

36

ЭЭ ЛЭКТРИЧЕСКИЕ ТАНЦИИ

8



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

1952

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

8

АВГУСТ

1952

Орган Министерства электростанций СССР

23-й ГОД ИЗДАНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

Постановление Совета Министров СССР об открытии Волго-Донского судоходного канала	3
Указ Президиума Верховного Совета СССР о присвоении Волго-Донскому судоходному каналу имени В. И. Ленина	3
Передовая — Неуклонно снижать себестоимость энергии и улучшать финансовое хозяйство предприятий	4
Б. Я. Директор, В. В. Лунеев, С. П. Цыганков и Б. И. Шмуклер — Пуск прямого котлоагрегата высокого давления с шахтными мельницами	6
Б. П. Алексеев, Н. И. Жирнов и В. Е. Семериков — Повышение экономичности котлоагрегата 160 200 т/час путем установки воздухоподогревателя ВТИ	13
П. С. Кибрик, М. И. Миаская и Ф. П. Януцевич — Испытание энергопоезда М-2,5	16
А. А. Беляев — Опыт работы шахтных мельниц на подмосковном угле	19
Н. Н. Старостин — О повреждении зубчатых передач к главным масляным насосам турбин	23
С. Э. Крейн, М. З. Бромберг и А. Я. Михельсон — Низкотемпературные свойства энергетических масел	24
Г. А. Петров и И. А. Забабурин — О проектировании открытых морских водоприемников	28
М. Д. Шефкинд — Повышение фундаментов трансформаторов для облегчения их перекатки	31
В. В. Овсеев — О применении расщепленных проводов на линиях электропередачи 35 и 110 кв	32
Н. И. Соколов — Применение нелинейных сопротивлений для повышения устойчивости возбудителей синхронных генераторов	34
Г. К. Лыткин — Об улучшении изоляции выключателей ВМ-35	37
Замечания завода „Уралэлектроаппарат“ о предложениях инж. Лыткина по улучшению изоляции выключателей ВМ-35	38
С. А. Городецкий — Применение метода абсорбции для контроля влажности изоляции обмоток трансформаторов	39
В. М. Синьков, Ю. В. Егоров и Н. А. Полякова — О схемах защиты на переменном оперативном токе	41

В. А. Солодюк	44
М. Д. Горенштейн	45
В. И. Чернышев	47
Н. Е. Морозов	47
Ф. И. Великанов и С. А. Рева	48

ОБМЕН СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ ОПЫТОМ

Н. В. Киселев — Бетонирование в зимних условиях	49
Г. И. Якобсон — Передвижная торцевая стена машинного зала	50
Г. А. Пухов — Дуговая сварка красной меди угольным электродом	51
Б. И. Завадский и В. А. Ильин — Гидравлическое испытание котлов с помощью сжатого воздуха	53

ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Б. С. Рабинов — Проверка удельного расхода топлива на электростанции	54
В. Г. Зеликман и Н. П. Чулков — Применение бульдозеров на угольном складе электростанции	55
Д. А. Савиновский, Т. Б. Стюнкель и Е. М. Якимец — Комплексометрический метод определения жесткости воды	56
К. В. Солнцев — Об использовании резервов мощности турбин	57
К. Т. Фионов — Переменная вибрация турбогенераторов	58
Г. Б. Якуша — Включение синхронного компенсатора способом самосинхронизации	59
А. Ф. Яковлев — Об обходных устройствах	60
Т. П. Мусатов — Повреждения при испытаниях фарфоровых тяг разъединителей	61
Д. П. Салеев и П. В. Терников — Бескентронная испытательная установка	61
И. С. Аптов — Новый способ обработки спецодежды при работе с антисептиками	63

ХРОНИКА

В Техническом управлении Министерства Условия применения в электроустановках меди, сплавов на медной основе и алюминия	64
Об отмене требования о заземлении средней точки разделительных гирлянд над масляными выключателями	64

ДИСКУССИЯ

О периодичности ремонтов выключателей	
Г. С. Сафразбекян	43
В. М. Бабулевич	43
Г. К. Цверева	44



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

Главный редактор Д. Г. Чижов.

**Адрес редакции: Москва, Ветошный пер., ГУМ, III корпус, I эт., пом. 165.
Телефоны: редакции К 5-21-22, главного редактора К 4-44-10 и комм. К 1-02-80, доб. 2-10.**

Вологодская областная универсальная научная библиотека
www.booksite.ru

Об открытии Волго-Донского судоходного канала

Совет Министров СССР рассмотрел рапорт строителей Волго-Донского судоходного канала и заключение Правительственной комиссии во главе с председателем комиссии т. Соколовым К. М. по приемке сооружений Волго-Донского судоходного канала и установил, что задание Правительства по строительству и вводу в эксплуатацию Волго-Донского судоходного канала, Цимлянской гидроэлектростанции и сооружений для орошения первой очереди в 100 тыс. га засушливых земель в Ростовской области выполнено в установленный срок.

В течение 1949—1952 гг. построены:

а) Волго-Донской судоходный канал длиной 101 км с 13 судоходными шлюзами, 3 насосными станциями, 13 плотинами и дамбами, 7 водосбросами и водоспусками, 2 аварийно-ремонтными заграждениями, 8 мостами, паромными переправами, остановочными пунктами, пристаями и приканальной автомобильной дорогой длиной 100 км;

б) Цимлянский гидроузел в составе земляной плотины длиной 12,75 км, водосливной бетонной плотины длиной 495,5 м, гидроэлектростанции, 2 судоходных шлюзов, судоходного канала между шлюзами длиной 4,9 км, аванпорта, головного ирригационного сооружения, а также железнодорожного и шоссейного переходов по плотине;

в) Донской магистральный оросительный канал от головного водозаборного сооружения в плотине Цимлянского гидроузла до головного сооружения Нижне-Донского распределительного канала длиной 27 км, Нижне-Донской распределительный канал длиной 72,9 км, Азовский распределительный канал длиной 92,2 км;

г) Новые железнодорожные линии от станции Морозовская Сталинградской железной дороги до Цимлянского гидроузла и от Цимлянского гидроузла до станции Куберле Сталинградской железной дороги общей протяженностью 174 км.

На указанных сооружениях выполнено: земляных работ (выемок и насыпей) в объеме 152,1 млн. км³, железобетонных и бетонных работ — 2,96 млн. м³, работ по креплению откосов земляных сооружений на площади 2,9 млн. м², уложено каменных банкетов, фильтров и дренажей 1,6 млн. м³, забито металлического шпунта 16 тыс. т и смонтировано 44,4 тыс. т металлоконструкций и механизмов.

Строительство Волго-Донского судоходного канала и Цимлянского гидроузла осуществлено с применением мощных и высокопроизводительных машин и механизмов отечественного производства.

В процессе строительства решен ряд важных научных и технических проблем в области гидротехники: возведение крупных гидротехнических сооружений в сложных геологических условиях, скоростной намыв земляной плотины, широкое применение грунтового водопонижения и другие.

На строительстве выросли новые квалифицированные кадры рабочих — экскаваторщиков, скреперистов, гидромеханизаторов, крановщиков, монтажников, бетонщиков, арматурщиков, а также инженеров и техников, обеспечивших высокую производительность труда.

Заводами и монтажными организациями Министерства электростанций, Министерства тяжелого машиностроения,

Министерства электропромышленности, Министерства машиностроения и приборостроения, Министерства строительного и дорожного машиностроения, Министерства транспортного машиностроения, Министерства строительства предприятий тяжелой индустрии, Министерства путей сообщения, Министерства строительства предприятий машиностроения и других министерств выполнены большие работы по изготовлению и монтажу металлоконструкций, механизмов и оборудования.

Завершение работ по строительству Волго-Донского судоходного канала, принятых согласно решениям Совета Министров СССР и ЦК ВКП(б), обеспечило соединение Белого, Балтийского и Каспийского морей с Азовским и Черным морями в единую воднотранспортную систему и позволило в 1952 г. приступить к перевозкам массовых грузов — угля, леса, цемента, нефти, хлеба по этой системе.

Совет Министров СССР также отметил, что осуществление строительства Цимлянского гидроузла с крупнейшим водохранилищем и гидроэлектростанцией, а также головного участка Донского магистрального канала, Нижне-Донского и Азовского распределительных каналов обеспечивает в 1952 г. орошение первой очереди в 100 тыс. га засушливых земель в Ростовской области и обеспечивает в дальнейшем в установленные сроки орошение еще 650 тыс. га и обводнение 2 млн. га земель в засушливых и полупустынных районах Ростовской и Сталинградской областей на базе использования водных ресурсов реки Дона и дешевой электроэнергии.

Совет Министров Союза ССР ПОСТАНОВИЛ:

1. Открыть Волго-Донской судоходный канал в воскресенье 27 июля с. г., обеспечив с этого дня регулярное движение пассажирских и грузовых судов, а также начать эксплуатацию Цимлянской гидроэлектростанции и первой очереди оросительных сооружений.

— Открытие Волго-Донского судоходного канала Совет Министров СССР уполномочил произвести Министра речного флота генерал-директора речного флота т. Шашкова З. А.

2. Обязать Министерство речного флота обеспечить регулярное движение пассажирских судов по линиям Москва — Ростов и Сталинград — Калач, организовать пригородное сообщение в районах Сталинградского, Ростовского, Цимлянского и Калачевского портов, а также обеспечить в 1952 г. перевозку транзитных грузов и пассажиров согласно утвержденного плана.

3. Обеспечить использование электроэнергии Цимлянской гидроэлектростанции в соответствии с ранее принятыми решениями Правительства для нужд орошаемого земледелия и промышленности, а также для электропахоты и комплексной механизации трудоемких работ в животноводстве и других отраслях колхозного и совхозного производства.

4. Присвоить Волго-Донскому судоходному каналу согласно Указа Президиума Верховного Совета СССР имя В. И. Ленина и именовать его — «Волго-Донской судоходный канал имени В. И. Ленина».

10 июля 1952 г.

УКАЗ ПРЕЗИДИУМА ВЕРХОВНОГО СОВЕТА СССР

О присвоении Волго-Донскому судоходному каналу имени В. И. Ленина

Согласно предложения Совета Министров СССР и ЦК ВКП(б) присвоить Волго-Донскому судоходному каналу имя В. И. Ленина и именовать его — «Волго-Донской судоходный канал имени В. И. Ленина».

Председатель Президиума Верховного Совета СССР Н. ШВЕРНИК
Секретарь Президиума Верховного Совета СССР А. ГОРКИН

Москва, Кремль, 10 июля 1952 г.

НЕУКЛОННО СНИЖАТЬ СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭНЕРГИИ И УЛУЧШАТЬ ФИНАНСОВОЕ ХОЗЯЙСТВО ПРЕДПРИЯТИЙ

Снижение себестоимости продукции является важнейшим источником средств для финансирования развития народного хозяйства и основной проводимой партией и правительством систематического снижения цен в интересах повышения материального и культурного уровня трудящихся.

Поэтому обеспечение рентабельной работы и выполнение плановых заданий по себестоимости продукции являются важнейшими обязательствами перед государством, основными показателями работы каждого предприятия.

Еще в 1927 г. товарищ Сталин указывал: «Только промышленность, систематически снижающая цены на товары, только промышленность, базирующаяся на систематическом снижении себестоимости продукции, только промышленность, систематически улучшающая, стало быть, свое производство, технику и организацию труда, методы и формы управления хозяйством, — только такая промышленность нужна нам, ибо только она может развиваться вперед и только она может дать пролетариату полную победу»¹.

Развиваясь по законам социалистической экономики, советская энергетика наряду с другими отраслями промышленности идет неуклонно вперед, расширяя производство и обеспечивая дальнейшее развитие народного хозяйства страны.

За годы первой послевоенной сталинской пятилетки советские энергетика успешно справлялись с задачей обеспечения растущих потребностей народного хозяйства в электрической и тепловой энергии при одновременном снижении себестоимости ее производства.

Себестоимость электрической и тепловой энергии снижена в 1950 г. (в сопоставимых ценах) по сравнению с уровнем 1945 г. более чем на 25%.

Задание пятилетнего плана по снижению себестоимости энергии было выполнено за 3¹/₄ года. За последние четыре года — 1948—1951 гг. — за счет улучшения работы энергосистем и электростанций, перевыполнения заданий по производству, значительного снижения удельных расходов топлива и потерь электроэнергии в сетях, уменьшения численности персонала, отнесенной на 1 тыс. квт установленной мощности, достигнута сверхплановая экономия около 1 млрд. руб.

Однако на электростанциях и в энергосистемах имеются еще значительные резервы для дальнейшего снижения себестоимости энергии. Использовать эти резервы — важнейшая задача энергетиков.

Наряду с передовыми электростанциями, добившимися в 1951 г. лучших показателей по сни-

жению и наиболее низкого уровня себестоимости электрической и тепловой энергии, такими, как Зуевская и Среднеуральская грЭС, Челябинская тЭС, Кемеровская и Карагандинская грЭС, имеется большое число станций и систем, не выполнивших плана по этим показателям. Вследствие этого себестоимость электрической и тепловой энергии по Министерству электростанций за 1951 г. снижена на 3,01% при заданном размере снижения 3,14%.

Ряд электростанций и энергосистем не выполнил плана по себестоимости из-за невыполнения заданий по производству электроэнергии. Отдельные электростанции Донбассэнерго, Ростовэнерго, Куйбышевэнерго, Ивэнерго, Новосибирскэнерго допустили перерасход по себестоимости из-за пережога топлива. Перерасход электроэнергии на собственные нужды обусловил повышение себестоимости энергии более чем на 7 млн. руб.

Недопустимо высок уровень себестоимости энергии, превышающий в несколько раз среднюю себестоимость по Министерству, на электростанциях Литовэнерго, Эстонэнерго, Белоруссэнерго, Крымэнерго, Кировэнерго, Львовского энергокомбината.

Как показывают проверка и анализ, не на всех еще электростанциях осуществляется подлинный хозрасчет, не везде и не всегда проявляется инициатива в изыскании путей к снижению затрат на производство, к устранению непроизводительных расходов.

На многих электростанциях плохо налажены учет топлива, его количественная и качественная приемка, нет должной заботы о заготовительной стоимости топлива — основного элемента затрат в энергетическом производстве. Пересчеты по качеству топлива и предъявление претензий топливоснабжающим организациям проводятся нерегулярно; достаточной требовательности и настойчивости в этом деле не проявляется, и в результате допускаются значительные переплаты поставщикам топлива.

Работники диспетчерских служб при распределении нагрузок между электростанциями и между энергосистемами не учитывают себестоимость электроэнергии. Нет, например, расчетов стоимости передачи электроэнергии из Мосэнерго в Ярэнерго и Ивэнерго; стоимость переданной электроэнергии не сопоставляется со стоимостью энергии, вырабатываемой Ярэнерго на привозном торфе, и вследствие этого при установлении режима передачи электроэнергии не учитываются экономические требования.

При распределении нагрузок между электростанциями в отдельных энергосистемах часто не-

¹ И. В. Сталин, Соч., т. 9, стр. 194.

достаточно учитывается дополнительный расход электроэнергии на собственные нужды, дополнительные потери в электросетях и другие расходы.

Разработка наиболее экономичных режимов распределения нагрузок между электростанциями и между агрегатами на электростанциях даст возможность сократить эксплуатационные расходы и снизить себестоимость.

Ввод в действие оборудования высокого давления, рост теплофикации, внедрение автоматики и проводимые на электростанциях работы по реконструкции открывают широкие возможности к дальнейшему снижению удельных расходов топлива и расхода электроэнергии на собственные нужды. Эти возможности используются еще недостаточно, а практические результаты по снижению численности эксплуатационного персонала в результате внедрения автоматики и механизации трудоемких работ еще незначительны. Руководители предприятий и начальники цехов должны смелее и настойчивее снижать численность персонала путем расширения зон обслуживания за счет более полного использования внедренных средств автоматики и механизации.

На электростанциях и в сетях расходуются значительные средства на текущий ремонт оборудования. Уменьшение этих затрат может стать серьезным источником снижения себестоимости энергии. Перерасход по текущим ремонтам вызывается отсутствием должной экономии в расходовании материалов и рабочей силы, а также вследствие отнесения за счет текущего ремонта капитальных ремонтов. Директора и инженерно-технический персонал электростанций и сетей должны организовать и направить работу по снижению расходов на текущий ремонт и обеспечить контроль за правильным отнесением затрат. Опыт показывает, что те электростанции, на которых внедрен ежесуточный учет себестоимости, не имеют перерасходов по текущему ремонту. Необходимо шире внедрять суточный учет себестоимости на электростанциях.

В 1951 г. ряд энергосистем и электростанций допустил значительные непроизводительные затраты за счет больших штрафов за перепростой вагонов (электростанции Мосэнерго, Главуралэнерго, Главцентрэнерго) и оплаты других штрафов, пени и неустоек.

На увеличение коммерческой себестоимости энергии значительное влияние оказывает покупная электроэнергия, общая сумма удорожания по которой за счет изменения удельного веса в цене составила в прошлом году более 45 млн. руб.

Большое значение имеют правильное использование оборотных средств, ускорение их оборо-

чиваемости, строгое соблюдение расчетно-платежной дисциплины. Хозяйственник должен помнить, что использование оборотных средств не по назначению замедляет оборачиваемость средств в производстве, лишает маневренности в хозяйственной работе, а накопление излишних материальных ценностей и высокой дебиторской задолженности, кроме замедления оборачиваемости, может привести к удорожанию продукции.

Надо повести решительную борьбу с незаконным вложением оборотных средств в капитальные ремонты и неплановое капитальное строительство.

При определении размера оборотных средств государство исходит из необходимости покрытия минимальных производственных запасов сырья и других материальных ценностей, поэтому в деле правильного использования этих средств существенное значение имеет соблюдение установленных нормативов по запасам. Отчетные данные показывают, что на многих предприятиях не соблюдаются утвержденные нормы запасов, образуется «затоваривание» материальных ценностей и как следствие — замедление оборачиваемости.

