис. 2.

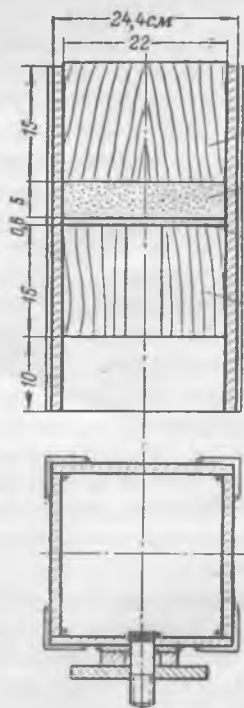


Рис. 3.



Рис. 4.

и облегчала установку рамы основания опоры на анкерные болты свай.

Рама основания металлической опоры (рис. 5) была запроектирована и осуществлена применительно к особенностям свайного фундамента.

Опытные образцы железобетонных свай были выполнены на одном из заводов железобетонных изделий. Для изготовления свай был принят глиноземистый цемент марки 400. Состав бетона 1 : 1,94 : 3,64. Водоцементный фактор 0,61. Укладка бетонной смеси производилась с помощью вибратора. Для ускорения твердения смеси был применен способ пропаривания.

Лабораторные испытания бетона, произведенные на 10-й день после его изготовления, показали временное сопротивление сжатию 209,5 кг/см².

По технологическим соображениям сваи были выполнены длиной 5,5 м. Готовые сваи транспортировались к месту производства испытаний на автомашине по бездорожью на расстояние 65 км и никаких повреждений не получили.

Испытание свайного железобетонного фундамента

Испытание железобетонного свайного фундамента было разделено на два этапа. К первому этапу был отнесен процесс забивки свай с целью изучения их поведения при забивке, скорости погружения и определения возможной точности забивки. Ко второму этапу были отнесены испытания механической прочности фундамента.

Испытание свайного фундамента производилось в полевых условиях. Грунт в месте испытаний имел следующую характеристику: растительный слой — 0,3 м, плотно слежавшийся песчанник — 0,5 м и далее — песчанник с вкраплением гальки. Допускаемое давление на грунт 3 кг/см².

В месте забивки грунт предварительно откапывался на 20—30 см. Испытания проводились при температурах от 0 до —3°С. Имелось поверхностное промерзание грунта.

Забивка свай производилась самоходным копром с весом «бабы» 700 кг, смонтированным на базе трактора НАТИ. Полная глубина погружения сваи 4,95 м достигалась за 600 ударов «бабы». Весь процесс продолжался 1 час.

Отклонения свай от заданного направления были в пределах 1,5 см, что определялось величиной зазора между свайей и стенкой гнезда шабло-

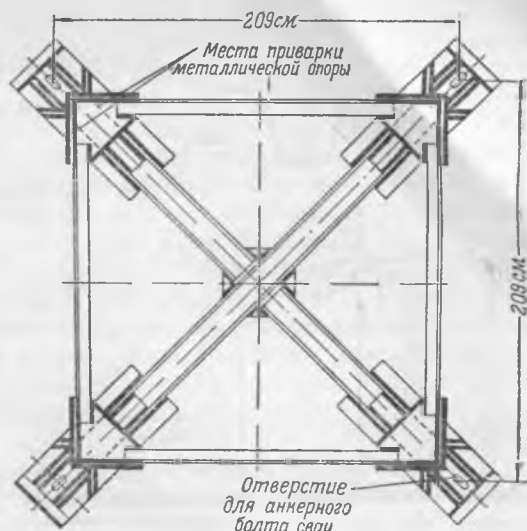


Рис. 5.

на. Такой допуск отклонения свай при наличии овальных отверстий в пята опоры позволили установить опору на свайный фундамент без особых затруднений.

Перед установкой опоры с помощью рейки и уровня были проверены вертикальные отметки головок всех четырех свай, которые с помощью копра были уравнены.

Когда опора была поднята, один из анкерных болтов не совпадал с отверстием пята опоры. Для смещения болта был использован трактор С-80; при этом сопротивление забитой сваи горизонтальному усилию было настолько велико, что пришлось использовать всю тяговую мощность трактора, чтобы сместить сваю на требуемую величину.

Результаты первого этапа испытания со всей ясностью показали полную возможность забивки железобетонных свай предложенной конструкции и возможность установки на них опоры любыми методами.

Для проверки механической прочности железобетонного свайного фундамента было решено воспроизвести расчетную схему нагрузок путем приложения их непосредственно к опоре. Расчетная схема для опоры и фундаментов при условии обрыва одного крайнего провода и монтажная схема нагрузок на опору даны на рис. 6. Все вертикальные нагрузки создавались с помощью лебедок грузоподъемностью 3 т; сила натяжения и вес оставшегося необорванного провода воспроизводились трактором С-80.

Испытание приложения нагрузок разбито на три этапа:

Первый этап — вертикальные и горизонтальные нагрузки по величине равны 0,5 от расчетных.

Второй этап — вертикальные и горизонтальные нагрузки равны расчетным.

Третий этап — вертикальные и горизонтальные нагрузки равны 1,5 расчетных.

После каждого этапа испытаний фиксировались нагрузки, замерявшиеся динамометрами, включенными последовательно в ходовые тросы, замерялись деформации опор и производился наружный осмотр свай и подошвы опоры.

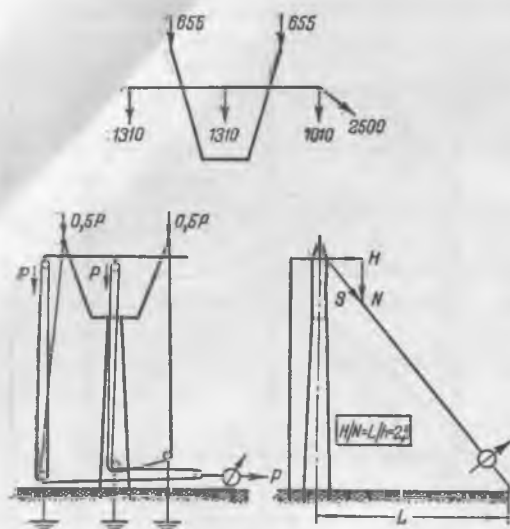


Рис. 6.

Замер горизонтальных деформаций точек опоры производился с помощью двух теодолитов, установленных с правой и левой сторон опоры по оси траверсы.

Первый и второй этапы приложения нагрузок никаких существенных изменений в основании опоры и в свайном железобетонном фундаменте не дали. После доведения вертикальных нагрузок до 1,5-кратной от расчетной начали поднимать с помощью трактора до 1,5-кратной величины горизонтальную нагрузку вдоль линии. В дальнейшем эта нагрузка была доведена до 4 600 кг, что соответствовало расчетной 1,7; при этой нагрузке опора была разрушена.

Таким образом, требуемый по нормам коэффициент запаса устойчивости опоры при аварийном режиме $k = 1,3$ был значительно превзойден.

Испытания дали положительные результаты. Осмотром было установлено:

1. Сваи никаких признаков разрушений и перемещений в грунте не имели как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях.

2. Из-за конструктивных недочетов разрушились сварные швы, соединяющие пятую опору с крестовиной из швеллеров, с помощью которой опора соединялась с анкерными болтами свай.

Выводы

1. Проведенные испытания свайного фундамента под промежуточную опору 220 кВ показали полную пригодность нового вида железобетонных

свай со встроенным болтом для массового сооружения фундаментов под опоры на линиях электропередачи.

2. Имеющиеся средства для забивки свай — передвижной копер на тракторе НАТИ с «бабой» весом 700 кг — малоэффективны. Передвижной копер должен быть смонтирован на базе трактора С-80 с утяжеленной «бабой» до 1 000 кг.

3. Для изучения работы железобетонных свайных фундаментов под опорами линий электропередачи в различных грунтах и в различных климатических условиях, а также для выяснения их эксплуатационных качеств необходимо произвести сооружение трех-четырех линий электропередачи в Донбассе, Сибири, Московской и Ленинградской областях и взять их под специальное наблюдение.

4. Применение свайных фундаментов дает огромные экономические преимущества по сравнению со всеми другими типами фундаментов.

Стоимость изготовления четырех свай составляет $0,9 \text{ м}^3 \times 500 = 450$ руб.

Стоимость транспортировки и забивки свай составляют около 500 руб.

Полная стоимость свайного фундамента составляет не более 1 000 руб.

Обычный бетонный фундамент под опору типа «Рюмка» имеет объем 15 м^3 . Сметная стоимость такого фундамента с рытьем, засыпкой и уплотнением земли составляет приблизительно около 5 000 руб.

Обычный металлический подножник под опору типа «Рюмка» стоит около 3 000 руб.

Железобетонный подножник с его изготовлением, монтажом и земляными работами стоит также около 3 000 руб.

Таким образом, упрощенный подсчет показывает, что свайный фундамент дешевле обычных типов в 3—5 раз; расход бетона уменьшается в 10—15 раз, а количество рабочих уменьшается в 20 раз.

5. Применение свайных фундаментов коренным образом усовершенствует технологию работ по сооружению высоковольтных линий электропередачи. Необходимо широкое внедрение свайных оснований для строящихся линий электропередачи.

6. Следует также рекомендовать железобетонные сваи в качестве фундаментов под деревянные опоры в безлесных районах.

□ □ □

Испытания турбогенераторов при работе в асинхронном режиме

Инж. М. С. Следнев

В одной крупной энергосистеме, начиная с 1948 г., проводились испытания по определению возможности работы турбогенераторов в асинхронном режиме при потере возбуждения с целью определения допустимой нагрузки при длительной работе в таком режиме и ознакомления дежурного персонала с поведением генераторов в этих условиях.

Номинальные данные турбогенераторов, подвергавшихся испытаниям, приведены в табл. 1.

Испытуемые турбогенераторы по полученным данным можно разбить на четыре группы:

к первой группе отнесены турбогенераторы 50 тыс. кВт, типа Т2-50-2, завода «Электросила»;
ко второй группе—турбогенераторы 50 тыс. кВт типа Т-4376/142 — завода «Электросила»;

к третьей группе—турбогенераторы 25 тыс. кВт завода «Электросила» и иностранных фирм;

к четвертой группе — все турбогенераторы мощностью ниже 25 тыс. кВт.

Таблица 1

Номинальные данные турбогенераторов, подвергавшихся испытанию в асинхронном режиме

Завод-изготовитель или фирма	Тип	Мощность		Напряже- ние статора, кВ	Ток статора, А	cos φ	n, об/мин	ОКЗ
		тыс. кВт	тыс. кВа					
«Электросила»	T2-50-2	50	58,8	10,5	3 240	0,85	3 000	0,71
«Электросила»	T-4376/142	50	55,5	10,5	3 020	0,9	1 500	0,7
«Электросила»	T-2-25-2	25	31,25	10,5	1 720	0,8	3 000	0,55
«Электромеханик»	WT-1720	22	27,5	11,0	1 440	0,8	3 000	0,51
Метро-Виккерс	7PF	17,6	25,0	6,6	2 190	0,7	3 000	0,70
Томсон-Густон	—	17,5	26,7	6,3	2 450	0,65	3 000	0,67
Сименс-Шуккерт	FT-520/48	16	20,0	6,6	1 750	0,8	3 000	0,61
АЕГ	F-87	16	27,5	6,6	2 410	0,8	3 000	0,61
АСЕС	F-140	15	20,0	6,6	1 750	0,75	3 000	0,49
«Электросила»	T-221 /87	12	15,0	6,3	1 375	0,8	3 000	0,61
ВВС	14000 T- $\frac{221}{4}$ 14,5*	10	14,3	6,6	1 250	0,7	1 500	0,75
Сименс-Шуккерт	FTD- $\frac{7000}{1500}$	5	7,5	6,2	665	0,7	1 500	1,02

* Ротор выполнен наборным.

Турбогенераторы испытывались при трех значениях активной нагрузки.

Для турбогенераторов 50 тыс. кВт нагрузка соответствовала: в первом опыте 0,4 P_n ; во втором опыте 0,6 P_n и в третьем опыте 0,8 P_n . Для турбогенераторов меньшей мощности нагрузка равнялась соответственно: 0,5; 0,7 и 0,9 P_n .

Испытания проводились при различных схемах работы генераторов с сетью. Турбогенераторы 50 тыс. кВт испытывались при работе по схеме блока, а турбогенераторы 25 тыс. кВт и ниже — и по схеме блока и при работе на общие шины генераторного напряжения.

Потеря возбуждения на всех генераторах производилась путем отключения АГП ротора. В асинхронном режиме обмотка ротора замыкалась на сопротивление гашения поля. Исключение составили турбогенераторы фирмы Метро-Виккерс, имеющие гашение поля с разрывом цепи ротора. Обмотка ротора этих генераторов при асинхронном режиме была разомкнута.

При испытании наблюдения за работой турбогенераторов в асинхронном режиме велись по щитовым приборам и одновременно записывались осциллографом основные параметры генератора.

Величины, подсчитанные по осциллограммам и измеренные по щитовым приборам, близко совпадают между собой, что дает возможность в дальнейшем производить такие испытания без осциллографа, ориентируясь только на показания щитовых приборов.

Результаты испытания по отдельным группам турбогенераторов приведены в табл. 2—5. При номинальной нагрузке параметры турбогенераторов определены путем экстраполяции опытных данных.

Анализ результатов испытания показывает, что турбогенераторы первой группы в асинхронном режиме работают устойчиво. При номинальном напряжении и номинальной мощности скольжение в асинхронном режиме соответствует 0,15%, а максимальный момент равен 2,4 M_n . Для энергосистемы, располагающей достаточным резервом реактивной мощности, асинхронный режим генератора при активной нагрузке 40 тыс. кВт характеризуется следующими данными. Посадка напряжения при схеме блока около 30%, среднее значение тока статора соответствует 1,26 I_n , скольжение — 0,24%, потери в роторе ниже номинальных при синхронном режиме. Генератор потреблял из сети около 41 тыс. квар.

Турбогенераторы второй группы в асинхронном режиме с номинальной мощностью работают не устойчиво. При исходной нагрузке в синхронном режиме 0,8 P_n генератор в асинхронном режиме имел следующие параметры. Активная мощность колебалась от нуля до номинальной, среднее значение мощности понизилось до 0,5 P_n вследствие действия регулятора турбины на закрытие клапанов. Скольжение ротора изменялось от 0,5 до 4%, потери в роторе в несколько раз превышали номинальные, среднее значение тока статора до-

Группа	Тип и мощность турбогенератора	$P_{ас}$ средн.	Колебания мощности	$P_{ас}$ средн.	Колебания мощности	$P_{ас}$ средн.	Колебания мощности	$P_{ас}$ средн.
<i>Нагрузка в синхронном режиме</i>								
		$0,4 P_n$		$0,6 P_n$		$0,8 P_n$		$1,0 P_n$
I	T2-50-2 50 тыс. <i>квт</i>	0,36	$0,32 \div 0,38$	0,53	$0,57 \div 0,59$	0,79	$0,76 \div 0,86$	0,97
II	T-4376/142 50 тыс. <i>квт</i>	0,38	$0,25 \div 0,52$	0,55	$0,39 \div 0,84$	0,5	0—1,0	$0,4 \div 0,9$
<i>Нагрузка в синхронном режиме</i>								
		$0,5 P_n$		$0,7 P_n$		$0,9 P_n$		$1,0 P_n$
III	T2-25-2 25 тыс. <i>квт</i>	0,48	$0,42 \div 0,54$	0,68	$0,64 \div 0,74$	0,80	$0,68 \div 1,2$	0,90
IV	Разных типов, до 25 тыс. <i>квт</i>	0,48	$0,46 \div 0,50$	0,68	$0,66 \div 0,69$	0,87	$0,85 \div 0,90$	0,97
IV	$T - \frac{14000}{4}$ 14,5 фирмы BBC с наборным ротором	0,47	$0,2 \div 1,0$	0,63	$0,25 \div 1,48$	Опыт не проводился		

Таблица 3

Значение тока статора при работе турбогенераторов в асинхронном режиме с различной нагрузкой
(отн. един.)

Группа	Тип и мощность турбогенератора	$I_{ас}$ средн.	Колебания тока	$I_{ас}$ средн.	Колебания тока	$I_{ас}$ средн.	Колебания тока	$I_{ас}$ средн.
<i>Нагрузка в синхронном режиме</i>								
		$0,4 P_n$		$0,6 P_n$		$0,8 P_n$		$1,0 P_n^*$
I	T2-50-2 50 тыс. <i>квт</i>	0,83	$0,75 \div 0,95$	1,01	$0,88 \div 1,15$	1,26	$1,21 \div 1,31$	1,6
II	T-4376/142 50 тыс. <i>квт</i>	0,98	$0,8 \div 1,2$	1,32	$0,93 \div 1,7$	1,97	$1,63 \div 2,25$	2,3
<i>Нагрузка в синхронном режиме</i>								
		$0,5 P_n$		$0,7 P_n$		$0,9 P_n$		$1,0 P_n$
III	T2-25-2 25 тыс. <i>квт</i> при схеме блока При схеме не блока	0,81 0,80	$0,74 \div 0,98$ $0,67 \div 0,95$	1,03 0,90	$0,90 \div 1,17$ $0,80 \div 1,10$	1,26 1,10	$1,04 \div 1,45$ $1,00 \div 1,30$	1,45 1,30
IV	Разных типов до 25 тыс. <i>квт</i>	0,93	$0,90 \div 1,00$	1,00	$0,94 \div 1,04$	1,10	$1,00 \div 1,25$	1,17
IV	$T - \frac{1400}{4}$ 14,5 фирмы BBC с наборным ротором	1,02	$0,76 \div 1,20$	1,1	$0,80 \div 1,28$	Опыт не проводился		

* Значение тока статора при номинальной нагрузке определено путем экстраполяции опытных данных.

Таблица 4

Посадка напряжения на выводах генератора в процентах от номинального напряжения и потребление реактивной мощности генератором в асинхронном режиме при различных нагрузках

Группа	Тип и мощность турбогенератора	$\Delta U_{ст}, \%$	$P, \text{ тыс. квар}$	$\Delta U_{ст}, \%$	$P, \text{ тыс. квар}$	$\Delta U_{ст}, \%$	$P, \text{ тыс. квар}$	$\Delta U_{ст}, \%$	$P, \text{ тыс. квар}$
<i>Нагрузка в синхронном режиме</i>									
		$0,4 P_n$		$0,6 P_n$		$0,8 P_n$		$1,0 P_n$	
I	T2-50-2 50 тыс. <i>квт</i>	21—22	36,5	25—27	40	28—30	41	30	43
II	T-4376/142 50 тыс. <i>квт</i>	26	38	28	46	28—35	70	30	70—80

Группа	Тип и мощность турбогенератора	$\Delta U_{ст.} \%$	$P, \text{ тыс. квар}$	$\Delta U_{ст.} \%$	$P, \text{ тыс. квар}$	$\Delta U_{ст.} \%$	$P, \text{ тыс. квар}$	$\Delta U_{ст.} \%$	$P, \text{ тыс. квар}$
		Нагрузка в синхронном режиме							
		0,5 P_n		0,7 P_n		0,9 P_n		1,0 P_n	
III	T-25-2 25 тыс. кВт при схеме блока 25 тыс. кВт при схеме не блока	11÷12 6	18,5 21,5	18÷18,5 7,0	22 24	25—26 9,5	24,5 28	25 10	26 31
IV	Разных типов, до 25 тыс. кВт	5,0	10÷20	6,0	12÷21,5	8,0	14÷24	10	15÷25

Таблица 5

Скольжение и потери в роторе при работе турбогенераторов в асинхронном режиме с различной нагрузкой

Группа	Тип и мощность турбогенератора	Скольжение $S, \%$	$\frac{\Delta P_{р. ас}}{\Delta P_{р. н}}$	Скольжение $S, \%$	$\frac{\Delta P_{р. ас}}{\Delta P_{р. н}}$	Скольжение $S, \%$	$\frac{\Delta P_{р. ас}}{\Delta P_{р. н}}$	Скольжение $S, \%$	$\frac{\Delta P_{р. ас}}{\Delta P_{р. н}}$
		Нагрузка в синхронном режиме							
		0,4 P_n		0,6 P_n		0,8 P_n		1,0 P_n	
I	T2-50-2 50 тыс. кВт	0,11	0,2	0,16	0,4	0,24	0,85	0,35	1,7
II	T-4376/142 50 тыс. кВт	0,23	0,3	0,55	1,0	0,5÷1,0	До 7-кр.	До 4÷5	7—8-кр.
		Нагрузка в синхронном режиме							
		0,5 P_n		0,7 P_n		0,9 P_n		1,0 P_n	
III	T2-25-2 25 тыс. кВт при схеме блока При схеме не блока	0,15 0,13	0,23 0,17	0,27 0,18	0,56 0,27	0,46 0,25	1,24 0,60	0,55 0,37	1,5 1,1
IV	Разных типов, до 25 тыс. кВт	0,09	0,12	0,13	0,25	0,20	0,45	0,24	0,8
IV	T - $\frac{14000}{4}$ 14,5 фирмы BBC с наборным ротором	0,19	0,2	0,26	0,32	Опыт не проводился			

стигало почти двухкратной величины I_n , напряжение на шинах генератора понизилось до 0,65 U_n . Генератор в асинхронном режиме потреблял из сети до 70 тыс. квар.

Осциллограммы асинхронного режима турбогенератора типа T-4376/142 при нагрузке в синхронном режиме 0,8 P_n приведены на рис. 1.

Сопоставление кривых моментов по отдельным группам турбогенераторов, построенных по опытными данным, приведенным к номинальному напряжению, показано на рис. 2.

Значение максимального момента в асинхронном режиме у турбогенераторов типа T-4376/142 не превышает 1,35 M_n , тогда как на турбогенераторах других групп максимальный момент равен 2,4 ÷ 2,9 M_n .

Известно, что момент генератора в асинхронном режиме изменяется пропорционально квадрату приложенного напряжения. Если принять посадку напряжения на выводах генератора 30%, что практически и наблюдается при работе блоком, то максимальный момент генератора типа T-4376/142 будет равен:

$$\frac{M_{\max}}{M_n} = 1,35 (U - \Delta U)^2 = 1,35 (1 - 0,3)^2 = 0,66 M_n,$$

т. е. максимальный момент генератора будет ниже момента, который развивает турбина при номинальной мощности, и, следовательно, генератор не в состоянии создать противодействующий момент.

Турбогенераторы третьей группы в асинхронном режиме работают устойчиво с малым скольжением. При активной нагрузке в синхронном режиме 0,9 P_n в асинхронном режиме испытуемый генератор имел следующие параметры. Скольжение 0,48%, ток статора 1,26 I_n , потери в роторе в 1,24 раза больше номинальных, посадка напряжения на шинах генератора при схеме блока 25% U_n . В асинхронном режиме генератор потреблял из сети 24,5 тыс. квар.

При работе генератора на общие сборные шины посадка напряжения, очевидно, будет значительно меньше; соответственно изменятся ток статора, скольжение и потери в роторе. Имел место случай неустойчивой работы генератора в асинхронном режиме (рис. 3).

Испытание этого генератора проводилось при следующих условиях. В синхронном режиме генератор работал с номинальной активной нагрузкой с указанными на осциллограмме параметрами.

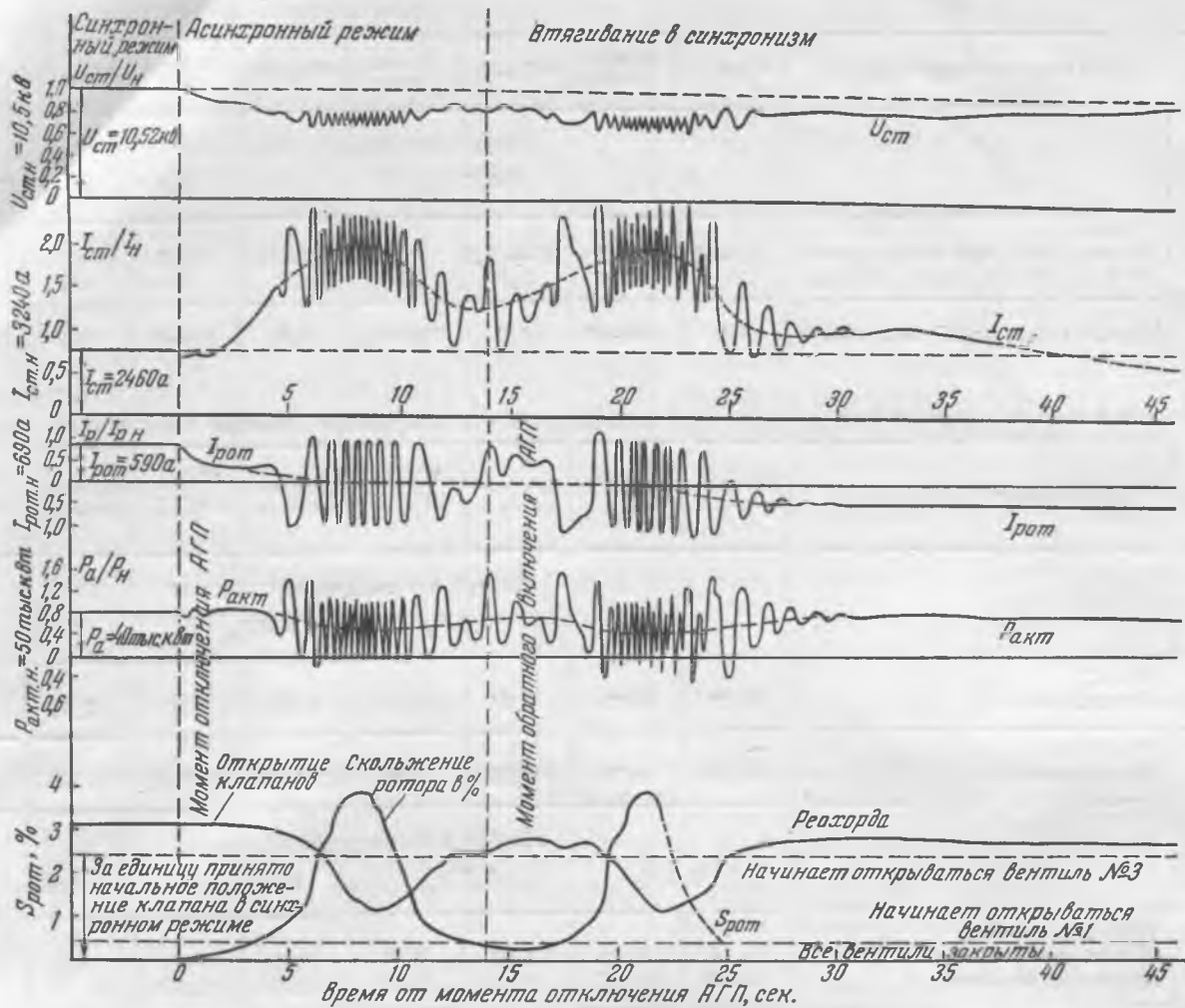


Рис. 1. Осциллограмма поведения турбогенератора 50 тыс. квт типа Т-4376/142 при потере возбуждения.

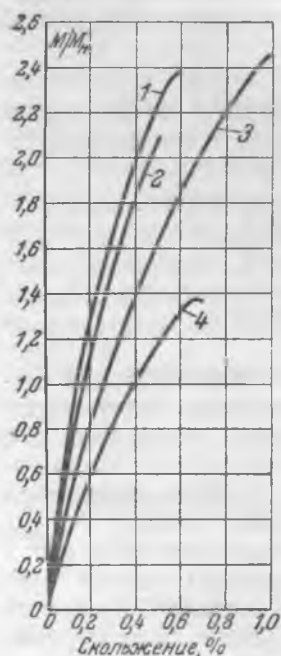


Рис. 2. Кривые моментов различных типов турбогенераторов в асинхронном режиме при номинальном напряжении.

1 — турбогенераторы 50 тыс. квт типа Т2-50-2; 2 — турбогенераторы до 25 тыс. квт с массивной бочкой ротора; 3 — турбогенераторы типа Т2-25-2 25 тыс. квт; 4 — турбогенераторы 50 тыс. квт типа Т-376.142.

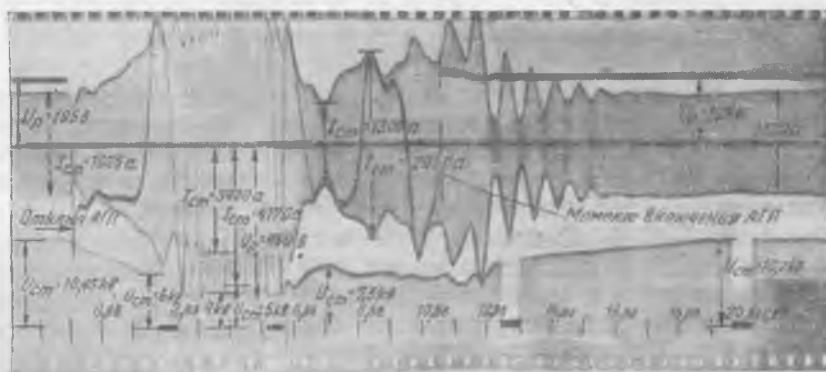


Рис. 3. Осциллограмма поведения турбогенератора 25 тыс. квт типа Т2-25-2 при потере возбуждения.

Связь генератора с этой системой осуществлялась через трансформатор меньшей мощности (20 тыс. кВА). Активная мощность генератора распределялась примерно поровну между сетью и потребителями собственных нужд электростанции, которые питаются от шин генераторного напряжения.