Сверхнормативные запасы вспомогательных материалов и запасных частей имеются на многих предприятиях Мосэнерго, Главуралэнерго, Главюжэнерго, Главцентрэнерго. Несмотря на это, ряд предприятий еще продолжает заготовку материалов и запасных частей «про запас», на всякий случай, а реализация излишних материалов проводится крайне медленно.

Отвлечением средств является также и накопление высокой дебиторской задолженности, которая на ряде предприятий Главцентрэнерго, Главвостокэнерго и Мосэнерго увеличилась в 1951 г. по сравнению с 1950 г. Этот рост объясняется в основном слабой расчетной дисциплиной и ничем не может быть оправдан.

Руководители предприятий должны улучшать работу по взысканию дебиторской задолженности, ибо своевременная реализация долгов позволит наиболее целесообразно использовать средства для нужд собственного хозяйства.

К активному участию в выполнении мероприятий по снижению себестоимости энергии, внедрению хозяйственного расчета в цехах и укреплению финансовой дисциплины должны быть привлечены все рабочие, инженерно-технические работники и служащие предприятий. Должны быть разработаны конкретные мероприятия по снижению себестоимости, улучшению финансового хозяйства и организован контроль за их выполнением. Энергетики имеют все возможности успешно выполнить в 1952 г. плановое задание по снижению себестоимости.

□ □ □

Пуск прямоточного котлоагрегата высокого давления с шахтными мельницами

Инж. Б. Я. Директор, инж. В. В. Лунеев, инж. С. П. Цыганков и инж. Б. И. Шмуклер

В конце 1951 г. был введен в наладочную эксплуатацию головной прямоточный котлоагрегат типа 67СП-230/100 с топкой, работающей на пыли подмосковного угля¹.

Агрегат производительностью 230 т/час рассчитан на давление перегретого пара 100 атм, температуру перегретого пара 510°С, температуру питательной воды 215°С и оборудован четырьмя шахтными мельницами типа ШМ 1660/2004 завода «Комега», расположенными с фронта топочной камеры. Питатели сырого угля — скребковые.

Тяго-дутьевая установка состоит из двух дымососов типа Д-300/400 и двух дутьевых вентиляторов типа ВД-10-14-Н₄₀.

Конструктивные особенности котлоагрегата

Прямоточный котлоагрегат (рис. 1) имеет следующие основные особенности:

1. Водяной экономайзер выполнен из двух ступеней, а радиационный экономайзер значительно уменьшен, что способствует повышению надежности и устойчивости работы котлоагрегата. Недогрев воды для кипения на выходе из II ступени водяного экономайзера составляет ~ 45 ккал/кг ($t''_g = 300^\circ\text{C}$).

2. Нижняя радиационная часть образована двухзаходной навивкой витков, размещенных с наклоном на всех стенках топочной камеры, что обеспечивает хорошее опорожнение труб. Витки выполнены из труб трех диаметров: в холодной воронке 32×4 мм, в первой ленте топочной камеры 40×5 мм, в последующих лентах 51×5 мм. «Трехступенчатый» виток, уменьшая возможность появления пульсации потока и расслоения пароводяной смеси, позволяет (наряду с увеличением числа параллельно включенных витков) снизить гидравлическое сопротивление котла до $\Delta p_{a2} = 35$ ат за счет уменьшения потери напора в дроссельных шайбах до ~ 2 ат (при полной нагрузке). Расчетная сухость пара на выходе из нижней радиационной части составляет $X = 73\%$. Штыревые подвижные опоры витков на фронтальной и задней стенках уменьшают возможность выхода витков из плоскости лент.

3. Перед переходной зоной установлен сепаратор центробежно-плочного типа. Из сепаратора пар поступает в смеситель, откуда четырьмя трубами равномерно распределяется по длине вход-

ного коллектора переходной зоны. Влага, отделенная в сепараторе, поступает в раздающий коллектор и далее подводится отдельно в каждый виток переходной зоны. Схема допускает отключение устройства для раздачи влаги при сохранении распределенного подвода пароводяной смеси по длине входного коллектора переходной зоны. Расчетная температура перегрева на выходе из переходной зоны составляет $t''_{n,з} = 335^\circ\text{C}$.

4. Верхняя радиационная часть и потолочный экран разделены собирающими и раздающими коллекторами, что способствует уменьшению тепловой разверки витков.

Расчетные температуры пара на выходе из верхней радиационной части и потолочного экрана соответственно составляют $t''_{с,р,ч} = 355^\circ\text{C}$; $t''_{ром} = 450^\circ\text{C}$.

5. Существенно увеличена поверхность нагрева воздушных подогревателей I и II ступеней при сохранении их габаритов за счет применения труб диаметром $40 \times 1,5$ мм. Расчетная температура подогрева воздуха составляет $t_{2,в} = 390^\circ\text{C}$. Расчетная температура уходящих газов для полной нагрузки и $t_{n,в} = 215^\circ\text{C}$ составляет 165°C . Расчетный к. п. д. котла (брутто) для этих условий составляет 88,5%.

6. Применена система двух впрысков (до переходной зоны и за потолочным экраном).

7. Подвод вторичного воздуха осуществлен через эжекторные горелки ЦКТИ и два ряда сопел острого дутья, размещенных на задней стенке топочной камеры.

Эжекторные горелки (рис. 2), установленные в выходных амбразурах шахтных мельниц, служат для разворота аэропотока при его вводе в топочную камеру, что улучшает аэродинамику факела и повышает устойчивость горения.

Характеристика пусковых работ

Пусковые работы по котлоагрегату с момента парового опробования и до сдачи в наладочную эксплуатацию были проведены в короткий срок (20 дней). Быстрому вводу котлоагрегата в эксплуатацию способствовали тщательное проведение подготовительных работ, хорошее качество монтажа и практически полное его завершение к паровому опробованию котлоагрегата².

При монтаже не были соблюдены зазоры для теплового расширения труб радиационной части

¹ Котлоагрегат проектировало Бюро прямоточного котлостроения, и он был пущен силами БПК.

² Следующий котлоагрегат того же типа был введен в эксплуатацию в еще более короткий срок (за 9 дней).

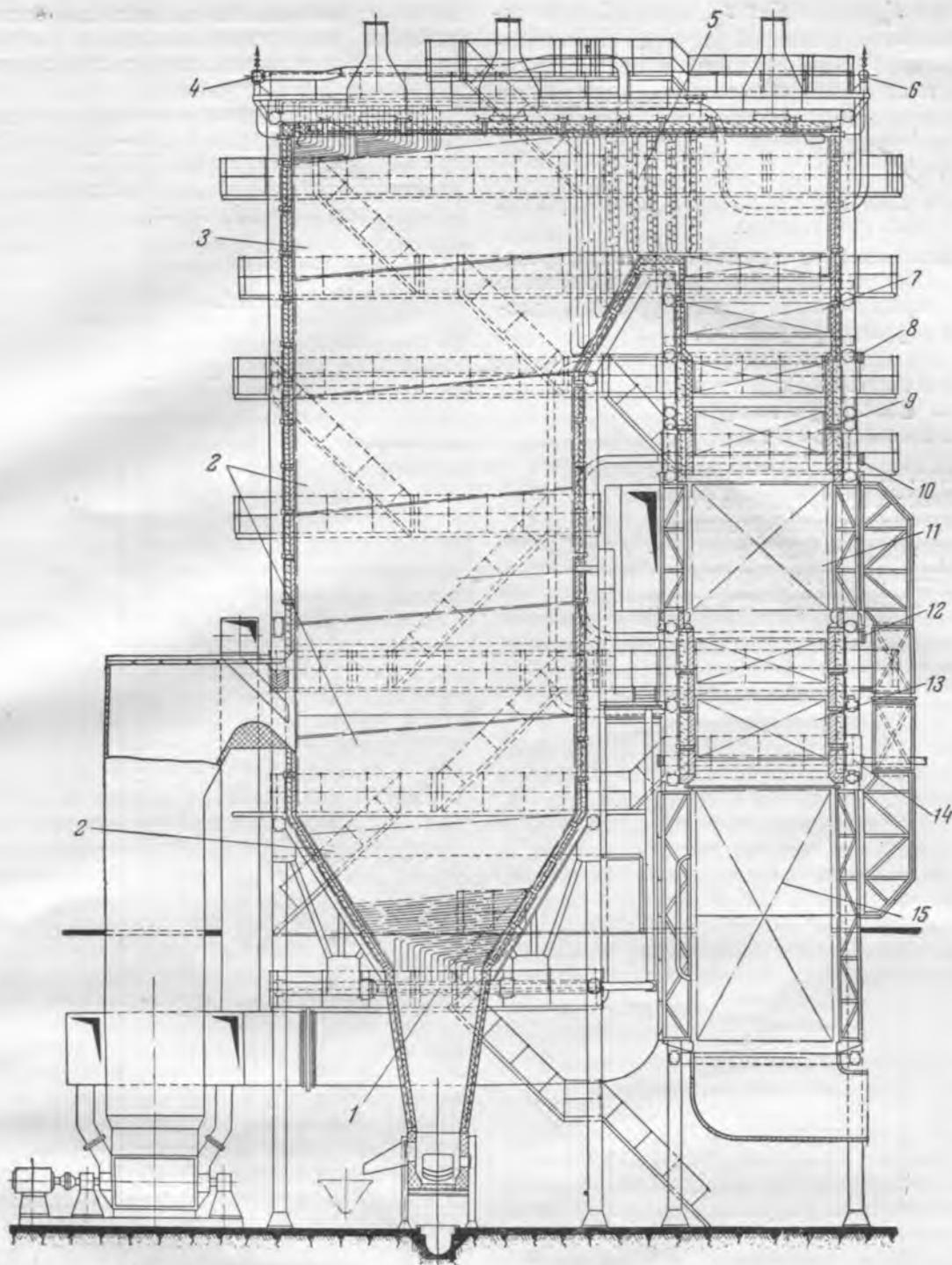


Рис. 1. Котлоагрегат 67СП-230/100.

1 — входная камера нижней радиационной части; 2 — нижняя радиационная часть; 3 — верхняя радиационная часть; 4 — выходная камера потолочного экрана; 5 — конвективный пароперегреватель; 6 — входная камера потолочного экрана; 7 — переходная зона; 8 — выходная камера водяного экономайзера II ступени; 9 — водяной экономайзер II ступени; 10 — входная камера водяного экономайзера II ступени; 11 — воздухоподогреватель II ступени; 12 — выходная камера водяного экономайзера I ступени; 13 — водяной экономайзер I ступени; 14 — входная камера водяного экономайзера I ступени; 15 — воздухоподогреватель I ступени.

и не была обеспечена свобода перемещений труб потолочного экрана в их креплениях; хомутовые стяжки перегревателей и подвесных труб были установлены неплотно, плотность газо-воздушного тракта была недостаточна, размещение дренажной арматуры и воздушников — неудобное. При проектировании была недостаточно разработана схема обеспечения котлоагрегата конденсатом для растопки и промывки; не предусмотрена возможность размещения узла арматуры

впрыска под тепловым щитом котла; не было командного аппарата котел—турбина и дистанционного привода с пульта теплового щита к вентилям редукционной установки и пр. Основная часть этих дефектов, выявленных в процессе монтажа и пусковой приемки, была устранена до пуска котлоагрегата.

Комплексное опробование котлоагрегата показало высокую устойчивость его работы. Опробование производилось при нагрузке 185 ± 190 т/час,

$p_{ne}^* = 100 \text{ ат}$ $t_{ne}^* = 510^\circ \text{С}$ и $t_{n.s} = 100^\circ \text{С}$ при работе котлоагрегата в сеть 63 ат через редукционную установку. Таким образом, в пересчете на расчетную температуру питательной воды ($t_{n.s} = 215^\circ \text{С}$) опробование котлоагрегата было произведено при максимальной расчетной нагрузке ($\sim 230 \text{ т/час}$).

Вспомогательное оборудование котлоагрегата работало удовлетворительно.

После комплексного опробования котлоагрегата было произведено опробование блока высокого давления (прямоточный котел—турбина), давшее также хорошие результаты.

Предварительные результаты эксплуатации котлоагрегата

За 3 мес. наладочной эксплуатации котлоагрегат проработал суммарно 1910 час. с коэффициентом рабочего времени $\sim 0,875$ и максимальной длительностью кампании 310 час. Длительность кампании

котла ограничивалась выявлением большого количества дефектных заводских сварок труб (в основном в контактных стыках сварки водяного экономайзера I и II ступеней).

В период наладочной эксплуатации котлоагрегат работал с нагрузкой $180\text{—}190 \text{ т/час}$ при питании водой с температурой 100°С , что в пересчете на проектную температуру питательной воды соответствует $220\text{—}230 \text{ т/час}$.

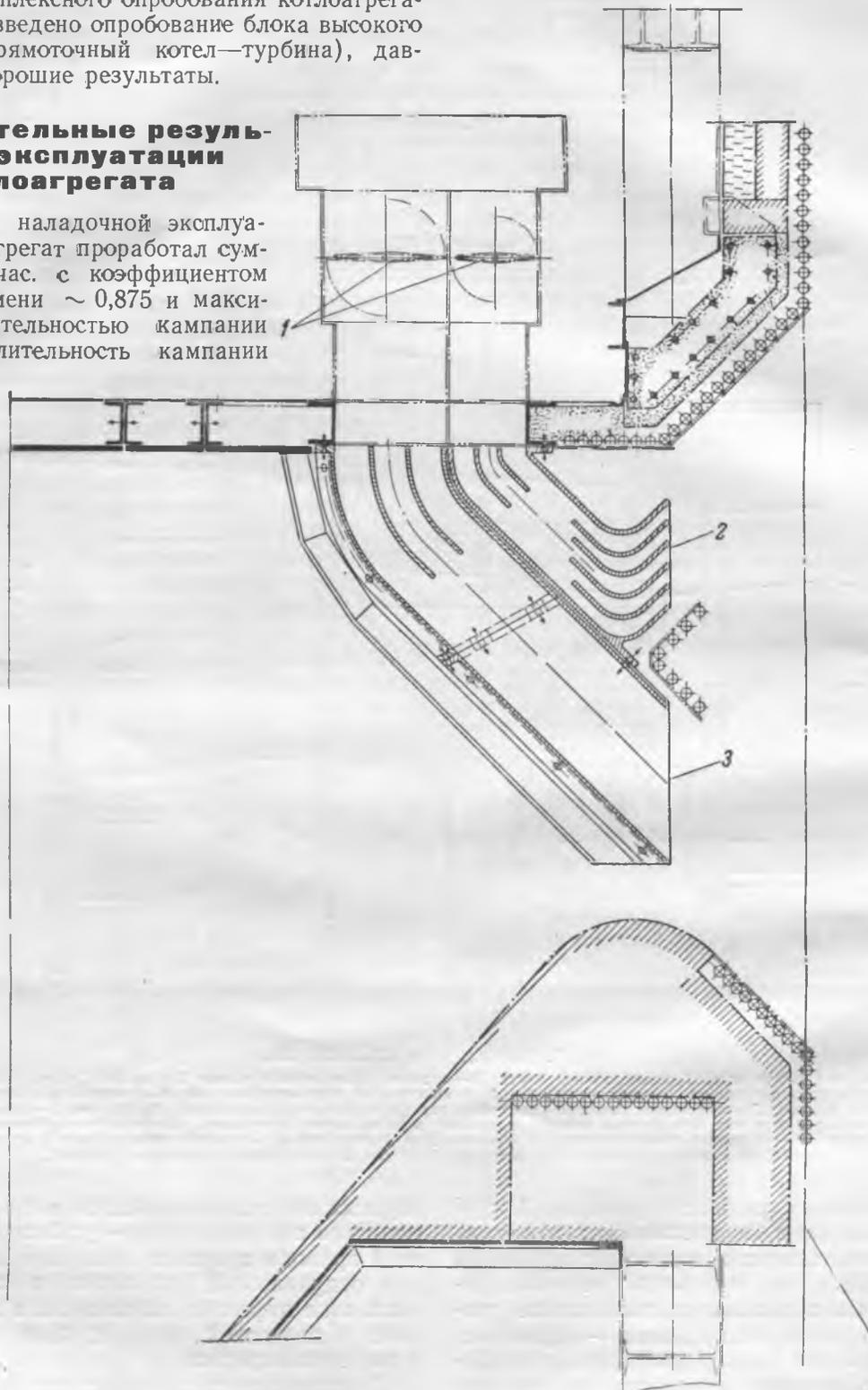


Рис. 2. Эжекторная горелка ЦКТИ.

1—регулирующие заслонки; 2—верхнее сопло эжекторной горелки; 3—нижнее сопло эжекторной горелки.

Указанная нагрузка, являющаяся по топке максимальной, с запасом обеспечивается вспомогательным оборудованием котлоагрегата.

Работа топки

Работа топки отличается высокой устойчивостью горения. Воспламенение пыли происходит в непосредственной близости от амбразур; пульсация факела практически отсутствует. Ядро горения размещается на уровне амбразур, и его температура достигает $1\,280\text{--}1\,300^\circ\text{C}$. Заполнение топочного объема факелом достаточно удовлетворительное.

Наряду с этим выявилась невозможность использования нижнего ручья эжекторной горелки. При подводе вторичного воздуха на нижний ручей горелки наблюдались значительная посадка факела, сепарация несгоревшей пыли и шлакование нижней части холодной воронки. Содержание горючих в очаговых остатках достигало $20\text{--}30\%$.

Принятая временная схема работы с подачей вторичного воздуха только на верхний ручей эжекторной горелки и сопла острого дутья дала в целом удовлетворительные результаты. Содержание горючих в очаговых остатках составляло $3\text{--}4\%$ и в уносе $1,5\text{--}2\%$.

Однако невозможность подачи вторичного воздуха на нижний ручей горелки затруднила организацию процесса горения с нормальными избытками воздуха при максимальной нагрузке топки, вследствие чего наблюдалось шлакование фестоновых труб. В период наладки³ было произведено уменьшение отклонения от горизонта нижнего ручья горелки. Это обеспечило возможность подачи воздуха на нижний ручей и тем самым практически бесшлаковочную работу топки на максимальной нагрузке при четырех включенных мельницах. Наблюдающийся занос шлаком фестоновых труб не носит режимного характера и легко устраним за счет введения нормального режима обдувки.

Для обеспечения бесшлаковочной работы топки с максимальной нагрузкой на трех мельницах необходимо проведение реконструктивных мероприятий небольшого объема по подводу вторичного воздуха. На следующем таком же котлоагрегате данной грэс эти мероприятия уже выполнены и дали благоприятный результат.

Режим растопки

В начальный период растопки включается $6\text{--}8$ мазутных форсунок. При температуре воздуха за II ступенью воздушного подогревателя $t_{2,6} = 140\text{--}150^\circ\text{C}$ включается одна шахтная мельница.

Длительность растопки, считая от момента розжига форсунок и до получения нормальных параметров пара, составляет $45\text{--}50$ мин.

Особое внимание в процессе растопки следует уделять правильному выбору момента включения второй шахтной мельницы, поскольку включение ее связано с относительно резким увеличением подачи пыли в топку и паропроизводительности котлоагрегата (явления выброса), что может при-

³ Первичная наладка шахтно-мельничной топки в пусковой период проводилась совместно БПК и ВТИ.

вести к резкому снижению температур пара и значительному росту его давления. Поэтому вторую мельницу нужно включать при выдаче котлом насыщенного пара, перед началом его перегрева.

Опыт показал, что растопка прямооточного котла с шахтными мельницами не сложнее растопки прямооточного котла, оборудованного системой пылеприготовления с промежуточным бункером.

Для растопки котлоагрегата необходим запас конденсата в количестве ~ 140 т; потери его во время одной растопки составляют $35\text{--}40$ т.

Тепловая разверка

Измерения показали, что тепловая разверка по виткам отдельных поверхностей нагрева не выходит за допустимые пределы.

Распределенный подвод пара во входной коллектор переходной зоны обеспечивает при отключенном устройстве для раздачи влаги хорошую раздачу пароводяной смеси по виткам. Перегрева пара в витках первого пакета переходной зоны не наблюдается. Опробование устройства для раздачи влаги представляет интерес применительно к условиям работы прямооточных котлов по сепараторной схеме и должно быть произведено при испытании котлоагрегата.

Разверка по виткам конвективного перегревателя составляет $\pm 15\text{--}20^\circ\text{C}$. Несколько велика тепловая разверка по виткам потолочного экрана. Температура отдельных витков превышает среднюю за пакетом температуру на $\sim 40^\circ\text{C}$. Однако с учетом того, что средняя температура пара за потолочным экраном не превышает 480°C , а нормально поддерживается в пределах $440\text{--}450^\circ\text{C}$, мероприятия по уменьшению тепловой разверки витков потолочного экрана не являются необходимыми (материал труб потолочного экрана — сталь 15ХМ).

Сочетание прямооточного котла с шахтными мельницами

Опыт ввода в эксплуатацию котлоагрегата типа 67СП-230/100 приводит к выводу, что шахтные мельницы ровнее порционируют подачу пыли в топку, чем питатели пыли, обычно применяемые в системах пылеприготовления с промежуточным бункером. Это положение резко увеличивает устойчивость работы котлоагрегата в части поддержания постоянных параметров выдаваемого пара и обеспечивает минимальные колебания температур пара за поверхностями нагрева, предвключенными конвективному перегревателю. Последнее существенно упрощает процесс регулирования.

Ликвидация аварийных положений, связанных с выходом из строя отдельных мельничных агрегатов, несмотря на большую величину возмущения режима, чем при выпадении отдельных питателей пыли в системах пылеприготовления с промежуточным бункером, не вызывает затруднений. При правильном проведении соответствующих операций, для чего достаточны минимальные практические навыки, колебания температуры пе-

перегретого пара в этих случаях не превышают $+5$ (10)°С. Это определяется тем, что при выпадении из работы мельничного агрегата представляется возможным относительно точно определить величину потребного сброса нагрузки котлоагрегата, так как уменьшение тепловыделения в топке составляет вполне определенную величину.

В установках с промежуточным пылевым бункером при отключении питателя пыли получается меньшая величина возмущения режима, но количественная оценка ее затруднена, что усложняет регулирование параметров пара. При наличии резерва по мельницам для восстановления нагрузки котла затрачивается не более $3 \div 5$ мин.

Вопросы регулирования

Регулирование температуры перегретого пара (t_{ne}) ведется вручную изменением подачи воды в котел и двумя впрысками.

Регулирование «водой» служит для поддержания в возможных пределах соответствия между подачей воды в котел и подачей топлива и для обеспечения нормальных средних значений величин впрысков. Благодаря равномерной подаче пыли в топку шахтными мельницами необходимость в основной регулировке «водой» минимальна.

Регулирование «водой» ведется по перепаду температур в импульсной трубке $\Delta t_{u,m}$, который следует поддерживать постоянным, и газовым температурам за конвективным пароперегревателем (T_{ne}). Корректировка средней величины подачи воды в котел ведется по температурам пара за переходной зоной и верхней радиационной частью.

Основное регулирование «топливом», применяемое на прямоточных котлоагрегатах, оборудованных системами пылеприготовления с промежуточным бункером, для данной установки неприменимо ввиду большой инерции процесса регулирования производительности мельниц. Изменение подачи топлива, синхронно с изменением подачи воды, производится только при изменении средней величины нагрузки котлоагрегата. Для подрегулировки температуры пара используются два впрыска.

Основным назначением первого впрыска, включенного в паропровод перед переходной зоной, является поддержание постоянной температуры пара за переходной зоной. Этот впрыск корректирует погрешность основного регулирования, ведущегося «водой». Впрыск перед переходной зоной позволяет уменьшить среднюю величину впрыска за потолочным экраном, что приводит к снижению средней температуры пара на выходе из потолочного экрана и увеличивает запас на тепловую разверку. Кроме того, впрыск перед переходной зоной фиксирует положение конца испарительной части котла, что уменьшает вымывание солей из переходной зоны.

Изменение величины впрыска перед переходной зоной следует вести для уменьшения инерции процесса регулирования по температуре пара за переходной зоной $t_{n,z}$. В настоящее время ввиду

того что при питании котла водой с температурой 100°С переходная зона выдает насыщенный пар, регулировка первого впрыска ведется в основном по температуре пара за верхней радиационной частью $t_{в.р.ч}$. Тонкая подрегулировка температуры перегретого пара t_{ne} производится вторым впрыском, включенным в паропровод за потолочным экраном. Изменение величины впрыска ведется по температуре пара перед конвективным пароперегревателем (за вводом впрыска). В процессе регулирования эту температуру поддерживают постоянной практически безинерционно, так как период между моментом изменения величины впрыска и изменением температуры пара за впрыском составляет всего $3 \div 5$ сек. Потребные величины изменения второго впрыска в процессе регулирования минимальны ввиду высокой устойчивости работы топки, применения основной регулировки «водой» и подрегулировки первым впрыском. Два впрыска существенно повышают надежность работы котлоагрегата, обеспечивая устойчивые температуры по пароводяному тракту, т. е. фиксацию отдельных поверхностей нагрева.

Безинерционность процесса регулирования вторым впрыском позволяет поддерживать t_n практически постоянной ($510 \pm 2 \div 3$)°С.

Подрегулировка давления перегретого пара p_{ne} в нормальных условиях не ведется. При работе на турбину высокого давления необходимость в подрегулировке p_{ne} возникает лишь в том случае, если турбина изменяет нагрузку.

Опыт эксплуатации прямоточных котлоагрегатов высокого давления позволяет сделать вывод о необходимости дистанционного управления щита котла редуцированной установкой и двухсторонней связи котел—турбина (командного аппарата). Эти требования не учитываются в проектах ТЭП, что приводит к необходимости их реализации впоследствии при монтаже. Между тем для поддержания в заданных пределах t_{ne} в аварийных случаях, связанных с отключением отдельных элементов вспомогательного оборудования, необходимо немедленно привести выдачу пара из котла (D_k) в соответствие с новым (пониженным) тепловыделением в топке. В противном случае вследствие снижения давления выдача пара из котла в течение некоторого периода, определяемого его водяной емкостью, практически сохраняется на прежнем уровне, соответствующем нагрузке потребителя. При этом неизбежно значительное снижение температуры перегретого пара.

В том случае, если параллельно с уменьшением тепловыделения уменьшают нагрузку потребителя, исходя из необходимости поддержания постоянного давления за котлоагрегатом, выдача пара снижается соответственно тепловыделению, а температура перегретого пара сохраняется на заданном уровне.

Таким образом, при вынужденных изменениях нагрузки средства связи с турбиной высокого давления и ключи дистанционного управления редуцированной установкой на щите прямоточного

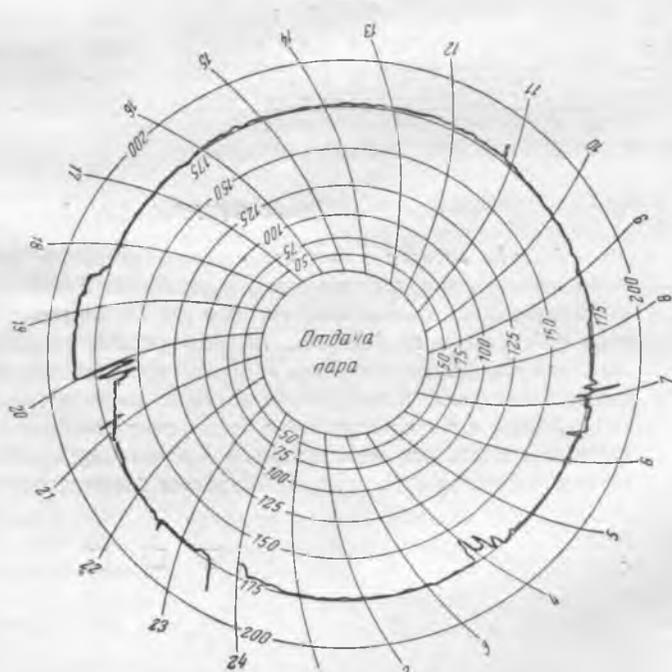
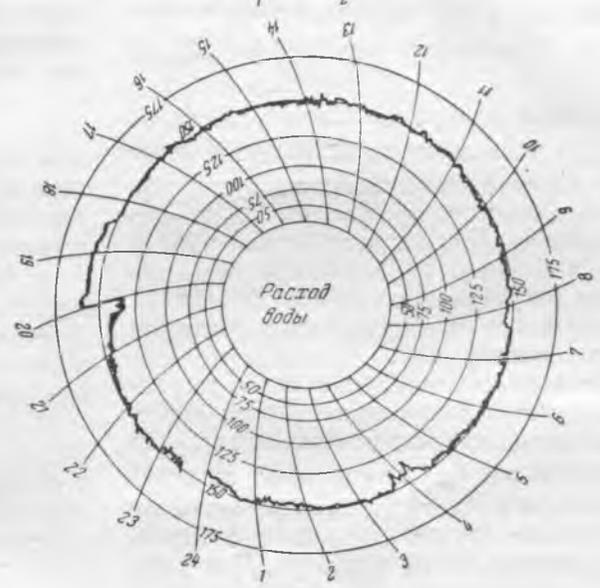
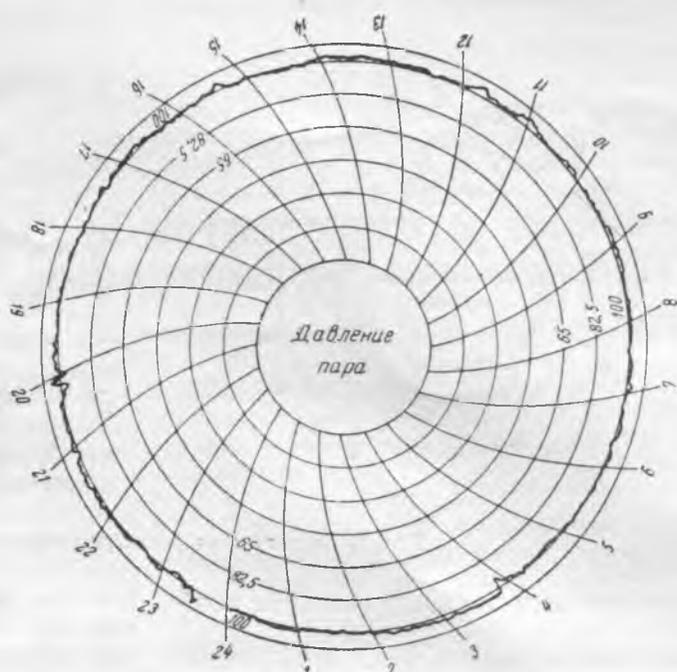
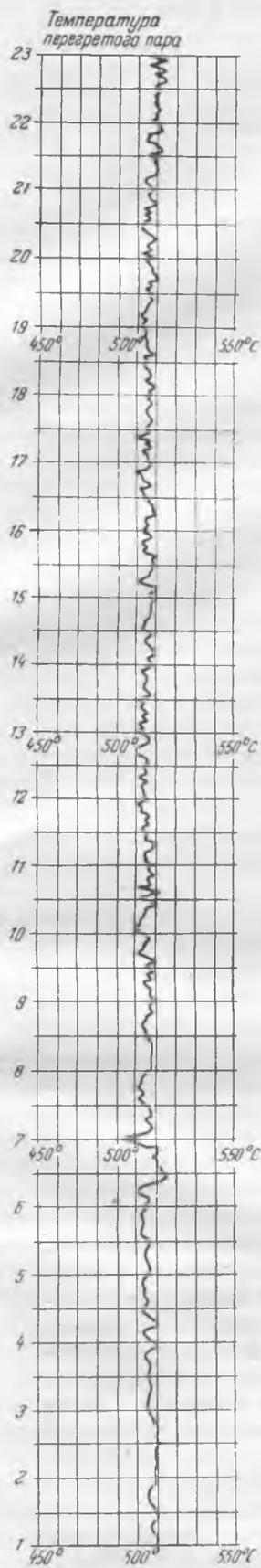


Рис. 3. Картограммы регистрирующих приборов.

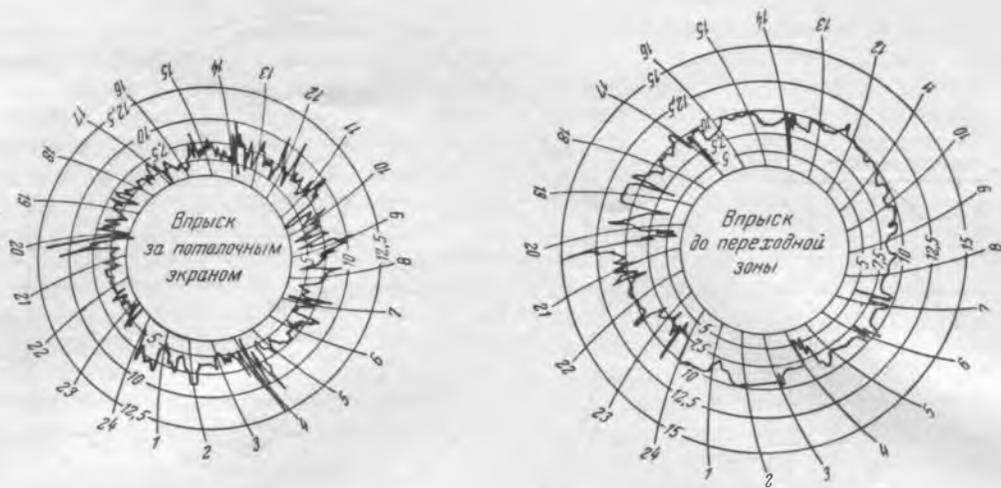


Рис. 3. Картограммы регистрирующих приборов.

котлоагрегата высокого давления являются необходимыми.

Изменение подачи воды в котел в аварийных случаях ведется как и при нормальном регулировании по $\Delta t_{u,m}$, T_{ne} с корректировкой по $t''_{п.з}$ и $t''_{в.р.ч}$.

Изменение выдачи пара из котла ведется по p_{ne} и D_k либо за счет прикрытия редукционного вентиля, либо за счет уменьшения нагрузки турбины высокого давления, производимого по сигналу со щита котла. Для характеристики работы котлоагрегата в блоке с турбиной при применении этой схемы регулирования на рис. 3 (стр. 11 и 12) показаны типовые картограммы регистраторов данного котлоагрегата.

Имеющийся в настоящее время опыт регулирования параметров пара на прямоточных котлоагрегатах высокого давления показывает, что методы регулирования t_{ne} не должны зависеть от схемы включения котлоагрегата в стационарные паровые магистрали (емкая сеть, блок с турбиной, параллельная работа на турбину). Для регулирования t_{ne} нужно использовать в качестве «основного» регулирование «водой» или «топливом», а для подрегулировки впрыск (желательно два). При нормальных эксплуатационных режи-

мах нет необходимости в подрегулировке давления пара за счет изменения нагрузки турбины или пропуска пара через редукционную установку. Необходимость в такой подрегулировке появляется лишь в аварийных случаях при резких вынужденных изменениях нагрузки котла.

Выводы

1. Прямоточный котлоагрегат типа 67СП-230/100 уже в первый период наладочной эксплуатации работал надежно и устойчиво.

2. Обычно применяемая на прямоточных котлах Рамзина схема регулирования параметров пара дала хорошие результаты. Дополнительное улучшение регулирования дало включение впрыска перед переходной зоной.

3. Работа топки с шахтными мельницами отличается равномерностью тепловыделения. При отключении мельницы регулирование параметров пара не затруднено благодаря однозначности изменения тепловыделения.

4. Для прямоточных котлоагрегатов, работающих на бурых углях, целесообразно устанавливать шахтные мельницы вместо обычно применяемых систем пылеприготовления с промежуточным бункером.