После снятия возбуждения генератор стал потреблять из сети реактивную мощность и отдавать в сеть активную мощность. В результате значительной перегрузки трансформаторной группы реактивной мощностью напряжение на выводах

генератора понизилось с 10,5 до 6 кв. Максимальный момент генератора соответственно уменьшился и был равен 0,9 M_n . При этом генератор в асинхронном режиме не мог создать противодействующий момент. На генераторе сработала максимальная защита, но отключение не последовало, так как защита на время испытания была переведена на сигнал. Активная мощность в асинхронном режиме значительно понижалась из-за работы регулятора турбины. Скольжение ротора изменялось в пределах от 0,67 до 5,8%. В момент включения АГП скольжение соответствовало 1,0%.

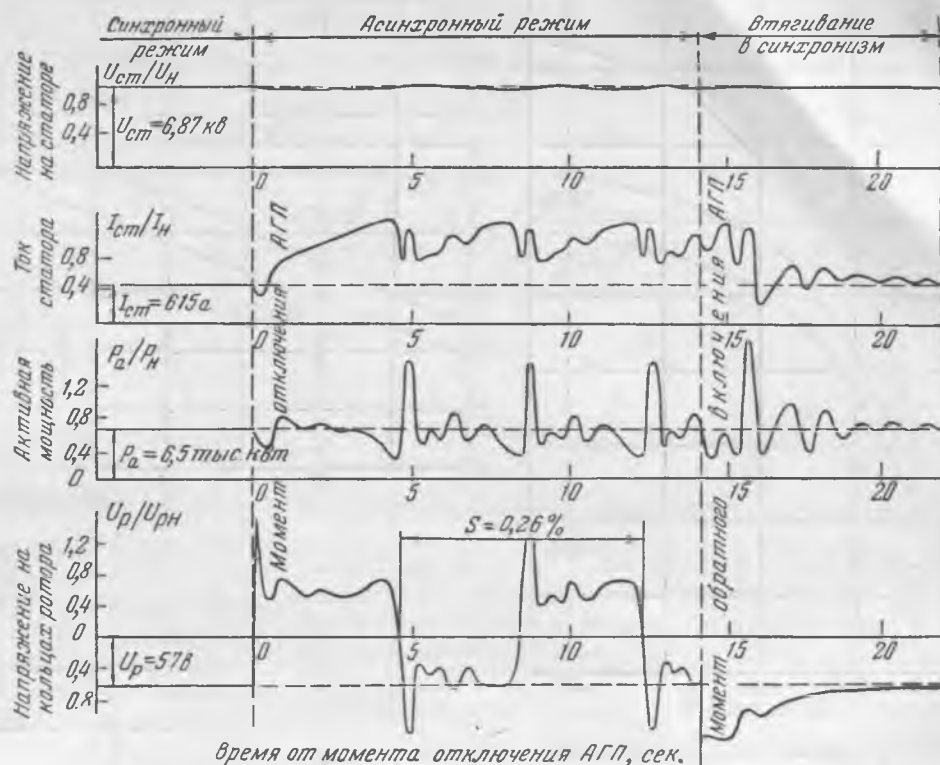


Рис. 4. Осциллограмма поведения турбогенератора фирмы ВВС с набрым ротором при потере возбуждения.

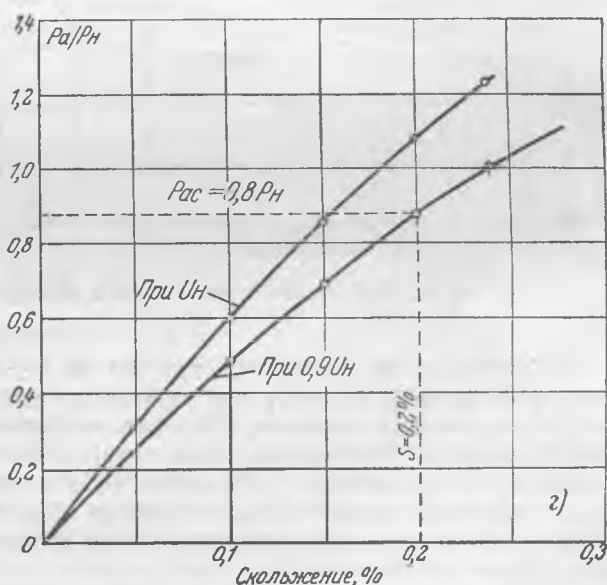
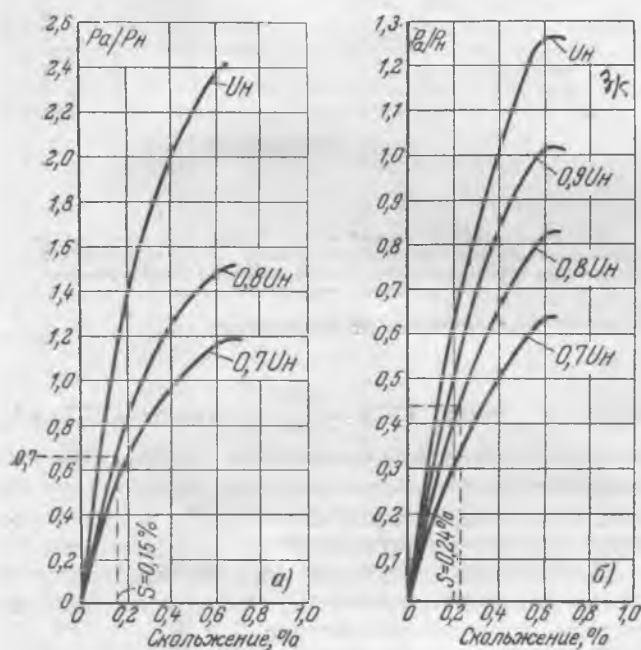
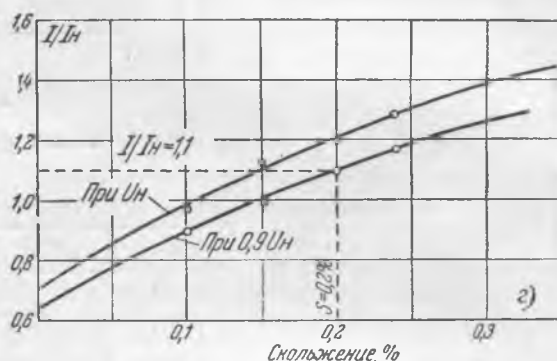
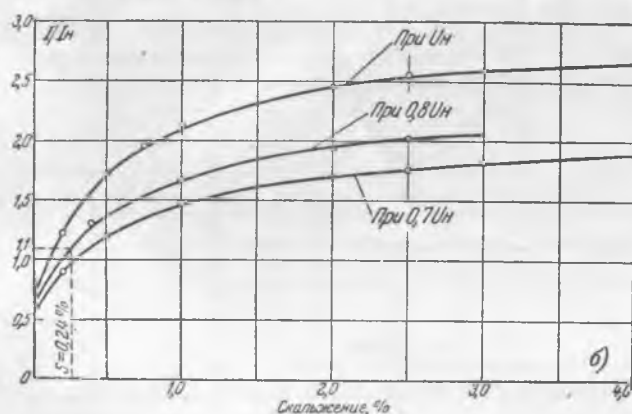
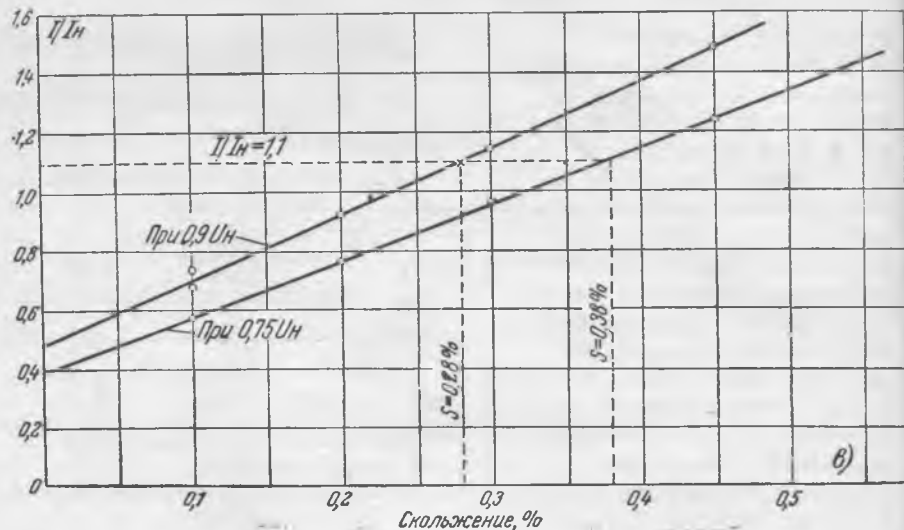
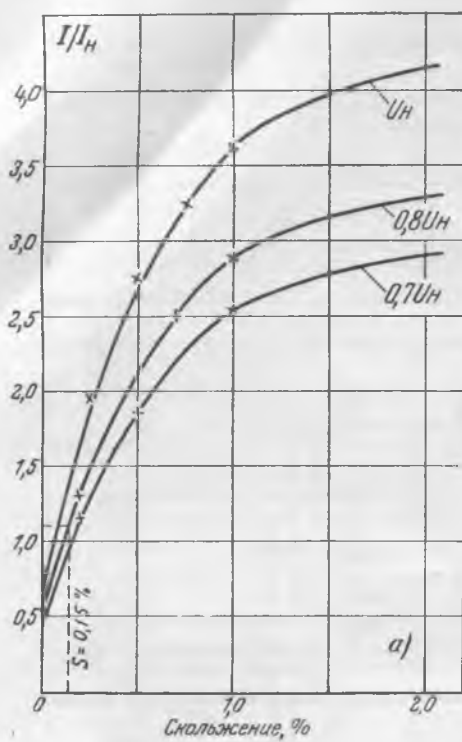


Рис. 5. Изменение активной мощности в зависимости от скольжения.

а — для турбогенераторов 50 тыс. квт типа Т2-50-2; б — для турбогенераторов 50 тыс. квт типа Т-4376/142; а — для турбогенераторов 25 тыс. квт типа Т2-25-2; б — для турбогенераторов до 25 тыс. квт.

Отмеченные на осциллограмме колебания тока статора после включения АГП были вызваны качаниями генератора при вхождении его в синхронизм. Напряжение на собственных нуждах при асинхронном режиме понижалось с 3 до 1,6 кв, что вызвало отключение электродвигателей, имеющих защиту минимального напряжения. После подачи возбуждения на генераторе восстановился нормальный режим.



а — для турбогенераторов I группы 50 тыс. кВт типа Т2-50-2;
б — для турбогенераторов 50 тыс. кВт II группы типа Т-4376/142;
в — для турбогенераторов 25 тыс. кВт типа Т2-25-2; г — для турбогенераторов до 25 тыс. кВт.

Рис. 6. Значение тока статора в асинхронном режиме в зависимости от скольжения.

Турбогенераторы четвертой группы в асинхронном режиме работают, как правило, устойчиво, с малым скольжением. Падение напряжения на выводах генератора при номинальной мощности не превышает 10% при работе на общие сборные шины и 15% при схеме блока. Потери в роторе при асинхронном режиме составляют 60% от номинальных.

Среди турбогенераторов четвертой группы имеются такие, которые не могут длительно работать в асинхронном режиме из-за особенности их конструктивного выполнения.

Это относится в первую очередь к турбогенераторам фирмы ВВС типа Т- $\frac{14000}{4}$ 14,5, у которых бочка ротора выполнена наборной в виде отдельных дисков. В асинхронном режиме турбогенератор работает с повышенным скольжением и со значительными колебаниями активной мощности и тока статора. Осциллограммы асинхронного режима турбогенератора с наборным ротором приведены на рис. 4.

Турбогенераторы 5,0 тыс. кВт фирмы Сименс-

Шуккерт типа $FTD - \frac{7000}{1500}$ имеют $OK3 = 1$, вследствие чего в асинхронном режиме они потребляют значительную реактивную мощность из сети. Ток статора на холостом ходу у этих генераторов достигает почти номинального значения.

Допустимые нагрузки на турбогенераторах в асинхронном режиме определялись по опытным кривым, приведенным на рис. 5 и 6.

При определении допустимой нагрузки турбогенераторов в асинхронном режиме руководствовались следующими указаниями Технического управления Министерства:

а) среднее значение тока статора в асинхронном режиме не должно превышать номинального тока больше чем на 10%;

б) потери в роторе, подсчитанные по формуле $\Delta P_{p.ac} = P_{ac} \cdot S$, не должны превышать потери на возбуждение при номинальной мощности в синхронном режиме.

Исходя из этих условий, в табл. 6 приведены допустимые нагрузки в асинхронном режиме для отдельных типов турбогенераторов.

Допустимые нагрузки в асинхронном режиме по отдельным типам турбогенераторов

Группа	Тип и мощность турбогенератора	$U_{ст}$ отн. едн.	$P_{ас}$ отн. едн.	$I_{ст}$ отн. едн.	P_p тыс. квт	$S, \%$	Потери в роторе*
I	T2-50-2 50 тыс. квт	0,80	0,70	1,1	38,0	0,15	0,5
II	T-4376/142 50 тыс. квт	0,80	0,44	1,1	43,0	0,24	0,4
III	T2-25-2 25 тыс. квт при схеме блока При схеме не блока	0,75	0,70	1,1	25,0	0,38	0,8
		0,90	0,83	1,1	23,0	0,28	0,73
IV	Разных типов, до 25 тыс. квт	0,90	0,80	1,1	15,0÷20,0	0,20	0,25÷0,60

* Потери в роторе указаны как отношение потерь в роторе при асинхронном режиме к потерям в роторе в синхронном режиме при номинальной нагрузке.

Выводы

1. Большинство турбогенераторов в асинхронном режиме с номинальной мощностью работают устойчиво со скольжением, не превышающем 0,5%. Исключением являются турбогенераторы типа T-4376/142 завода «Электросила», которые в асинхронном режиме с номинальной активной мощностью работать устойчиво не могут.

2. Большинство турбогенераторов в асинхронном режиме может длительно (15—30 мин.) работать с активной нагрузкой, $0,7—0,8 P_n$, при этом потери в роторе не будут превышать номинальных потерь при синхронном режиме. Ограничение мощности вызывается, как правило, перегрузкой по току статора.

3. Возможность длительной работы турбогенераторов в асинхронном режиме должна устанавливаться в каждом случае, исходя из местных условий; при этом нужно всегда учитывать наличие на шинах электростанций достаточного резерва реактивной мощности.

4. Испытания турбогенераторов в асинхронном режиме следует проводить в условиях, близких к нормальным эксплуатационным, в противном случае это может привести к неправильным выводам по результатам испытания.

5. В большинстве случаев возможен перевод генераторов на резервное возбуждение без отключения от сети, с незначительным снижением активной нагрузки.



Сборная конструкция закрытого распределительного устройства 110 кВ

Инж. Л. И. Двоскин

В СССР большинство распределительных устройств 110 кВ выполнено открытыми. Многолетний опыт эксплуатации этих устройств показал возможность обеспечения, как правило, надежной работы их даже в условиях размещения на территории тепловых электростанций, где имеет место загрязнение воздуха уносами топлива и золы.

Вместе с тем, опыт эксплуатации показал также, что поддержание на нужном уровне надежности работы этих устройств связано со значительными затратами на выполнение повышенной изоляции высоковольтного электрооборудования и со значительным объемом эксплуатационных работ по регулярной периодической очистке изоляции, профилактическим осмотрам и ремонтам токоведущих частей, изоляции и аппаратуры, регулярной ежегодной замене части стареющей и выбывающей из строя опорной изоляции.

Так, для большинства открытых устройств 110 кВ при тепловых электростанциях очистка изоляции производится не менее 3—4 раз в год; ежегодная отбраковка опорной изоляции при про-

филактических испытаниях достигает от 5 до 20% числа установленных опорных изоляторов.

Опыт эксплуатации закрытых распределительных устройств 110 кВ, сооруженных и эксплуатируемых на относительно небольшом числе установок в СССР, показал, что в этих устройствах высоковольтное электрооборудование находится в значительно лучших условиях, так как оно не подвержено запылению и обледенению; токоведущие и стальные части в этих установках меньше корродируют. Требуется значительно меньше усилий эксплуатационного персонала для поддержания закрытого устройства на необходимом уровне надежности.

На большинстве закрытых устройств 110 кВ очистка изоляции производится раз в год. Отбраковка опорных изоляторов практически не имеет места вследствие менее резких колебаний температуры воздуха. Условия проведения ремонтных и профилактических работ в закрытых устройствах несравненно более удобны, не зависят от погоды и поэтому обеспечивают лучшее качество этих работ, выполнение их строго по графику,

а следовательно, и более надежную работу электрооборудования.

Однако несмотря на большую надежность закрытых устройств 110 кВ последние сооружались очень редко из-за того, что при установке в них баковых масляных выключателей строительная часть этих устройств стоила в несколько раз дороже, чем у открытых устройств, в связи с необходимостью установки таких выключателей в прочных железобетонных взрывных камерах. Кроме того, сложность выполнения строительной части закрытого устройства приводила к тому, что при сооружении здания необходимо было его строить сразу на весь объем, с учетом резервных ячеек, так как постепенное расширение здания с железобетонными взрывными камерами представляет, несомненно, большие трудности. При выполнении открытого устройства количество сооружаемых ячеек может быть точно таким, какое необходимо для пускового объема установки с тем, чтобы впоследствии сооружались одна или несколько дополнительных ячеек.

Освоение нашей промышленностью воздушных и малообъемных масляных выключателей сделало возможным выполнить здание распределительного устройства зального типа без железобетонных взрывных камер, при одновременном уменьшении объема здания на одну ячейку, т. е. резко снизить стоимость строительной части закрытого устройства.

При проектировании распределительного устройства¹ были поставлены две основных задачи: а) добиться возможно большей компактности устройства за счет применения новейшего оборудования (воздушные выключатели, одноколonoкковые разъединители, отказ от отдельных трансформаторов тока); б) индустриализация сооружения здания за счет применения сборных конструкций для стен и перекрытия.

Проект выполнен для схемы электрических соединений с двумя системами сборных шин, с одним выключателем на цепь, аналогично схеме на помещенном ниже рис. 5.

Разрезы по распределительному устройству 110 кВ закрытого типа показаны на рис. 1. Распределительное устройство выполнено двухэтажным. На первом этаже размещены выключатели, обычные линейные разъединители и вводы с установленными на них втулочными трансформаторами тока.

Применение разъединителей обычного типа в качестве линейных позволяет выполнить достаточно просто, без увеличения ширины здания, требование об установке воздушных выключателей с гасительными камерами со стороны линий².

Размещение трансформаторов тока на вводах способствовало значительному сокращению ширины здания. На каждом вводе установлено три трансформатора тока, один из которых исполь-

зуется для питания измерительных приборов, второй — для линейной защиты и третий для защиты шин. Втулочные трансформаторы тока закрепляются на плите вместе с выводами помощью стальных кронштейнов, деревянных обойм и стягивающих болтов (рис. 2).

Консерваторы с маслом для подпитки выводов устанавливаются таким образом, чтобы можно было при необходимости снять трансформаторы тока без демонтажа выводов.

В полу камеры с выключателем предусматривается заглубление, обеспечивающее удобное обслуживание рядов зажимов и воздушных клапанов в нижней части выключателя.

Продольный туннель вдоль всего распределительного устройства используется для прокладки контрольных кабелей и воздухопроводов сжатого воздуха.

Приводы всех разъединителей — шинных и линейных, — а также шкафы управления выключателями размещаются на первом этаже по одну сторону выключателя.

На втором этаже расположены одноколonoкковые шинные разъединители и сборные шины. Одноколonoкковые шинные разъединители расположены в ряд, параллельно оси здания.

Первые конструкции закрытых распределительных устройств 110 кВ с применением одноколonoкковых разъединителей предусматривали установку трех фаз разъединителя по диагонали камер этажа шин с расположением контактов, в которые входят ножи разъединителя непосредственно на сборных шинах, выполняемых из стальных труб³.

При таком расположении разъединителей ширина здания была не менее 14 м (в свету). Расположение трех фаз разъединителя параллельно оси здания позволило выполнить последнее шириной в 10 м * (в свету).

Сборные шины выполняются из алюминиевых полых труб. Ответвления от сборных шин выполняются помощью жестких стальных труб, служащих одновременно также и в качестве кронштейнов, поддерживающих сборные шины. Эти ответвления закреплены на вертикально установленных опорных изоляторах. Для разгрузки опорных изоляторов от изгибающих сил на ответвлениях крайней и средней фаз устанавливаются уравновешивающие грузы⁴.

Ошиновка от шинных разъединителей до выключателей также выполняется жесткой, из стальных труб. Применение жестких стальных труб для связи двух шинных разъединителей типа РЛНО обеспечивает неподвижность головок этих разъединителей.

³ Разрез по такой конструкции приведен в книге автора «Распределительные устройства высокого напряжения», Госэнергоиздат, 1950.

* Такое расположение разъединителей впервые применено Мосэнергопроектом, но при ширине здания 12,8 м (см. статью Е. А. Бугринова и Г. М. Ягодина, «Электрические станции», 1953, № 6).

⁴ В соответствии с решением Технического управления по электростанциям, в рабочем проекте предусмотрена установка дополнительных опорных изоляторов на ребрах перегородок второго этажа, что, видимо, даст возможность отказаться от указанных противовесов.

¹ Технологическая часть проектного задания закрытого распределительного устройства была разработана ТЭП по предложению автора. Разработка строительной части проекта была произведена А. Н. Бибером, Н. С. Степановым и П. М. Свердловым.

² Замена одноколonoкковых линейных разъединителей разъединителями обычного типа была произведена по предложению инж. Ф. Л. Липовича.

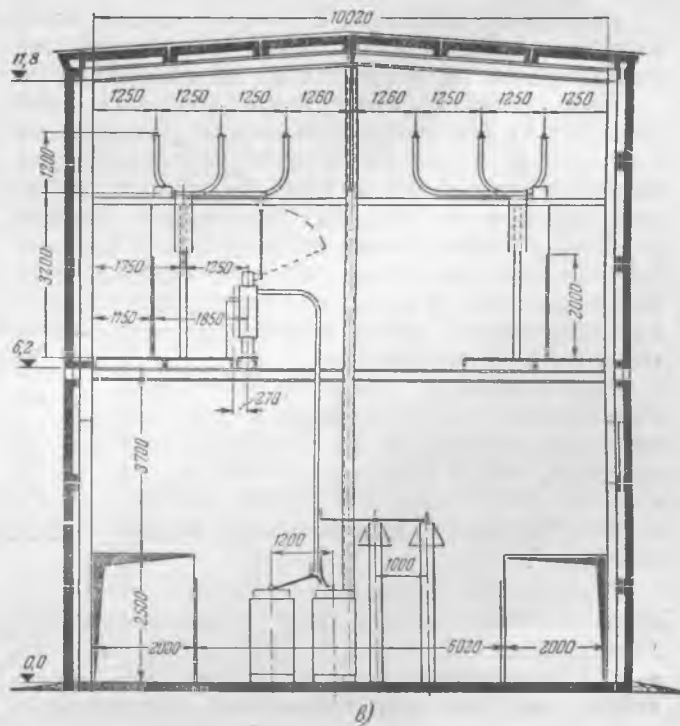
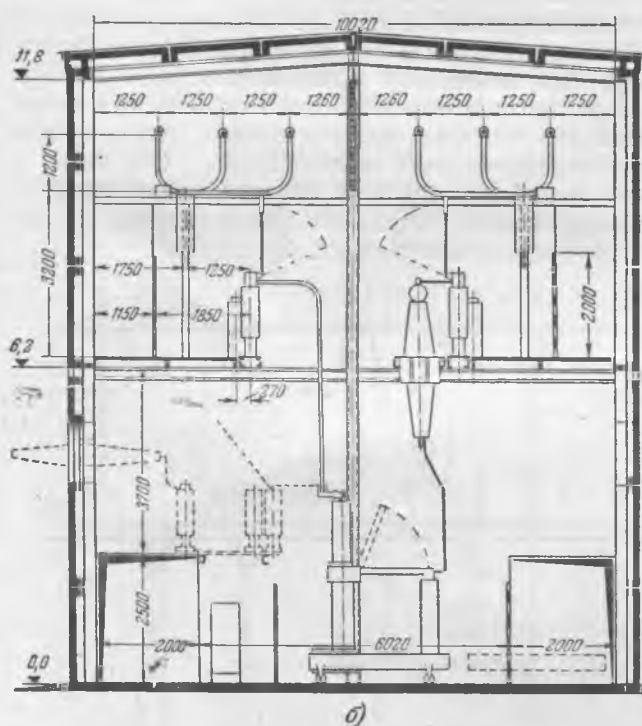
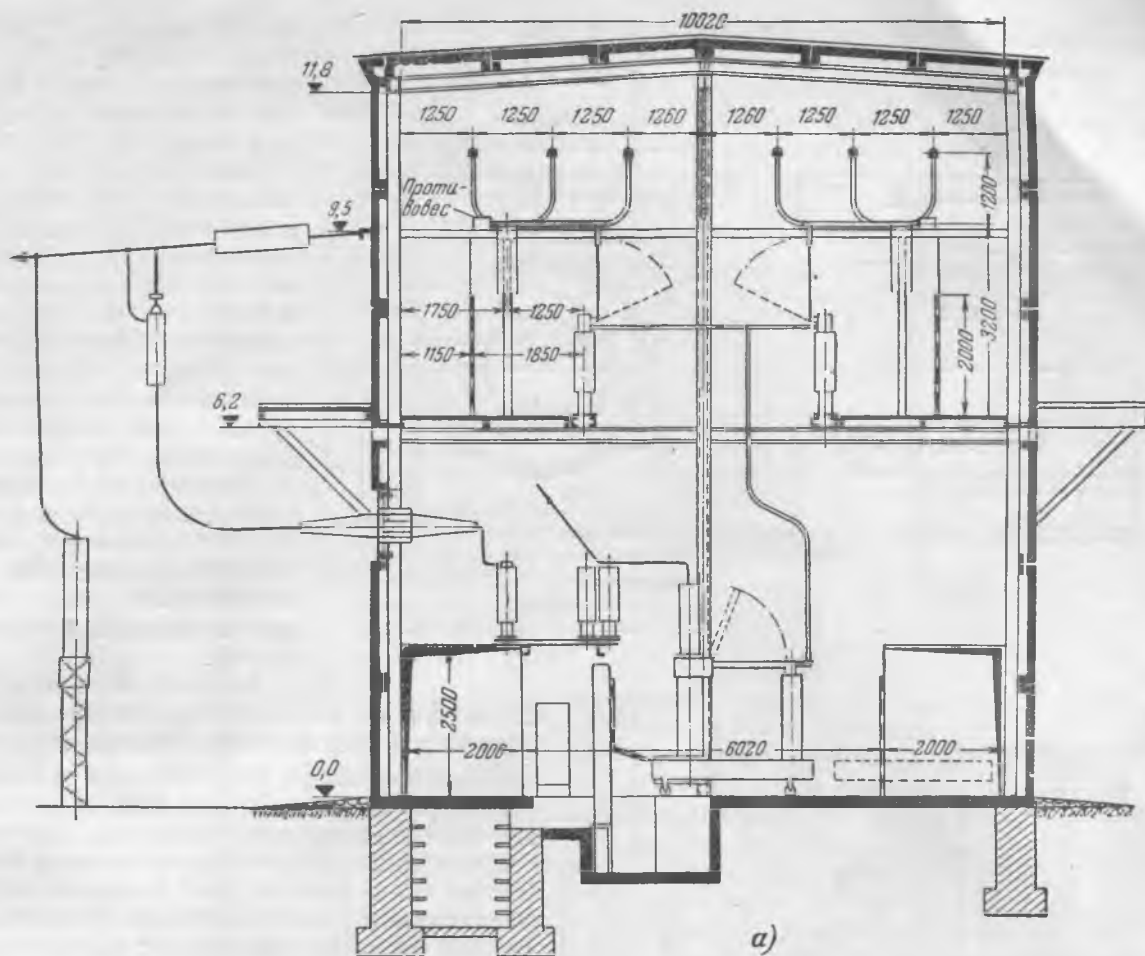


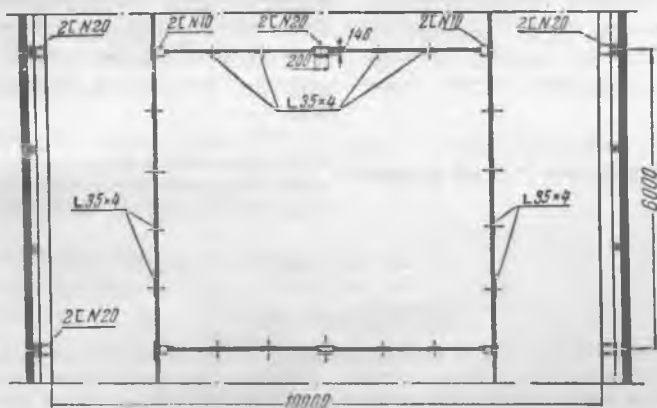
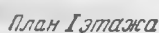
Рис. 1. Закрытое распределительное устройство 110 кВ сборной конструкции.

а — разрез по цепи отходящей линии; б — разрез по цепи шинсоединительного выключателя; в — разрез по цепи трансформаторов напряжения и вилтовых разрядников.

редное строительство этого устройства так же просто, как и при открытых устройствах.

Все вертикальные перегородки, образующие камеры в первом и втором этажах, выполняются из асбофанерных листов в металлическом обрамлении, закрепляемых на металлическом каркасе камер.