ОТ РЕДАКЦИИ

Выводы авторов о том, что шахтные мельницы лучше сочетаются с прямоточными котлами, чем системы пылеприготовления с промежуточным бункером, а также о преимуществах примененной системы регулирования с двумя впрысками и с изменением отдачи пара турбине при каждом резком изменении тепловыделения в топке являются дискуссионными. Они основаны пока на относительно небольшом эксплуатационном материале и требуют дальнейшего изучения.

Вместе с тем освещенный в статье опыт освоения головного прямоточного котлоагрегата с шахтными мельницами, в короткий срок ставшего надежно работающим эксплуатационным агрегатом, представляет большой интерес.



Повышение экономичности котлоагрегата 160/200 т/час путем установки воздухоподогревателя ВТИ

Инж. Б. П. Алексеев, инж. Н. И. Жирнов и инж. В. Е. Семериков

Секционный котел ЛМЗ производительностью 160/200 т/час на параметры пара 34 ата и 425° С, работающий на подмосковном угле, имел четырехходовой пластинчатый воздухоподогреватель поверхностью нагрева 8 896 м². Общая его высота 11 м. Ширина газовых щелей 27 мм, воздушных 18 мм.

Перед воздухоподогревателем установлен водяной экономайзер с поверхностью нагрева 1 014 м² и трубами диаметром 51 × 3,25 мм; расположение труб — шахматное.

В первые годы эксплуатации котла при плотном воздухоподогревателе избыток воздуха в уходящих газах был равен 1,6 ÷ 1,5, а температура уходящих газов 235 ÷ 250° С.

С течением времени нижние кубы воздухоподогревателя корродировали и становились неплотными. Избыток воздуха в уходящих газах постепенно увеличивался и к моменту реконструкции котла в 1951 г. достиг 2,3 ÷ 2,5.

Температура уходящих газов соответственно постепенно снижалась и достигала 180 ÷ 170° С, как это видно на рис. 1. Температура газов перед воздухоподогревателем у данного котла и еще двух установленных на данной грэс таких же котлов примерно одинакова и составляет при нагрузке 160 т/час около 420° С, а при нагрузке 180 т/час — 440° С.

Температура горячего воздуха на выходе из воздухоподогревателя до реконструкции котла колебалась в пределах 260 ÷ 320° С.

В котле с изношенным воздухоподогревателем вследствие большой перетечки воздуха в газы сопротивление газового тракта возросло настолько, что нагрузка котла снизилась до 150—160 т/час. Дальнейшая эксплуатация котла без замены воздухоподогревателя стала невозможной. Простая замена пластинчатого воздухоподогревателя новым трубчатый из труб диаметром 51 × 1,5 мм заводской конструкции при сравнительно большой затрате средств могла

лишь восстановить плотность его и позволила бы поднять нагрузку котла до первоначальной величины. Однако температура уходящих газов при такой реконструкции снова поднялась бы и к. п. д. котла не повысился бы.

Поэтому грэс по предложению Котельной лаборатории ВТИ установила вместо изношенного пластинчатого воздухоподогревателя малогабаритный воздухоподогреватель ВТИ, две ступени которого имеют высоту вместо 11 лишь 5,7 м. На освобожденном месте в конвективной шахте, в «рассечку» между двумя ступенями воздухоподогревателя, был установлен дополнительный водяной экономайзер. Такая реконструкция была произведена в период капитального ремонта и заняла 45 дней.

На рис. 2 показана хвостовая часть котла до и после реконструкции. Водяной экономайзер, существовавший на котле до реконструкции, был оставлен без изменения и работает сейчас как вторая ступень. За ним размещаются две ступени нового воздухоподогревателя и в «рассечке» между ними — дополнительная ступень водяного экономайзера.

Обе ступени воздухоподогревателя состоят из труб диаметром 40 × 1,5 мм с шагами $S_1 = 54$ мм и $S_2 = 42$ мм. Нижняя ступень имеет высоту 2,5 м и поверхность нагрева 2 785 м²; сечение для прохода газов 10,3 м², а для прохода воздуха 6,9 м². Верхняя ступень имеет соответственно высоту 3,2 м и поверхность нагрева 4 320 м², проходные сечения для газов 12,5 м² и для воздуха 8,8 м².

Поверхность нагрева нового экономайзера (первая ступень) равна 1 715 м², диаметр труб 38 × 3 мм и шаги $S_1 = 92$ мм и $S_2 = 75$ мм; сечения для прохода газов 19,3 м² и для прохода воды 0,0963 м².

Особенностью нового воздухоподогревателя является тесное расположение труб, уменьшенный их диаметр и двухпоточная компоновка с движением воздуха двумя потоками через две широкие стороны конвективной шахты котла. В связи с этим перепускные воздушные короба располагаются по обеим широким сторонам конвективной шахты, вблизи обшивки водяного экономайзера. Это сильно затрудняет доступ к змеевикам экономайзера при ремонтах, а также приводит к неудачному расположению лазов. При установке подобных воздухоподогревателей необходимо обеспечивать более свободный доступ к экономайзеру.

После реконструкции котла подогрев воздуха сохранился на прежнем уровне, а температура

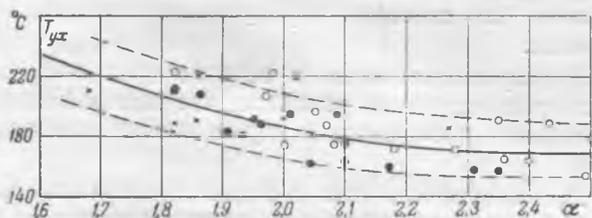


Рис. 1. Температура уходящих газов до реконструкции в зависимости от избытка воздуха.

○ — $D = 150 \pm 5$ т/час; ● — $D = 160 \pm 5$ т/час;
× — $D = 170 \pm 5$ т/час.

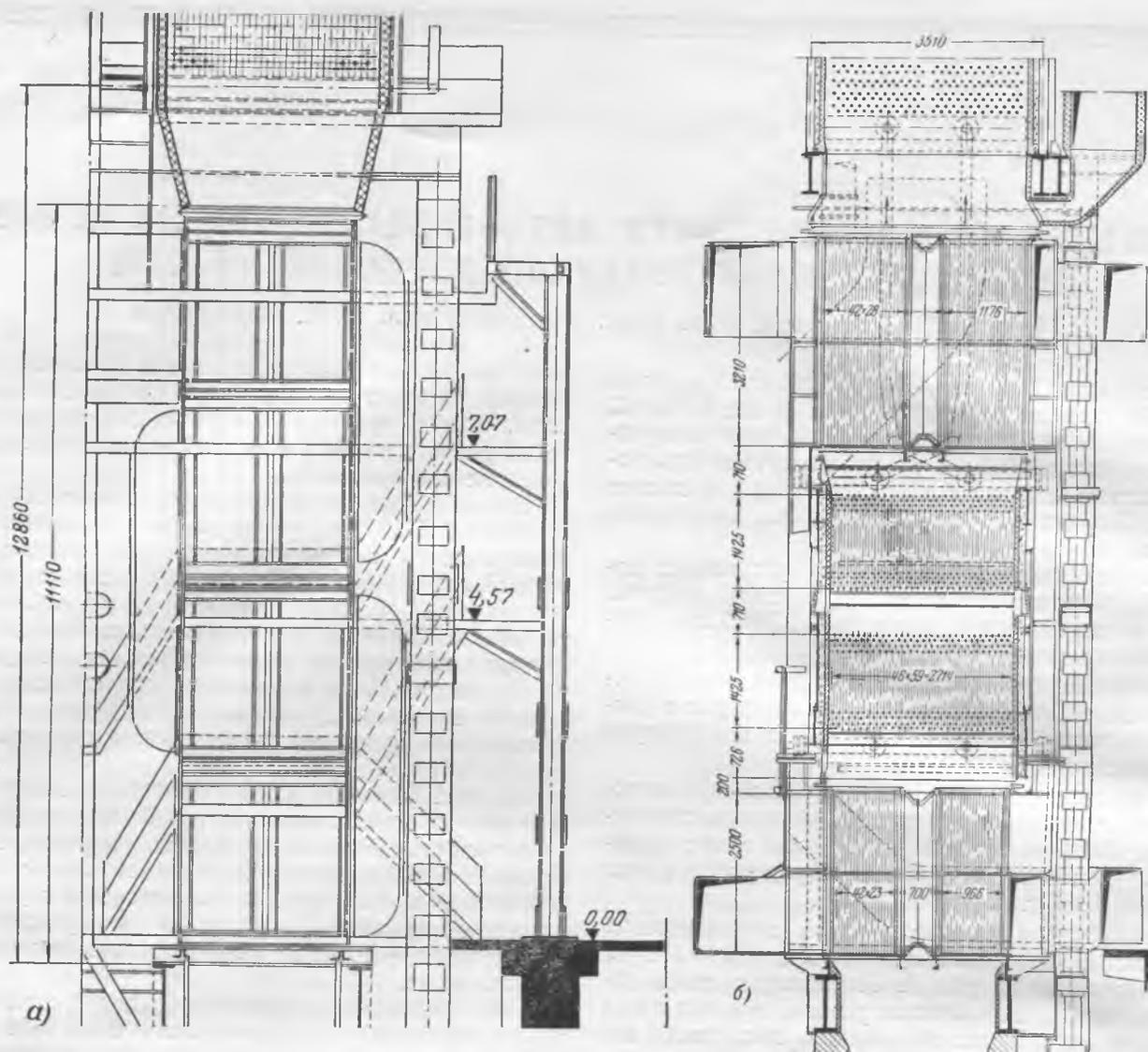


Рис. 2. Хвостовая часть котла до реконструкции (а) и после реконструкции (б).

уходящих газов снизилась на 60°C , как это видно из кривых рис. 3, построенных по опытным данным. Потери тепла с уходящими газами снизились в среднем на 4,4%, а к. п. д. котельного агрегата увеличился с 84,3 до 88,7%.

Средняя экономия натурального топлива составляет $\Delta B = 2,25 \text{ т/час}$, чему соответствует годовая экономия на топливе около 1,5 млн. руб.

Стоимость реконструкции, связанная с заменой воздухоподогревателя и установкой дополнительного водяного экономайзера, составившая около 1,7 млн. руб., окупается экономией топлива в срок немногим более одного года. Действительная окупаемость произойдет значительно быстрее, так как в данном случае воздухоподогреватель был сильно изношен и независимо от любой реконструкции требовалась его замена. Следовательно, полученная экономия топлива должна была оправдать лишь разницу в затратах на реконструкцию хвостовой части котла по системе ВТИ и при простой замене изношенного воздухоподогревателя новым. При учете только разницы в затратах реконструкция окупается в течение полугода.

Газовые сопротивления котельного агрегата, несмотря на то, что в поворотной камере был установлен при реконструкции жалюзийный золоуловитель ВТИ, получились, как это видно на рис. 4, меньше, чем до реконструкции. Это объясняется уменьшением присосов, выбором умеренных скоростей газа в новых поверхностях нагрева, снижением температуры уходящих газов и соответственным снижением скоростей в газоходах за воздухоподогревателем.

Сопротивление воздухоподогревателя с воздушной стороны (рис. 5) оказалось довольно высоким, особенно во второй ступени. Оно может быть частично снижено путем изменения конфигурации и сечения перепускных воздушных коробов.

Эксплуатация котла в течение трех месяцев после реконструкции показала, что золовой износ хвостовых поверхностей практически отсутствует.

При отсутствии течи в водяном экономайзере не наблюдается забивания и загрязнения труб воздухоподогревателя золой. В случае течи водяного экономайзера кубы, расположенные в зоне влияния течи, забиваются золой и требуют спе-



Рис. 3. Сравнение температур уходящих газов.
1 — до реконструкции; 2 — после реконструкции.

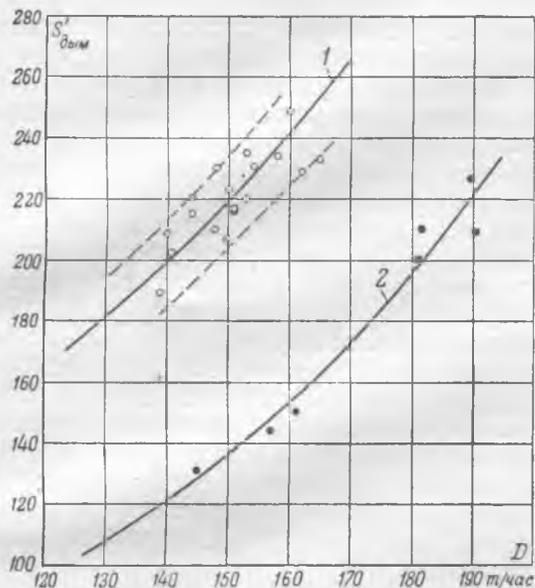


Рис. 4. Разрезание перед дымососами.
1 — до реконструкции; 2 — после реконструкции.

циальной очистки. Очистка воздухоподогревателя ВТИ занимает больше времени вследствие большего числа труб по сравнению с обычным воздухоподогревателем. Очистка труб при таком забивании их золой производится водой с помощью шлангов со стальными наконечниками. Загрязнение труб водяного экономайзера также невелико.

Эффективность работы вновь установленных поверхностей нагрева и снижение температуры уходящих газов могли быть увеличены за счет увеличения загрузки экономайзера водой, а воздухоподогревателя — воздухом.

ОТ РЕДАКЦИИ

Утверждение авторов о том, что при отсутствии течи в водяном экономайзере не наблюдается забивание золой труб уменьшенного диаметра воздухоподогревателей ВТИ требует более длительной эксплуатационной проверки.

□ □ □

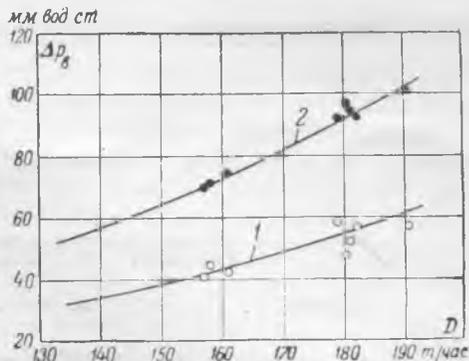


Рис. 5. Сопротивление воздухоподогревателя с воздушной стороны.
1 — I ступень; 2 — II ступень.

На котле установлен поверхностный регулятор перегрева, пар в котором охлаждается питательной водой, сбрасываемой затем непосредственно в барабан котла. Расход воды через пароохладитель достигает 40—45% от всего количества питательной воды, что и приводит к некоторому снижению эффективности использования водяного экономайзера.

Коэффициент загрузки воздухоподогревателя невысок и составляет $a_{вп} = 0,6 \div 0,9$. Повышение его загрузки возможно за счет устранения присадки холодного воздуха на всас мельничного вентилятора и снижения присосов в сушильно-мельничной системе и нижней части топки.

Выводы

Замена изношенного воздухоподогревателя малогабаритным воздухоподогревателем ВТИ с установкой дополнительного водяного экономайзера на секционном котле ЛМЗ 160/200 привела к снижению температуры уходящих газов на 60°C и соответствующих потерь тепла на 4,4%.

Реконструкция дала экономию 15 750 т подмосковного угля в год и позволила повысить среднюю рабочую нагрузку со 160 до 180 т/час.

Все хвостовые поверхности нагрева достаточно хорошо защищены от истирания летучей золой благодаря уменьшению скоростей газов и установке встроенного жалюзийного золоуловителя; вместе с тем забивания их золой не обнаружено.

Испытание энергопоезда М-2,5

Инж. П. С. Кибрик, инж. М. И. Минская и инж. Ф. П. Януевич

Котельная энергопоезда типа М-2,5 состоит из двух агрегатов, смонтированных на открытых железнодорожных платформах, установленных в тепляке.

Каждый котлоагрегат состоит из механической топки, двухбарабанного вертикально-водотрубного котла с перегревателем и гладкотрубного стального водяного экономайзера (рис. 1). Топка объемом 11 м³ оборудована беспровальной цепной решеткой длиной (эффективной) 3,5 м и шириной 1,5 м с четырьмя дутьевыми зонами. Привод решетки осуществляется от короткозамкнутого электродвигателя мощностью 1,1 квт через червячный редуктор и коробку с шестью ступенями скорости (от 5 до 12 м/час). Решетка оборудована воздушным дутьем, осуществляемым от вентилятора производительностью 11 800 м³/час и со статическим напором 50 мм вод. ст.

Топка была рассчитана на использование высококачественного каменного угля, но в соответствии с местными условиями должна была быть приспособлена к сжиганию кускового торфа. В этой связи были произведены следующие переделки:

а) в задней части решетки был установлен кирпичный свод, доходящий до первого ряда кипятильных труб;

б) в «нулевую» зону подведено дутье;

в) взамен серповидного шлакоснимателя под

сводом был установлен качающийся бимсовый затвор; впоследствии кирпичный свод был укорочен до размеров, указанных на рис. 1, а бимсовый затвор видоизмененной конструкции сохранен.

Рабочее давление пара в котле 27,6 атм; поверхность нагрева собственно котла 139 м², экранов 35,5 м²; максимальная расчетная паропроизводительность 7,6 т/час; расчетная температура перегретого пара 365°С; поверхность нагрева пароперегревателя 14 м²; диаметр труб 38 × 4 мм.

Водяной экономайзер — неотключаемого типа, имеет поверхность нагрева 113 м² и рассчитан для подогрева питательной воды с 71 до 187°С.

Тяга осуществляется дымососом производительностью 21 200 м³/час, напором 134 мм вод. ст. Газы удаляются в дымовую трубу высотой 8 м.

Обдувка котлоагрегата производится перегретым паром давлением 27 атм через 5 стационарных аппаратов.