Для сопоставления денежных затрат и материалов рассмотрены типовая конструкция открытого распределительного устройства 110 кв —



33

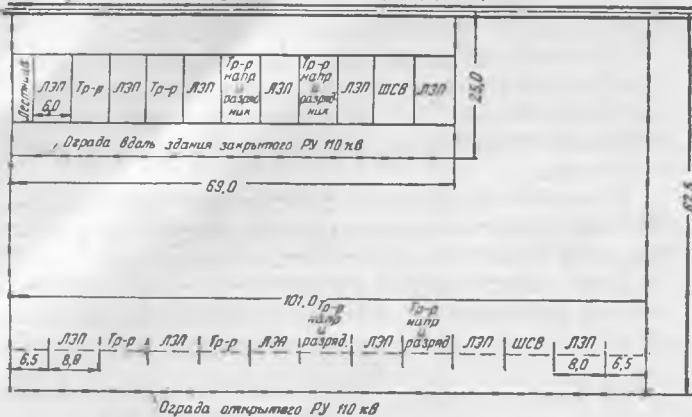


Рис. 5 Сравнение размеров территории, занимаемой закрытым и открытым распределительными устройствами.

Теплоэлектропроекта (1951 г.), рассчитанная на 6 линий, 2 трансформатора, 1 шиносоединительный выключатель, 2 комплекта трансформаторов напряжения и 2 комплекта разрядников на шинах, и новая сборная конструкция закрытого устройства на такое же число цепей (рис. 5). Из рисунка видно, что территория, занимаемая закрытым устройством 110 кв, примерно в 4 раза меньше, чем для открытого. Очевидно, что меньшие размеры территории, занимаемой распределительным устройством, позволяют в ряде случаев уменьшить затраты средств и материалов на трубопроводы циркуляционного водоснабжения на электростанциях, дороги и тому подобные элементы.

Уменьшенные размеры распределительного устройства позволяют также существенно сократить затраты контрольных и силовых кабелей; произведенные подсчеты показали, что при применении закрытого устройства расход контрольных и силовых кабелей уменьшается примерно на 1 км на каждую цепь.

Сопоставление затрат материалов для сравниваемых устройств показало, что при закрытых устройствах расход металла сокращается на 20% (80 т вместо 100 т), объем железобетонных плит и бетонных фундаментов на 35%, объем земляных работ на 60%. Общая стоимость строительной части закрытого устройства составляет 446 тыс. руб., а открытого 485 тыс. руб.

Стоимость электротехнического оборудования, включая монтаж и материалы, для закрытого устройства составляет 2 067 тыс. руб., а для открытого с нормальной изоляцией — 2 315 тыс. руб.

Уменьшение стоимости электротехнического оборудования закрытого устройства 110 кВ имеет место за счет:

а) применения втулочных трансформаторов тока на выводах вместо установки отдельных трансформаторов тока типа ТФН*;

б) уменьшения расхода контрольных и силовых кабелей;

в) меньшего количества кабелей и арматуры для освещения.

Несмотря на то, что монтаж ошиновки в закрытом устройстве дороже, чем в открытом, на 70 тыс. руб. общее уменьшение стоимости электротехнического оборудования, материалов и монтажа для закрытого устройства по сравнению с открытым составляет порядка 200 тыс. руб.

В случае расположения открытого устройства 110 кВ на территории тепловой электростанции должно быть применено высоковольтное оборудование с усиленной изоляцией, что повышает его стоимость примерно на 10%, т. е. дополнительно на 176 тыс. руб. для упомянутого сравняваемого устройства.

Таким образом, общая стоимость закрытого устройства 110 кв для рассматриваемого числа цепей (с девятью выключателями) составляет 2513 тыс. руб., а открытого с нормальной изоляцией — 2800 тыс. руб. и с усиленной изоляцией 2976 тыс. руб.

Следует отметить, что освоение нашей промышленностью производства электрооборудования 110 кВ, специально выполняемого для установки в закрытых помещениях, т. е. с облегченной и упрощенной изоляцией и приводами, позволит получить дополнительное снижение стоимости этих устройств (около 10%) при одновременном уменьшении затрат труда и материалов на заводах-изготовителях электрооборудования.

Выводы

Освоение промышленностью безмасляных и маломасляных выключателей и новых типов разъединителей 110 кВ позволило создать новую сборную конструкцию закрытых распределительных устройств с меньшей стоимостью строительной части и электрооборудования по сравнению с открытым распределительным устройством 110 кВ.

Учитывая также, что электротехническое оборудование в закрытых установках работает в значительно лучших условиях и обеспечивает большую надежность работы всей установки, следует пересмотреть существующую практику при выборе типа распределительного устройства 110 кВ в пользу более широкого применения именно закрытых устройств сборной конструкции.

* Следует также отметить, что применение втулочных трансформаторов тока разгружает наши заводы от выполнения трудоемких и сложных отдельных трансформаторов тока на 110 кВ типа ТФН-110.

☐ ☐ ☐

ОТ РЕДАКЦИИ

Применение закрытых распределительных устройств 110 кв в местностях, подверженных интенсивному загрязнению, утверждено решением Министерства электростанций и электропромышленности. Поэтому разработка рациональной конструкции закрытого устройства является актуальной, однако предложенный т. Двояким вариант требует еще доработки и проверки в эксплуатационных условиях.

Эксплуатация ОАПВ на тупиковых линиях 110 кВ

Инж. И. Н. Александров

Устройство однофазного автоматического повторного включения на тупиковой линии электропередачи 110 кВ протяженностью около 100 км впервые было введено в эксплуатацию в одной энергосистеме в 1949 г. Линия имеет глухую отпайку на подстанцию с одним трансформатором 5,6 тыс. кВА, выключатель которого переделан на пофазное управление. Схемы ОАПВ выполнены таким образом, что при замыкании на землю одной фазы она отключается со стороны питания, приемной подстанции и у трансформатора отпайки. При коротком замыкании между двумя фазами без «земли» также отключается одна опережающая фаза. При неуспешном ОАПВ линия автоматически переводится на длительную работу двумя фазами.

Однофазное АПВ выполнено однократного действия и, кроме того, имеется трехфазное АПВ двукратного действия с временем 0,7 и 13 сек. В 1951 г. на пофазное управление и ОАПВ была переведена и вторая линия электропередачи 110 кВ протяженностью 60 км, идущая в противоположном направлении от первой линии.

Обе линии 110 кВ, отходящие от грэс, выполнены на деревянных опорах проводами марок МП-67 и МГ-70, расстояние между фазами 4 м с гирляндами из шести изоляторов. Линии имеют полный цикл транспозиции. Трассы линий расходятся в противоположных направлениях непосредственно у портала открытой подстанции 110 кВ грэс. Ослабленные места и все переходы защищены трубчатыми разрядниками, а подходы к электростанции и подстанциям — тросами; установлено 24 координирующих подкоса. Грозовая деятельность в районах прохождения линий, по данным управления гидрометеорологической службы по годам, следующая:

	Число грозовых дней в году	Число грозовых часов в году
1947 г.	30 ÷ 40	52 ÷ 59
1948 г.	26 ÷ 28	36 ÷ 44
1949 г.	30 ÷ 32	40 ÷ 46
1950 г.	23 ÷ 35	50 ÷ 55
1951 г.	23 ÷ 30	45 ÷ 50
1952 г.	30 ÷ 40	57 ÷ 73

Число устойчивых повреждений, происшедших на линиях 110 кВ за эти же годы:

Однофазное короткое замыкание	10 (62,5%)
Двухфазное короткое замыкание	0 (00,0%)
Двухфазное короткое замыкание на землю	4 (25,0%)
Трехфазное короткое замыкание	2 (12,5%)

16

Данные показывают, что наибольшее число устойчивых повреждений было однофазными за-

мыканиями на землю. Эти повреждения происходили главным образом вследствие механических неисправностей: расцепление гирлянды из-за дефекта замка и падение ее с проводом на землю, облом траверзы и падение гирлянды с проводом, повреждение провода посторонними лицами и др.

Два случая трехфазного короткого замыкания произошли во время сильного урагана, когда были сломаны две опоры.

Четыре случая устойчивого двухфазного короткого замыкания на землю явились следствием повреждения линии в результате подрыва льда вблизи линии и других внешних причин. При этом третья фаза оставалась исправной. Это обстоятельство создает предпосылки для проведения в энергосистеме опытных работ по передаче небольшой трехфазной мощности в аварийных случаях по схеме фаза — земля, с использованием в качестве емкости батареи статических конденсаторов, включенных на шины приемной подстанции.

Перед включением в эксплуатацию устройств ОАПВ были произведены опыты поочередной работы линий при неполнофазном режиме. Линия переводилась на работу двумя фазами отключением одного из шлейфов на линейном разъединителе 110 кВ. При этом определялось влияние неполнофазного режима на потребителей и связь, а также измерялась несимметрия на генераторах в зависимости от передаваемой по испытываемой линии нагрузки.

После окончания монтажа устройства ОАПВ были проверены при различных искусственных

Состояние линии после ОАПВ и ТАПВ	Число случаев	%	Примечание
Линия осталась в работе тремя фазами после ОАПВ	34	57,7	—
Линия осталась в работе двумя фазами после ОАПВ	7	11,8	В том числе имел место один случай отказа ОАПВ из-за механического застревания реле включения; линия автоматически не включалась и была включена вручную
Линия включилась однократным действием ТАПВ	16	27,1	Большинство повреждений — двухфазное короткое замыкание на землю. Вид повреждения определялся по механическим сигнальным реле, встроенным в пусковые токовые реле типа ЭТ-520
Линия отключилась после действия двукратного ТАПВ	2	3,4	

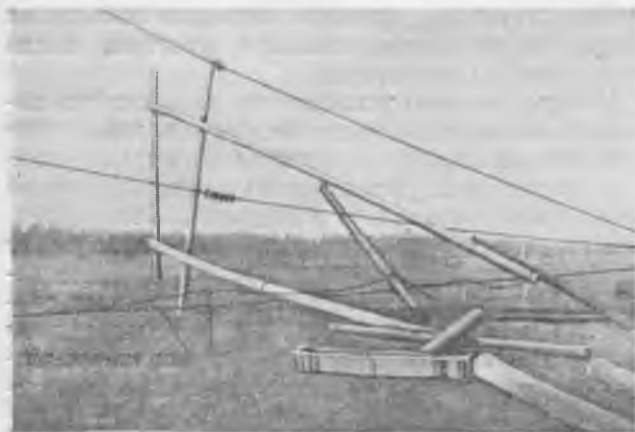
коротких замыканиях, которые позволили выявить и устранить ряд недостатков в выполненных схемах. Осциллографирование опытов дало ценные результаты.

Статистика работы устройств ОАПВ и ТАПВ на двух линиях 110 кВ за 1950—1952 гг. и 8 мес. 1953 г. приведена в таблице.

Из таблицы видно, что общий процент успешной работы однократного ОАПВ и ТАПВ составил 84,8%, а сохранения питания по линиям (с учетом неполнофазного режима) — 96,6%.

В процессе эксплуатации было зафиксировано несколько интересных случаев работы АПВ.

1. При замене под напряжением одного из пасынков П-образной опоры последняя упала таким образом, что траверза уперлась торцом в землю (см. рисунок). Ближняя к земле фаза была



отключена действием ОАПВ, и линия проработала на двух фазах в течение 6 час.

2. В сильную грозу, которая двигалась вдоль трассы линии протяженностью 100 км, пофазное АПВ в течение двух часов действовало 9 раз, а трехфазное АПВ — 6 раз. Во всех 15 случаях АПВ было успешным и линия оставалась в работе. Удары в линию происходили иногда очень часто, но в интервале не менее 25 сек., так как реле времени АПВ каждый раз успевало возвращать всю схему в исходное положение.

После массовой работы АПВ при осмотре масляных выключателей были обнаружены следы подплавления на контактах и совершенно черное масло, которое затем очищалось фильтрованием. Несмотря на заметные следы подплавления контактов, их омическое сопротивление незначительно отличалось от сопротивлений, измеренных ранее (при капитальном ремонте).

Во время грозы особенно сильно пострадала сама линия электропередачи. Из общего числа свыше 500 опор линии более 80 оказались поврежденными. Причем три из поврежденных опор были заменены, так как угрожали падением. Так, например, одна из сменных П-образных опор, расположенная на ровной местности, получила следующие повреждения:

а) траверза по всей длине имела отколы шириной 10—15 см, глубиной 6—12 см;

б) стойка также по всей длине имела отколы шириной 14—18 см, а в месте припасовки траверза и верхушка стойки были расщеплены пополам до 3 м;

в) оба пасынка были расщеплены по всей толщине на шесть частей.

Остальные опоры имели значительно меньшие повреждения, которые устранялись пофазным ремонтом под напряжением. Также пофазным ремонтом были ликвидированы наиболее аварийные очаги: заменены разбитые изоляторы, сняты отщепленные куски и др.

3. Несмотря на то, что трассы линий электропередачи проходят в противоположных направлениях, грозовой разряд произошел одновременно в обе линии, которые отключились: одна — от междуфазовой отсечки, а другая — от максимальной защиты (отсечка в действие не пришла из-за распределения тока короткого замыкания между двумя линиями). Первая линия включилась от АПВ, а вторая была включена вручную, так как до этого случая схемой автоматики линии не предусматривался пуск АПВ от максимальной защиты. Считалось, что при наличии отсечки нулевой последовательности, а также междуфазовой отсечки, охватывающих всю линию, нет необходимости запускать АПВ от максимальной защиты. Ошибочность такого предположения очевидна.

4. На приемной подстанции находились в работе два трансформатора 5 и 10 тыс. кВА, 110/6,3 кВ. На стороне 110 кВ трансформаторы работали параллельно, а на стороне 6 кВ — раздельно. Нейтраль была заземлена только у трансформатора 10 тыс. кВА. При устойчивом повреждении одной фазы линии, после неудачного ОАПВ, линия автоматически перешла на работу двумя фазами. Ранее, в тех случаях, когда на подстанции был включен один трансформатор, потребители не замечали, что линия работает двумя фазами, так как напряжение на стороне 6 кВ оставалось почти нормальным. В описываемом случае стали поступать жалобы потребителей на сильное снижение напряжения, которое на шинах подстанции уменьшилось до 5 кВ. После заземления нейтрали у второго трансформатора напряжение восстановилось почти до нормального (6,0 ÷ 6,1 кВ).

За время эксплуатации ОАПВ (3,5 года) было 11 случаев работы линии двумя фазами, причем неполнофазный режим продолжался общей сложностью около 90 час.

Иногда неполнофазная нагрузка достигала 30—35% общей нагрузки на генераторах электростанции. Несимметрия на генераторах, работающих в блоке с трансформаторами, не превышала 10—12% (допустимая несимметрия определялась в соответствии с «Правилами технической эксплуатации»). Большая несимметрия по сравнению с другими генераторами получалась на генераторе, работающем в блоке с однофазными трансформаторами.

Как уже указывалось, потребители не замечают неполнофазного режима работы линии.

В эксплуатации был также случай, когда капитальный ремонт масляного выключателя трансформатора отпайки с перезаливкой мастики у вводов выключателя производился пофазно, и в течение 1 мес. трансформатор подстанции со стороны 110 кВ питался по двум фазам. Никаких ненормальностей при этом не было отмечено.

Неполнофазные режимы работы линии значительно влияют на проводочную связь. Как правило, линии проводочной связи энергосистемы проходят на близком расстоянии вдоль трассы линии электропередачи. Эта связь прекращается при неполнофазной нагрузке, начиная с 500—1 000 квт.

Неполнофазный режим работы линии электропередачи также оказывает сильное влияние и на линии связи Министерства связи. К сожалению, эффективных мер по защите линий связи от таких влияний пока не имеется.

Схемы ОАПВ были разработаны Орггрэс¹. За время эксплуатации схемы себя оправдали и могут быть рекомендованы в качестве типовых для тупиковых линий 110 кв.

В некоторых случаях неустойчивых повреждений в грозу (при переходе двухфазного короткого замыкания в двухфазное с землей и др.) линия может отключиться двумя фазами с последующим АПВ. Поскольку отключение двух фаз с точки зрения сохранения питания потребителей все же лучше, чем отключение всех трех фаз, решено не предусматривать никаких дополнительных цепей, обеспечивающих отключение третьей фазы в указанных случаях.

В схеме ОАПВ приемного конца линии² в реле времени ЭВ-О добавлен еще один контакт, посредством которого происходит отключение всех трех фаз выключателя, в случае отказа избирательного органа на приемной подстанции.

В схемах ОАПВ со стороны грэс не предусматривается запуск АПВ при работе линии двумя фазами. Однако в эксплуатации было три

случая отключения в грозу линии, работающей в неполнофазном режиме.

Выводы

1. Учитывая очень большую эффективность ОАПВ одиночных на тупиковых линиях 110 кв, необходимо в ближайшее время добиться оборудования устройствами ОАПВ всех таких линий, принадлежащих как энергосистемам, так и потребителям.

2. Необходимо начать выпуск комплектных релейных панелей устройств пофазного АПВ и обеспечить поставку выключателей с пофазным управлением.

3. Следует как можно шире популяризировать метод пофазных ремонтов и добиваться максимального сокращения количества отключений линий 110 кв, ремонт которых, как правило, должен производиться пофазно и под напряжением.

4. Ремонт станционного и подстанционного оборудования (выключатели, трансформаторы тока и т. д.) также следует производить пофазно без отключения потребителей.

5. До осуществления ОАПВ в полном объеме можно рекомендовать перевод первичной схемы линии на пофазное управление, начиная его с переделки управления линейными разъединителями на пофазное.

6. Должен быть решен вопрос об эффективной защите линий связи от влияний при неполнофазном режиме работы линии электропередачи.

7. Схемы автоматики следует выполнять с учетом пуска АПВ от всех защит.

8. При неполнофазном режиме работы линии все трансформаторы приемной подстанции должны иметь глухое заземление нейтралей.

¹ М. П. Розенкноп и А. Б. Чернин, „Электрические станции“, 1952, № 3.

² Там же, рис. 4.



Об организационной структуре электросетей¹

Инж. Т. П. Мусатов

Действующие в энергосистемах типовые структуры и штаты районных энергетических управлений и их предприятий создали условия для нормализации административно-управленческого персонала и, как показала практика, обусловили дальнейший, прогрессирующий рост в деле организации культурной эксплуатации энергетических предприятий по выработке и транспортировке электроэнергии.

Следует отметить, что принятая градация вышесказанных сетей на три категории в зависимости от величины сети, выраженной в условных единицах, достаточно объективно оценивает производственные условия работы практически любой электросети.

Однако положительный опыт нормализации штатов управлений электросетей не повлек за

собой нормализации количества производственных служб и их штатов, а затем и всего персонала электросети на базе единой организационной структуры, вследствие чего в энергосистемах нет единого решения в отношении числа и штатов производственных служб, что к тому же усугубляется разноречивостью директивных положений.

Так, например, типовым положением об эксплуатационном отделе электросети вполне ясно определены его основные функции: общее руководство, ведение ремонтов, документация и паспортизация, согласование присоединений, инструктаж персонала и составление инструкций и заявок, противоаварийная работа и внедрение передовых методов работ.

Такой, к тому же не полный, перечень работ эксплуатационного отдела электросети показывает, что по своим функциям он является производственно-техническим отделом, нераздельно

¹ Печатается в порядке обсуждения. Ред.

ведущим всю эксплуатацию линий электропередачи и подстанций. Этим исключается и не допускается наличие функциональной подчиненности мастера линий и начальника подстанции какой-либо другой специально созданной производственной службе.

В электросетях же отдельных энергосистем созданы, наряду с эксплуатационным отделом, производственные отделы по линиям электропередачи и по подстанциям, которые именуются по-разному: служба подстанций и служба линий, участок подстанций и участок линий и т. п.

В каждой такой службе или участке предусматривается 3—6 инженерно-технических работников, которые в ряде случаев не имеют четко определенных обязанностей, так как согласно указанному выше типовому положению ведение эксплуатации линий и подстанций возлагается только на эксплуатационный отдел электросети. Такого рода нечеткость в организационной структуре эксплуатации линий и подстанций получила подтверждение в «Правилах технической эксплуатации» (1953 г.). Так, в них при перечислении производственных служб и лабораторий, которые должны быть организованы в каждом сетевом районе, указано на необходимость организации службы подстанции и службы линий.

В «Правилах технической эксплуатации» упоминается местная служба изоляции и защиты от перенапряжений, которой давно уже нет в большинстве сетевых районов энергосистем, поскольку относящиеся к этой службе вопросы с успехом решаются электротехнической лабораторией и эксплуатационным отделом.

Структура производственных служб сетевого района не учитывает, что телемеханизация высоковольтных подстанций, централизация ремонтов, новые методы профилактики, испытаний и работ под напряжением и пр. в совокупности своей значительно подняли общий уровень работников, занятых эксплуатацией высоковольтных сетей.

Наличие таких производственных служб, как служба подстанций и служба линий электропередачи, создает ненужный параллелизм в руководстве подстанционным и линейным персоналом.

Предположение о том, что эксплуатационный отдел электросети не сможет обеспечить всей работы по эксплуатации линий и подстанций

в объеме, указанном в типовом положении, с успехом опровергается опытом одной весьма крупной энергосистемы.

Достаточно сказать, что в этой энергосистеме все электросети, включая и сети с числом до двух и более тысяч условных единиц (первой категории), имеют эксплуатационные отделы без надстроек в виде дополнительных производственных служб по эксплуатации линий и подстанций; весьма положительный и к тому же длительный опыт этой энергосистемы подтверждает полную целесообразность структуры, установленной типовым положением.

И действительно только единый эксплуатационный отдел электросети, исключаящий какую-либо другую параллельную соподчиненность мастера линий и начальника подстанции другой службе, может повысить четкость и исполнительность среди эксплуатационного персонала в проведении мероприятий по повышению надежности и бесперебойности в транспортировке электроэнергии.

Помимо ликвидации излишних производственных служб и участков и передачи всего дела эксплуатации линий и подстанций эксплуатационному отделу электросети, вполне своевременна постановка вопроса о проведении нормализации персонала электросети как по основному производству, так и по вспомогательным службам.

Условия для такой нормализации имеются, так как накопленный опыт по эксплуатации высоковольтных сетей дает возможность разработать систему с показателями для сравнительной оценки сетей в зависимости от объема работ по обслуживанию, ремонту и профилактике оборудования подстанций и линий.

Выводы

1. Эксплуатационный отдел электросети в строгом соответствии с типовым положением должен вести всю эксплуатацию линий и подстанций; дополнительные и излишние службы или участки должны быть упразднены.

2. Накопленный эксплуатацией высоковольтных сетей опыт дает возможность приступить к нормализации всего производственного и вспомогательного персонала электросетей.

□ □ □

ДИСКУССИЯ

О РАШИРЕНИИ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРЕМЕННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА¹

Преимущества применения переменного оперативного тока

Доктор техн. наук И. А. Сыромятников

Принято считать, что применение постоянного оперативного тока для управления, сигнализации, защиты и автоматики электростанций и подстанций является наиболее надежным. Хотя эта точка зрения стала привычной традицией, она не может считаться правильной. Есть все основания критически пересмотреть ее, основываясь на следующих положениях:

1. Надежность работы управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики всей электростанции или подстанции зависит от одного источника постоянного оперативного тока (обычно аккумуляторной батареи).

2. Вследствие наличия большой разветвленной сети постоянного тока имеют место ложные отключения из-за появления обходных цепей, переходных явлений, двойных замыканий на землю и т. п.

3. Невозможно выполнить и применить наиболее простые схемы защиты.

4. Эксплуатация установок из-за наличия аккумуляторной батареи или другого центрального источника постоянного оперативного тока и связанной с этим сети проводов и кабелей значительно усложняется.

5. Сооружение установок за счет аккумуляторной батареи или другого источника постоянного тока, помещения для них и прокладки большого количества контрольных кабелей и проводов удорожается.

В практике эксплуатации неоднократно происходили тяжелые аварии из-за отказа в работе релейной защиты вследствие повреждения аккумуляторной батареи или сильного ее разряда. Также имели место случаи тяжелых аварий и их развития, вызванные нарушением цепей постоянного оперативного тока из-за повреждения контрольных кабелей при пожаре в туннеле и других различных нарушений питания постоянным током. Наличие одного центрального источника такого питания для всех цепей защиты, автоматики и управления иногда приводило к очень тяжелым и длительным расстройствам работы электростанций и подстанций.

Кроме того, в практике эксплуатации неоднократно происходили ложные отключения крупных

агрегатов при переходных явлениях в сети постоянного тока. Для борьбы с этими отключениями приходится применять разрядники, шунтирование катушек с большей индуктивностью активным сопротивлением, сложные схемы контроля изоляции и т. п.

При использовании для релейной защиты постоянного оперативного тока обязательно требуется применение дополнительных промежуточных звеньев в виде реле, которые своими контактами осуществляют замыкание цепи отключения приводов выключателей и автоматов.

Применение переменного оперативного тока имеет значительные технико-экономические преимущества по сравнению с постоянным оперативным током.

1. Отпадает необходимость в отдельном независимом источнике питания (аккумуляторная батарея, двигатель-генератор и т. п.) для управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики. Это удешевляет стоимость установки и снижает эксплуатационные расходы.

2. Становится ненужной общая электрически связанная сеть оперативного тока. Это также удешевляет стоимость и, что более важно, повышает надежность работы установки. Исключаются ложные действия защиты и автоматики из-за переходных явлений, двойных замыканий на землю, обходных цепей и т. д.

3. Появляется возможность применения безрелейных схем для максимальных и дифференциальных защит и других устройств защиты и автоматики.

В качестве примера можно привести защиту отходящей линии. В этом случае при коротком замыкании или при перегрузке отключение выключателя может производиться при помощи тока короткого замыкания или тока перегрузки, действующих без всяких реле прямо на отключающую катушку выключателя. Преимущества такой защиты вполне очевидны: отпадает необходимость в максимальных реле; сильно сокращается длина проводки от трансформаторов тока; за счет исключения источника постоянного оперативного тока и отказа от реле значительно повышается надежность работы защиты.

Аналогичным образом может быть выполнена безрелейная схема дифференциальной защиты

¹ Продолжение. См. № 1 и 10, 1953.

трансформатора, генератора, синхронного компенсатора и двигателя. Такие схемы много лет назад были разработаны в Азэнерго².

Но даже и при сохранении релейных схем надежность работы их значительно повышается за счет исключения дополнительного звена, каким является источник постоянного оперативного тока с сетью большой протяженности.

Таким образом, отказ от аккумуляторной батареи и общей сети постоянного оперативного тока не только снижает стоимость установки и ее эксплуатации, дает значительную экономию в контрольном кабеле и проводах, но и обеспечивает повышение надежности работы устройств релейной защиты и автоматики.

В настоящее время накоплен большой опыт успешного применения переменного оперативного тока в ряде энергосистем (Московская кабельная сеть Мосэнерго, Азэнерго, Горэнерго, Киевэнерго и др.).

Следует особо остановиться на вопросе о приводах выключателей. В большинстве применяемых в настоящее время выключателей отключение их обеспечивается действием пружин. Для освобождения защелки требуется незначительная мощность. Кроме автоматического отключения непосредственным действием тока короткого замыкания или тока перегрузки, может потребоваться дистанционное отключение, а также отключение в результате действия некоторых защитных и автоматических устройств, не сопровождающегося протеканием большого тока (например, от газовой защиты, АЧР и др.). Оно может быть осуществлено от трансформаторов напряжения, от вспомогательных устройств, использующих заряд конденсаторов, и т. п.

Таким образом, главной становится задача обеспечения включения выключателя — дистанционного, телемеханического или автоматического (АПВ, АВР и т. п.). Эта задача решается применением приводов (грузовых и пружинных), в которых для включения выключателя используется запас механической энергии.

Возможно, но, конечно, более сложно и менее эффективно применение электромагнитных вклю-

чающих приводов переменного тока с питанием от сети собственных нужд. Для них требуется значительная мощность и выполнение схем питания собственных нужд, обеспечивающих резервирование включения в различных режимах.

Переменный оперативный ток должен найти широкое применение не только для подстанций, но и для электростанций. При этом уже в настоящее время переменный оперативный ток должен найти применение на всех подстанциях напряжением 35 кВ и ниже, не имеющих тяжелых выключателей. На электростанциях с выключателями, для которых возможна установка грузовых приводов, выпускаемых в настоящее время, также следует применять переменный оперативный ток для всех устройств релейной защиты и автоматики. На тех электростанциях, где по ряду причин пока нельзя полностью отказаться от установки аккумуляторной батареи, оперативный переменный ток следует применять для собственных нужд, для отходящих линий генераторного напряжения и напряжением 35 кВ.

Телемеханизация подстанций также должна осуществляться на переменном оперативном токе.

После освоения нашей промышленностью всех необходимых реле на переменном токе и пружинных и грузовых приводов для выключателей всех типов и напряжений можно будет значительно расширить область применения переменного оперативного тока на электростанциях и подстанциях всех напряжений.

От аккумуляторной батареи на электростанциях и крупных подстанциях с дежурным персоналом пока осуществляется аварийное освещение.

При отказе от постоянного оперативного тока следует решить вопрос об источнике питания аварийного освещения электростанций и подстанций.

Для больших подстанций, средних и крупных электростанций с постоянным дежурным персоналом следует предусматривать для аварийного освещения агрегат с двигателем внутреннего сгорания с автоматическим его пуском при исчезновении напряжения переменного тока.

Для небольших электростанций и подстанций можно вообще не предусматривать стационарного аварийного освещения. Достаточно для них иметь во всех цехах переносные аккумуляторные лампы.

² П. М. Мельник, Релейная защита на оперативном переменном токе, Гостехиздат УССР, 1952.

О питании переменным током цепей управления выключателями и телемеханики на подстанциях

Инж. Е. Д. Зейлидзон

В настоящее время все шире практикуется сооружение подстанций с оперативным переменным током без дорогостоящих аккумуляторных батарей и телеуправляемых подстанций без постоянного дежурства персонала. Ведутся соответствующие разработки, обсуждаются вопросы наиболее целесообразного выполнения схем и аппаратуры, в частности схем питания цепей

управления выключателями и устройств телемеханики, типов приводов выключателей.