Пар из котельной направляется по одиному паропроводу к конденсационной бесподвальной одноцилиндровой турбине 2 500 квт, 6 000 об/мин, соединенной посредством редуктора с генератором трехфазного тока (напряжение 6,3 кв, 1 500 об/мин). Давление пара перед стопорным клапаном турбины 27 ат. Температура перегретого пара 350°С. Конденсатор турбины трубчатый с поверхностью охлаждения 136,7 м².

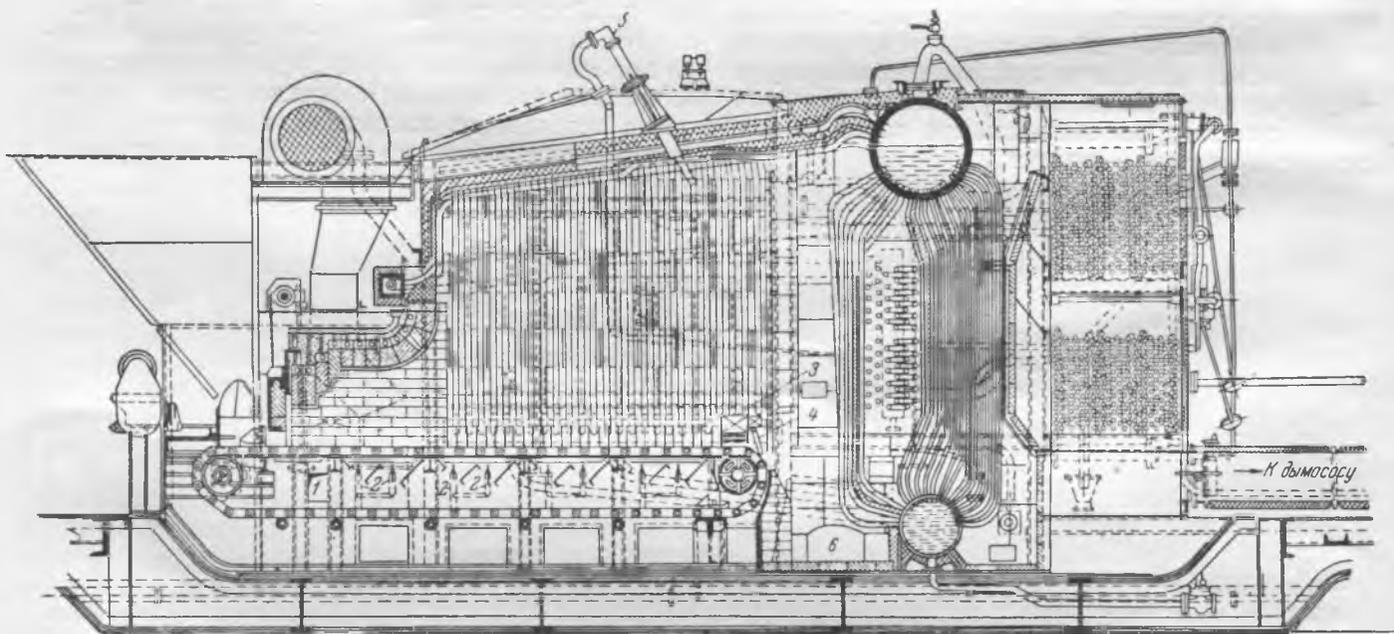


Рис. 1. Котлоагрегат энергопоезда М-2,5.

1—канал для двустороннего подвода воздуха под решетку; 2—зонные воздушные шибры; 3—кирпичный арочный свод для подпора торфа на решетке; 4—пустотелый стальной качающийся шибер, охлаждаемый водой; 5—обдувочный аппарат с пятью соплами для обдувки кипятильного пучка; 6—дверца для удаления шлака.

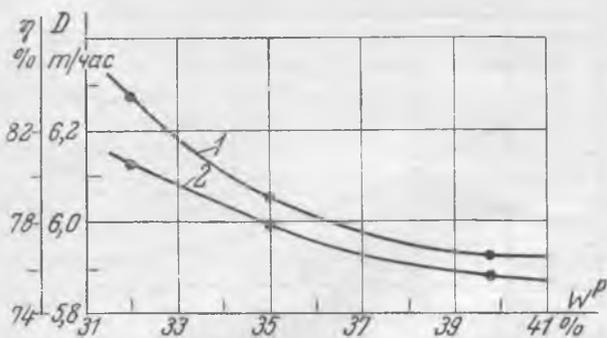


Рис. 2. Зависимость производительности и к. п. д. котла от влажности торфа.
1—производительность; 2—к. п. д.

Циркуляционный насос двустороннего всасывания, производительностью $639 \text{ м}^3/\text{час}$ и полным напором 18 м вод. ст. Конденсатный насос центробежного типа, вертикальный, с приводом от редуктора турбины, производительностью $15,6 \text{ м}^3/\text{час}$ и напором $29,9 \text{ м}$ вод. ст.

Размещение оборудования на открытых платформах создает большие удобства в обслуживании агрегатов при наличии общей отметки пола в тепляке.

После четырехлетней эксплуатации энергопоезда на кусковом торфе в 1951 г. были проведены тепловые испытания котлоагрегата и турбины с целью определения экономичности работы котельной и удельных расходов топлива.

Испытания проводились при относительно чистых внутренних и наружных поверхностях нагрева¹; к. п. д. определялся по методу прямого баланса. Расход воды измерялся острой шайбой и дифманометром, а расход топлива — по вагонеточным выверенным весам. Количество очаговых остатков и провала за опыт определялось путем взвешивания их на десятичных весах; количество уноса — по золотому балансу. Влажность пара измерялась калориметром.

Другие измерения, отбор проб топлива, очаговых остатков, уноса и теплотехнические подсчеты производились в соответствии с общепринятой методикой.

В период проведения испытаний влажность кускового торфа колебалась от 33 до 40%, а зольность — от 4 до 7,2%. Количество мелочи в торфе по глазерной оценке не превышало 25—30%. Толщина слоя топлива на решетке из-за неисправности отсекающего шибера поддерживалась во всех опытах постоянной, около 400 мм. Скорость движения решетки изменялась от 5 до 12 м/час в зависимости от нагрузки котла и качества торфа.

В результате обработки данных испытаний можно отметить:

1) относительно небольшую величину потери с уходящими газами ($q_2 = 8,4 \div 11\%$ при $\text{RO}_2 = 11,4 \div 13,1\%$ и $T_{\text{г.г.}} = 168 \div 215^\circ \text{C}$);

2) высокое видимое тепловое напряжение активной части зеркала горения Q/R , доходящее до $1025 \text{ тыс. ккал/м}^2 \text{ час}$, при нагрузке котла 6 т/час и при отсутствии подогрева воздуха;

¹ Испытания проводились бригадой Треста передвижных электростанций в составе инженеров Ф. П. Янупевича, М. И. Минской и техника А. Д. Ильина.

3) весьма большую величину видимого теплового напряжения топочного объема Q/V_m , составляющую при той же нагрузке $500 \text{ тыс. ккал/м}^3 \text{ час}$;

4) большую потерю тепла от химической неполноты горения (q_3), равную 8—9% при $\text{CO} = 1,88\text{—}2,05\%$, что объясняется общим недостатком воздуха в топке, отсутствием рационального вторичного дутья и высокими значениями Q/V_m ;

5) относительно высокий к. п. д. котлоагрегата, составляющий в среднем при нагрузках 6 т/час 76%, при 5 т/час — 81,5% и при $3,6 \text{ т/час}$ — 80,5%; указанные значения к. п. д. получены при соблюдении тягового и воздушного режимов, зафиксированных в режимной карте (см. таблицу).

Параметры	Производительность котла		
	3—4 т/час	4—5 т/час	5—7 т/час
Давление пара в котле, <i>ати</i>	27—27,5	27—27,5	27—27,5
Температура перегретого пара, °С	360—365	365—370	370—375
Температура питательной воды до экономайзера, °С	75—80	75—80	75—80
Содержание RO_2 за котлоагрегатом, %	11,4	12,2	12,8
Температура уходящих газов, °С	150—160	170—180	180—190
Разрежение в топке, мм вод. ст.	2—3	3—4	4
Разрежение перед дымососом, мм вод. ст.	70—80	100—120	120—140
Степень скорости решетки	3	4	5

На величину к. п. д. и производительность котлоагрегата, работающего на торфе, при прочих равных условиях оказывает существенное влияние влажность торфа (рис. 2).

Потеря от механической неполноты горения $q_4 = q_4^u + q_4^{np} + q_4^{yk}$ не превышает 2,9%. Наибольшая составляющая этой потери получается с уносом. Наименьшая величина суммы потерь $q_2 + q_3 + q_4$ отвечает избытку воздуха за котлоагрегатом $\alpha \approx 1,5$ (рис. 3).

Вследствие полного экранирования топки температура газов над слоем даже при сухом торфе не превышает $1200\text{—}1250^\circ \text{C}$, и шлакования топки не наблюдается. Небольшой налет шлака на кипятильных трубах имеет непрочную структуру и легко удаляется паровой обдувкой.

Явлений механического износа поверхностей нагрева котлоагрегата на протяжении четырех лет эксплуатации не наблюдалось. Это обстоятельство объясняется главным образом типом топки, малой зольностью топлива и относительно умеренными скоростями газов.

Температура перегретого пара ($370\text{—}390^\circ \text{C}$) во всех опытах была несколько выше расчетной, что объясняется недавней очисткой перегревателя и частично догоранием газов перед перегревателем, где температура поднималась временами до $950\text{—}1000^\circ \text{C}$. В эксплуатационных условиях при отсутствии регулярной обдувки перегревателя поверхность нагрева последнего заносится золой

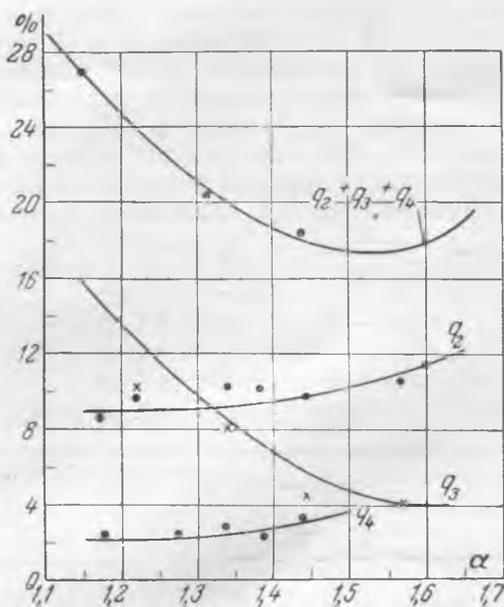


Рис. 3. Зависимость потерь $q_2 + q_3 + q_4$ от коэффициента избытка воздуха за котлоагрегатом.

и температура перегретого пара постепенно снижается до 355°C , как указано на рис. 4.

Влажность насыщенного пара при нагрузке 5 т/час и щелочности котловой воды ~ 160 мг/л составила 0,7%. Учитывая возможные в эксплуатации колебания щелочности вследствие отсутствия непрерывной продувки, приходится считать с возможностью значительного возрастания влажности пара, в особенности при более высоких нагрузках и допущении повышенного уровня воды в котле. Подтверждением этого служит наблюдаемый значительный занос солями регулирующих органов турбины, требующий ежемесячной остановки ее для очистки клапанов.

Газовое сопротивление котла при нагрузке 6 т/час составляет около 120 мм вод. ст., а всего агрегата — около 140 мм вод. ст., что несколько больше расчетной депрессии дымососа (134 мм вод. ст.). Недостаток тяги ограничивает форсировку котлоагрегата и достижение номинальной паропроизводительности на торфе.

Присосы воздуха по котлоагрегату составляют $\Delta\alpha = 0,25$, что в 1,5 раза превышает значения величины присосов по техническим нормам. В результате присосов количество воздуха, подаваемого через слой торфа, недостаточно. Регулирование воздуха под решетку производилось поворотными шиберами, установленными на нагнетательных трубопроводах дутьевого вентилятора, причем эти шиберы находятся всегда в прикрытом состоянии, так как значительные присосы воздуха и недостаток тяги препятствуют подаче первичного воздуха в требуемых размерах.

В течение всего периода работы энергопоезда наблюдалась значительная наружная и внутренняя коррозия водяного экономайзера: наружная — в связи с недостаточной температурой поступающей воды при невысокой температуре уходящих газов (при неполных нагрузках); внутренняя (кислородная) — вследствие неудовлетворительной деаэрации питательной воды, содержание кислорода в которой доходит до 0,8 мг/л.

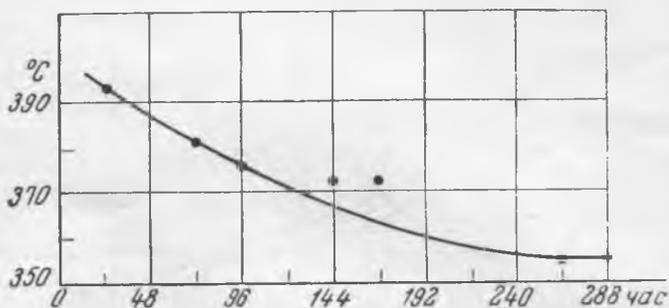


Рис. 4. Зависимость температуры перегретого пара от продолжительности работы котлоагрегата.

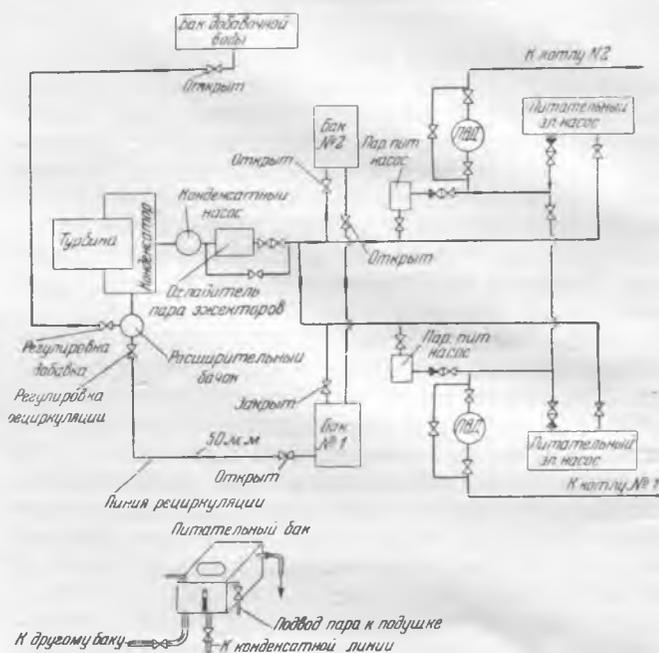


Рис. 5. Схема деаэрации питательной воды.

Высокое содержание кислорода вызывается в основном наличием открытых дыхательных баков в питательной схеме котлов. В процессе дальнейшей наладки энергопоезда эта схема подверглась реконструкции, в результате которой содержание кислорода в питательной воде доведено до норм.

В новой схеме (рис. 5) была осуществлена рециркуляция из питательного бака в конденсатор турбины, благодаря чему исключена возможность поступления в питательные насосы воды, не прошедшей через конденсатор турбины. Проверка конденсата после конденсатного насоса показала, что содержание в нем кислорода не превышает 0,03—0,04 мг/л, т. е. не превышает нормы.

Для предупреждения или уменьшения размеров наружной коррозии входных элементов водяного экономайзера намечены мероприятия по повышению температуры питательной воды перед экономайзером.

Наряду с коррозией экономайзера отмечалась также неустойчивая циркуляция воды в первых трех рядах кипяточного лучка, приводящая к расслоению пароводяной эмульсии в верхней части труб и появлению кольцевых трещин на трубах, вблизи верхнего барабана, на обращенной к топке стороне. Нарушения циркуляции в этих

рядах кипяточного пучка (в основном в третьем ряду) наблюдались при зашлаковке этих труб и отключении нижней части их из радиационного теплообмена вследствие установки кирпичного свода. После наладки обдувки кипяточного пучка и укорочения кирпичного свода случаи повреждения кипяточных труб почти полностью прекратились.

Работа энергопоезда в целом характеризуется следующими данными:

1. Удельный расход пара при испытаниях получен равным $5,35 \text{ кг/кВтч}$ при нагрузке 2430 кВт и вакууме в конденсаторе турбины $91,5\%$.

2. Удельный расход условного топлива при той же нагрузке и прочих равных условиях получен равным $0,64 \text{ кг/кВтч}$, что ниже эксплуатационных отчетных данных за июнь 1951 г. на $0,05 \text{ кг/кВтч}$. Это объясняется отчасти хорошим качеством торфа и более тщательным контролем за режимом во время испытания.

3. Расход электроэнергии на собственные нужды составил $\sim 7\%$, т. е. значительно ниже, чем на энергопоездах других типов.

4. Коэффициент полезного действия энергопоезда брутто при номинальной нагрузке равен $19,4\%$.

Выводы

На основании результатов испытаний и продолжительной эксплуатации энергопоезда можно сделать следующие выводы:

1. Максимальная паропроизводительность котлоагрегата на кусковом торфе с $W^p = 32\%$ (т. е. ниже кондиционной) не превышает $6,3\text{--}6,7 \text{ т/час}$ при избытке воздуха за котлоагрегатом $\sigma_{a,р} = 1,42\text{--}1,47$. При этой паропроизводительности котлов номинальная мощность энергопоезда (2500 кВт) обеспечивается полностью.

При кондиционной влажности торфа ($40\text{--}44\%$) паропроизводительность котлоагрегата в 6 т/час достигается при условии присадки к торфу ка-

менного угля с $Q_p^* = 5700 \text{ ккал/кг}$. При влажном торфе паропроизводительность котла резко снижается.

2. Экономичность работы котлоагрегата и энергопоезда в целом значительно выше, чем других типов энергопоездов.

3. Коэффициент полезного действия топки при работе на сухом кусковом торфе с тепловым напряжением решетки $Q/R = 780 \text{ тыс. ккал/м}^2 \text{ час}$ и топочного объема $Q/V_m = 370 \text{ тыс. ккал/м}^3 \text{ час}$ составляет $\sim 95\%$, что следует признать достаточно удовлетворительным результатом для подобных установок.

4. При влажности торфа в пределах от 32 до 40% не требуется вмешательства кочегаров в работу слоя (шуровки, подрезки). Топка работает вполне автоматически и легко регулируется. Провал через решетку даже при высоком содержании мелочи незначителен.

Отмечаются некоторые недостатки установки, выявившиеся при испытаниях и в эксплуатации:

а) недостаточный напор и производительность дымососа;

б) подсос воздуха и охлаждение топки при открывании шлакового бункера для спуска шлака, недоработанность шлакозолоудаления (выгреб в боковой части, без бункеров);

в) неплотность зонных шиберов, вынуждающая производить регулировку воздуха путем общего дросселирования воздуха заслонкой у дугевого вентилятора и работать с очень малым давлением воздуха во всех зонах, практически без регулировки по зонам;

г) отсутствие вторичного дутья и связанные с этим повышенные потери тепла от химической неполноты горения;

д) неудовлетворительная сепарация пара;

е) отсутствие непрерывной продувки и шламовой продувки боковых экранов;

ж) занос золой и шлакование горизонтального пароперегревателя и неудовлетворительная обдувка его.



Опыт работы шахтных мельниц на подмосковном угле

Инж. А. А. Беляев

На электростанциях СССР широко применяются шахтные мельницы, имеющие по сравнению с шаровыми барабанными мельницами ряд преимуществ, как то: простота конструкции, меньшая стоимость, меньший расход электроэнергии на размол и пр. Устранение имеющихся конструктивных недостатков шахтных мельниц в значительной степени улучшает условия эксплуатации установок с шахтно-мельничными топками.

Ниже описан ряд мероприятий, выполненных на электростанции, на которой были установлены первые образцы мощных шахтных мельниц типа ШМА-1660/2004 по устранению выявленных недостатков их работы на подмосковном угле.

В первый период эксплуатации мельниц появилась сильная вибрация опорной рамы заднего подшипника, что приводило к неоднократной поломке корпуса подшипника и прогибу вала. Были моменты, когда из четырех мельниц котла в работе оставалась только одна, а иногда из строя выходили все четыре мельницы.

Много труда было затрачено для наладки работ мельниц без вибрации при сохранении конструкции крепления опорной рамы и выполненного фундамента, но это не дало положительных результатов. Пришлось переделать фундаменты под хвостовыми подшипниками, увеличить жесткость крепления рам и массу фундамента, после

чего оказалось возможным снизить вибрацию до нормы.

Наблюдался также весьма интенсивный износ брони мельницы, выполненной из стали толщиной 20 мм. Через каждые 3 мес. работы приходилось полностью менять эту броню, что вызывало чрезмерный расход металла и требовало большой затраты труда, времени и было возможно только во время остановки котла. Для уменьшения расхода металла и увеличения длительности службы брони размольной части шахтной мельницы необходимо применять литую броню толщиной 30 мм из серого чугуна; длительность службы такой брони в три раза больше, чем выполненной из листовой стали.

Износ бил шахтных мельниц зависит от качества металла, профиля бил и способа подвода горячего воздуха к размольной части мельницы. Так, например, била двух крайних рядов у торцов мельницы изнашиваются вдвое быстрее, чем била средних рядов. Била, изготовленные Кусинским заводом из отбеленного чугуна, изнашиваются на крайних рядах через 110—120 час. работы, а на средних — через 240—250 час.; била из марганцевистой стали изнашиваются на крайних рядах через 100—120 час., а на средних — через 220—240 час. Такой быстрый износ бил вызывает большой расход металла. Необходимо учесть, что при попадании в размольную часть мельницы постороннего металлического предмета чугунные била выходят из работы целыми комплектами.

Для увеличения длительности работы бил в процессе эксплуатации применялось несколько видов наплавки их различными твердыми сплавами (сталинит, Т-590 и Т-620). Практика показала, что наиболее эффективной является двухсторонняя наплавка.

Наплавленные била средних рядов работали 600—700 час., а крайних — 250—300 час. После износа одной стороны наплавки необходимо было повернуть на 180°, в результате чего оно будет работать еще такой же срок. При таком методе наплавки значительно сокращается расход металла и труда на замену бил. Но надо учесть, что наплавленные била весят примерно на 1,6 кг больше, чем до наплавки, поэтому увеличенный вес их отражается на надежности работы подшипников мельницы и на работе электродвигателя вследствие увеличения пускового момента. Уменьшение веса ротора при сохранении производительности мельницы и увеличении надежности ее работы достигается упрощением конфигурации била (рис. 1) и их разрядкой. При измененном профиле уменьшается расход металла на каждое било на 0,8 кг и значительно упрощается их отливка. Практика показала, что била измененной конструкции работают надежно, а отходы металла отработавших бил уменьшились.

Для обеспечения надежной и устойчивой работы подшипников мельницы необходимо уменьшить число бил, сократив его со 108 (принятых заводом) до 60 или 66, что значительно облегчает вес ротора, уменьшает расход бил и удлинняет длительность службы подшипников, так как мельница с уменьшенным числом бил работает более спокойно. На рис. 2 показаны три способа

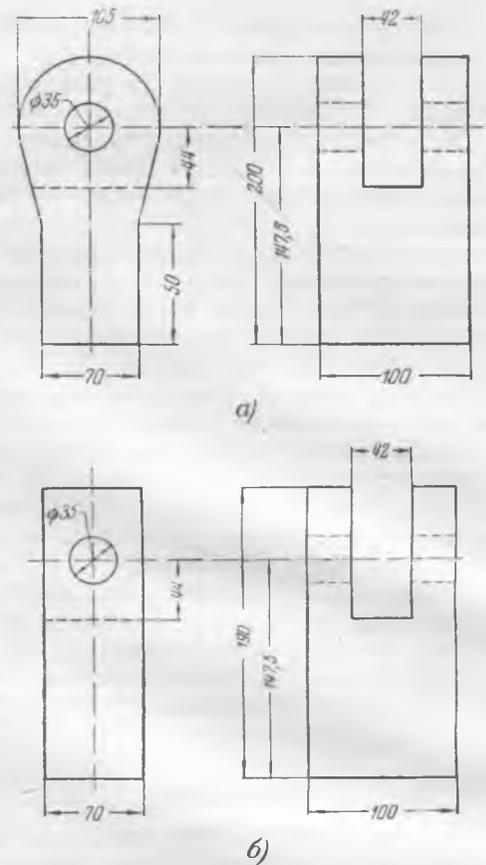


Рис. 1. Конфигурация бил.

а — первоначальная конструкция; б — измененная конструкция.

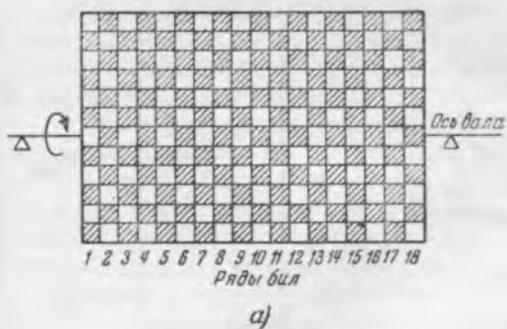
расположения бил. Эксплуатация показала, что наиболее устойчиво работает мельница с 66 биллами, расположенными по схеме в. При установке 66 бил практически уменьшается производительность мельницы, но надежность работы дефицитных подшипников значительно увеличивается. Мельница работает более спокойно (в отношении вибрации) и расход металла на смену бил резко сокращается.

Независимо от способа расположения бил на роторе (рис. 2) билодержатели, с которых сняты била, должны быть укорочены до длины, равной длине промежуточных секторов, расположенных между билодержателями, и оставлены на своих местах (рис. 3).

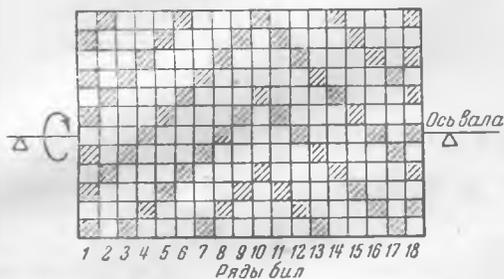
Все опыты по применению бил, отлитых из твердых сплавов, не дали ожидаемых результатов. Это объясняется тем, что била, обладающие большей твердостью, получаются более хрупкими, в результате чего от незначительного удара о небольшие металлические предметы они разрушаются.

Наиболее интенсивному износу подвергаются также крайние ряды билодержателей; так, например, крайние ряды билодержателей с торцов ротора, наплавленные твердым сплавом Т-590, изнашиваются через 600 час. работы мельницы. Вторые ряды билодержателей, также наплавленные твердым сплавом Т-590, изнашиваются за 900 час.

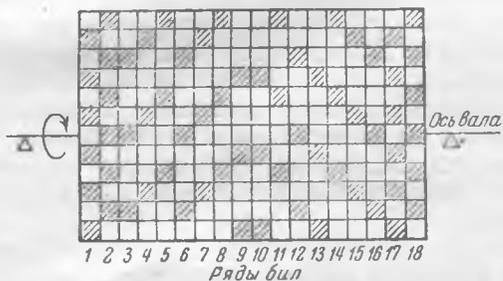
Износ крайних рядов билодержателей и выход их из работы оказывают отрицательное влияние на работу шахтной мельницы. При отсут-



а)



б)



в)

Рис. 2. Способы расположения бил.

а—шахматное с установкой 108 бил; б—угловое с установкой 60 бил; в—угловое с установкой 66 бил.

ствии крайних рядов билодержателей с билами значительно уменьшается самовентилиция мельницы и начинается пыление через имеющиеся неплотности, особенно в торцевых частях мельницы, в месте выхода вала, а также через рукав сырого угля.

Производить замену билодержателей во время работы котла практически невозможно, так как этому препятствует высокая температура в размольной части мельницы. Это объясняется тем, что, несмотря на имеющиеся три ряда последовательно установленных шиберов на тракте горячего воздуха, требующейся плотности отключения мельниц получить не удается.

Износ крайних рядов билодержателей ограничивает продолжительность работы котла 900—1000 час., после чего его приходится останавливать для замены билодержателей.

Много неприятностей в работе шахтных мельниц приносит и пыление через неустраненные неплотности шахты и особенно через рукав сырого угля. Все предпринимавшиеся в процессе эксплуатации попытки устранить этот недостаток положительных результатов пока не дали.

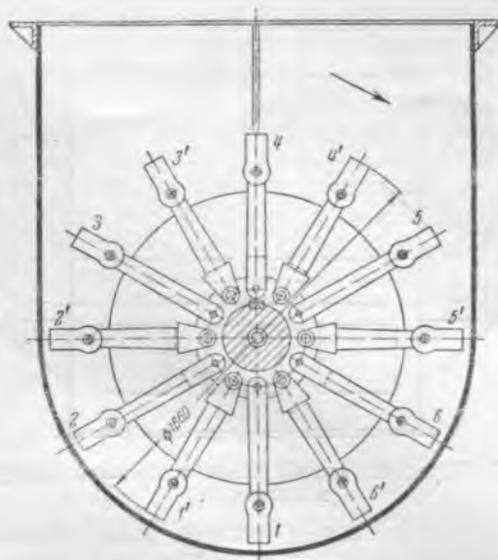


Рис. 3. Расположение укороченных билодержателей.

В третьем ряду остаются билодержатели с билами 1, 3, 5; срезаются 2, 4, 6; в четвертом ряду остаются билодержатели с билами 1', 3', 5'; срезаются 2', 4', 6'.

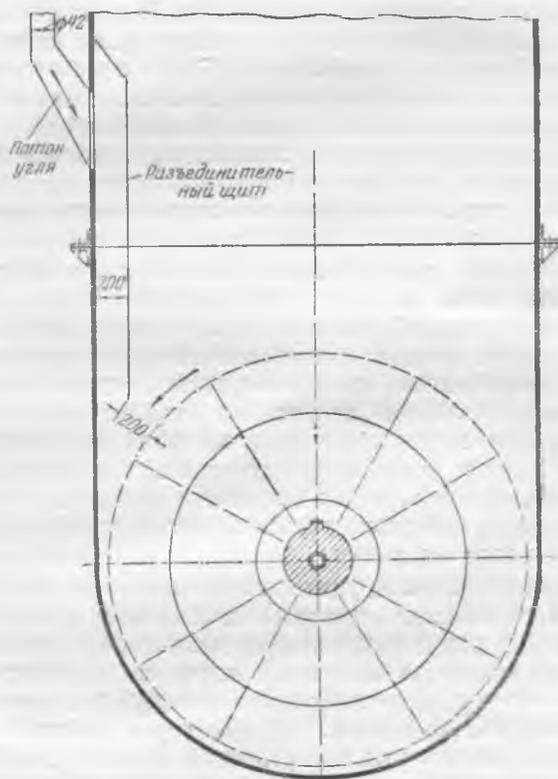


Рис. 4. Установка разделительных щитов в шахте мельницы.

В последнее время внутри шахт были установлены щиты, которые отделяют поток угля от самой шахты (рис. 4). Назначение разделительного щита заключается в том, чтобы изолировать поток сырого угля в шахте от потока аэросмеси и направить его к ротору мельницы. Работа ротора мельницы в этом случае получается более организованной, и у нижнего среза разделительного щита создается разрежение, вследствие чего

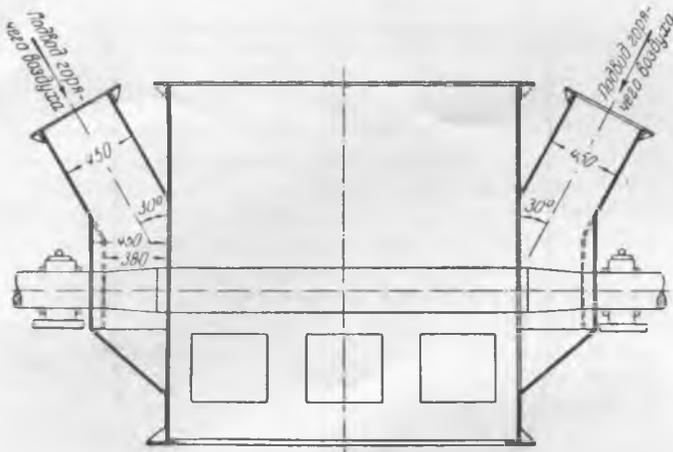


Рис. 5. Переделка короба подвода горячего воздуха в мельницу.

исключается возможность подпора аэросмеси в рукав сырого угля.

После установки таких разделительных щитов пыление через рукав сырого угля значительно уменьшилось. Однако, практика эксплуатации показала, что одновременно снизилась производительность мельниц вследствие того, что весь поток угля подводится под ротор. В этом случае, повидимому, не происходит отсоединения мелких частиц пыли от общего потока угля за счет разрежения в шахте мельницы. В связи с этим от разделительных щитов пришлось отказаться.

В настоящее время установлены дополнительные мигалки в приемном бункере перед рукавом сырого угля, обеспечившие достаточную плотность рукава.

Хотя температура аэросмеси в шахте и не превышает 60°C , все же из-за жесткого крепления шахты, имеющей высоту 12 м, между размольной частью мельницы и обшивкой котла происходит коробление стенок шахты, приводящее к разрыву листов по сварке, вследствие чего возникают неплотности и происходит выбивание пыли из нее. Коробление стенок шахт происходит потому, что в периоды остановки мельницы температура в ней резко возрастает вследствие излучения тепла из топки.

Для устранения указанного явления необходимо устанавливать линзовые компенсаторы между шахтой и размольной частью мельницы, а также между шахтой и обшивкой котла, чтобы обеспечить возможность свободного расширения шахты при нагреве ее стенок. Короба горячего воздуха следует изолировать с внутренней стороны шамотным кирпичом или шамотными плитами с толщиной слоя, не превышающей 65 мм (во избежание большой перегрузки). Такая изоляция повысит жаростойкость воздушных коробов, предохранит их от коробления и удлинит срок эксплуатации.

Осевой подвод горячего воздуха к мельнице способствует быстрому износу крайних рядов билодержателей, что приводит к ухудшению работы как самой мельницы, так и котла в целом.

При осевом подводе горячего воздуха горячие короба располагают на расстоянии 120 мм от корпусов подшипников, вследствие чего послед-

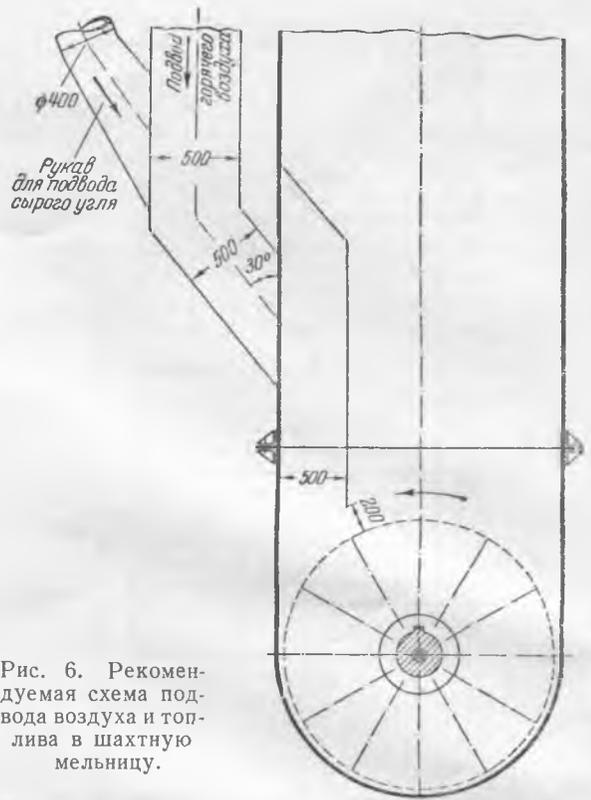


Рис. 6. Рекомендуемая схема подвода воздуха и топлива в шахтную мельницу.