В связи с этим представляется своевременным и важным обсудить и прийти к однозначному решению по следующему принципиальному вопросу: должна ли обеспечиваться возможность проведения операций с выключателями, а также работа устройств телеуправления телесигнализации даже

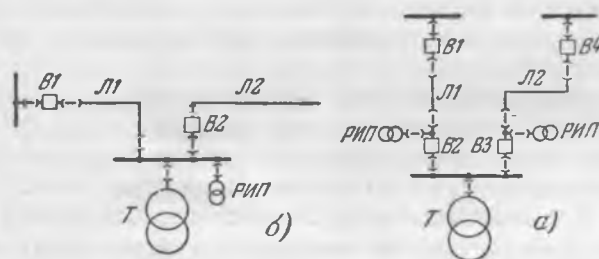
во время полного отсутствия питающего напряжения на подстанции?

В эксплуатации, конечно, не исключены случаи полного обесточивания подстанций. Основываясь на этом, во многих случаях на подстанциях предусматриваются специальные аккумуляторные батареи 48 в для резервирования питания установок телеуправления — телесигнализации, нормально работающих от селеновых выпрямителей. По той же причине выдвигаются возражения против применения приводов переменного тока для выключателей (с включающими катушками непосредственно на переменном токе или с выпрямительными устройствами); ориентируются только на приводы с включением за счет механического запаса энергии — грузовые или пружинные.

Между тем указанное выше положение относительно необходимости сохранять возможность операций с выключателями и действия телемеханики на обесточенной подстанции недостаточно обоснованно.

Случаи, когда перед тем, как подать напряжение на обесточенную подстанцию, действительно необходимо провести на ней какие-либо операции и обязательно на расстоянии, являются очень редкими. В порядке исключения для каких-либо особых условий вполне допустимо ориентироваться на то, что на подстанцию прибудет персонал и вручную произведет необходимые операции. Во всех же остальных случаях, т. е. практически всегда, надлежит исходить из условия, что возможность операций с выключателями и работа телемеханики должны обеспечиваться лишь после подачи напряжения на подстанцию и не нужны на обесточенной подстанции.

Принятие этого положения существенно облегчает условия и расширяет возможности выполнения телемеханизированных подстанций без аккумуляторных батарей. С рассматриваемой точки зрения все подстанции можно разбить условно на две группы, как показано на рисунке.



Схемы питания подстанции.

а — одностороннего питания; б — двустороннего питания. Л1 и Л2 — линии электропередачи питающего напряжения; Т — силовые трансформаторы (условно показаны без выключателей); В1 — В4 — оперативные выключатели; РИП — резервные источники питания цепей управления выключателями и устройств телемеханики (условно показаны в виде трансформаторов напряжения).

Схема а соответствует питанию подстанции одной тупиковой линией или работе в сети с односторонним питанием. Соответственно на приемном конце линии Л1 не нужен оперативный выключатель, снабженный релейной защитой¹. Управление

выключателями, даже выключателем В2 на линии Л2, по которой питаются другие подстанции цепочки, нужно только при наличии напряжения на шинах. Если же питание подстанции прекратилось, то нет необходимости получать телесигнализацию о том, остался ли включенным или отключился выключатель В2. Очевидно, что если известно об отключении выключателя В1 на питающей стороне линии (на другой подстанции), то известно и о прекращении питания всей цепочки подстанций, а после подачи напряжения начнет работать телесигнализация и появится возможность управлять ими.

Схема б соответствует случаю работы подстанции в кольце или по нескольким линиям, т. е. по линиям с двусторонним питанием, для которых возможно и может быть необходимо отключение защитой выключателя с приемного конца. Обесточивание шин в этом случае менее вероятно, но все же не исключено. Например, линия Л1 находится в ремонте, а линия Л2 отключилась с обеих сторон действием дифференциальной продольной защиты или отключились оба линейных выключателя В2 и В3 на рассматриваемой подстанции в результате неправильного действия защиты. Очевидно, что в этом случае резервное питание цепей управления и телемеханики должно быть взято непосредственно от вводов линий (до выключателей).

Рассмотрение обеих схем показывает, что, как правило, для восстановления работы сети достаточно иметь возможность управлять выключателями и, следовательно, знать их положение и иметь работающую телесигнализацию на тех подстанциях, где в данный момент имеется напряжение — на шинах или на вводах линий.

В данной статье не ставится задача рассматривать способы выполнения отбора мощности для питания цепей управления и телемеханики (будет ли это трансформатор собственных нужд, трехфазный или однофазный трансформатор напряжения, емкостный отбор и т. д.), а также схемы автоматического включения резервного питания и для каких конкретно элементов оно необходимо.

Выбор тех или иных способов питания и резервирования должен быть сделан при проектировании в зависимости от схемы и конкретных условий работы подстанции. Нетрудно обеспечить надежное питание цепей управления и телемеханики переменным током так, чтобы оно имелось всегда при наличии или появлении напряжения на шинах и вводе подстанции.

О таком надежном питании переменным током следует заботиться и для подстанций с грузовыми или пружинными приводами на выключателях. В последних необходима энергия для освобождения защелки при включении, а также для подъема груза или завода пружины. Однократное АПВ и АВР действием такого привода не во всех случаях может восстановить питание на подстанции. Поэтому во многих случаях на подстанциях с такими приводами все же применяют аккумуляторные батареи 24 в. Следовательно, решение задачи обеспечения цепей управления, автоматики и телемеханики резервным источником переменного тока и в этом случае имеет существенное значение.

¹ Исключение составляют линии с пофазным АПВ, которые здесь не рассматриваются.

Изложенное показывает, что нет никаких препятствий к выполнению всего управления подстанциями (даже телемеханизированными) исключительно на переменном токе, и оно будет суще-

ственно облегчено, если задаться условием, что на время отсутствия питающего напряжения на шинах или вводах линий управление подстанции может не работать.

Оперативный ток на электростанциях без аккумуляторных батарей

Инж. Н. Е. Иогансон и И. Г. Кузичкин

Исключение аккумуляторных батарей тяжелого типа при проектировании электростанций средней мощности, т. е. с агрегатами $1,5 \div 6$ тыс. кВт, существенно упрощает и удешевляет их электрическую часть.

В таких случаях¹ иногда в качестве источника оперативного постоянного тока применяется стартерная аккумуляторная батарея 24 в. Однако

в 25 раз, вследствие чего увеличивается вероятность отказов в работе из-за окисления и запыления контактов и зажимов.

Применение приводов с запасом механической энергии (пружинных или грузовых) для автоматических коммутационных аппаратов (выключателей и автоматов) электростанций средней мощности² позволяет отказаться от аккумуляторных ба-

тарей. В этом случае требуется лишь приведение в действие механизмов защелок, что может быть выполнено за счет энергии, отбираемой от первичной цепи посредством измерительных трансформаторов напряжения и тока.

Восьмилетний опыт эксплуатации значительно количества энергопоездов подтверждает возможность беспрепятственного устранения аккумуляторов из системы управления и защиты отходящих линий, трансформаторов и турбогенераторов до 5 тыс. кВт включительно³.

Тем не менее не критическое повторение на электростанциях средней мощности схем и конструктивных решений, осуществленных в энергопоездах, было бы не всегда правильным. Это в первую очередь относится к устройствам для питания цепей отключения током заряда конденсаторов⁴.

Для питания цепей защиты и управления при отказе от аккумуляторных батарей может быть применена схема, показанная на рис. 1 (ко второй секции шин аналогично подсоединены генератор № 2 и трансформатор связи с энергосистемой)⁵.

Трансформаторы напряжения, комплекты которых устанавливаются согласно этой схеме на каждой из секций шин, снабжаются меднозакисными или селеновыми выпрямителями, соединенными в трехфазные мостовые группы.

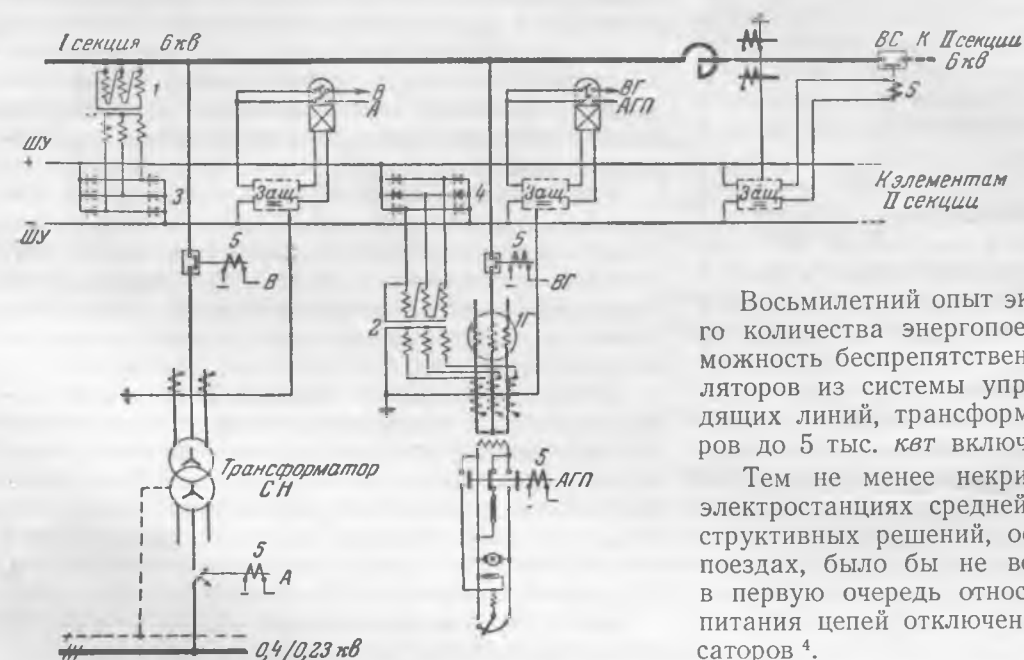


Рис. 1. Схема питания цепей защиты и управления выпрямительным током.

1 — трансформаторы напряжения; 2 — насыщающиеся промежуточные трансформаторы тока; 3 — выпрямители в цепях напряжения; 4 — выпрямители в цепях тока; ВС, ВГ, В, А — выключатели и автоматы; 5 — отключающие катушки выключателей и автоматов.

при этом сохраняется ряд недостатков, свойственных аккумуляторным батареям вообще.

1. Надежность батарей, а следовательно, и всей системы оперативного тока с течением времени быстро уменьшается, так как срок службы таких батарей незначителен и составляет около двух лет.

2. Эксплуатационный персонал не освобождается от ухода за выпрямительными устройствами и самими аккумуляторами.

3. При снижении напряжения почти в 5 раз, с переходом от 110 в к 24 в, сопротивление оперативных цепей должно быть уменьшено примерно

¹ См. статью А. М. Пружанского, "Электрические станции", 1953, № 1.

² См. статью авторов, "Электрические станции", 1953, № 7.

³ "Производственная инструкция для дежурного по шпиту и дежурного электромонтера энергопоезда В-1000", МЭС — Трест передвижных электростанций, Госэнергоиздат, 1951.

⁴ А. А. Воскресенский, А. Н. Дубовицкий и Е. Х. Сагалов, "Электрические станции", 1941, № 8; Ф. А. Ступель, "Электрические станции", 1939, № 5.

⁵ В статье содержатся схемы, еще не прошедшие экспериментальной и эксплуатационной проверки.

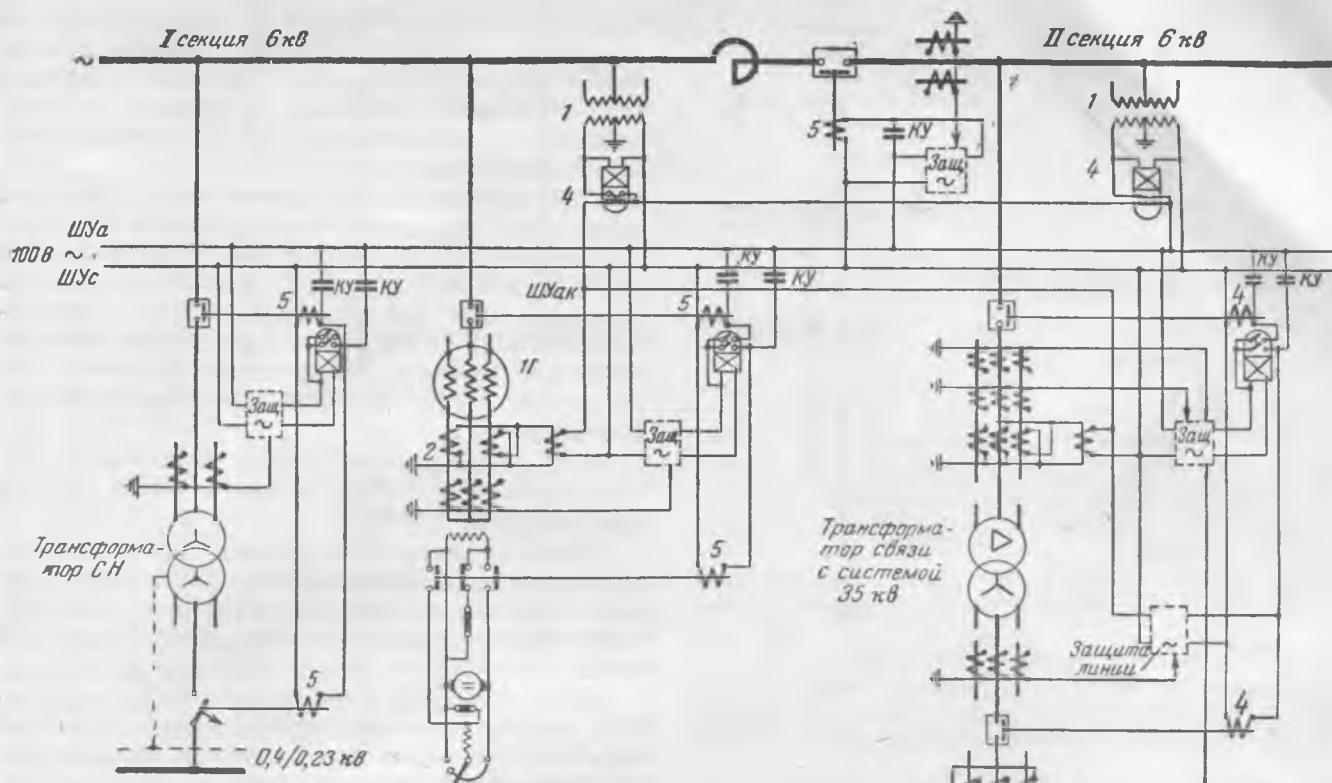


Рис. 2. Схема питания цепей защиты и управления переменным током.

- 1 — трансформаторы напряжения; 2 — трансформаторы тока, соединенные „восьмеркой“;
3 — трансформаторы тока, соединенные „полупторной неуравновешенной восьмеркой“;
4 — промежуточное реле переменного тока; 5 — отключающие катушки; КУ — контакты
ключей управления.

Трансформаторы тока, устанавливаемые в трех фазах каждого источника питания (генераторы и трансформаторы связи с системой) через насыщающиеся промежуточные трансформаторы и выпрямители также питают общие шины оперативного тока.

Совместная работа всех выпрямителей оказывается возможной благодаря их запирающему действию по отношению к токам обратного направления.

Соединение вторичных обмоток промежуточных трансформаторов в треугольник имеет целью устранить мешающее действие обмоток, присоединенных к неповрежденным фазам, на выпрямители при несимметричных коротких замыканиях.

Элементы подобной схемы, применявшиеся на подстанциях для питания цепей защит отходящих линий, оказались достаточно надежными⁶.

Недостатком схемы является наличие большого числа выпрямителей, которые требуют периодической проверки и замены их с течением времени.

Результатом низкого к. п. д. твердых выпрямителей является получение на зажимах катушек напряжения порядка 50 в, если трансформаторы напряжения, питающие выпрямители, соединены в открытый треугольник. Соединяя обмотки 6 кВ этих трансформаторов в треугольник, а обмотки 100 в в звезду, как показано на рис. 1, можно сохранить для шин оперативного тока напряжение порядка 100 в.

С целью исключения твердых выпрямителей может быть применена схема питания непосредственно на переменном токе (рис. 2). В схеме рис. 2 не показаны дифференциальная защита генератора и катушки включения; сигнальные лампы питаются от сети собственных нужд 220 в; промежуточные трансформаторы тока других питающих элементов жестко подсоединены одним полюсом к шинке ШУ_с, а другим к шинке ШУ_{ак} „компаундирующей“; при наличии еще секции 6 кВ их трансформаторы напряжения включаются своими реле 4 последовательно в цепь питания шинки ШУ_а.

В этой схеме основным источником питания оперативных цепей являются соединенные параллельно трансформаторы напряжения, общее количество которых равно числу секций.

Если в момент короткого замыкания при параллельной работе всех секций из-за снижения напряжения сработают промежуточные реле 4, то трансформаторы напряжения отключаются, и в течение времени короткого замыкания цепи управления будут питаться от трансформаторов тока питающих элементов.

В этой схеме трансформаторы напряжения и тока работают одновременно, но дополняют друг друга и обеспечивают практически непрерывное питание шин оперативного тока.

Так как трансформаторы тока все время включены параллельно (один полюс), то ток вторичных цепей в этой схеме создает обратную трансформацию в первичные цепи бездействующих генераторов и трансформаторов связи с системой. Однако, осуществляясь трансформаторами тока, а не трансформаторами напряжения, такая обрат-

⁶ А. А. Воскресенский, „Электрические станции“, 1944, № 7.

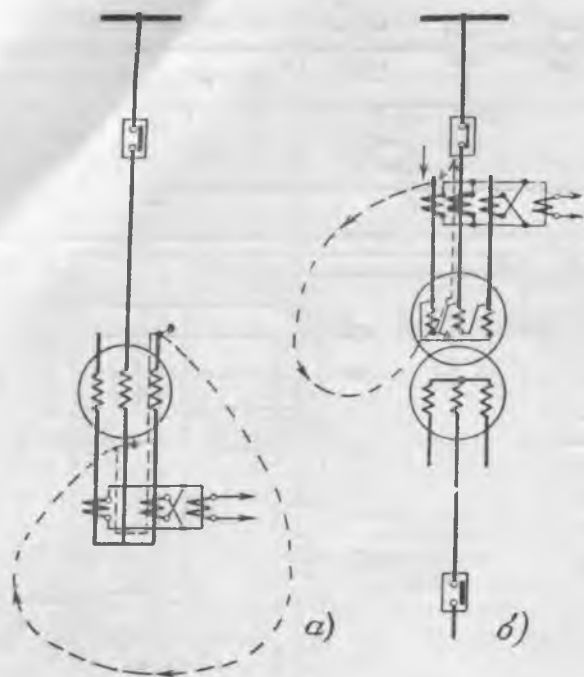


Рис. 3. Протекание сверхтоков через генератор и трансформатор при двойных замыканиях на землю в разных точках.

ная трансформация не представляет опасности для персонала.

Шинка $ШУ_{ак}$ (питание от трансформаторов тока) подключена к шинке $ШУ_a$ через последова-

тельно соединенные нормально замкнутые контакты реле 4. Таким образом, это питание подключается лишь тогда, когда отпадают контакты реле 4 на всех основных источниках питания, включенных параллельно, т. е. на трансформаторах напряжения.

Для отключения приводов от трансформаторов напряжения при нормальной работе и от трансформаторов тока во время короткого замыкания одной и той же катушкой, вторичные обмотки промежуточных трансформаторов тока необходимо выполнить с увеличенным количеством витков, чтобы при коротком замыкании напряжение было также достаточно для срабатывания отключающих катушек⁷.

Первоначальные включения источников первичной энергии на обесточенные шины должны производиться вручную.

Защита отходящих линий, оборудованных приводами типа ПРБА, может осуществляться помимо шин $ШУ$ с помощью индивидуальных промежуточных насыщающихся трансформаторов тока.

Автоматический ввод резервного трансформатора собственных нужд обеспечивается питанием шин оперативного тока от главных шин, наличие напряжения на которых гарантировано в большей мере, чем на шинах собственных нужд. По

⁷ Ф. А. Ступель, «Электрические станции», 1939, № 5.

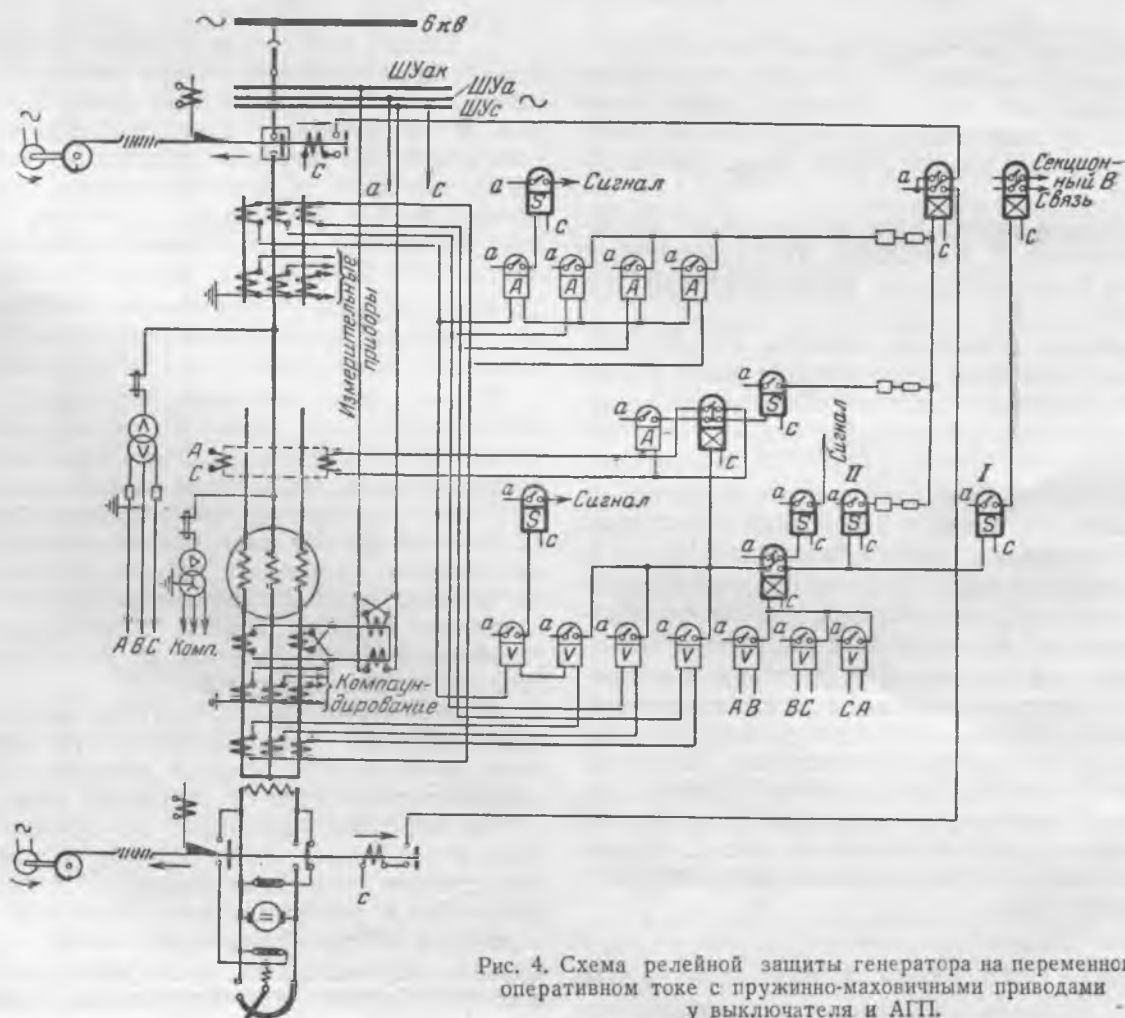


Рис. 4. Схема релейной защиты генератора на переменном оперативном токе с пружинно-маховичными приводами у выключателя и АПГ.

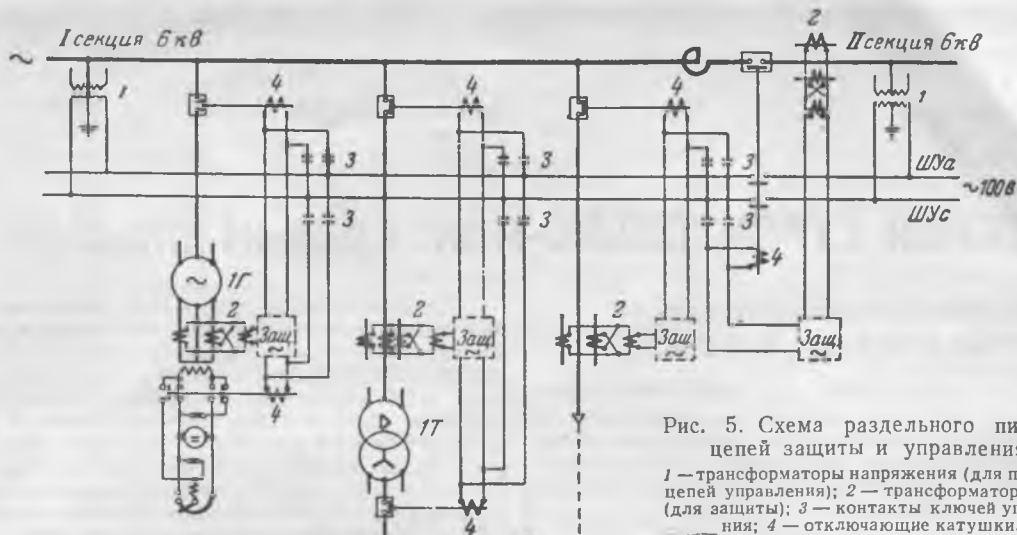


Рис. 5. Схема раздельного питания цепей защиты и управления.
1 — трансформаторы напряжения (для питания цепей управления); 2 — трансформаторы тока (для защиты); 3 — контакты ключей управления; 4 — отключающие катушки.

такой схеме АВР не произойдет лишь при исчезновении напряжения на главных шинах, когда возможность питания резервного трансформатора исчезнет и его АВР станет на некоторое время ненужным.

Отбор оперативного тока от главной цепи предусмотрен с помощью фильтра, который должен действовать при всех случаях коротких замыканий.

В системе с изолированной нейтралью питание оперативных шин от трансформаторов тока необходимо при междуфазных коротких замыканиях; защита же от замыканий на землю может действовать от трансформаторов напряжения.

Схемы с одним, двумя и тремя трансформаторами тока во всех возможных соединениях их между собой при прохождении токов короткого замыкания были подвергнуты сравнительному рассмотрению, в результате которого оказалось, что поставленным требованиям удовлетворяет схема восьмерки.

Для отбора оперативного тока от трансформатора связи с системой необходимо дополнить схему восьмерки третьим трансформатором тока, выполнив ее в виде полуторной восьмерки. Чтобы создать вторичный ток при равенстве первичных токов в случае короткого замыкания между фазами *a* и *c*, дополнительный трансформатор тока и трансформаторы тока восьмерки должны иметь различные коэффициенты трансформации, так как в противном случае вторичного тока не будет. Насколько известно, до сего времени рекомендовалась в этих целях более сложная схема из четырех одинаковых трансформаторов тока⁸.

Для защиты генератора от междуфазных коротких замыканий трансформаторы тока для питания оперативных цепей можно располагать как между генератором и шинами, так и в нулевой точке. Однако для работы при двойных замыка-

ниях на землю в разных фазах их следует устанавливать именно в нулевой точке, как показано на рис. 3,а.

На трансформаторе связи с системой схему «Полуторной восьмерки» следует устанавливать на стороне низшего напряжения, чем достигается наличие оперативного тока во всех случаях действия защит (рис. 3,б).

Схема релейной защиты генераторов до 6 тыс. кВт с шинными выводами изображена на рис. 4. Она разработана на основе схемы защиты аналогичного генератора на постоянном оперативном токе, составленной Промэнергопроектом, и отличается от нее реле (на рисунке обозначены более толстыми линиями), которые выпускаются отечественными заводами специально для работы в цепях переменного оперативного тока.

Реле времени принимаются ЭВ-200; промежуточные реле — типа ЭП-41-Б. Эти реле выпускаются и на 110 в переменного тока, что необходимо в рассматриваемом случае. Сигнальные реле, выпускаемые для постоянного тока, успешно применяются на практике и в цепях переменного тока.

Схема, показанная на рис. 2, может быть значительно упрощена разделением питания цепей управления и защиты.

Дистанционное управление на электростанции может быть обеспечено трансформаторами напряжения и без подпитки шин от трансформаторов тока. Длительность коротких замыканий незначительна, и можно допустить, что в это время не работает дистанционное управление.

С другой стороны, токовые защиты, единственные применяемые на электростанциях средней мощности, не нуждаются в оперативной энергии трансформаторов напряжения.

Применив централизованное дистанционное управление и отдельное питание цепей защиты каждой монтажной единицы, можно получить схему, показанную на рис. 5 (присоединения в обеих секциях одинаковы).

⁸ П. М. Мельник, Релейная защита на переменном оперативном токе. ДТВУ, 1952.

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Модернизированный бетононасос Б-15М*

Бетононасос предназначен для транспортирования бетонной смеси к месту ее укладки на расстояние до 250 м по горизонтали с возможностью подъема на высоту до 30 м при соответственном уменьшении горизонтальной части бетонопровода, а также для укладки смеси и ниже отметки установки бетононасоса.