ние, как правило, работают под действием высокой внешней температуры. Это особенно дает себя знать в те периоды, когда износ крайних рядов билодержателей достигает значительной величины и из уплотнения в месте выхода вала из корпуса мельницы происходит выбивание горячего воздуха непосредственно на корпус подшипника.

С целью предохранения корпусов подшипников от внешнего нагрева было принято решение поставить на одной из мельниц водяной экран между коробом горячего воздуха и корпусом подшипника. Так как такой экран не удалось разместить в промежутке между коробом и корпусом подшипника, то пришлось несколько переделать короб. Новое положение внешней стороны короба горячего воздуха показано пунктиром на рис. 5. В результате такой переделки ширина входной коробки уменьшилась на 70 мм, а расстояние между корпусом подшипника и коробом горячего воздуха увеличилось на такую же величину.

При таком незначительном изменении сечения коробов горячего воздуха все же резко ухудшилась работа шахтной мельницы. Износ крайних рядов бил и билодержателей значительно увеличился, и длительность службы этих бил снизилась до 80—90 час. Билодержатели также стали изнашиваться быстрее, чем до переделки. Пыление через рукав сырого угля стало непрерывным и не прекратилось даже после установки (по рекомендации ЦКТИ) на рукаве сырого угля шлюзового затвора.

Для улучшения работы шахтной мельницы типа ШМА-1660/2004 целесообразно изменить подвод горячего воздуха к мельнице с двухстороннего осевого на односторонний — радиальный, а рукав сырого угля ввести в короб горячего воздуха (рис. 6). Радиальный подвод воздуха с раз-

делительным шитом в шахте улучшит самовентиляцию мельницы. Уголь, подсушенный перед входом в размольную часть мельницы, будет более равномерно поступать по всей длине ротора, и температура горячего воздуха перед ротором будет значительно снижена. Износ бил и билодержателей при такой схеме подвода воздуха и топлива должен быть равномерным по всей длине ротора. Пыление через рукав сырого угля должно прекратиться вследствие наличия разрежения в ней за счет эжекции, создаваемой потоком горячего воздуха. Прекратится нагрев корпусов подшипников

через короба горячего воздуха, вследствие чего значительно увеличится длительность службы роликовых подшипников. Процесс подсушки угля будет происходить более эффективно из-за уменьшения влияния подсоса холодного воздуха. Присос холодного воздуха в самой мельнице в этом случае будет незначительно отражаться на процессе подсушки, так как в основном подсушка будет происходить на пути движения потока угля. При таком изменении подвода воздуха и топлива мельница будет работать гораздо надежнее, чем при осевом подводе горячего воздуха.



О повреждениях зубчатых передач к главным масляным насосам турбин

Инж. Н. Н. Старостин

На ряде турбин фирмы Броун-Бовери в качестве привода к главному масляному насосу и регулятору скорости служит цилиндрическая зубчатая передача с косым зубом (рис. 1).

На хвостовике переднего конца вала турбины насажена ведущая шестерня, с которой в зацеплении находятся снизу ведомая шестерня главного зубчатого масляного насоса и сверху шестерня регулятора скорости.

Такая конструкция передачи оказалась неудовлетворительной, так как при наличии консоли хвостового валика отсутствует гибкая связь между ротором и главным масляным насосом, которая позволила бы компенсировать неизбежные циклические колебания вала ротора турбины относительно корпуса подшипника и главного масляного насоса.

В результате этих колебаний в передаче возникают циклические переменные усилия, которые приводят к износу зубьев шестерен и к развитию с течением времени контактной коррозии (коррозии трения) на посадочных поверхностях (под

шестернями) как на хвостовике ротора турбины, так и на приводном валике насоса.

Развитие этой коррозии приводит к появлению волосяных трещин, концентрации в них напряжений и в дальнейшем к появлению усталостных трещин и излому.

В эксплуатации происходили неоднократные случаи поломок хвостовиков под ведущей шестерней у турбин Броун-Бовери 12 800 *квт* и один случай излома валика ведомой шестерни привода главного масляного насоса у турбины 50 тыс. *квт* (рис. 2).

Излом хвостовиков наблюдался по истечении 30—40 тыс. час. работы. Излом валика ведомой шестерни произошел после 57 тыс. час. работы.

Изломы хвостовиков и валика ведомой шестерни привода главного масляного насоса носят явно выраженный характер усталостного разрушения. При этом во всех случаях начало трещины располагалось в углу шпоночного паза, т. е. в месте концентрации напряжений.

Неспокойная работа зубчатой передачи, как было указано выше, приводит к ненормальному износу зубьев шестерен. Так, например, на турбине Броун-Бовери 50 тыс. *квт* износ зубьев шестерен за восемь лет эксплуатации был настолько значительным, что боковой зазор между зубьями увеличился в 2,5 раза и достиг величины 1,75 мм.

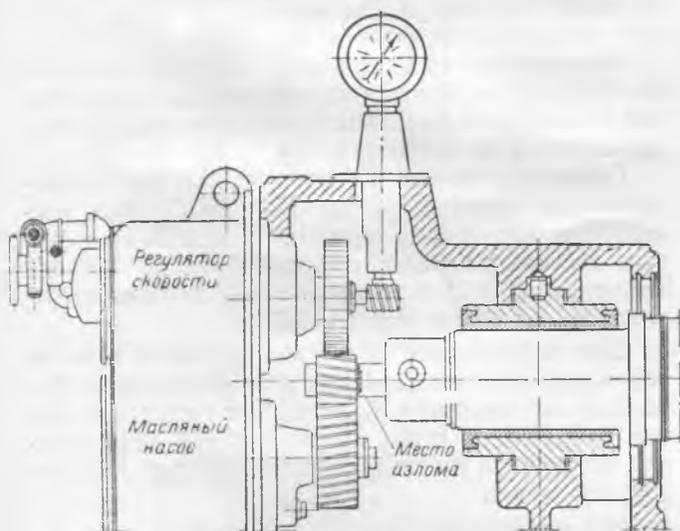


Рис. 1. Зубчатая передача.



Рис. 2. Излом валика турбины 12 800 *квт*.

Обследование посадочных мест валиков путем тщательной очистки и травления 10%-ным водным раствором персульфата аммония была обнаружена трещина в переходном сечении хвостовика ротора высокого давления под ведущей шестерней, идущая от шпоночного паза.

Произведенный расчет напряжений от кручения в сломавшемся валике ведомой шестерни привода насоса турбины 50 тыс. кВт показал, что эти напряжения невелики и составляют 86 кг/см^2 при допускаемых напряжениях кручения для углеродистых сталей при переменной нагрузке $300\text{--}450 \text{ кг/см}^2$. Следовательно, эти напряжения не могли служить причиной поломки валика.

Производившаяся замена хвостовиков диаметром 40 мм хвостовиками диаметром 45 мм на турбинах 12 800 кВт не улучшила положения, и хвостовики продолжают ломаться через 30—50 тыс. час. работы.

Для улучшения работы описанной зубчатой передачи могут быть рекомендованы следующие мероприятия:

1. Валики и хвостовики шестеренчатой передачи главного масляного насоса заменять новыми через 20—30 тыс. час. работы независимо от

их состояния в целях предупреждения повреждений.

2. Ежегодно во время капитального ремонта производить тщательное обследование посадочных мест с травлением хвостовика и валиков зубчатой передачи главного масляного насоса 10%-ным водным раствором персульфата аммония.

3. Не допускать чрезмерного износа зубьев зубчатой передачи. При предельном износе следует заменять шестерни.

4. Для изготовления хвостовика и приводного валика главного масляного насоса необходимо применять материал, удовлетворяющий условиям работы. Таким материалом является сталь марки 30ХМА. Высокие механические свойства этой стали должны обеспечить надежную и длительную работу.

5. При замене зубчатой передачи последняя должна проходить обкатку на специально изготовленном приспособлении.

6. На всех турбинах независимо от мощности необходимо иметь масляные насосы с электроприводом и с автоматическим запуском на случай падения давления масла на смазку подшипников.



Низкотемпературные свойства энергетических масел

Проф. С. Э. Крейн, инж. М. З. Бромберг и инж. А. Я. Михельсон

Вопрос о низкотемпературных свойствах масел, мало еще освещенный в литературе¹, имеет важное значение при разрешении многочисленных задач, связанных с проектированием масляных хозяйств электростанций, при решении вопроса о способе установки синхронных компенсаторов и прочего оборудования на открытом воздухе и т. п.

Недостаточная осведомленность в вопросе поведения масел при различных температурах часто вызывает неправильные решения при проектировании масляных хозяйств электростанций и подстанций, что влечет за собой излишний расход металла на трубопроводы и дополнительные, ничем неоправданные потери тепла на подогрев масел в баках зимой.

Авторы настоящей статьи попытались восполнить этот пробел и оценить низкотемпературные свойства масел.

Исследовались свойства товарных турбинных и трансформаторных масел, причем выявлялись три показателя: 1) прокачиваемость, 2) изменение вязкости и 3) температура застывания.

Методика исследования

Прокачиваемость исследуемых масел определялась на модельной установке (рис. 1), представляющей собой двухстенный деревянный

термостат, в котором расположен небольшой бачок для масла емкостью 7 л и змеевик для прокачки масла с внутренним диаметром 13 мм и длиной 1 м. Прокачка масла осуществлялась с помощью шестеренчатого насоса².

Перед испытанием на прокачку отдельные элементы установки промывались растворителем и просушивались в струе воздуха. Испытуемый образец масла, предварительно обезвоженный, заливался в количестве 4,5 кг в бачок установки. На сетку, расположенную в потолке термостата, помещался сухой лед в количестве 1 кг, после чего термостат герметически закрывался.

Охлаждение производилось со скоростью около 10°C/час по показанию термометра, помещенной в масляном баке. Расход сухого льда составлял около 1 кг в час.

Отбор первой пробы прокачиваемости проводился при температуре, на $15 \div 20^\circ \text{C}$ выше температуры застывания образца. При этой температуре установка выдерживалась около 10 мин. Температура в различных точках измерения отличалась не более чем на $1,5^\circ \text{C}$.

Для отбора проб при прокачке через змеевик под краном устанавливался стакан емкостью 2 л, точный вес которого был заранее определен. Затем открывался кран, на 30 сек. (по секундомеру) включался насос и определялся вес прокачиваемого масла.

¹ К. И. Иванов и А. М. Гутцайт, „Нефтяное хозяйство“, 1937, № 6, стр. 32 - 35.

² Метод разработан В. А. Листовым.

Опыт повторялся несколько раз, после чего бралась средняя величина прокачки при данной температуре.

Аналогичные опыты проводились через каждые 5°С, и испытание прекращалось при температуре, для которой прокачиваемость масла за 30 сек. равнялась 25—30 г.

В ходе испытания значения для прокачиваемости наносились на график, и находилась температура, при которой прокачиваемость масла соответствует 50 г за 30 сек. Эта температура и считалась предельной для прокачиваемости испытуемого масла.

Изменение вязкости при низких температурах исследовалось по стандартному методу (ГОСТ 1929-42).

При определении динамической вязкости предусматривался предварительный нагрев масла до 50±1°С и выдерживание вискозиметра с ним при этой температуре в течение 10 мин. Затем масло оставлялось на 10 мин. при комнатной температуре, после чего помещалось в термостат, наполненный охлаждающей смесью с заданной

минусовой температурой, при которой вязкость и определялась.

Определение динамической вязкости испытуемого масла проводилось при одном наполнении не менее трех раз при заданных давлениях в пределах 300—500 мм рт. ст.

Таким способом были определены динамические вязкости турбинного масла при 0°, —5°, —10°, —15°, —20°, —25°, —30°С и трансформаторного при 0°, —10°, —20°, —30° и —40°С.

Определение кинематической вязкости при минусовых температурах производилось путем пересчета из динамической. Кинематическая вязкость при плюсовых температурах определялась по стандартному методу (ГОСТ 33-46).

Температура застывания масел оценивалась по методу ГОСТ 1533-42.

Характеристика исследованных масел

Исследованы были 2 образца масел, полученных из балаханской масляной нефти — турбинное «Л» и трансформаторное (табл. 1).

Таблица 1

Физико-химическая характеристика исследуемых масел

Наименование масла	Удельный вес d_{20}^4	Вязкость ν_{50}	Температура вспышки, по Бренкену/ по Мартенс-Пенскому, °С	Натрояга проба, балл	Кислотное число, мг КОН	Водная вытяжка	Дезмультирующая способность	Зола, %	Температура застывания, °С
Турбинное «Л»	0,89371	3,18	180/—	1	0,008	Нейтральная	2'50"	0,001	—39
Трансформаторное	0,8862	1,74	—/150	1	0,006	То же	—	Следы	—58

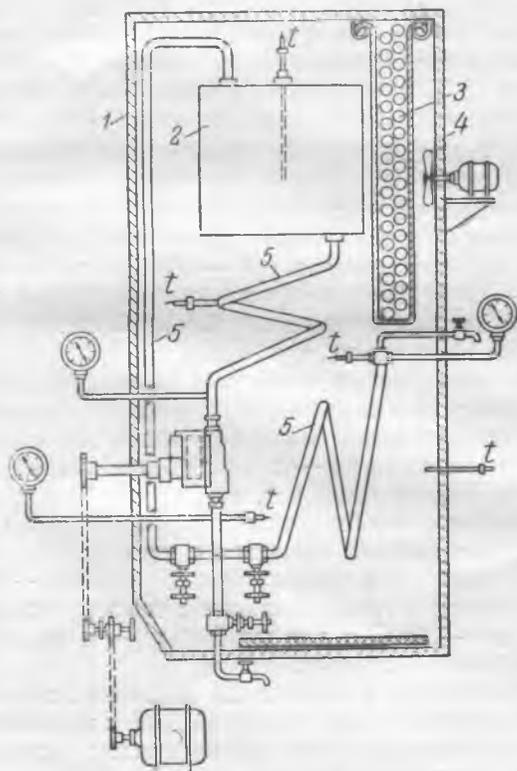


Рис. 1. Принципиальная схема прибора для определения прокачиваемости масел при низких температурах.

1 — деревянный термостат; 2 — бак для масла; 3 — сетка с сухим льдом; 4 — вентилятор; 5 — медный змеевик.

Данные, приведенные в таблице, свидетельствуют, что взятые для исследования масла вполне кондиционны и соответствуют ГОСТ на турбинные (32-47) и трансформаторные (982—43) масла.

Результаты исследования

Вязкостные свойства образцов трансформаторного и турбинного масел характеризуются данными табл. 2. Изменение вязкости в зависимости от температуры показано на рис. 2. Расположение прямых на рис. 2 дает полное представление об изменении вязкости исследуемых образцов масел с понижением температуры. Резкое возрастание вязкости трансформаторного масла происходит при температуре —30°С, для турбинного масла при —10°С (см. табл. 2).

Определение вязкости при температурах более низких, чем —45°С для трансформаторного и —35°С для турбинного, оказалось затруднительным из-за чрезмерной продолжительности протекания жидкости через капилляр. Следует отметить, что оба взятых на исследование образца при указанных выше температурах своей подвижности еще не потеряли.

В табл. 3 приводятся данные по прокачиваемости, полученные как для турбинного, так и для трансформаторного масла.

Принято считать, что если за 30 сек. удастся прокачать меньше 50 г масла, то прокачиваем-

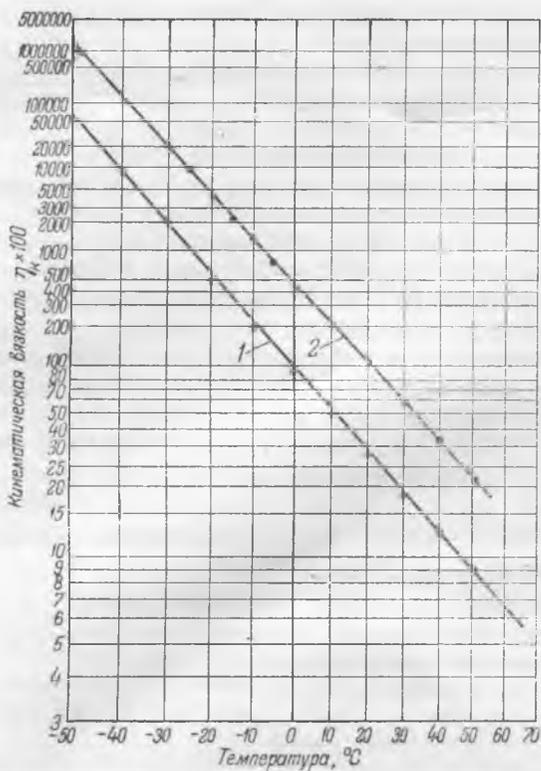


Рис. 2. Изменение вязкости масел в зависимости от температуры.

1 — трансформаторное масло; 2 — турбинное масло.