Техническая характеристика насоса

Производительность	15 м ³ /час
Диаметр цилиндра	160 мм
Ход поршня	305 мм
Скорость вращения коленчатого вала	50 об/мин
Электродвигатель привода бетононасоса с фазовым ротором типа АФ 81-8, 710 об/мин, напряжением 220 380 в, мощностью 20 квт	—
Электродвигатель привода смесителя с короткозамкнутым ротором типа АД 52/6, 975 об/мин, напряжением 220 380 в, мощностью 4,5 квт	—
Максимальная величина заполнителей (щебня, гравия)	до 50 мм
Клапанное распределение — принудительное с кулисным механизмом	—
Вес бетонопровода при длине 250 м	7 460 кг
Емкость бункера смесителя	1,05 м ³

В результате эксплуатации на строительных объектах опытной серии бетононасосов марки Б-15, изготовленных в 1950—1951 гг. Ивановским механическим заводом, была установлена необходимость модернизации этих бетононасосов. Такой модернизированный насос представлен на рис. 1.

В конструкцию насоса были внесены следующие основные изменения:

1. Изменена конструкция приемного бункера, дающая возможность дополнительно перемешивать бетонную смесь в бункере самого бетононасоса.

2. Удлинен коленчатый вал и установлен на раме бетононасоса третий подшипник.

3. Усилена конструкция основной рамы, а также рамы под электродвигатель бетононасоса.

4. Изменена конструкция наконечника поршня, благодаря чему достигается возможность увеличить в 3—4 раза износостойчивость резинового наконечника поршня бетононасоса.

5. Изменен профиль кулачков кулисного механизма, благодаря чему достигнуто плавное, без резких ударов движение механизма и тяг клапанной коробки.

6. В целях повышения износостойчивости деталей бетононасоса, работающих в абразивной среде, материал броневых втулок клапанной коробки вместо графитизированной стали заменяется легированным чугуном с высоким содержанием никеля и хрома. Срок износа броневых втулок, изготовленных из легированного чугуна, повышается в 4—5 раз.

Бетононасосы марки Б-15 выпуска 1950—1951 гг. не имеют дополнительного перемешивающего устройства для смеси. При подаче бетонной смеси от бетонного завода к бетононасосу автосамосвалами отсутствие перемешивающего устройства затрудняет применение насосов вследствие невозможности ликвидировать образующееся при перевозках расслоение бетонной смеси. Между тем перевозка смеси автосамосвалами встречается на строительных объектах тепловых электростанций очень часто.

Перемешивающее устройство модернизированного бетононасоса в конструктивном отношении мало отличается от аналогичного устройства бетононасоса С-182, изготовляемого Ростокинским механическим заводом, и представляет собой следующее: на сварной верхней раме 1 бетононасоса смонтированы электродвигатель 2 типа АД-52/6 и шестеренчатый редуктор 3 с общим передаточным числом 18,638. Вращение от электродвигателя к редуктору осуществляется цепной передачей с шагом цепи 25 мм и от редуктора к смесительному бункеру — цепью с шагом 50 мм. Кинематическая схема дана на рис. 2.

Смесительный бункер 4 емкостью 1,05 м³ монтируется на приемной части клапанной коробки и дополнительно крепится болтами к раме 1 смесительного устройства, создавая этим нужную устойчивость. В смесительном бункере имеются четыре средние изогнутые лопасти, на концах которых крепятся сменные наконечники, изготовленные из износостойчивых материалов.

Для очистки от бетонной смеси боковых стенок барабана и направления этой смеси от торцов к центру в смесительном барабане имеются две крайние лопасти.

В целях устранения имевших ранее место случаев поломки коленчатого вала бетононасоса Б-15 последний удлиняется на величину, дающую возможность установить на конце вала дополнительно третий подшипник. С установкой третьего подшипника со стороны кулисного механизма значительно улучшается работа коленчатого вала. Выносная часть рамы для третьего подшипника запроектирована с учетом возможности изготовления ее в условиях строительства для всех ранее выпущенных бетононасосов, находящихся уже в эксплуатации.

Одним из существенных изменений бетононасоса является улучшение конструкции резинового наконечника поршня, который является деталью, трущейся о стенки цилиндра. К этому наконечнику предъявляются требования повышенной износостойчивости и недопущения проникновения воды из омываемой части цилиндра в приемную часть клапанной коробки.

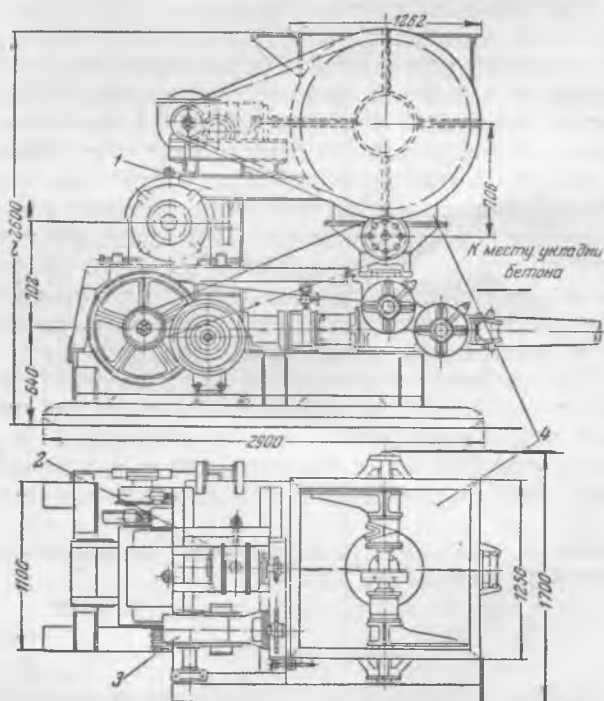


Рис. 1. Бетононасос в полной сборке.

* По материалам УКС МЭСЭП.

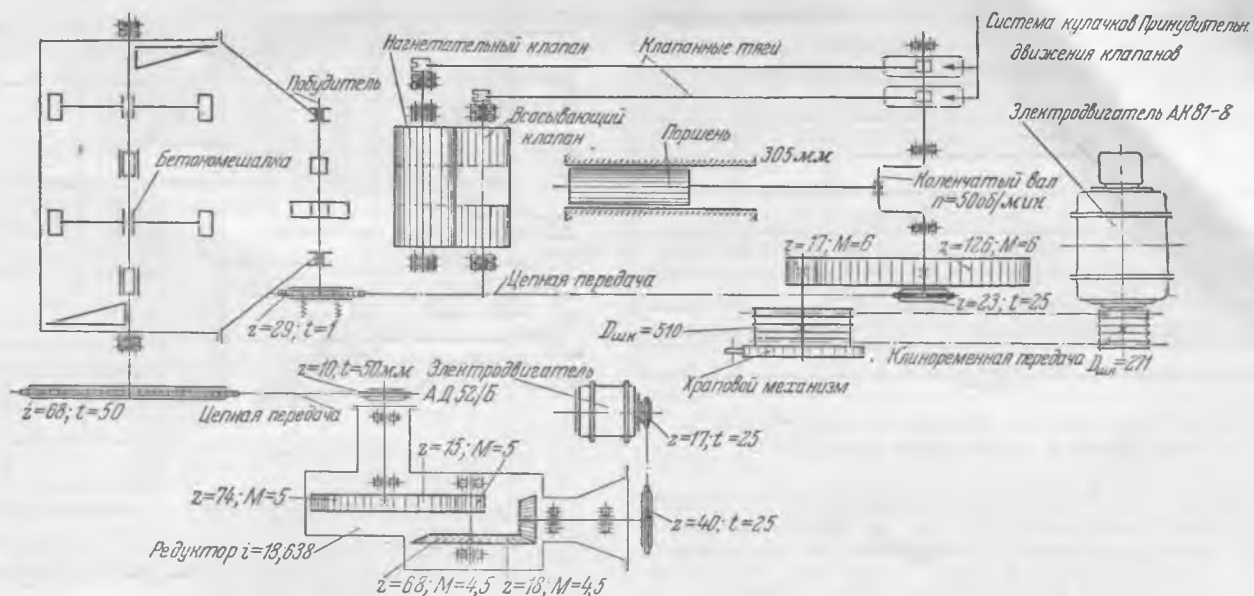


Рис. 2. Кинематическая схема бетононасоса Б-15М.

Новая конструкция резинового наконечника более долговечна, так как дает возможность по мере износа верхнего слоя наконечника, прикасающегося с внутренней поверхностью цилиндра, увеличивать с помощью болта и конусной шайбы наружный диаметр резинового наконечника. Смена его производится торцевым ключом через клапанную коробку бетононасоса. Для вывода коленчатого вала из крайнего положения во время запуска бетононасоса или при необходимости ручного проворачивания его в процессе работы машинистом предусматривается специальное храповое устройство, которое устанавливается на промежуточном валу приводного механизма бетононасоса. Усилие на рукоятке — 14 кг.

Кроме указанных конструктивных изменений внесен также ряд мелких улучшений, в частности в конструкцию смазки клапанов, замков бетонопровода, уплотнения клапанной коробки и др

Инж. П. Д. Аверьянов

Рациональное использование крана ДИП

На строительстве подстанций требовалось произвести монтаж сборных железобетонных плит кровли одного из корпусов. Конструкция кровли плоская, односкатная. По металлическим фермам уложены вдоль здания прогоны из двутавра № 30, идущие на расстоянии 225 см друг от друга. Высота здания 18 м.

Для производства этих работ требовалось поднять и уложить на площади 2 160 м² 2 500 сборных железобетонных плит размером 40 × 225 см и весом 132 кг каждая.

Подъем плит предполагалось произвести имеющимся на строительстве легким полноповоротным краном ДИП (угол поворота 360°) грузоподъемностью 0,25 т с вылетом стрелы 2,3 м и высотой подъема над уровнем земли до 35 м. Кран должен быть установлен на перекрытии здания на специально устроенных подмостях.

Транспортировка плит к месту укладки была запроектирована на тачках по специально устроенным настилам.

При такой установке для обслуживания всей операции работ требовалось: трое рабочих для подтаскивания плит к подъемнику и крепления их к тросу, шесть рабочих для погрузки плит на тачки и отвозки их к месту укладки и три плотника для устройства и разборки настилов, т. е. всего 12 чел.

Инж. А. Я. Ремизовым было предложено стационарную установку крана ДИП заменить подвижной. Для этой цели была сконструирована тележка (рис. 1), состоящая из металлической рамы, сваренной из швеллеров, двух пар колес от узкоколейных вагонеток и настила из 40 ÷ 50-мм досок.

Для обеспечения безопасной работы при передвижении на тележке устраивается ограждение из досок. Ввиду простоты конструкции тележка может быть изготовлена в мастерских стройплощадки.

В качестве путей были использованы двутавровые прогоны кровли, проходящие вдоль здания.

Расстояние между колесами определялось расстоянием между прогонами, т. е. 225 см.

Схема организации работ по монтажу плит краном ДИП при передвижной установке по прогонам кровли

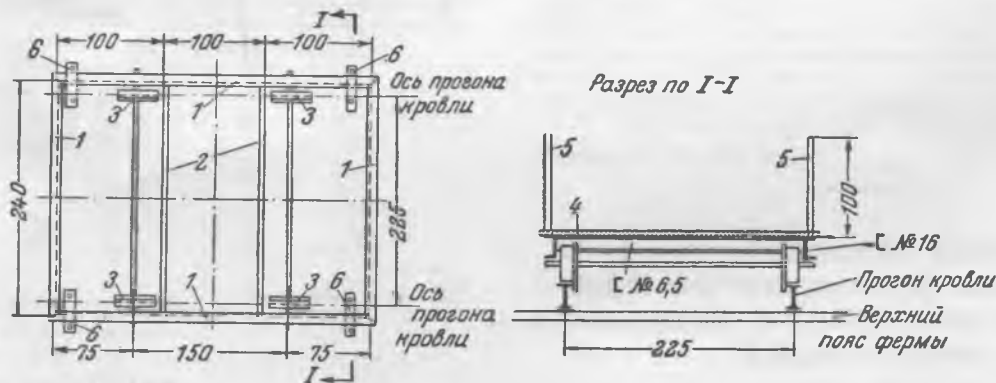


Рис. 1. Тележка для крана ДИП.

1 — швеллер № 16; 2 — швеллер № 6,5; 3 — колесо вагонетки; 4 — настил из досок толщиной 40 ÷ 50 мм; 5 — ограждение из досок; 6 — металлические хомуты 19 мм с гайками.



Рис. 2. Схема монтажа сборных железобетонных плит кровли с применением крана ДИП.

показана на рис. 2. Плиты располагаются внутри здания небольшими штабелями по 10 шт. по фронту движения крана; кровля разбивается на захваты, по три пролета каждая; кран движется по среднему пролету захватки и укладывает плиты в трех пролетах с одной стоянки.

Подъем груза (рис. 3) производится при помощи лебедки. Крепление плит к тросу осуществляется петлей за

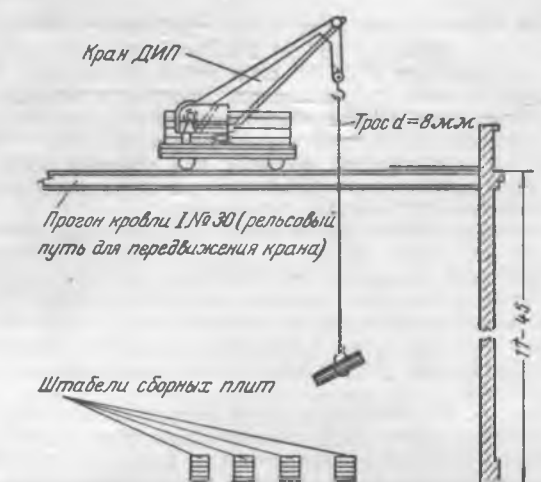


Рис. 3. Подъем сборных железобетонных плит кровли.

середину плиты или за специально устроенные для этой цели проушины.

На время подъема груза тележка крепится к прогону хомутами.

Обслуживание передвижной установки по подъему и укладке плит осуществляется всего двумя рабочими: один внизу крепит плиты к тросу, а второй наверху с помощью крана укладывает плиты на место. Передвижка крана производится двумя рабочими вручную.

Примененный способ исключает необходимость в устройстве настилов для транспортировки плит и специальных настилов для крана и его перестановки, высвобождает 10 рабочих для обслуживания крана и укладки плит, ускоряет процесс укладки плит. Экономия за счет сокращения количества занятых на укладке рабочих и уменьшения расхода пиломатериалов составила около 17 тыс. руб.

Инж. Н. Е. Черепнин

Применение железобетонных сборных фундаментов под металлоконструкции открытых подстанций

Принятые в практике проектирования и строительства открытых подстанций 35/110 кв бетонные или бутобетонные фундаменты конструкций под разъединители 35 и 110 кв,

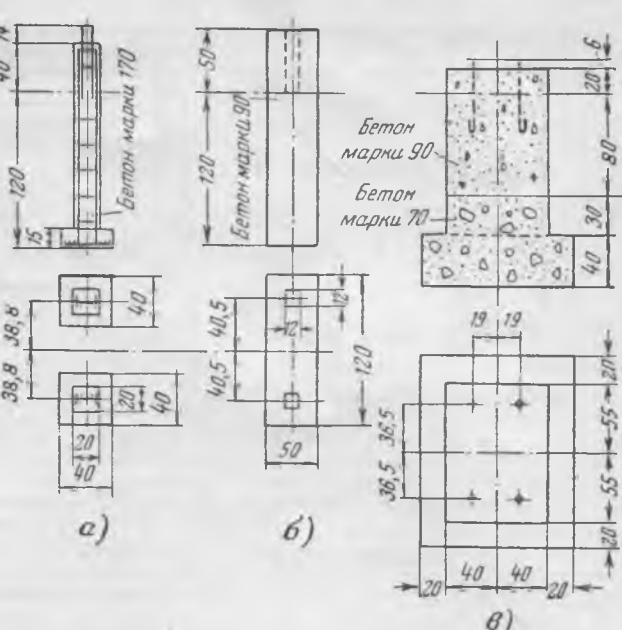


Рис. 1. Типы фундаментов под разъединители РЛН-110.

а — сборные железобетонные фундаменты (на одну конструкцию 4 шт.), $v = 4 \times 0,062 = 0,248 \text{ м}^3$; б — фундаменты ПКБ Узбекэнерго (на одну конструкцию 2 шт.), $v = 2 \times 1,02 = 2,04 \text{ м}^3$; в — типовые фундаменты ТЭП (на одну конструкцию 2 шт.), $v = 2 \times 1,864 = 3,73 \text{ м}^3$.

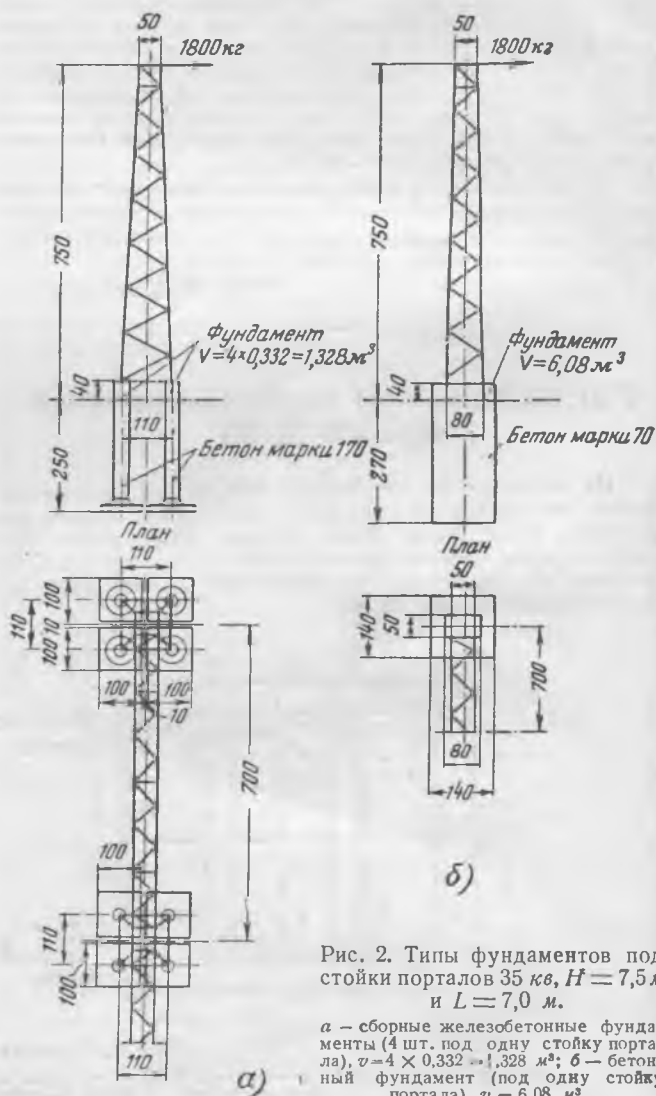


Рис. 2. Типы фундаментов под стойки порталов 35 кв, $H = 7,5 \text{ м}$ и $L = 7,0 \text{ м}$.

а — сборные железобетонные фундаменты (4 шт. под одну стойку портала), $v = 4 \times 0,332 = 1,328 \text{ м}^3$; б — бетонный фундамент (под одну стойку портала), $v = 6,08 \text{ м}^3$.

Наименование фундаментов	Тип фундамента		Объем, м ³	Расход материалов				Стои- мость, руб.
				цемента, кг	гравия, м ³	песка, м ³	сталл, кг	
Фундамент под конструкцию для разъединителей типа РЛН-35	Железобетонный		0,328	98	0,328	0,164	47,75	316,9
	Бетонный	ПКБ Узбекэнерго . .	1,80	360	1,80	0,90	16	402
		ТЭП	2,488	497,6	2,096	1,072	25,6	555
Фундамент под конструкцию стойки портала 110 кВ, РЛН-110	Железобетонный		0,328	98	0,328	0,164	47,75	316,9
	Бетонный	ПКБ Узбекэнерго . .	2,04	408	2,04	1,02	20	455
		ТЭП	3,73	746	3,17	1,618	25,6	833
Фундамент под конструкцию стойки портала, Н=7,5 м	Железобетонный		1,328	398	1,328	0,664	295,32	703
	Бетонный	ПКБ Узбекэнерго . .	6,08	1 216	6,08	3,04	86,0	1 358
		ТЭП	4,85	970	4,85	2,425	228	1 080
Фундамент под конструкцию стойки портала 110 кВ, Н=10,0 м	Железобетонный		1,468	440	1,468	0,734	404,08	775
	Бетонный	ПКБ Узбекэнерго . .	8,58	1 716	8,58	4,29	157,25	1 915
		ТЭП	Нет данных					

Примечание. Стоимость фундаментов определена по утвержденному каталогу единичных расценок.

разрядники 35 кВ, добавочное сопротивление и предохранители к трансформаторам напряжения 35 кВ, трансформаторы тока 35 и 110 кВ, кабельные сборки, шинные порталы 35 и 110 кВ, линейные и выходные порталы 35 и 110 кВ, молниеотводы, козлы и трансформаторные порталы — неиндустриальны, требуют организации на каждом строительстве мокрых процессов и завоза большого количества цемента, гравия и песка, а следовательно, и большой загрузки транспорта для подвоза этих материалов.

Замена бетонных фундаментов под вышеуказанные конструкции железобетонными сборными фундаментами (подножниками) позволит индустриализировать строительные работы и уменьшить потребность в цементе, гравии и песке.

Изготовление сборных железобетонных фундаментов не представляет никаких трудностей и может быть осуществлено заблаговременно на стройплощадке подстанции.

При одновременном строительстве нескольких подстанций, расположенных недалеко друг от друга, и линий электропередачи можно осуществить изготовление сборных железобетонных фундаментов в централизованном порядке.

Сборные железобетонные фундаменты имеют металлические закладные анкера из уголков или из двух полос. Окончательное присоединение конструкций к анкерам инвентарных фундаментов осуществляется на сварке.

Сборные железобетонные фундаменты экономичней бетонных и бутобетонных фундаментов особенно в условиях дальней возки гравия и песка (порядка 20 км и более).

В таблице приведено сравнение расхода материалов и их стоимости для сборных железобетонных и бетонных фундаментов по проектам Теплоэлектропроекта и ПКБ Узбекэнерго.

Как видно из таблицы, количество цемента, гравия и песка уменьшается в 4—6 раз и более, количество металла немного увеличивается за счет применения арматуры и закладных анкеров, стоимость же железобетонных фундаментов по сравнению с бетонными уменьшается: для фундаментов под разъединители примерно на 30% и для фундаментов под стойки порталов примерно на 50—60%.

Тип сборных фундаментов под конструкции для разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, разрядников, добавочного сопротивления с предохранителями, кабельных сборок и т. д. приведен на рис. 1,а. На рисунках 1,б и 1,в для сравнения приведены бетонные фундаменты, применяемые до сего времени.

Под порталы, молниеотводы, трансформаторные порталы и т. д. приспособляются сборные фундаменты, разработанные в Проектно-конструкторском бюро Узбекэнерго, для опор линий электропередач (рис. 2,а). Для сравнения на рис. 2,б приведен бетонный (массивный) фундамент.

Пятилетний опыт эксплуатации нескольких линий электропередач показал, что сборные фундаменты под все виды опор линий электропередач оправдали себя — они вполне устойчивы и экономичны.

Инж. Н. А. Никтенко



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

О периодической продувке нижних точек котлов

На котлах паропроизводительностью 18 т/час при давлении 29,5 ата, питательная вода которых имеет жесткость в среднем 6 мг-экв/л с незначительными отклонениями, периодическая продувка нижних точек не производилась в течение 1500 час. работы. Расчет по формуле солевого баланса показал, что содержание шлама в котле при средней производительности 15 т/час и 3%-ной продувке должно составлять примерно 10 мг/л. Однако осмотры котлов показали полное отсутствие шлама в нижнем барабане и весьма незначительное скопление шлама в нижних боковых коллекторах.

Практического роста щелочности котловой воды в период работы без периодической продувки не наблюдалось. Так, на одном из котлов, где периодическая продувка была прекращена с 30 июня, в июне средняя щелочность составила 4,0 мг-экв/л, в июле — 3,7 мг-экв/л и в августе — 4,2 мг-экв/л.

Таким образом, проверка подтвердила возможность работы котлов среднего давления без периодических продувок нижних точек в межремонтный период¹.

Инж. В. И. Михельсон

Эксплуатация схемы пылеприготовления с полным сбросом сушильного агента через холостые горелки

На одной теплоэлектроцентрали котлы НЗЛ 32 × 2 × 60/75, модернизированные в 1948 г. с повышением производительности до 75/85 т/час, работают на местных бурых углях Гусиноозерских шахт и Черновских копей с небольшой добавкой Черемховских каменных углей, содержащих летучих до 45%, золы до 25% и влаги до 25%.

Каждый котел оборудован одной сушильно-мельничной системой с барабанно-шаровой мельницей 287/430, с мельничным вентилятором производительностью 52 тыс. м³/час и вентилятором первичного воздуха производительностью 41 тыс. м³/час. Сушильно-мельничные системы были выполнены по обычной двухвентиляторной схеме. Котел оборудован четырьмя дисковыми питателями пыли и четырьмя турбулентными горелками типа ЦККБ, расположенными в один ряд на фронтальной стене топки.

Опыт более чем 10-летнего периода эксплуатации пылеприготовительных систем выявил, что из-за наличия связи между воздушными режимами мельницы и топки топочный режим велся при переменных условиях, не соответствующих оптимальным как по количественному соотношению первичного и вторичного воздуха, так и по их скоростям и температурам. В результате этого работа мельницы и топки протекала при переменной тонкости помола и влажности пыли. Количество воздуха, проходящего через воздухоподогреватель, снижалось не только за счет присосов в сушильно-мельничной системе, но также вследствие подачи холодного воздуха вентилятором первичного воздуха в моменты остановки системы пылеприготовления. В результате этого эксплуатационный к. п. д. котельного агрегата значительно снижался.

Подосушка топлива в мельничной установке производилась горячим воздухом с температурой до 250°С. На станции были частые случаи самовозгорания пыли вслед-

ствие ее отложений в мельничной системе. Производительность сушильно-мельничной установки была крайне низкой — 16 ÷ 18 т/час с удельным расходом электроэнергии 40 кВтч и более на 1 т пыли.

При транспортировке пыли повышенной влажности к горелкам холодным воздухом от вентилятора первичного воздуха создавались систематические осложнения в регулировании работы. Нередки были случаи замазывания пылепроводов до горелок, что вынуждало отключать питатели пыли и соответственно снижать нагрузку котла.

В связи с увеличением производительности котлов потребовалось улучшить и пылеприготовление. Было решено внедрить в виде опыта схему пылеприготовления со сбросом всего сушильного агента через холостые горелки¹.

Вентилятор первичного воздуха переделке не подвергался, но был переведен на горячий воздух с присадкой холодного. Подсушка топлива в мельнице осуществлялась попрежнему горячим воздухом. Для сброса сушильного агента в топку были выполнены четыре холостые горелки с расчетной скоростью 25 м/сек, расположенные на фронтальной стене топки на 2,5 м выше рабочих горелок.

Наряду с внедрением новой схемы было также принято решение переделать сепаратор пыли системы ЦККБ на конструкцию, разработанную ВНИИТ². Отвечающее кольцо-конус установлено высотой 120 мм.

С такими переделками пылевая система находилась в эксплуатации с июня 1950 г. по апрель 1951 г. Топочный режим резко изменился и стал устойчивым, особенно при пусках и остановках системы. В то же время по сравнительным данным измерений температуры в топке пирометрами до и после переделки системы температура в топочной камере несколько повысилась. Температура горения в ядре факела до переделки лежала в пределах 1100—1150°С, после переделки она достигает 1150—1250°С.

Особо необходимо отметить прекращение частого замазывания влажной пылью рабочих пылепроводов и их забивания. За указанный длительный отрезок времени транспортировки пыли горячим воздухом с температурой до 200°С и более тэц не имела ни одного случая забивания пылепроводов и других осложнений, имевших раньше место. Обрывов факела при любых нагрузках не было, так как фаза воспламенения пыли значительно сократилась. Влажность пыли хотя и оставалась прежней — 14—16%, но это уже не осложняло транспортировку пыли в топку, так как осуществлялась подсушка пыли и в пылепроводах.

Производительность системы удалось поднять до 21 т/час, т. е. на 3 т/час, при углублении помола до $R_{88} = 26—36\%$ и $R_{200} = 9—12\%$.

Вентилятор первичного воздуха на горячем воздухе со средней температурой 170°С и с максимальной температурой до 200°С работал устойчиво и обеспечивал постоянное давление перед горелками порядка 100—120 мм.

Водяное охлаждение вкладышей и дополнительно установленная разъемная рубашка на валу между коренным подшипником и улиткой вентилятора (рис. 1) оказались практически достаточными для обеспечения охлаждения подшипников скольжения и вала вентилятора.

Значительным преимуществом переделки явилось отсутствие износа крыльчатки вентилятора первичного воздуха, что дало как экономический, так и технический эффект.

При описанном этапе реконструкции была предусмотрена присадка холодного воздуха через присадочные клапаны на всасе вентилятора первичного воздуха. Кроме того, для резервирования вентилятора первичного воздуха

¹ С. Е. Шницман, Схемы пылеприготовления со сбросом всего сушильного агента через холостые горелки, "Электрические станции", 1950, № 2.

² Н. А. Ширинкин и А. М. Штейнберг, Пылеприготовление и сжигание грубой пыли бурых углей, "Электрические станции", 1950, № 8.

¹ Как указывается и в статье Е. А. Касьянова и Д. А. Савиновского, "Электрические станции", 1953, № 1.

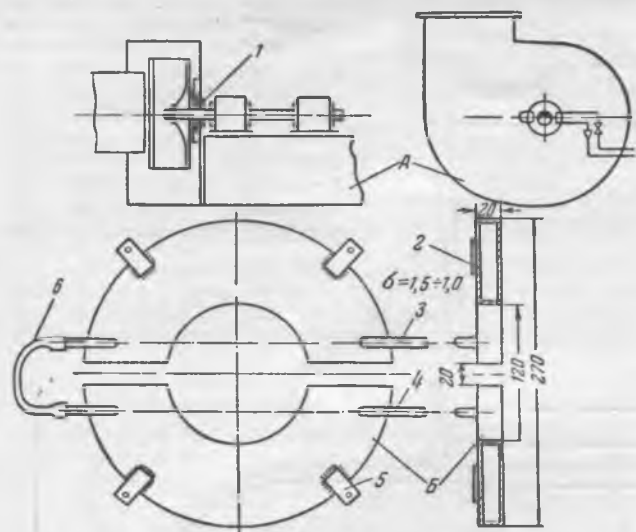


Рис. 1. Разъемная охлаждающая рубашка вала вентилятора.

А — вентилятор; Б — детали рубашки.
1 — место установки рубашки; 2 — корпус рубашки; 3 — подвод воды; 4 — отвод воды; 5 — ушки для крепления рубашки; 6 — соединительная резиновая трубка.

выхлоп эксгаустера был соединен через перемычку со всасом вентилятора с установкой отключающего шибера.

Практически такая перемычка не оправдала себя. Наблюдались значительные пропуски пыли через неплотности, которые были трудно устранимы, особенно через присадочные клапаны для холодного воздуха, и загорание этой пыли. Наличие перемычки противоречило существующим правилам по эксплуатации пылевых систем. Поэтому в 1951 г. вентилятор первичного воздуха был отглушен от эксгаустера и, следовательно, от системы пылеприготовления.

В целях создания резерва нагнетательные коробки вентиляторов первичного воздуха двух котлов с одинаковыми пылевыми системами были объединены перемычкой с установкой в ней соответствующих шиберов. Это позволило решить задачу создания некоторого резерва на случай вынужденной остановки одного вентилятора первичного воздуха при работе обоих котлов.

Для дальнейшего улучшения работы сушильно-мельничных систем перед мельницами были смонтированы нисходящие участки для предварительной подсушки угля

с подводом топочных газов и угля в верхнюю часть этих сушильных стояков.

С апреля 1951 г. системы были переведены на подсушку угля топочными газами с температурой 500—600°С перед сушильными стояками. Перед горловинами мельниц температура смеси за счет подсушки угля снижается до 200—250°С.

В целях регулирования температуры за мельницей был смонтирован рециркуляционный трубопровод диаметром 400 мм, соединяющий сбросной коллектор с узлами подвода топочных газов и угля в верхней части сушильного стояка. В случае повышения температуры за мельницей открывается шибер в рециркуляционном трубопроводе и часть холодных запыленных газов после эксгаустера сбрасывается обратно в мельницу. В окончательном виде схемы показаны на рис. 2.

При нормальной загрузке мельницы температура за мельницей находится в пределах нормы, и рециркуляция не включается.

Произведенные в 1951 г. переделки обеспечили взрывобезопасную работу сушильно-мельничных систем при более глубокой подсушке пыли и необходимой производительности мельниц при увеличенной влажности угля в зимний период. Показатели работы сушильно-мельничных систем до и после переделки приведены в таблице.

Наименование показателей	До переделки	После переделки
Производительность системы, т/час	15—18	21—24
Затрата электроэнергии на 1 т пыли, квтч/т	40—42	28—30
Температура за мельницей, °С	44—50	55—65
Тонина помола $R_{2,0}$, %	3—4	9—12
Тонина помола R_{80} , %	15—20	25—36
Влажность пыли, %	14—18	10—12

Инж. Б. С. Бутин

Реверсивный скребковый питатель для сланца

Для подачи сланца на транспортеры топливоподачи на тэц был изготовлен¹ скребковый питатель реверсивного типа, описание которого приводится ниже.

Установка питателя позволила устранить недостатки ранее работавшего устройства, состоявшего из двух рукавов с шарнирной заслонкой, перекрывавшей попеременно тот или другой рукав (трудность переброса заслонки, застревание сланца, запыление площадок и пр.).

Питатель (рис. 1) состоит из нижней 1 и верхней 2 рам, выполненных в виде лотка из швеллеров № 8. Снизу рам приварены направляющие 4-мм листы для цепи. Между рамными подушками положены подкладки 3, служащие для регулировки рамного зазора в период монтажа. На концах валов насажены по две одинаковых звездочки 4, на которых натянута замкнутая цепь 5.

Конструкция цепи показана на рис. 2. Шаг звеньев цепи 40 мм; щеки цепей, имеющие лапки 1, соединены скребками 2, выполненными из угольника 20 × 20 × 3; шаг скребков 160 мм.

При износе или порыве цепи звенья легко и быстро заменяются. Замена одного или двух звеньев цепи производится практически за 5—10 мин.

Ведущий вал питателя через соединительную полумуфту

¹ Предложен и изготовлен А. С. Пановым.

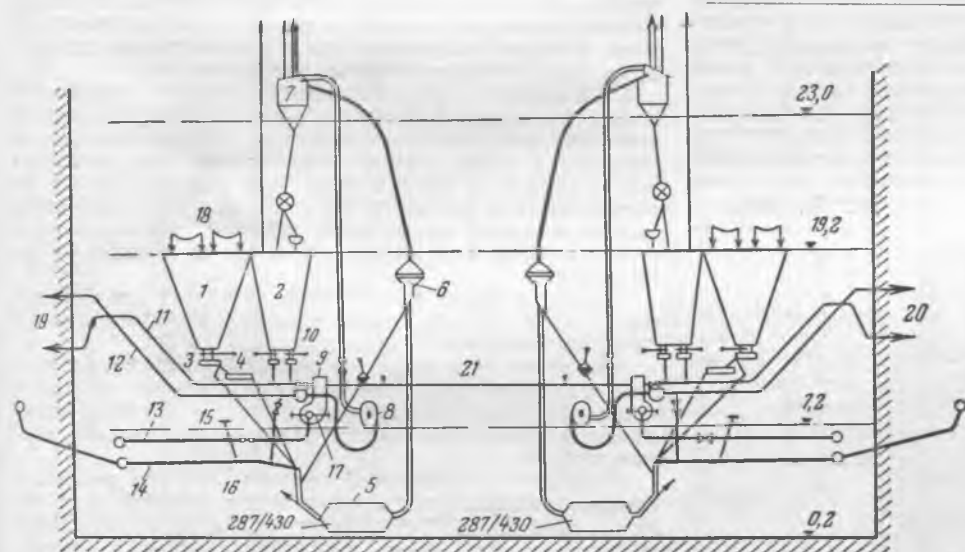


Рис. 2. Схема пылеприготовления после реконструкции.

1 — бункер сырого угля; 2 — бункер пыли; 3 — питатель сырого угля; 4 — агтогесы; 5 — шаровая мельница; 6 — сепаратор пыли; 7 — циклон; 8 — мельничный вентилятор; 9 — вентилятор первичного воздуха; 10 — питатель пыли; 11 — пылепроводы к рабочим горелкам; 12 — сбросные пылеподдоны; 13 — воздуховод горячего воздуха к вентилятору первичного воздуха; 14 — газопровод топочных газов; 15 — труба присадки холодного воздуха; 16 — рециркулянт; 17 — присадочные клапаны холодного воздуха на всасе вентилятора первичного воздуха; 18 — ленточные транспортеры; 19 — топочная камера котла № 1; 20 — топочная камера котла № 2; 21 — перемычка между вентиляторами первичного воздуха № 1 и 2.

приводится в движение реверсивным электродвигателем мощностью в 3,5 кВт со скоростью вращения 725 об/мин через редуктор, имеющий передаточное число $i = 15$. Таким образом, ведущий вал вращается со скоростью 48 об/мин, что вполне увязывается с линейной скоростью транспортной ленты.

При работе на правом транспортере левая задвижка должна быть закрыта, и наоборот. При обеих закрытых задвижках, чего практически желательно не допускать, через 20—30 мин. работы необходимо кратковременно пускать неработающий транспортер для продвижения ленты, на которую сыпается сланец со скреб-

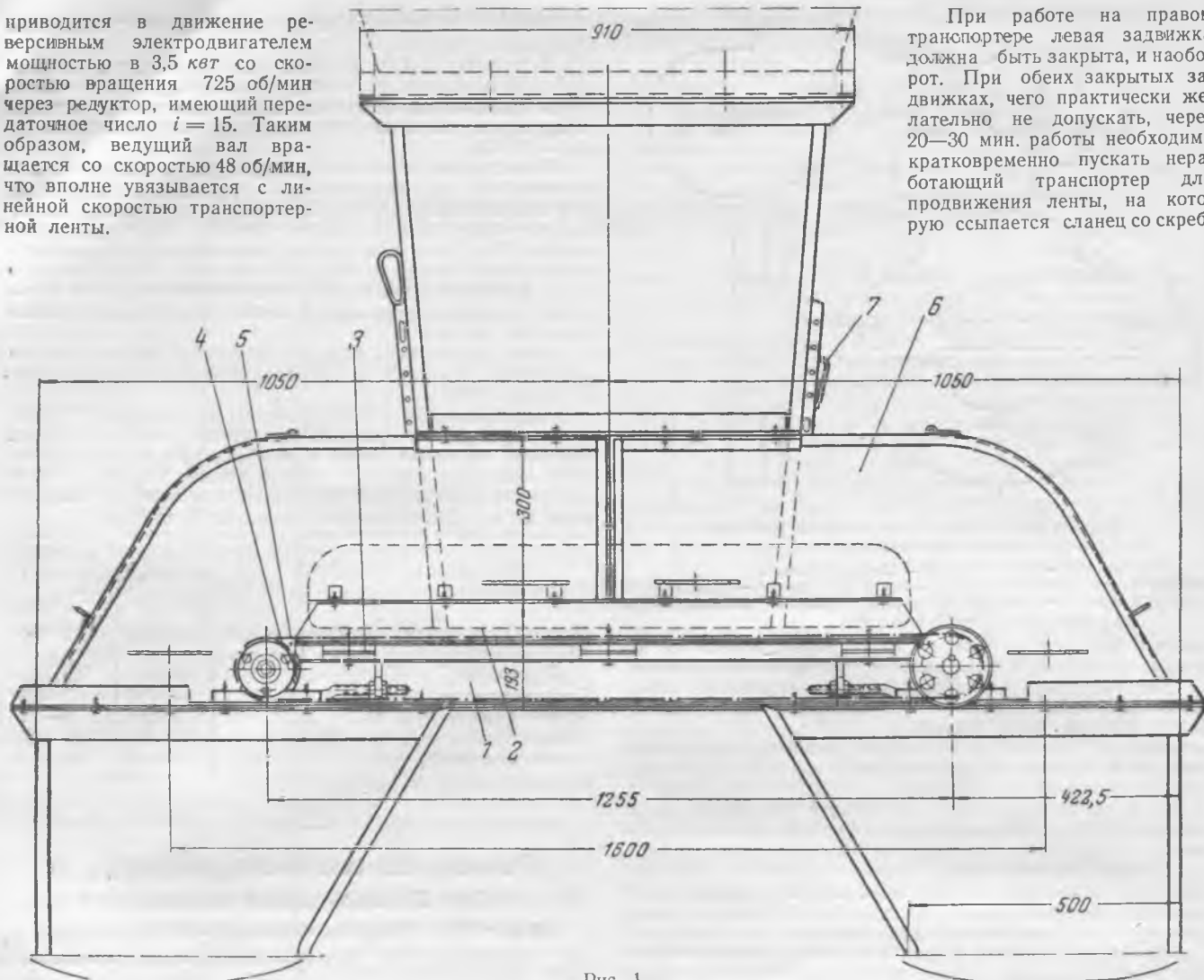


Рис. 1.

Питатель монтируется на имеющихся перегрузочных площадках строго по центру между транспортерами. Сверху питатель прикрыт металлическим разъемным кожухом 6 (см. рис. 1). Над кожухом питателя к приемному бункеру взамен существующего промежуточного прямоугольного патрубка монтируется рукав, выполненный в виде усеченной прямоугольной пирамиды. Нижнее основание рукава монтируется на высоте 30 мм от направляющего листа верхней рамы. Верхнее основание рукава (фланец) крепится к фланцу приемного бункера. На двух боковых сторонах рукава сделаны радиусные вырезы, служащие для поступления топлива на направляющий лист верхней рамы питателя и регулировки толщины подаваемого слоя путем опускания или подъема задвижек 7 (см. рис. 1).

ков цепи, чтобы избежать перевалки и уборки площадок.

При установке двух питателей в случае необходимости можно подавать топливо обоими транспортерами одновременно. Обычно в работе находится один питатель и транспортер, второй питатель и транспортер находятся в резерве. Периодическое наблюдение за питателем во время его работы, а также замена скребков и звеньев в цепи производятся через боковые откидные дверки кожуха.

Наблюдалось, что посторонний предмет, попадавший в питатель вместе с топливом, упираясь торцом в один из скребков, при дальнейшем движении цепи вторым концом упирался в стенку кожуха; скребок при этом отрывался или изгибался. В связи с этим была увеличена длина боковых дверок и проема на 200 мм. При увеличенной длине дверки попавший посторонний предмет упирался не в стенку кожуха, а в дверку, открывает ее и выпадает на площадку.

Девятимесячная эксплуатация питателя показывает, что в целом он себя вполне оправдал. В работе питатель бесшумен и надежен.

После его установки производительность подачи топлива увеличилась в 3 раза, время нахождения в работе механизмов топливopодачи уменьшилось, что дало существенную экономию в расходе электроэнергии на собственные нужды.

Вследствие равномерной подачи топлива показания счетчика ленточных весов стали точнее, что позволило наладить нормальный учет расхода топлива по сменам. Необходимость в постоянном присутствии рабочего отпала. Значительно повысилась культура рабочего места благодаря герметичности питателя.

Изготовление питателя доступно каждой механической мастерской. Управление работой питателя производится из кабины машиниста скреперной лебедки.

Инж. М. И. Лужнов и техник А. П. Тютрин

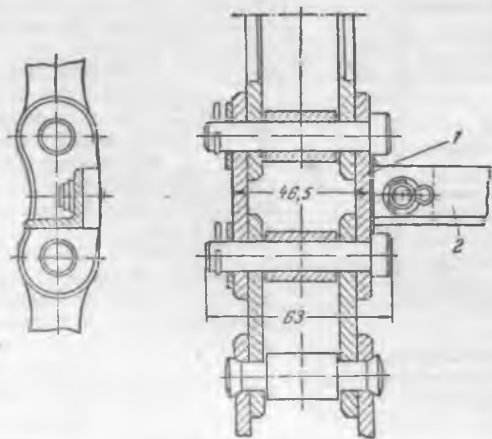


Рис. 2.

Закрывание люков вагонов типа „Гондола“ тельфером

На одной электростанции люки железнодорожных вагонов типа «Гондола» по окончании выгрузки угля закрываются с помощью люкозакрывателя (рис. 1), который состоит из трех основных элементов: тельфера, зацепа и автопривода тельферного концевой выключателя.

Тельфер 2 типа ТВ-1 грузоподъемностью 1 т передвигается по монорельсу 1 со скоростью 30 м/мин; скорость подъема 8 м/мин.

Зацеп 3 подвешен к крюку тельфера. С его помощью производится захват, подъем и закрытие вагонного люка. Для управления зацепом (рис. 2) имеются две ручки; на зацепе смонтировано кнопочное управление тельфером.

Автопривод тельферного выключателя 4 (см. рис. 1) смонтирован на 10-мм тросе подъемного полтиспаста тельфера. Его назначение — автоматически отключать двигатель подъема тельфера при намечающейся его перегрузке, т. е. в тот момент, когда люк вагона уже закрыт, а тельферный крюк продолжает еще подниматься вверх.

Автопривод выключателя (рис. 3) состоит из трубы 2 внутренним диаметром 159 мм, подвешенной за верхнюю крышку 6 к верхнему концу подъемного троса тельфера 5. Внутри трубы, на нижней крышке 1, ввернутой в трубу на резьбе, лежит пружина 3 диаметром проволоки 20 мм, с числом витков 11 и высотой в свободном состоянии — 380 мм.

К верхней прижимной тарелке пружины 4 подвешен нижний конец подъемного троса тельфера 8, а также закреплен тросик 7 диаметром 4 мм и длиной 500 мм, непо-

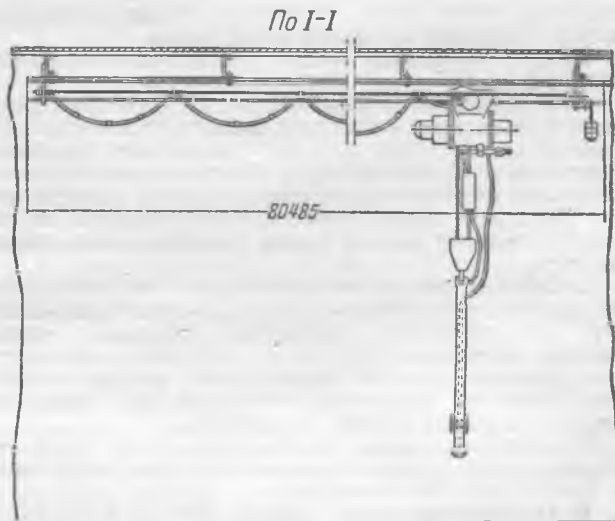
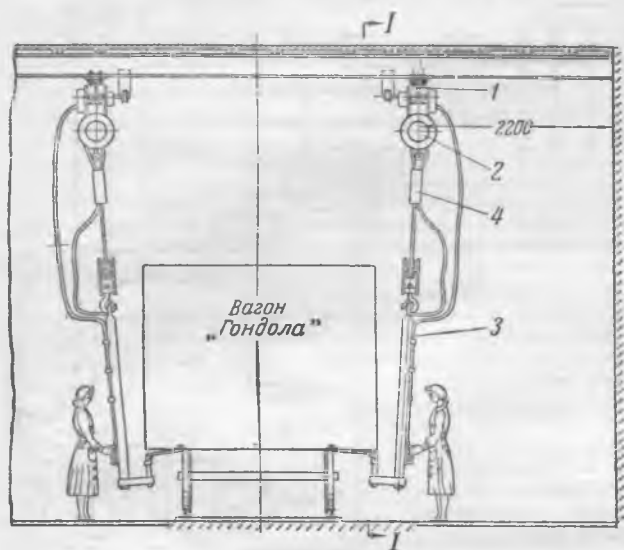


Рис. 1.

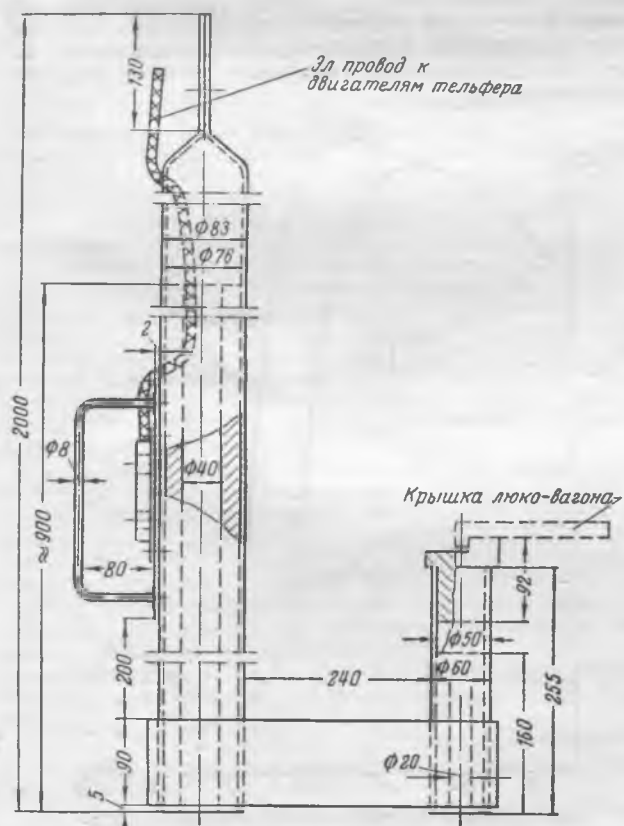


Рис. 2.

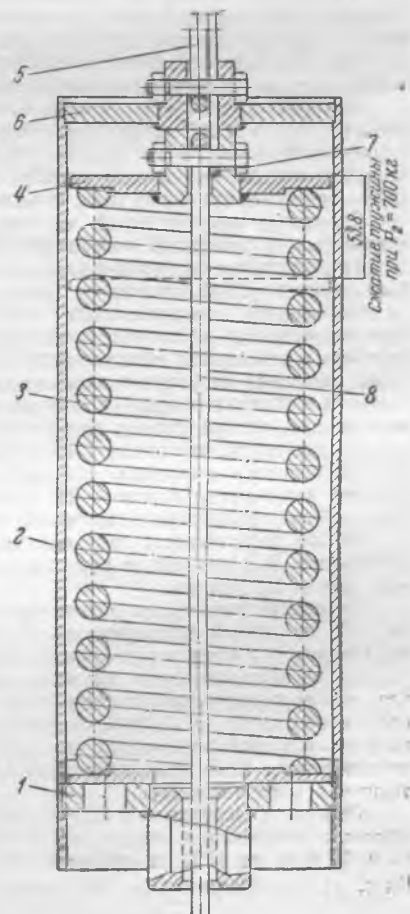
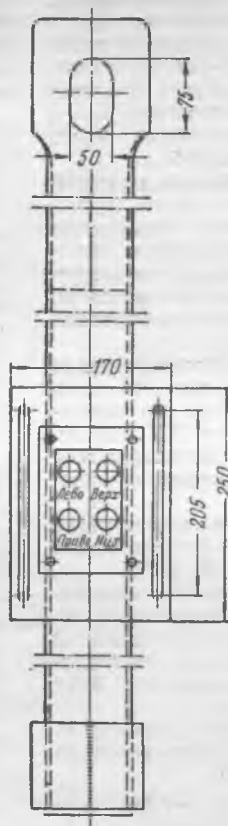


Рис. 3.

средственно связанный с рычагом концевого выключателя подъемного электродвигателя тельфера.

При закрытии люка автопривод работает как жесткий стержень, так как пружина имеет предварительное натяжение $p_1 \approx 300$ кг с соответствующим предварительным сжатием по высоте $H = 40,4$ мм.

При дальнейшем подъеме крюка тельфера, а с ним и зацепа при закрытом уже люке увеличение силы натяжения на тросе тельфера заставляет пружину автопривода сжаться.

При нагрузке в $p_2 = 700$ кг пружина сжимается дополнительно на 52,8 мм, подтягивает тросик 7, отключая двигатель подъема тельфера.

Этим предотвращается перегрузка двигателя при дальнейшем подъеме тельфером закрытого люка вместе с вагоном и гарантируется автоматическое выключение подъема тельфера при закрытом люке.

Натяжение пружины автопривода регулируется на зимнее и летнее время изменением длины приводного тросика 7 к рычагу концевого выключателя.

Процесс закрывания люков производится следующим образом (рис. 1).

Люкозакрыватель, подвешенный к смонтированному в разгрузочном сарае монорельсу, передвигается с помощью тельфера вдоль фронта выгрузки — поочередно, от одного люка гондолы к последующему. Установив люкозакрыватель против открытого люка, конец зацепа 3 подводят под люк. Нажатием кнопки тельфера, смонтированной на зацепе, производится подъем зацепа и соответственно закрытие люка.

После этого для окончательного закрытия люка рабочий поворачивает секторные упоры, крепящие люк к вагону. Далее на зацепе нажимается «опускная» кнопка тельфера, вследствие чего люкозакрыватель опускается, и последующим нажатием «передвижной» кнопки тельфера люкозакрыватель передвигается к следующему люку, где операции закрывания люков повторяются.

В нерабочем положении люкозакрывателя зацеп его отводится к стене и подвешивается на скобу в любом месте по длине разгрузочного сарая.

В разгрузочном сарае длиной 160 м установлено 4 люкозакрывателя, по 2 с каждой стороны железнодорожного пути, что создает надежное, экономичное и достаточно быстрое закрывание люков 10 гондол с обслуживанием каждого из люкозакрывателей одним рабочим.

Конструкция тельферного люкозакрывателя проста и рассчитана на изготовление в мастерских электростанций.

Питание к тельферу подводится по гибкому кабелю марки ГРШ $3 \times 2,5$ мм², подвешенному с помощью троса (диаметром 4 мм) и колец к стальной 4-мм проволоке. С одной стороны проволока закреплена зажимом, а с другой — переброшена через блок и натянута грузами.

Стоимость оборудования такого разгрузочного сарая, монорельса и тельферов составляет 40 тыс. руб.

Трудозатраты на изготовление и монтаж всего устройства — около 1 000 чел.-час.

Основными достоинствами описанного тельферного люкозакрывателя являются: плавность, бесшумность, безопасность в отношении «механического» травматизма (отсутствие рывков), отсутствие необходимости в компрессорах, шлангах и пневматической арматуре, электрифицированной передвижке, малый расход электроэнергии.

Трудоемкость разгрузки 1 000 т угля летом при ручном люкозакрывании составила 19,0 чел.-час, в том числе на процесс закрывания люков — 3,3 чел.-час, а на все остальные работы, связанные с разгрузкой топлива, — 15,7 чел.-час.

Та же трудоемкость при тельферном люкозакрывании составляет 16,8 чел.-час, в том числе на процесс закрывания люков 1,1 чел.-час.

Следовательно, трудоемкость при механизации снижена на 12% от общей трудоемкости. В зимний период общая трудоемкость разгрузки увеличивается на 10—30%.

После осуществления механизации операции закрывания люков тельферным подъемником из разгрузочного сарая освобождено по 1 чел. в бригаде, разгружающей 10 вагонов, которые переведены на другие работы топливно-транспортного цеха (высвобождено 1,3 грузчика на 1 000 т разгружаемого топлива).

Стоимость разгрузки 1 000 т угля после механизации процесса закрывания люков снизилась ориентировочно на 11 руб., т. е. на 12% от прежней стоимости.

Инж. Н. Л. Фидельман и инж. П. Л. Фидельман

Наладка электромагнитного корректора напряжения

На одной электростанции при наладке электромагнитного корректора напряжения на генераторе 3 000 квт встретилось следующее затруднение.

При включении корректора напряжение на генераторе быстро поднималось и оставалось повышенным (стрелка вольтметра отклонялась до упора). Вводом шунтового реостата напряжение снизить не удавалось, так как корректор продолжал работать на участке характеристики в области повышенных напряжений.

Для устранения возможности увеличения тока выхода корректора при повышении напряжения была произведена переделка электромагнитного корректора по схеме, указанной на рис. 1.

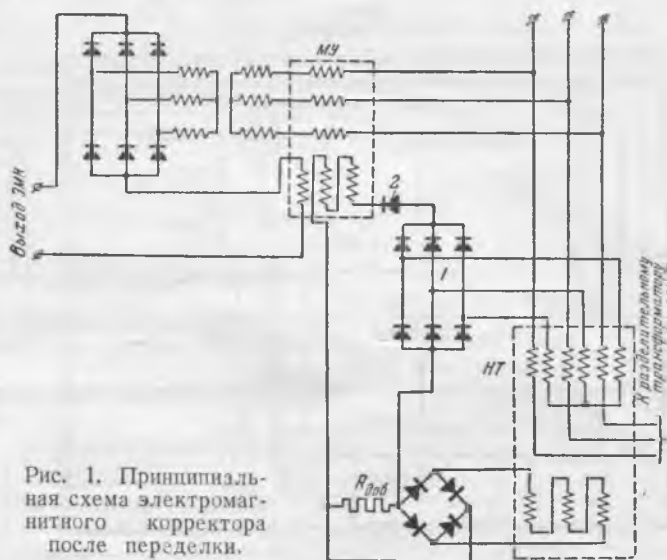


Рис. 1. Принципиальная схема электромагнитного корректора после переделки.

На магнитном усилителе МУ была сделана одна обмотка управления, для чего обмотки управления линейного и нелинейного элементов были соединены последовательно. Ненасыщающийся дроссель из схемы был исключен. Для питания обмотки управления магнитного усилителя на сердечник насыщающегося трансформатора НТ была намотана еще одна трехфазная обмотка, соединенная в звезду.

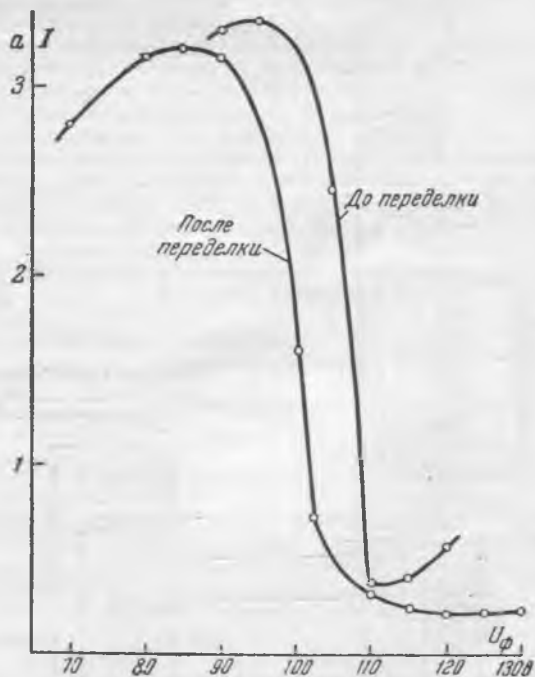


Рис. 2. Характеристики электромагнитного корректора до и после переделки.

Подмагничивание магнитного усилителя в переделанной схеме определяется не разностью токов в обмотках линейного и нелинейного элементов, как это было до переделки, а разностью напряжений на выпрямителе I и добавочном сопротивлении $R_{доб}$.

При напряжении на добавочном сопротивлении $R_{доб}$ больше, чем на выпрямителе I , через обмотку управления магнитного усилителя будет проходить лишь небольшой ток в направлении, обратном полярности выпрямителя 1 .

Подобрав величину этого тока, можно получить практически прямолинейную характеристику тока выхода корректора в области повышенных напряжений. Для этой цели в схеме последовательно с выпрямителем 1 включены селеновые шайбы 2 .

Характеристики электромагнитного корректора, снятые до и после переделки, показаны на рис. 2.

Переделку схемы легко осуществляет персонал электростанции.

Электромагнитный корректор с измененной схемой включен в эксплуатацию в мае 1952 г. и до сего времени ненормальностей в его работе не наблюдались.

Инж. В. Е. Киселев

ОТ РЕДАКЦИИ

В усовершенствованном электромагнитном корректоре напряжения типа ЭМК-У, выпускаемом в настоящее время киевским заводом треста «Армсет», применена наряду с другими изменениями также схема управления магнитными усилителями, принципиально совпадающая с описанной (см. техническую информацию завода «Электромагнитный корректор напряжения типа ЭМК-У», Киев, 1953 г.). Рабочая характеристика этого корректора в области малых рабочих токов имеет более благоприятную форму, чем показанная выше на рис. 2 (после переделки), с более резким переходом к нерабочей области.

Имеющий опыт эксплуатации и наладочных испытаний корректоров типа ЭМК до сих пор не выявлял случаев, подобных описанному т. Киселевым. Поэтому переделку корректоров прежнего типа по схеме корректоров типа ЭМК-У следует производить лишь в том случае, если наладочные испытания укажут на ее действительную необходимость.

Опыт эксплуатации воздушных выключателей 154 кВ

Эксплуатация воздушных выключателей в одном распределительном устройстве началась в марте 1951 г., когда были установлены первые три группы выключателей 154 кВ. С тех пор число их постепенно увеличивалось и достигло к началу 1953 г. двенадцати групп (36 фаз).

В настоящее время сделана попытка обобщить двухлетний опыт эксплуатации воздушных выключателей 154 кВ двух заводов: 7 групп Ленинградского завода «Электроаппарат» и 5 групп — опытно-экспериментального механического завода ВЭИ. Выключатели являются первыми образцами такого рода аппаратуры для обоих заводов и почти не различаются между собой. Они имеют следующие технические данные: номинальное напряжение — 154 кВ, номинальный ток — 800 а (Электроаппарат) и 750 а (ВЭИ); предельная трехфазная мощность отключения с учетом АПВ — 3 000 тыс. кВА.

Собственное время отключения — 0,05 сек.; время включения — 0,3 сек. Номинальное давление воздуха — 20 атм; минимальное рабочее давление — 15 атм; расход воздуха на одно отключение 5,6 м³. Выключатели имеют три дугогасительных разрыва на одну фазу и дополнительное разьединяющее устройство.

При наладке первых групп выключателей, а затем и в работе их был выявлен ряд дефектов, приводивших, как правило, к отказу во включении или в отключении ножа разьединителя на одной из фаз воздушного выключателя. Причины этих дефектов весьма разнообразны. Наиболее типичные из них приведены ниже.

1. Поломка клапанов, поршней, рычагов:
 - а) обрыв штока главного поршня привода разьединителя (5 случаев);
 - б) обрыв стержня малого дифференциального клапана отключения (1 случай);

в) обрыв ушка рычага вала привода разьединителя в месте сочленения с вилкой (4 случая);

г) поломка поводка рычага демпфера (успокоителя) привода разьединителя в месте сварки его с кронштейном рычага (свыше 10 случаев).

Причиной дефектов этой группы является слишком слабая конструкция указанных выше деталей, несущих резко-переменную ударную нагрузку.

Опыт работы убедительно доказал, что детали привода разьединителя и блока клапанов следует усилить. В последних выпусках воздушных выключателей завод «Электроаппарат» частично учел требования эксплуатации. Шток клапанов, поршень демпфера начали изготавливать из стали; увеличено сечение рычагов; применена термическая обработка деталей; рычаг демпфера и его поводок не соединяются сваркой, как раньше, а представляют цельнокованную деталь. Эти усовершенствования, внесенные заводом, в значительной мере повысили надежность работы привода разьединителя.

2. Дефекты демпфера привода разьединителя:

а) образование льда в масле из-за попадания дождевой воды в полость демпфера (осенью 1952 г. это было массовым явлением и привело в двух случаях к поломке поршня масляного демпфера);

б) недовключение ножа разьединителя и остановка его выше губок неподвижного контакта из-за повышения вязкости масла демпфера при понижении наружной температуры;

в) попадание масла из демпфера через раковины в теле привода и через уплотнение подшипника вала в полость поршня разьединителя и внутрь опорной колонки выключателя (3 случая).

Вода из воздуха попадает в масло через шпильки крышки привода разьединителя. Уплотнение, которое должно было предотвратить попадание воды по этому пути, выполнялось суровой литкой (по рекомендации завода «Электроаппарат» должна быть шелковая нитка) и вощеной бумагой. Уплотнение прокладывалось между крышкой и корпусом привода разьединителя.

Когда было обнаружено попадание воды в демпфер, то над крышкой привода были установлены металлические колпаки, которые закрывают зазор между крышкой и корпусом привода и являются дополнительным средством уплотнения демпфера. После этого в масле демпфера льда не находили. Попадание масла из него в полость фарфора было замечено на выключателе, где вместо фетрового уплотнения подшипника было применено резиновое.

Разрегулировка демпферов из-за сильного загустения масла наблюдалась при заливке их и трансформаторным, и веретенным маслом. ВЭИ рекомендует применять приборное масло (вазелиновое) ГОСТ 1805-51*.

3. Дефекты резиновых прокладок:

а) разрушение уплотняющих резиновых прокладок большого дифференциального клапана отключения, прокладку обрубает внешним контуром клапана (несколько случаев);

б) отказ в работе клапана включения из-за износа прокладки (1 случай);

в) вырывание прокладок из-под гасительной камеры при отключении выключателя (1 случай);

г) после операции отключения нож разьединителя самопроизвольно включался вновь по причине плохого уплотнения между трубопроводами включения и отключения.

Для предотвращения разрушения прокладок, подверженных ударам, была применена более прочная резина. При капитальных ремонтах прокладки обычно заменяются новыми.

Попадание воздуха из фарфорового трубопровода отключения в трубопровод включения имело место по той причине, что в месте сочленения этих трубопроводов с основанием привода разьединителя была положена общая для обоих трубопроводов прокладка. Установкой раздельных прокладок между трубопроводами и основанием привода, как делает завод «Электроаппарат» в настоящее время, этот дефект устранен.

4. Разрушение фарфора:

а) обрыв фарфора гасительной камеры в момент отключения выключателя (3 случая);

* По этому вопросу Техническим управлением МЭС издан эксплуатационный циркуляр № 9/Э от 31 декабря 1952 г. Р е д.

б) поломка фарфора опорной колонки (2 случая).

Все пять случаев разрушения фарфора произошли в месте склейки элементов изоляторов Московского завода «Изолятор».

Разрушение фарфора опорной колонки происходит, по-видимому, из-за неравномерной затяжки шпилек, соединяющих колонку с основанием привода разъединителя. Был случай, когда при отключении выключателя упала вся фаза и полностью разрушился фарфор всех трех гасительных камер и опорной колонки.

При обрыве фарфора гасительных камер оторвавшаяся часть может взлететь довольно высоко и упасть с высоты. Это следует учитывать при производстве операций с воздушными выключателями около места их установки.

Затяжка болтов при сочленении фарфоровых деталей является очень ответственной операцией, так как при излишне сильной затяжке разрушается фарфор. Ремонтному персоналу требуется ключ, который обеспечивал бы всегда одинаковую степень затяжки и не позволял бы создать усилие, которое может привести к разрушению фарфора.

5. Дефекты сигнально-блокировочного контактора (СБК):

а) слишком быстрое или медленное переключение по отношению ко времени действия выключателя (ряд случаев);

б) отказ в переключении сигнально-блокировочных контактов (СБК) по причине расклепывания алюминиевого поршня контактора в месте сочленения с рычагом СБК (несколько случаев).

Преждевременное переключение СБК при включении выключателя приводит к разрыву цепи включения до окончания операции включения выключателя и к недовключению ножей.

Длительность переключения СБК при отключении выключателя приводит к нарушению цепи включения, к отказу АПВ.

Часто неправильно отрегулированное время СБК является причиной ложной сигнализации положения выключателя. От времени СБК зависит скорость движения ножей при включении выключателя.

6. Дефекты в работе соленоидов включения и отключения:

а) заедание сердечника соленоида при подаче импульса ключом управления;

б) ненормальное напряжение срабатывания соленоида.

Эти дефекты появились из-за конструктивного несовершенства соленоидов, которыми снабжались первые выключатели, и из-за горизонтального расположения соленоидов. Направляющая втулка сердечника располагалась не в катушке соленоида, а вне ее. Малейшее провисание сердечника под действием своего веса приводило к магнитной несимметрии и к радиальным усилиям при подаче тока в катушку.

Шток сердечника заедало в направляющей втулке. Сердечник или совсем не перемещался или же перемещался медленно.

В соленоидах последней конструкции сделана дополнительная направляющая бронзовая втулка внутри самой катушки соленоида, поэтому заеданий сердечника этих соленоидов не наблюдалось.

В тех случаях, когда дефект соленоида или другой дефект приводил к отказу в отключении одной фазы выключателя, цепь отключения сохранялась до тех пор, пока ключ управления не возвращался в нейтральное положение, так как СБК всех трех фаз выключателя в цепи отключения включаются параллельно. При этом контактами ключа управления разрывалась цепь тока отключения и ключ спорал.

Такое явление наблюдалось трижды и особенно вероятно на воздушных выключателях, которые снабжены соленоидами включения и отключения с сопротивлением катушек 5 ом.

Устранение опасности сгорания ключа было достигнуто изменением схемы управления воздушными выключателями, разработанной работниками электролаборатории. Схема выполнена таким образом, что отключающий ток всегда проходит через сервисное реле, которое своими контактами шунтирует контакты релейной защиты и ключа управления. Это же реле запускает реле времени автоматического разрыва цепи отключения выключателя в тех случаях, когда это не выполнили СБК.

Большинство блокконтактов выключателя в усовершенствованной схеме управления заменено контактами

промежуточного реле повторителей, что позволило сократить число проводников, связывающих пульт управления с подстанцией, с пятнадцати, как было по старой схеме, до шести¹.

Приведенное выше описание включает не все недостатки, которые имели место за два года эксплуатации воздушных выключателей 154 кВ в данном распределительстве, но указывает на разнообразность и многочисленность их. Однако следует учесть, что многие из указанных дефектов устранены и имели место лишь потому, что в распределительстве были установлены первые промышленные образцы воздушных выключателей двух заводов.

Исходя из опыта работы воздушных выключателей, заводы внесли ряд ценных усовершенствований в конструкцию и технологию производства выключателей.

Так, изменение конструкции соленоидов включения и отключения значительно повысило надежность их работы. На установленных в эксплуатации новых соленоидах, поставленных ВЭИ, не было замечено ни одного случая сбоя в работе.

Неправильную работу СБК следует отнести в основном за счет неточной регулировки, т. е. дефекта эксплуатации. До последнего времени в данном распределительстве не производили измерения времени опережения СБК по отношению к ножу разъединителя, не измеряли скорость движения ножа при включении, которая сильно зависит от регулировки СБК и является важнейшим показателем правильности регулировки выключателя.

Внедрение в эксплуатацию этих усовершенствований должно исключить случаи неправильной работы привода СБК и благоприятно отразиться на работе привода разъединителя. Дефекты в работе блока клапанов стали редкими, а за последнее время совсем не наблюдались.

Самым ненадежным узлом воздушного выключателя остается привод разъединителя и его масляный демпфер. Наибольшее число дефектов в работе выключателя, приводивших к отказу во включении или в отключении выключателей, было вызвано дефектами привода разъединителя. Несмотря на то, что заводы внесли ряд усовершенствований в конструкцию деталей привода разъединителя, весь этот узел остается все же ненадежным.

Большую тревогу эксплуатационного персонала вызывают нередкие случаи разрушения фарфора воздушного выключателя. Все пять случаев разрушения фарфора объясняются некачественной склейкой фарфора. При осмотре места разрушения оказывается, что 50 ÷ 70% площади соприкосновения элементов фарфора не было склеено.

В период гололеда и морозов были проведены подсчеты числа нормальных и ненормальных переключений воздушных выключателей. На различных воздушных выключателях было произведено 28 операций отключения. В трех случаях выключатели отключились не всеми тремя фазами. Причем в двух случаях отключение неотключившихся фаз удалось произвести воздействием на кнопку ручного отключения (в шкафу управления выключателя), в третьем случае имело место заклинивание поршня клапана АПВ отломившимся концом пружины клапана.

За два года эксплуатации воздушные выключатели в данном распределительстве 12 раз отключали токи короткого замыкания на линиях 154 кВ — величина токов не превосходила 3 000 а; 11 раз отключение произошло нормально; в одном случае выключатель не погасил дугу гасительными камерами и ножи разъединителя отключились под током трехфазного короткого замыкания. В результате повреждение перешло на шины распределительства.

Причиной отказа в погашении дуги послужили неправильно просверленные заводом так называемые антивибрационные отверстия в цилиндре поршня подвижного контакта гасительных камер, предназначенные для борьбы с вибрацией контактов при отключении. Отверстия были просверлены слишком высоко и не давали возможности разойтись полностью контактам гасительных камер.

Обобщая опыт двух лет эксплуатации воздушных выключателей 154 кВ, можно сказать, что недостатками воздушных выключателей в сравнении с масляными являются:

1) недостаточно четкая работа и частые дефекты в работе некоторых узлов и прежде всего привода разъединителя и его масляного демпфера;

¹ А. Г. Белоусов и Л. А. Прихно, Схема управления воздушными выключателями, «Электрические станции», 1953, № 5.

2) добавление сложного в эксплуатации воздушного хозяйства.

В то же время подтвердились в эксплуатации основные преимущества воздушного выключателя:

- 1) меньшее время отключения и включения;
- 2) возможность быстрого действующего и пофазного АПВ;
- 3) способность многократного отключения токов короткого замыкания без ревизии или замены контактной части;
- 4) пожаробезопасность и удобство осмотра контактов вследствие отсутствия масла в аппаратуре,
- 5) меньшие габариты и вес.

Организация ремонта воздушных выключателей

Ремонт производился согласно указаниям Технического управления по электростанциям: капитальный — ежегодно, текущий — один раз в год и внеочередные осмотры².

Из 12 групп воздушных выключателей распределительства 9 имеют обходное устройство. Поэтому капитальный ремонт, занимающий 5 дней, текущий — 2 дня, внеочередные ревизии — 1 день, а также замена масляного выключателя воздушным, занимающая около 15 рабочих дней, производятся без отключения линии электропередачи с использованием обходного устройства и шиносоединительного выключателя. После отключения выключателя от напряжения и заземления его устанавливают устройство для подъема тяжелых деталей выключателя. Устройство состоит из двух швеллеров, троса и полиспаста.

Швеллеры прикрепляются к порталам над выключателем, образуя две консольные балки. К балкам прикрепляется трос с полиспастом. Грузоподъемность устройства — около 0,5 т.

К месту ремонта по рельсам подкатывают (вручную) передвижную мастерскую — вагон, оборудованный всеми приспособлениями и инструментами для ремонта. Применение передвижной мастерской очень облегчает условия ремонта выключателя зимой, в ненастную погоду и сокращает время ремонта.

Из опыта установлено, что капитальный ремонт, регулировка и испытание воздушного выключателя 154 кВ занимают около 316 чел.-час.

Ремонт производят 6 электрослесарей V—VII разряда, бригадир и мастер подстанции.

При капитальном ремонте производится полная разборка и ремонт всех узлов выключателя.

Регулировка выключателя

Регулировка выключателя включает в себя проверку плавности хода деталей, установку регулировочных винтов демпфера, регулировку сброса воздуха и продувки выключателя, регулировку времени переключения сигнально-блокировочных контактов, измерение скорости движения ножа разъединителя и др.

Эксплуатация компрессорного хозяйства

Для тридцати групп воздушных выключателей, которые будут установлены в распределительном устройстве, проект предусматривает установку восьми компрессоров

в четырех компрессорных. В настоящее время на 12 групп воздушных выключателей, находящихся в эксплуатации, работают две компрессорные установки с двумя компрессорами в каждой: компрессоры типа 17С, рабочее давление 30 а, производительность каждого — 1000 л/мин. Мощность электродвигателя 15 квт.

Сжатый воздух поступает от обоих компрессоров в два воздухоохладителя 30 ат, соединенные последовательно. Объем каждого воздухоохладителя — 2 м³.

Из воздухоохладителей 30 ат через редукторные клапаны воздух поступает в два воздухоохладителя 20 а и дальше в магистральные медные трубопроводы, которые проходят по линии установки выключателей. Как правило, в работе находятся оба воздухопровода. Компрессорные установки работают раздельно.

Для удаления влаги из водоотделителей и воздухоохладителей ежемесячно производится их продувка. Вода бывает только в воздухоохладителях и водоотделителях 30 ат. Водоотделители компрессоров продуваются автоматически при каждом отключении компрессора. При продувке магистральных воздухопроводов воды не обнаруживается, хотя на всем пути воздуха нет никаких фильтров.

В процессе эксплуатации воздушного хозяйства наиболее часто выходят из строя мембраны обратных клапанов камер сжатия компрессора. После некоторого времени работы они выкрашиваются. Компрессор выходит из строя до замены мембраны новой.

Имели место два случая обрыва коленчатых валов и два случая сгорания электродвигателей при пуске компрессора на полное давление.

После ввода автоматической разгрузки компрессоров при продувке водоотстойников после каждого отключения компрессора эти дефекты не повторялись.

Несколько раз были случаи сгорания соленоидов переключных клапанов при заедании клапана по какой-либо причине.

Воздушное хозяйство требует очень большого внимания эксплуатационного персонала распрееделительства.

Выводы

Опыт эксплуатации воздушных выключателей типов ВВ-154 и ВВ-3001 показал следующее:

1. Основные достоинства воздушных выключателей подтверждаются. Но вместе с этим еще имеет место много дефектов, приводящих к отказу в отключении отдельных фаз выключателя.

2. В процессе эксплуатации, после замены при ремонтах дефектных деталей надежность работы воздушных выключателей повышается.

3. Для того чтобы устранить ряд недостатков в работе воздушного выключателя, требуется очень тщательная регулировка и испытание кинематики.

4. Для повышения надежности работы воздушного выключателя до уровня масляного выключателя и выше требуется большая совместная работа персонала эксплуатации и промышленности.

² В настоящее время периодичность капитального ремонта увеличена до двух лет. Р. е. д.



Консультация по „Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей“

ВОПРОС

По каким причинам в § 214 «Правил технической эксплуатации» указано, что при растопке котла включение дутьевых вентиляторов должно производиться при повышении температуры дымовых газов перед воздухоподогревателем выше 350°C , в то время как в старых «Правилах» было указано, что температура дымовых газов перед воздухоподогревателем не должна превышать 350°C ?

ОТВЕТ

Это вызвано тем, что во время растопки котлов при достижении температуры дымовых газов после воздухоподогревателя 120°C температура газов перед воздухоподогревателем может быть настолько низкой, что при включении вентилятора, как это предусматривалось старыми «Правилами», будет иметь место резкое снижение температуры газов в конце воздухоподогревателя, вызывающее конденсацию влаги и коррозию поверхностей нагрева. Поэтому в новое издание «Правил» и внесено уточнение.

ВОПРОС

В § 960 «Правил» требуется, чтобы емкость бака для свежего масла была бы не менее емкости одной железнодорожной цистерны.

Ввиду того, что железнодорожные цистерны имеются различных емкостей, прошу указать конкретно, на какую емкость должен быть рассчитан бак?

ОТВЕТ

В § 960 «Правил» имеется ввиду емкость самой большой (50-т) железнодорожной цистерны, так как из текста этого параграфа видно, что запас изоляционного масла создается на электростанциях, в каждом сетевом районе и на районных подстанциях, т. е. на объектах, где имеется большое количество трансформаторов и другой маслонаполненной электрической аппаратуры.

ВОПРОС

В чем преимущество режима работы аккумуляторных батарей с постоянным подзарядом по сравнению с работой по методу заряд — разряд (§ 761 «Правил») и чем вызывается необходимость уравнительного заряда батарей (перезарядка) один раз в 3 мес. (§ 764) при ее работе по методу заряд — разряд?

ОТВЕТ

Слой активной массы поверхности положительных пластин кислотных аккумуляторов недостаточно прочен, поэтому изменения объема массы, вызываемые зарядами и разрядами, сопровождаются постепенным разрушением (выпадением) верхнего ее слоя. Это выпадение усиливается вследствие сильного газообразования в конце заряда. Газы выходят из пор пластин со значительной скоростью и увлекают за собой частицы активной массы.

Аккумуляторная батарея, работающая по методу заряд — разряд, к моменту аварии может оказаться разряженной, что скажется на ликвидации аварии. Батарея же, работающая в режиме постоянного подзаряда, в любой момент находится в состоянии полного заряда.

При текущих нормальных зарядах кислотных аккумуляторов батарей, работающих по методу заряд — разряд,

элементы батарей с повышенным саморазрядом систематически недозаряжаются по сравнению с нормальными. Недозаряд увеличивается с каждым зарядом батареи, и отстающие элементы постепенно сульфитируются.

Для уравнивания отстающих элементов и ликвидации сульфатации пластин и применяется уравнительный заряд (перезаряд) батарей после каждого ее разряда.

Кроме указанного периодического уравнительного заряда, его следует производить в случаях, если батарея после полного разряда была оставлена без заряда 1—2 сут. или батарея несколько раз была заряжена неполностью. При обнаружении отстающих элементов также следует производить уравнительный заряд.

ВОПРОС

На всех подстанциях нашей энергосистемы щиты управления, в соответствии с § 819 «Правил», оборудованы схемами-макетами, на которых дежурный персонал обозначает действительное состояние всех аппаратов и места наложения переносных заземлений.

В § 1103 говорится, что у дежурных инженеров, дежурных подстанций и начальников смен электроцеха должна быть суточная оперативная схема электрических соединений без оговорок, что данная схема может быть заменена схемой-макетом.

Просим разъяснить, можно ли при наличии на щитах управления схем-макетов не иметь суточных оперативных схем электрических соединений?

ОТВЕТ

Наличие суточных оперативных схем электрических соединений обязательно у дежурных по подстанциям и начальников смен электрических цехов электростанций, независимо от наличия схем-макетов. Суточные оперативные схемы являются документами, которые хранятся в делах цеха или подстанции и по которым можно восстановить, какая электрическая схема была в любое время на данной электростанции или подстанции. Кроме того, по этому документу также производится приемка-сдача смены. За правильность заполнения отвечает сдающий смену. На схеме-макете могут быть сделаны любые изменения, например, для проверки правильности производства предстоящих оперативных переключений и др., которые можно легко забыть и тем самым ввести в заблуждение лиц, принявших смену. Ясно, что схема-макет не может служить таким документом, так как в ней могут быть произведены любые изменения.

У дежурных инженеров электростанций, как правило, отдельных оперативных схем не бывает, так как они сдают и принимают смену по схеме, находящейся у начальника смены, где расписываются в ее правильности. Все изменения, происходящие в схеме во время дежурства, вносятся в оперативную схему.

У дежурных инженеров сетевых районов в ряде случаев затруднено составление оперативной схемы из-за наличия большой разветвленной сети (большей частью в городских кабельных сетях). В этом случае схема должна фиксироваться в оперативном журнале, где указываются установленный номер соответствующей типовой схемы района и отступления от нее.



ХРОНИКА

В Техническом совете Министерства

Об итогах эксплуатации и перспективах применения электро-механической и электронной систем автоматического регулирования тепловых процессов

Теплотехническая секция Технического совета в июле 1953 г. рассмотрела итоги эксплуатации и перспективы применения электро-механической и электронной систем автоматического регулирования тепловых процессов на электростанциях.

Было отмечено, что наибольшее распространение на электростанциях получила электро-механическая система автоматики ЦКТИ, успешное освоение и широкое внедрение которой сыграли решающую роль в оснащении автоматикой котельных агрегатов.

Наряду с этим за последние годы получает все большее распространение электронная система автоматики ВТИ; непрерывно расширяется область ее применения и существенно улучшается качество ее работы.

Имеющиеся данные по эксплуатации электро-механической и электронной систем автоматики позволяют оценить достоинства и недостатки каждой из них и наметить перспективы их дальнейшего применения на электростанциях.

При обсуждении в Техническом совете было указано на следующее.

Основными достоинствами электро-механической системы автоматики являются:

- а) простота и надежность конструкции;
- б) обеспечение возможности регулирования давления, уровня, разрежения, расхода, соотношений, экономичности процесса горения;
- в) удобство компоновки исполнительных органов с регулирующими органами котла и органов дистанционного управления с тепловыми щитами;
- г) простота обслуживания и ремонта, не требующие высокой квалификации персонала;
- д) достаточная степень унификации узлов электро-механических регуляторов, позволяющая получать регуляторы различного назначения на базе одних и тех же элементов;
- е) удобство местного управления регулирующими органами.

К основным недостаткам этой системы автоматики следует отнести:

- а) необходимость преобразования изменений температуры в механические импульсы, что усложняет суммирование импульсов и их производных;
- б) механическое суммирование измеряемых и регулируемых импульсов, требующее размещения измерительных элементов в общей колонке, в большинстве случаев механически связанной с регулирующим органом, что усложняет наладку и эксплуатацию регуляторов;
- в) нечувствительность, сложность в наладке и неустойчивость в работе соленоидов, применяемых в этой системе регулирования;
- г) отсутствие дистанционного датчика;
- д) неудачная конструкция винта изодрома, приводящая к нестабильной работе изодрома;
- е) отсутствие градуировки у органов настройки регуляторов;
- ж) невозможность применения этой системы для автоматизации прямоточных котлов.

Основными достоинствами электронной системы авторегулирования являются:

- а) универсальность, обеспечивающая возможность регулирования давления, уровня, разрежения, экономичности процесса горения, температуры, расхода, соотношений, величины тока и позволяющая создавать регуляторы соответствующего назначения путем комбинации взаимозаменяемых элементов;
- б) возможность установки элементов регулятора (первичных и регулирующих приборов) в любом месте, удобном для обслуживания;
- в) возможность комплектования любых схем регулирования тепловых процессов;
- г) устойчивая и высокая чувствительность системы;
- д) наличие градуированных шкал у органов настройки регулятора, облегчающих настройку и эксплуатацию;
- е) возможность полной автоматизации прямоточных котлов;
- ж) удобство компоновки исполнительных органов с регулирующими органами и дистанционного управления с тепловыми щитами;
- з) простота и удобство наладки и обслуживания регуляторов;
- и) удобство местного управления регулирующими органами.

Электронная система автоматики имеет следующие основные недостатки:

- а) сложность ремонта, требующую наличия высококвалифицированных кадров и организации централизованного ремонта блоков регуляторов;
- б) более высокую по сравнению с электро-механической системой стоимость.

К недостаткам обеих систем авторегулирования следует отнести применение магнитного пускателя, незащищенного электродвигателя и неудовлетворительной конструкции механического тормоза.

На основе обсуждения Технический совет признал необходимым (решение № 38 от 29 июля 1953 г.) как дальнейшее усовершенствование электро-механической и электронной систем авторегулирования, так и широкое внедрение электронной системы наряду с электро-механической системой. В решении указано, что в целях более широкого применения электронной системы авторегулирования, обладающей большей универсальностью и гибкостью в регулировании технологических процессов на электростанциях, необходимо, чтобы поставка заводами-изготовителями котельных агрегатов производилась также комплектно с электронной системой авторегулирования.

Вместе с тем Технический совет отметил, что развитие и совершенствование работы автоматического регулирования котельных агрегатов затрудняются их конструированием без необходимого учета требований автоматизации, вследствие чего имеется ряд недостатков, осложняющих, а иногда и исключающих возможность автоматизации (питатели сырого топлива и пыли, шиберы и клапаны с неудовлетворительной характеристикой, установка поверхностных парохладителей на стороне насыщенного пара, неудовлетворительная работа регулирующей арматуры и др.).

В отношении проектирования типовых электростанций с применением электронной системы регулирования и требований к основному и вспомогательному оборудованию котельных установок решением предусмотрены определенные задания Конструкторскому бюро Главпромэнерго-монтажа, Теплоэлектропроекту и ВТИ.

Марки стали для изготовления крепёжа

В целях экономного расходования молибденосодержащих сталей при выборе металла для изготовления шпилек, болтов и гаек фланцевых соединений паровых котлов и трубопроводов для пара и горячей воды междуведомственный экспертно-технический совет Главной государственной инспекции котлонадзора МЭСЭП пересмотрел температурные пределы применения различных марок сталей для изготовления крепёжного материала.

Главная государственная инспекция котлонадзора МЭСЭП приняла решение ввести изменение в статью 50 «Правил устройства, установки, содержания и освидетельствования паровых котлов, пароперегревателей и водяных экономайзеров» (утвержденных 5/VII 1950 г.), а также в статью 25 «Правил устройства, установки, содержания и освидетельствования паропроводов и трубопроводов горячей воды» (утвержденных 3/X 1949 г.), изложив указанные статьи в следующей редакции:

Для изготовления шпилек, болтов и гаек рекомендуется применять марки стали согласно следующей таблице:

Рекомендуется марка стали	ГОСТ	Параметры среды		Наименование крепёжных изделий
		Температура, °С	Давление избыточное, кг/см ²	
Ст. 4 Ст. 5	380-50	До 350	До 21	Болты, шпильки и гайки
35 40 35Х 38ХА 40Х	1050-52 4543-48	До 435 для шпилек и до 480 для гаек	Не ограничивается	Шпильки и гайки
30ХМА	4543-48	До 480 для шпилек и до 510 для гаек	То же	То же
25ХМФА	4543-48	До 510 для шпилек и до 530 для гаек	То же	То же

Управление капитального строительства и Техническое управление по электростанциям информационным письмом № ИП43-53 предписали строительно-монтажным и эксплуатационным организациям принять к руководству указанное выше решение Котлонадзора МЭСЭП.

Совещание районных инженеров-инспекторов по эксплуатации

Во второй половине 1952 г. в Москве состоялось третье Всесоюзное совещание районных инженеров-инспекторов Министерства по эксплуатации, рассмотревшее вопросы обеспечения надежной и экономичной работы электростанций и сетей. В совещании также приняли участие представители Главных эксплуатационных управлений, Технического управления по электростанциям, ВТИ, Оргрэн, Мосэнерго и других организаций.

С докладом «О задачах Главной инспекции по эксплуатации в деле обеспечения безаварийной и экономичной работы электростанций и сетей» выступил Начальник инспекции К. Д. Лавренко. Докладчик дал анализ причин аварийности, указав, что, несмотря на большой ввод нового

технически совершенного оборудования и автоматизацию рабочих процессов в тепловой и электрической части энергосистем, аварийность продолжает оставаться высокой и происходит в большинстве случаев (54%) по непосредственной вине персонала.

Больше половины аварий (52,5%) происходит в электрических сетях энергосистем, что объясняется слабой работой с персоналом. Территориальная разбросанность объектов в электросетях требует применения особых форм работы с персоналом. Остальные аварии происходят на электростанциях, в том числе: в электроцехах — 20,6%, котельных — 16%, турбинных — 8,3%, гидромеханических — 1,4% и топливно-транспортных — 1,2%. Таким образом, в электрической части энергосистем происходит свыше 73% аварий.

Основными причинами аварийности являются: неудовлетворительная производственная дисциплина персонала и отсутствие контроля за его работой на многих предприятиях; слабая техническая учеба персонала (особенно среднего цехового звена); неудовлетворительная организация профилактических ремонтов оборудования и неправильное применение премиальной оплаты труда.

Персонал предприятий еще по-настоящему не мобилизован на выполнение приказа Министерства электростанций от 4 декабря 1952 г. На многих предприятиях не следят за повседневным выявлением и устранением нарушений «Правил технической эксплуатации» как основной борьбы с аварийностью. В то же время аварии или браку в работе обязательно предшествует цепь указанных нарушений. Борьба с этими нарушениями, хотя бы и не приводящими к авариям или браку в работе, является в настоящее время основным звеном в обеспечении дальнейшей культуры эксплуатации и повышения надежности работы электростанций и сетей. Успешная борьба с нарушениями возможна только при условии помощи и руководящей роли партийных организаций и привлечения широкой общественности к выявлению нарушений.

Старший районный инженер-инспектор МЭСЭП при Ленэнерго т. Чембарцев в докладе «Опыт работы с персоналом на электростанциях Ленэнерго» на примере второй и восьмой грэс показал, что добиться надежной работы предприятий можно только на основе коренной перестройки работы с персоналом.

Старший районный инженер-инспектор МЭСЭП при Киевэнерго т. Кушнirenко в докладе «Организация работы районного инженера-инспектора» осветил важные вопросы практической деятельности инспектора.

Как докладчики, так и все выступавшие в обсуждении указывали, что аварийность, особенно по прямой вине персонала, перерасход электроэнергии на собственные нужды рядом электростанций, повторные ремонты котлов и турбин являются серьезными недостатками в работе энергетиков.

Районные инженеры-инспекторы МЭСЭП в своих выступлениях поделились опытом работы и указали на недостатки Главной инспекции по эксплуатации.

Техническому анализу причин аварийности в тепломеханической части электростанций были посвящены доклады: главного котельщика Министерства канд. техн. наук Родатиса «Аварии котельных установок как следствие неудовлетворительной их эксплуатации», инж. Островского (Мосэнерго) «Опыт эксплуатации оборудования высокого давления в системе Мосэнерго», канд. техн. наук Ратнера (ВТИ) «Значение правильного выбора и контроля за работой металлов в установках высокого давления», доктора техн. наук Щегляева (ВТИ) «Правильная эксплуатация и наладка регулирования паровых турбин как основа их безаварийной работы», инж. Мануйлова (Оргрэн) «Роль современных автоматических устройств регулирования тепловых процессов в деле снижения аварийности» и канд. техн. наук Зологина (ВТИ) «Современные типы золоулавливающих устройств».

Вопросы борьбы с аварийностью в электрической части энергосистем были изложены в докладах главного электрика Министерства доктора техн. наук Сыроматникова «Анализ аварий в электрической части электростанций, на подстанциях и в сетях» и «Обеспечение устойчивой работы энергосистем», а также в докладе инж. Барзама (ОДУ Центра) «Роль релейной защиты и электроавтоматики в предупреждении и ликвидации аварий в электроустановках».

В докладах канд. техн. наук Горшкова (ВТИ) «Обеспечение экономичной работы электростанций», главного котельщика Министерства канд. техн. наук Родатиса

«Анализ работы котлов с жидким шлакоудалением» и канд. техн. наук Лебедева «Двухступенчатое сжигание топлива в камерных топках паровых котлов» освещены вопросы дальнейших путей борьбы за экономичную работу электростанций.

Совещание в своем решении отметило, что Главной инспекции по эксплуатации и ее районным инспекторам необходимо обеспечить выполнение приказа Министерства электростанций от декабря 1952 г.; добиться неуклонного выполнения эксплуатационного циркуляра по работе с персоналом, устранив формализм в этом вопросе. Требуется выявление всех нарушений «Правил технической эксплуатации», «Правил безопасности» и производственных инструкций с привлечением к этому всей общественности. От районных инспекторов Министерства требуются улучшение контроля работы предприятий, требовательность выполнения своих предписаний, активное участие в расследовании аварий, глубокое изучение эксплуатации оборудования, усиление связи с главными эксплуатационными управлениями.

Главная инспекция по эксплуатации обязана организовать обмен опытом работы инспекторов, увеличить выпуск методических и информационных материалов по вопросам эксплуатации.

Министр электростанций и электропромышленности М. Г. Первухин на приеме районных инспекторов указал на большое значение Главной инспекции по эксплуатации как контрольного органа, оказывающего серьезное влияние на улучшение работы энергетических предприятий. Требование контроля также диктуется необходимостью постоянной проверки персонала и своевременного приведения в надежное состояние изнашивающегося в процессе работы оборудования.

Министр отметил, что все аварии происходят по вине персонала: часть из них — по прямой вине персонала, недобросовестно выполняющего свои служебные обязанности, другая же часть связана с повреждением оборудования. Однако эти повреждения также происходят по вине персонала, в основном руководящего (например, повреждение из-за неправильно выбранного металла, несвоевременное выявление дефектов оборудования заводского изготовления и т. п.).

В настоящее время должна быть повышена ответственность персонала, обеспечена более квалифицированная эксплуатация оборудования, особенно со стороны руководящего инженерно-технического персонала, в связи с большим вводом в эксплуатацию новой и сложной техники.

Эксплуатация оборудования, потребляющего пар высоких и сверхвысоких параметров, требует серьезного внимания в части наблюдения за металлом, для чего в каждой энергосистеме должна иметься металлографическая лаборатория; требуется повысить роль химических служб и обеспечить необходимый водный режим.

Ввод генераторов с водородным охлаждением, эксплуатация воздушных выключателей и др. — все это требует более глубоко изучать и осваивать новое оборудование.

От районных инженеров-инспекторов требуется полное выявление недостатков эксплуатации, причем заблаговременное, а не после аварии; инспектор должен быть настоящим, глубоко принципиальным, хорошо знающим работу оборудования и людей на предприятиях. Он должен непримиримо относиться к недостаткам работы электростанций и сетей, быть «глазами министерства» на местах.

Канд. техн. наук Г. Б. Якуша

□ □ □

Григорий Александрович Бурков

9 декабря 1953 г. скоропостижно скончался в возрасте 62 лет Григорий Александрович Бурков, заместитель начальника — главный инженер и председатель межведомственного экспертно-технического совета Главной государственной инспекции котлонадзора Министерства электростанций и электропромышленности.

Г. А. Бурков рано начал трудовую деятельность ремонтным рабочим на железной дороге. С 1913 по 1923 г. он служил сначала в старой, а после 1918 г. — в Красной Армии.

После демобилизации Григорий Александрович работал в г. Вятке до 1927 г., где вступил в ряды коммунистической партии, а затем в Москве. В 1930 г. он был направлен на работу в Энергоцентр. С тех пор до дня своей смерти Г. А. Бурков все свои силы отдавал делу развития энергетики.

В сентябре 1930 г. в возрасте 38 лет Г. А. Бурков поступил в Московский энергетический институт, который окончил в 1935 г., когда был направлен на работу в Оргэнерго в качестве инженера; затем он был назначен управляющим Московской контрольной треста. С 1940 г. Г. А. Бурков работал в Главной государственной инспекции котлонадзора.

Вся трудовая деятельность Григория Александровича, пропитанная неутомимым стремлением к новому, изысканием путей усовершенствования, особенно в области

котлостроения и эксплуатации котлов, имела большое народнохозяйственное значение, о чем свидетельствуют его многочисленные рационализаторские предложения, а также ряд работ, опубликованных в разных изданиях.

Г. А. Бурковым был проведен ряд оригинальных, принципиально новых работ, с большими теоретическими исследованиями, позволившими принять в серийное производство новые типы высокопроизводительного котельного оборудования, обеспечивающего значительную экономию металла, топлива и электроэнергии.

Григорий Александрович умело сочетал работу на ответственной посту с общественной деятельностью и научно-исследовательской работой в Московском энергетическом институте им. Молотова.

В 1950 г. за участие в разработке новых методов термической обработки питательной воды в промышленных котлах он был удостоен Сталинской премии.

Г. А. Бурков был награжден орденом «Знак Почета», медалями и неоднократно премирован.

Чуткостью, отзывчивостью и добросовестностью Г. А. Бурков

снискал общую любовь и уважение всех работавших с ним.

Память о Григории Александровиче Буркове сохранится на многие годы в сердцах всех знавших его.



Ачкасов Д. И., Беляков А. А., Бондарев Н. М., Голубцов В. А., Горшков А. С., Григорьев Т. Е., Дмитриев И. И., Дробышев А. И., Дыдыкин П. Е., Евстафьев Ф. А., Ермаков В. С., Жилиев А. В., Киселев Н. А., Комиссаров Ю. П., Коплянинов Г. Т., Котовчихин А. А., Лаврененко К. Д., Максимов А. А., Молоканов С. И., Морозов М. П., Некрасов А. М., Платонов Н. А., Прохоцук В. П., Сапожников Ф. В., Соколов В. С., Спирин С. А., Чижев Д. Г. и др.

КРИТИКА И БИБЛИОГРАФИЯ

Растопка котлов высокого давления, Орггрэс, Госэнергониздат, 1952.

Растопка котельных агрегатов является весьма ответственной операцией и требует серьезного внимания со стороны эксплуатационного персонала.

Несмотря на имеющийся большой опыт по пуску и растопке котлов различных конструкций, до настоящего времени нет обобщающего материала по этому вопросу, и в нашей периодической литературе эта часть эксплуатации котлов не получила достаточного освещения.

Выпущенная брошюра «Растопка котлов высокого давления» (автор В. М. Биман, редактор Н. Ф. Осиповский) является попыткой анализа процесса растопки котлов высокого давления.

Брошюра содержит четыре основных положения, которые в кратком изложении сводятся к следующему:

1. В процессе растопки материал отдельных элементов котла испытывает дополнительные напряжения (помимо основных рабочих), которые можно проанализировать и оценить при помощи расчетов.

2. В процессе растопки барабанных котлов в наиболее неблагоприятных условиях находятся «прямоточные элементы котла», т. е. пароперегреватели и экономайзеры вследствие неорганизованной подачи охлаждающей среды (вода, пар).

3. Прямоточные котлы растапливаются быстрее и с меньшей опасностью повреждения (при растопке) поверхностей нагрева вследствие более организованного охлаждения всех элементов котла.

4. Барабанные котлы высокого давления с естественной циркуляцией, имеющие развитые «прямоточные» поверхности нагрева (экономайзер, пароперегреватель), следует приспособить к растопке таким образом, чтобы иметь возможность растапливать «прямоточные элементы» независимо от элементов с естественной циркуляцией (собственно котла).

Для этого предлагается в схеме котла предусмотреть отключающие органы между собственно котлом и «прямоточными элементами», а также перемычки между пароперегревателем и экономайзером для растопки их по прямоточной схеме с тем, чтобы по достижении рабочего состояния собственно котел и «прямоточные элементы» приключались друг к другу по нормальной схеме.

Кроме перечисленных основных положений, брошюра содержит сведения и рассуждения о процессах растопки котлов систем Рамзина, с подъемно-опускным движением рабочего тела, многократной принудительной циркуляцией, двойной системой испарения и др.

В брошюре приведены циркуляционные схемы барабанных и прямоточных котлов в отрыве от конструкций, компоновки, материалов их элементов и других признаков, определяющих реальный котел.

Разбирая последовательно основные положения и материал брошюры, необходимо сделать следующие замечания.

Первое положение, в котором рассматриваются вопросы прочности и поведения барабанных котлов высокого давления при растопке, содержит ошибки и неверные выводы. Так, например, формула

$$\sigma_{ср}^p = \frac{p}{100} \frac{\beta^2 + 1}{\beta^2 - 1}$$

относится, как известно, к максимальному тангенциальному напряжению на внутренней поверхности стенки, а не к среднему, как указано автором.

Формула (1) для определения температурных напряжений

$$\sigma^{st} = \pm \frac{E}{1 - \mu} \cdot \alpha_t \left(\frac{t_{вн} - t_{нар}}{2} \right) \quad (1)$$

относится к плоской стенке, закрепленной по периметру и только с известной степенью приближения может использоваться для определения температурных напряжений в сферических и цилиндрических оболочках, закрепленных по контуру (см. «Энциклопедический справочник машиностроения», т. I, вып. 2, стр. 370).

В толстостенных же цилиндрах при разности температур по толщине стенки возникают одновременно все три напряжения: тангенциальное, аксиальное и радиальное. Величины этих напряжений на внутренней и наружной поверхностях цилиндра (за исключением радиального) не равны между собой и в отечественной литературе (см. «Энциклопедический справочник машиностроения», т. I, вып. 2, стр. 371) приводятся соответствующие формулы, которыми необходимо пользоваться при расчетах.

На стр. 6 бездоказательно произведено алгебраическое суммирование приведенных напряжений от внутреннего давления с напряжением от температурной разности по формуле (1), которое не является приведенным. Для обоснования такого суммирования необходимо сделать соответствующее приведение всех напряжений и получить общее приведенное напряжение от давления и температуры по принятой теории прочности.

Далее автор указывает, что «влияние изоляции на перепад температуры можно оценить с некоторой условностью, исходя из следующей приближенной формулы:

$$q = \frac{100\lambda \cdot \Delta t}{s}$$

При размерности величин, принятых автором, в числителе должен стоять коэффициент 1000, а не 100.

Эта формула является точной для плоских стенок и может с приближением применяться для цилиндрических стенок малой кривизны. Кроме того, при принятых автором обозначениях эта формула вовсе не учитывает влияния изоляции, так как здесь величина q есть тепловой поток в $\text{ккал/м}^2\text{час}$, проходящий через стенку барабана.

Помещенная в брошюре фиг. 2 показывает, что распределение температур в стенке барабана относится к случаю, когда изоляция, по видимому, отсутствует, что не может иметь места в нормальных условиях эксплуатации.

На стр. 9 приведены рассуждения и иллюстрирующие их подсчеты, связанные с величиной усилий, могущих возникать при неравномерности прогрева барабана. Принятые для этих подсчетов условия, как то: выделение вдоль оси барабана смежных полос, имеющих разность температур в 100°C , «условное заземление» верхней половины барабана по отношению к нижней и конечный цифровой результат подсчетов, настолько далеки от истины (5 800 т), что даже сам автор счел необходимым сделать оговорку, что таких усилий возникнуть в барабане не может.

По существу вопросов, рассмотренных автором, необходимо сделать следующие замечания.

Известно, что при растопке котла может иметь место неравномерный прогрев его элементов и, как следствие этого, возникновение дополнительных напряжений температурного характера.

Весь комплекс этих явлений ввиду их сложности не поддается учету и для борьбы с их вредным влиянием должны проводиться мероприятия по снижению неравномерности прогрева до минимума путем конструктивной проработки и проведения правильного режима растопки. К сожалению, этим вопросам не уделяется достаточного внимания как со стороны проектировщиков, так и со стороны наладочного персонала. Долголетний опыт растопки котлов показывает, что при продуманном подходе к этим вопросам можно проводить режим растопки котла таким образом, что полностью устраняются повреждения его элементов.

Поскольку опыт убедительно показывает возможность снижения дополнительных напряжений в элементах котла,

возникающих в процессе его растопки, до таких величин, которые не вызывают повреждений поверхностей нагрева, было бы наиболее целесообразным рассмотреть в брошюре те конструктивные и режимные мероприятия, которые уже реализованы на станциях, не имеющих «растопочных» повреждений.

Однако в брошюре настойчиво доказывается неизбежность наличия таких дополнительных напряжений, которые приводят к повреждению поверхностей нагрева котла, и подводится в корне неправильное обоснование закономерности аварий котлов высокого давления при растопках.

Второе положение. В СССР насчитываются уже сотнями барабанные котлы высокого давления почти всех известных типов и систем. Статистика показывает, что более 90% всех повреждений поверхностей нагрева, имеющих место при пуске котлов высокого давления, приходится на первый наладочный период головных котлов. Это свидетельствует о том, что причинами повреждений поверхностей нагрева в основном являлись ошибки, допущенные при пуске и наладке того или иного типа котлов вследствие новизны оборудования. Эти ошибки, как правило, не имели места при пуске и наладке последующих котлов.

Если считать, что основные трудности при растопке котлов высокого давления заключаются в защите змеевиков пароперегревателя от чрезмерного перегрева, обусловленного температурной зоной, в которой он расположен, то можно прийти к выводу, что условия растопки котлов высокого давления не ухудшились по сравнению с котлами среднего давления.

Начиная с 1937—1938 гг., отечественные заводы выпускают котлы среднего давления только радиационного типа с температурой газов при входе в пароперегреватель 900 — 1100°С.

В котлах высокого давления по условиям предотвращения шлакования температурная зона размещения пароперегревателя практически не изменилась и температурные условия для змеевиков не ухудшились. Кроме того, змеевики, расположенные ближе к топочной камере, выполняются обычно из теплоустойчивой легированной стали и могут длительно выдерживать более высокую температуру, чем змеевики перегревателей котлов среднего давления, выполненные из обычной углеродистой стали.

Следует отметить, что в разделе, посвященном рассмотрению методов охлаждения пароперегревателей при растопках (стр. 15—25), автор, рассматривая применяемые в практике способы охлаждения пароперегревателей (заливка водой, охлаждение паром из посторонних источников, искусственная циркуляция воды, поддержание температуры газов в зоне перегревателя в допустимых пределах), признает, что все эти методы могут обеспечить безопасность труб перегревателя, но только в том случае, если процесс растопки производить «весьма внимательно» и «осторожно».

Повидимому, эта необходимость внимания и осторожности при растопке барабанных котлов явилась поводом для предложения автора приспособить их для растопки по принципу прямоточных котлов. При этом автором упущено то обстоятельство, что, как показывает опыт, растопка прямоточных котлов требует неменьшего внимания и осторожности.

Третье положение находится в противоречии с эксплуатационными данными. Средняя длительность кампания прямоточных котлов, имеющих на электростанциях, не превышает 200—400 час., причем подавляющая часть вынужденных остановок вызывается повреждениями поверхностей нагрева. На совести автора остается доказательство, что эти повреждения происходят не в процессе растопки, а в период работы котлов.

Известно также, что большинство повреждений прямоточных котлов падает на экономайзерную и перегрева-

тельную зоны, которые, по мнению автора, в процессе растопки находятся почти в идеальных условиях.

Четвертое положение является выводом, к которому приходит автор на основании предыдущих трех положений, и содержит предложение о разделении барабанного котельного агрегата высокого давления на период растопки — на прямоточную и циркуляционную части при помощи введения в схему котла дополнительных промежуточных коллекторов и запорных органов.

Для реализации такого предложения необходимо в схему современного барабанного котла ввести дополнительно большое количество добавочных соединительных линий, запорных и дроссельных органов, снабженных электродистанционными приводами, для управления которыми потребуются специальный пульт со щитом дополнительных приборов.

При этом автор обошел молчанием вопрос, как возможно два самостоятельных растапливаемых контура привести в такое тепловое и режимное соответствие, чтобы к моменту их соединения избежать таких осложнений, как выброс воды из барабана в пароперегреватель или, наоборот, поступление перегретого пара в барабан, резких изменений температуры питательной воды и т. д.

Наличие такой дополнительной установки на котле усложняет его, понижает степень надежности и одновременно увеличивает стоимость.

Можно считать, что ни один тип современного котла без его капитальной реконструкции не может быть приспособлен к растопке по предложению В. М. Бимана.

При этом установка не вызывает какой-либо необходимости. Нелепость такого предложения настолько очевидна, что не требует добавочных доказательств.

Автором выдвигаются предложения о введении ряда дополнений к «Правилам технической эксплуатации».

Большинство предлагаемых дополнений заимствовано из различных источников и технической документации (эксплуатационные инструкции, аварийные циркуляры, материалы Орггрэс, ВТИ и др.), по своему существу являются общими и возражений не встречают. Наряду с этим в пункте 1 (стр. 49), предложенном автором, содержатся требования, вызывающие недоумение:

«1. Все барабанные котлы высокого давления должны иметь режимные характеристики, составленные на основании специальных испытаний, показывающие связь между температурой стенок труб пароперегревателей, экранов и экономайзеров в наиболее опасных местах с показаниями эксплуатационных приборов, наблюдаемыми во время растопки (температура газов после перегревателя, CO₂, давление, температура воды и т. д.).

Известно, что проводимые в настоящее время испытания не ставят перед собой задачи определения температур стенок перегревателя в связи с режимом работы агрегата, и реальность проведения в дальнейшем подобных специальных испытаний сомнительна.

Приведенные замечания не исчерпывают всех мелких ошибок и неточностей, имеющих место во всей брошюре, на которые можно было бы указать дополнительно.

Ознакомление с брошюрой «Растопка котлов высокого давления» показывает, что она не восполняет имеющийся пробел в этом вопросе и в ряде основных положений изобилует техническими ошибками и неправильными выводами.

Удивление вызывает то обстоятельство, что столь авторитетная организация, как Орггрэс, вместо того чтобы обработать и обобщить имеющийся в ее распоряжении материал по пуску и наладке самых разнообразных типов котлов, взяла на себя неблагоприятную роль издателя столь неудачной брошюры.

Инж. Е. М. Залкинд
и инж. А. Ф. Парамонов

□ □ □

О тематике журнала „Электрические станции“ на 1954 г.

Журнал «Электрические станции» в 1954 г. — четвертом, решающем году пятой пятилетки — основными своими задачами ставит содействие дальнейшему усилению темпов наращивания энергетических мощностей, освоению вводимого в эксплуатацию нового энергетического оборудования, а также совершенствованию и реконструкции действующего оборудования с целью максимального увеличения экономичности и надежности его работы.

В журнале будут широко освещены вопросы дальнейшей типизации проектов, скоростных методов строительства, монтажа и паладки новых энергетических установок. При этом будет максимально использован опыт эксплуатации и строительства.

Особое внимание журнал уделит подготовке кадров эксплуатационного, ремонтного и монтажного персонала, усвоению им новых «Правил технической эксплуатации электростанций и сетей» и овладению передовыми методами надежной и экономичной эксплуатации, и быстрого и качественного монтажа оборудования.

В журнале также будет уделено большое внимание совершенствованию нового оборудования, выпускаемого отечественными заводами.

В тепловой части главное внимание будет уделено вопросам эксплуатации установок высокого давления, обеспечению их безаварийной работы и достижению проектных технико-экономических показателей. Будут освещаться поведение металлов в эксплуатации, а также вопросы водоподготовки и водно-химических режимов в работе установок высокого давления. Будут разобраны вопросы дальнейшего внедрения на котлах топков с максимальным шлакоулавливанием. Попрежнему много места будет уделено автоматизации технологических процессов и комплексной автоматизации котельных и турбинных цехов электростанций.

Будет обращено внимание на дальнейшее развитие теплофикации городов и поселков и более полное использование установочных теплофикационных мощностей.

Будет продолжаться освещение опыта механизации топливных складов, как основы устойчивой работы тепловых электростанций в зимнее время.

В электрической части журнала главное внимание будет уделено повышению надежности электроснабжения потребителей как по линии проектирования и сооружения новых установок, так и по повышению качества эксплуатации всех видов электротехнического оборудования. Больше внимание будет уделено диспетчерскому управлению энергосистемами и созданию наиболее экономичных и

устойчивых режимов работы энергосистем. Будут освещены вопросы, связанные с сооружением сверхдальних линий электропередачи высокого напряжения, дальнейшего совершенствования релейной защиты и автоматики, а также стелемеханизацией управления гидроэлектростанциями и подстанциями.

Необходимое отражение получают скоростные методы ремонта линий электропередачи, в том числе и ремонта под напряжением.

Серьезное внимание будет уделено повышению прозопупорности линий электропередачи и внедрению новейших методов профилактических испытаний электротехнического оборудования.

Большее внимание, чем раньше, будет уделено в журнале вопросам эксплуатации гидротехнического оборудования, дальнейшему совершенствованию автоматизации и обеспечению надежной работы гидроэлектростанций. Будут разобраны также рациональные режимы совместной работы тепловых и гидравлических электростанций.

Специально будут разобраны вопросы организации централизованного ремонта оборудования в энергосистемах и максимального внедрения механизации в технологию ремонта.

Широко будут поставлены на страницах журнала вопросы экономии, организации производства и труда, внедрения хозрасчета и снижения численности персонала.

В 1954 г. в журнале полнее, чем это делалось раньше, будет освещаться зарубежный опыт эксплуатации электрических станций и сетей.

В разделе критики и библиографии будут даваться рецензии на новейшую литературу в области энергетики. Будет сохранен раздел консультации по «Правилам технической эксплуатации электростанций и сетей».

Большее освещение, чем раньше, получают в журнале решения Технического совета, Технического управления по электростанциям и Главной инспекции по эксплуатации электростанций, а также их работа по составлению руководящих указаний и норм.

Редакция призывает читателей к широкому участию в работе журнала как помещением своих статей, сообщением о передовом опыте, информацией об осуществленных рационализаторских предложениях, так и в обсуждении статей, помещаемых в журнале. Это поможет редакции успешно содействовать решению многочисленных и важных задач, стоящих перед энергетиками Советского Союза в 1954 г.

□ □ □

ПОПРАВКИ

В № 8 журнала „Электрические станции“ за 1953 г. в заметке В. Н. Карпинского „Использование водорода при газовой резке металлов“ на стр. 51, правая колонка, следует читать:

8-ю строку сверху — „Температура газокислородного пламени при водороде...“.

в 14-й строке сверху вместо $1,00^{\circ}\text{C}$ — $1,20^{\circ}\text{C}$.

в 17-й строке сверху вместо кал/кг — ккал/кг .

В № 11 журнала в статье Д. С. Розина и М. П. Тезисового „Ремонт облопачивания радиальной турбины“ на стр. 54, левая колонка, 24 строка сверху, следует читать: „...На рис. 11 видна установка указателя“.

В № 12 журнала в статье И. К. Гришук „Вибрация конденсаторных трубок“ на стр. 29, левая колонка, 4 строка сверху, формула должна иметь вид:

$$n_i = n_{oi} \sqrt{1 \pm \frac{T}{T_{kp} \cdot j^2}}.$$



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

Продолжается подписка на 1954 г.

НА ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

ОРГАН МИНИСТЕРСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
И ЭЛЕКТРОПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР,
МИНИСТЕРСТВА ТЯЖЕЛОГО И ТРАНСПОРТНОГО
МАШИНОСТРОЕНИЯ СССР И АКАДЕМИИ НАУК СССР

ГОД ИЗДАНИЯ 1-й



12 НОМЕРОВ В ГОД

Журнал рассчитан на широкие круги инженерно-технических и научных работников теплоэнергетиков, а также на студентов старших курсов теплоэнергетических специальностей высших учебных заведений.

В журнале будут печататься статьи:

- по основным, ведущим проблемам теоретической теплотехники;
- по наиболее интересным и важным для практики научным исследованиям в области теплоэнергетики;
- по передовому опыту инженерно-технических работников электростанций, энергомашиностроительной промышленности и проектировщиков;
- по основным дискуссионным вопросам теплотехники;
- рецензии на книги по теплоэнергетике.

Журнал „Теплоэнергетика“ будет основным печатным органом, где найдут отражение важнейшие теоретические и практические вопросы, интересующие теплоэнергетиков нашей страны.

ПОДПИСНАЯ ЦЕНА НА ГОД — 96 руб., на 6 месяцев — 48 руб.

ПОДПИСКА ПРИНИМАЕТСЯ:

ГОРОДСКИМИ, РАЙОННЫМИ ОТДЕЛАМИ СОЮЗПЕЧАТИ, ВО ВСЕХ КОНТОРАХ,
ОТДЕЛЕНИЯХ И АГЕНТСТВАХ СВЯЗИ И ОБЩЕСТВЕННЫМИ УПОЛНОМОЧЕННЫМИ
НО ПОДПИСКЕ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ, В УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЯХ И УЧРЕЖДЕНИЯХ