Таблица 2

Вязкостно-температурные свойства исследуемых масел

Температура, °C	Удельный вес при 20 °C	Динамическая вязкость, сантипуазы	Кинетическая вязкость, сентистоксы	Условная вязкость, °E
-----------------	------------------------	-----------------------------------	------------------------------------	-----------------------

Трансформаторное масло

+50	0,8675	7,6	8,8	1,7
+40	0,8732	10,7	12,3	2
+30	0,8790	15,7	17,9	2,7
+20	0,8862	24,8	28,0	3,95
+10	0,8926	43,7	49,0	6,7
0	0,8993	81,8	91,0	12,3
-10	0,9045	174,3	192,7	26,0
-20	0,9110	438,4	481,2	65,0
-30	0,9170	1 673,4	1 823,7	246,2
-40	0,9229	9 204,9	9 984,7	1 347,9
-45	—	—	20 000,0	2 700,0

Турбинное масло

+50	0,8795	19,3	21,9	3,2
+40	0,8850	30,3	34,4	4,8
+30	0,8895	50,4	56,7	7,7
+20	0,8971	91,4	101,9	13,7
+10	0,9035	179,8	199,0	23,8
0	0,9104	419,4	460,0	74,1
-5	0,9115	690,0	757,0	102,2
-10	0,9157	1 145,6	1 251,0	168,9
-15	0,9180	2 093,5	2 280,0	307,9
-20	0,9217	4 016,2	4 357,0	588,2
-25	0,9240	8 727,3	9 446,0	1 275,2
-30	0,9270	21 346,6	23 038,0	3 110,1
-35	—	—	50 000,0	6 750,0

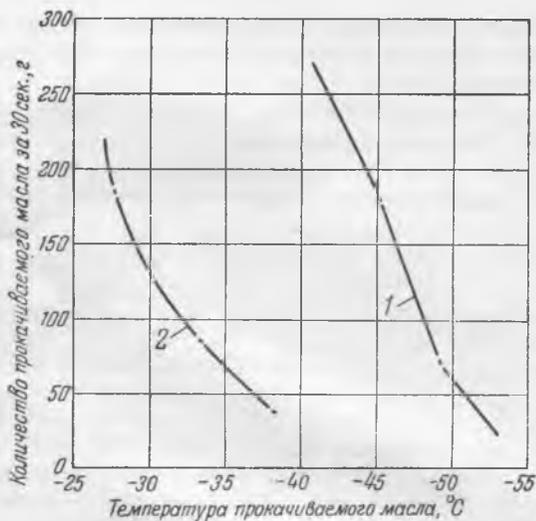


Рис. 3. Характеристика прокачиваемости масел в зависимости от температуры.

1 — трансформаторное масло; 2 — турбинное масло.

Таблица 3

Прокачиваемость масел при различной температуре

Температура масла, °C	Количество прокачиваемого масла за 30 сек.:	
	турбинное	трансформаторное
-28	220	—
-30	125	—
-33	82,5	—
-38	35	—
-41	—	265
-45	—	175
-49	—	68
-53	—	20

мость его при данной температуре практически равна нулю.

График на рис. 3 позволяет установить, что трансформаторное масло имеет предел прокачиваемости при температуре -50°C , а турбинное — при -36°C . Предел прокачиваемости этих масел лежит приблизительно на $5-10^{\circ}\text{C}$ выше температуры застывания.

Все эти данные позволяют правильно подойти к расчету маслопроводов внешних коммуникаций, связывающих масляное хозяйство с открытым маслоскладом — с машинным залом, с открытой подстанцией и т. п.

Вопрос о необходимости подогрева масла при перекачке должен решаться с учетом:

а) для трансформаторных масел — числа дней в году в данном районе с температурами от -25 до -30°C и для турбинных — с температурой от -5°C и ниже;

б) наличия в помещении масляного хозяйства и в машинном зале емкостей для хранения масла, необходимого для периодических доливок и других эксплуатационных нужд.

Из номограммы на рис. 4, составленной для расчета маслопроводов, следует, что перекачка на расстояние свыше 50 м трансформаторных масел при -25°C , а турбинных — при -5°C вы-

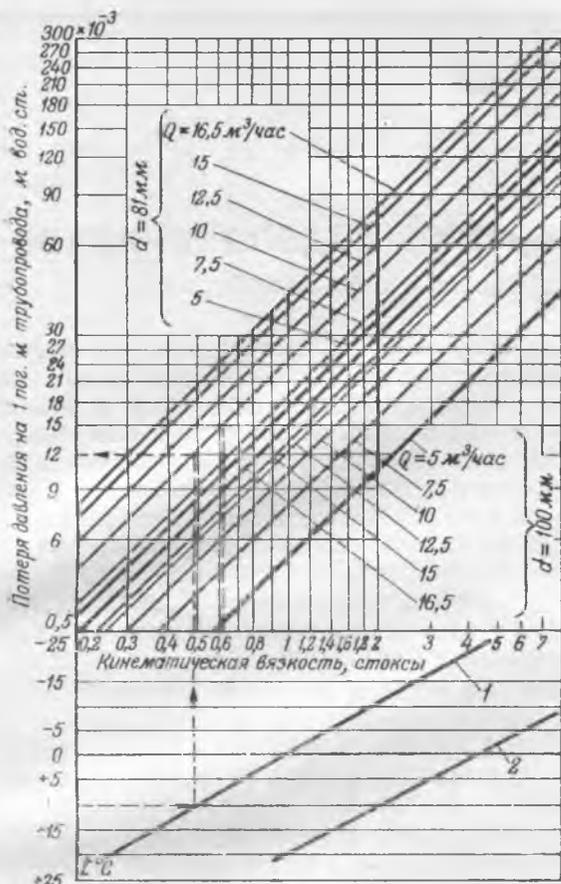


Рис. 4. Номограмма для определения потери давления в маслопроводах.
1 — трансформаторное масло; 2 — турбинное масло.

зывает значительное увеличение диаметра маслопровода и поэтому без подогрева нерациональна. Однако, как обычно принято при эксплуатации энергосистем, все операции по замене и очистке масел производятся в летний и осенний периоды, когда температура наружного воздуха относительно высока. Поэтому следует считать, что подогревать трансформаторное и турбинное масла в баках, устанавливаемых вне здания, нужно только в районах, где температура, принимаемая для расчета отопления (расчетная температура), ниже -30°C .

Для районов с расчетной температурой до -30°C количество дней с температурой от -25 до -30°C не превышает в среднем 3—4, а с температурами от -5 до -30°C — не более 117. Поэтому в указанных районах трансформаторные масла, способные нормально перекачиваться до -25°C , и турбинные масла, перекачиваемые до -10°C , могут не иметь искусственного подогрева, тем более, что нормальная эксплуатация турбинных масел предусматривает смену его не реже одного раза в год, а эксплуатационные доливки масел могут быть осуществлены с помощью промежуточных емкостей, установленных в машинном зале.

При расчетных температурах -31°C и ниже количество дней, имеющих температуру ниже -5°C , будет значительно большим, в связи с чем может появиться необходимость подогрева в баках с трансформаторным и турбинным чистым маслом.

Поскольку подогрев масла должен действовать только периодически, то естественно, что его целесообразно выполнить методом индукционных потерь в стали бака.

Опыт эксплуатации масел на электростанциях подтверждает правильность изложенной выше точки зрения.

Выводы

В результате изучения низкотемпературных свойств энергетических масел было установлено следующее:

1. Предел прокачиваемости этих масел лежит на $5-10^{\circ}\text{C}$ выше температуры застывания.
2. Резкое увеличение вязкости наблюдается у трансформаторного масла при температурах ниже -30°C и у турбинного масла при температурах ниже -5°C .
3. Искусственный (периодический) подогрев для перекачки турбинных и трансформаторных масел необходим только в районах, имеющих расчетную температуру ниже -30°C . В районах с более высокой расчетной температурой перекачка энергетических масел может производиться без искусственного подогрева.



О проектировании открытых морских водоприемников

Проф., доктор техн. наук Г. А. Петров и инж. И. А. Забаурин

При заборе потребной для нужд предприятий воды из моря на участках с образованием значительного количества наносов начинают применять водоприемные сооружения ковшевого типа.

Однако вопрос о работе таких водоприемников почти не освещен в нашей технической литературе, и поэтому представляют интерес некоторые данные о результатах испытаний модели морского ковша водоприемника, проведенных в Украинском отделении ВОДГЕО, которые могут быть использованы при проектировании.

Исследованию была подвергнута модель ковша водоприемника для грэс, расположенной на берегу моря. Участок моря в районе расположения строящегося водоприемника имеет отлогий берег и характеризуется малыми глубинами и наличием значительного количества наносов. Линия берега вытянута в направлении с запада на восток и состоит из ряда вогнутых и выпуклых участков, имеющих весьма малую кривизну.

Основное направление ветров, действующих большую часть года, с севера на юг мало отклоняется от направления нормали к береговой линии; частично ветры имеют направление с востока на запад и действуют почти параллельно береговой линии. Эти ветры вызывают значительные волнения, при которых волны достигают высоты $\sim 3,7$ м.

На некотором расстоянии от берега, почти параллельно ему, имеется течение с направлением с запада на восток; скорости этого течения весьма невелики и находятся в пределах $0,3-0,5$ м/сек.

Оба эти фактора — волны и течение — обуславливают передвижение наносов в районе устройства ковша.

Большинство исследований¹ указывает, что основная роль принадлежит волновым воздействиям, роль морских течений весьма ограничена, а при малых скоростях и вовсе незаметна.

При наличии сооружений в районе их устройства произойдет нарушение естественного режима, картину которого предугадать трудно, и он выясняется лишь при исследовании различных вариантов сооружений.

Так как в районе устройства водоприемника будет пространство, защищенное от действия волн, но доступное проникновению наносов, следует ожидать особо интенсивного поступления наносов в огражденную зону.

Для исследований была построена без искажения масштабов модель участка моря в районе расположения ковша в $\frac{1}{75}$ натуральной величины.

¹ П. К. Божич и Н. Н. Джунковский, Морское волнение и его действие на сооружение и берега, Машстройиздат, 1949.

Для получения на модели соответствующих прибрежных течений были предусмотрены специальные подводящие и отводящие воду устройства, а волны создавались механическим способом.

При исследованиях измерялись элементы волны, скорости и направления течений в районе ковша и в его пределах, а также определялся характер движения наносов. Для измерения элементов волны использовался осциллограф, при помощи которого легко было определить степень затухания волн в результате действия различных ограждающих сооружений (рис. 1), кото-

Основной задачей исследований являлось отыскание такого варианта сооружений, при котором обеспечивалось бы попадание в ковш наименьшего количества наносов и наиболее быстрое осаждение взвешенных наносов, попавших туда. Всего было подвергнуто испытанию 15 вариантов ограждающих ковш сооружений (рис. 1), кото-

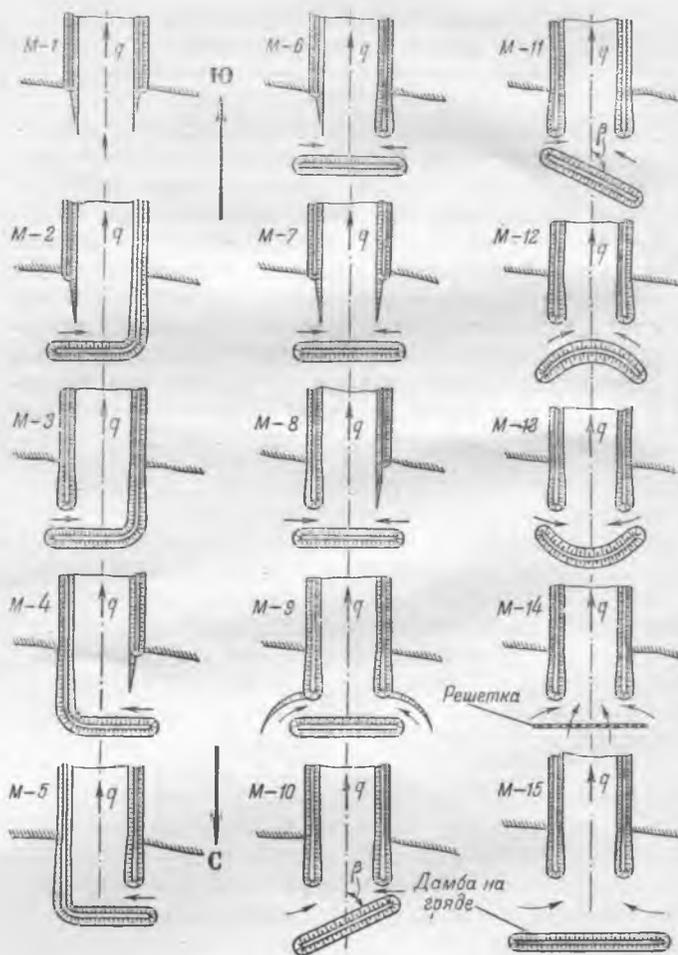


Рис. 1. Варианты испытаний сооружений.

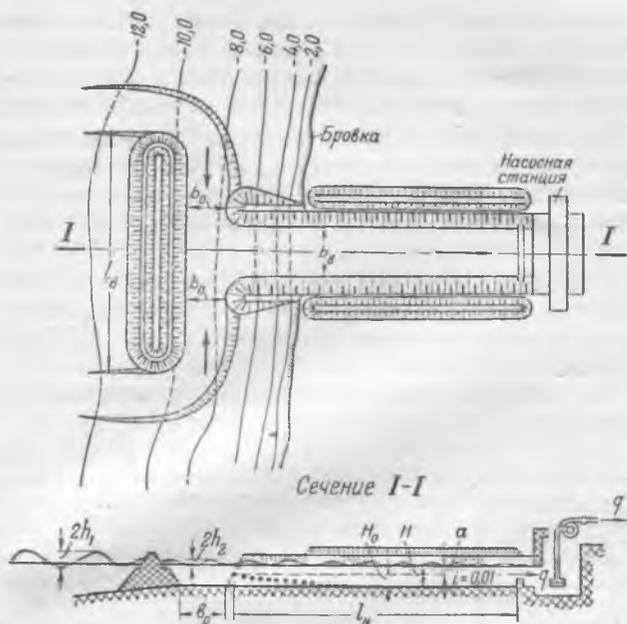


Рис. 2. Схема модели М-9.

рые могут быть разделены на следующие три основные группы:

- 1) водоприемники без устройства ограждающих сооружений (модель М-1);
- 2) водоприемники с ограждающими сооружениями и с односторонним поступлением воды (модели М-2 — М-5);
- 3) водоприемники с ограждающими сооружениями и двухсторонним или через решетку поступлением воды (модели М-6 — М-15).

В первую очередь испытывались запроектированные Харьковским отделением ТЭП два варианта сооружений: М-6, состоящий из одной боковой дамбы, волнолома, расположенного перед входом в ковш, и берегового канала, подводящего воду к насосной станции; второй М-3, состоящий из тех же дамб, но без прохода между ними, т. е. с односторонним поступлением воды. Кроме того, был исследован ряд других вариантов сооружений.

Исследования показали, что основным фактором, оказывающим влияние на передвижение донных наносов в прибрежной полосе, являются волны². Морские же течения оказывают сравнительно небольшое влияние на режим ковша. Таким образом, становится совершенно необходимым создание у входа в водоприемник спокойной водной поверхности, защищенной от действия волн.

Эти же исследования показали, что при отсутствии ограждающих сооружений и при наличии их, но при одностороннем поступлении воды через них добиться значительного уменьшения поступающих в водоприемник наносов не удалось.

Значительно более благоприятные результаты получаются при наличии ограждающих сооружений и при двухстороннем проходе воды через них. Наилучшие результаты были получены на модели М-9, состоявшей из берегового канала, подводящего воду к потребителю, двух боковых дамб,

² Эти данные совпадают и с наблюдениями различных авторов.

волнолома и донной прорези вдоль волнолома — от одного входа к другому. Этот вариант и был рекомендован строительству (рис. 2).

Донная прорезь при наличии большого количества наносов значительно улучшает работу водоприемника, создавая благоприятные условия для перемещения взвешенных и полувзвешенных наносов вдоль волнолома от одного входного отверстия к другому.

Боковые дамбы отклоняют движущиеся вдоль берега наносы от входа в береговой канал, а волнолом гасит энергию возникающих волн и позволяет получить перед входом в береговой канал достаточно спокойную поверхность.

Полученный наиболее рациональный вариант расположения ограждающих сооружений ковша проверялся на различных участках береговой линии и всюду показал вполне удовлетворительную работу.

Для того чтобы поладание наносов в насосы и в береговой водоприемный канал было минимальным, необходимо создать наиболее благоприятные условия для осаждения взвешенных и донных наносов в пределах ковша. Такие условия могут быть получены при максимальных размерах активной зоны живого сечения берегового канала, т. е. той части живого сечения, которая непосредственно участвует в питании насосной, так как в этом случае скорости входа в канал будут наименьшими.

Произведенные исследования показали, что при наличии волн существует поверхностный слой определенной толщины, в котором не наблюдается заметного поступательного движения частиц воды и который, таким образом, уменьшает активную зону, участвующую в питании водоприемника, до величины H_0 (рис. 3).

Характер распределения скоростей в питающем слое толщиной H_0 определяет условия осаждения взвешенных наносов.

Закон распределения скоростей в канале водоприемника при отсутствии и наличии волн будет различным. Так, при измерении скоростей на модели ковша установлено, что при отсутствии волн на акватории водоприемника эпюра скоростей имеет вид, указанный на рис. 4,а; при наличии же волн характер изменения скоростей по вертикали резко меняется (рис. 4,б).

При наличии волн между линиями OO и поверхностью воды образуется зона a (разность между полной глубиной в ковше H и толщиной слоя H_0), в которой движение частиц жидкости определяется орбитальными скоростями, значительно превышающими размеры поступательных скоростей.

Зоной движения наносов может быть лишь слой воды в ковше толщиной H_0 , ниже линии OO , в котором орбитальные скорости незначительны по сравнению с поступательными.

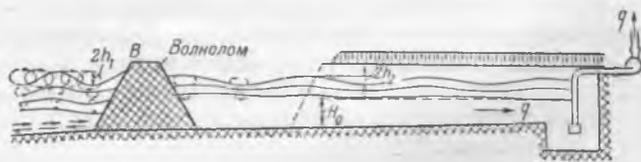


Рис. 3. Распределение поверхностного слоя при наличии волн.



Рис. 4. Распределение скоростей в ковше.
а — при отсутствии волн; б — при наличии волн.

Положение линии OO зависит от размеров максимальной амплитуды $2h_2$ — волн, возможных на территории ковша водоприемника.

Для установления толщины слоя H_0 было проведено несколько серий опытов. Данные о результатах одной из этих серий при полной глубине воды в канале ковша 5 м и средней ширине канала 20 м приводятся в табл. 1.

Таблица 1

Отбор воды q , м ³ /сек	Высота волн в пределах ковша $2h_2$, м	Толщина слоя питания H_0 , м	Толщина слоя a ($H - H_0$), м	$\frac{a}{2h_2}$	Средняя скорость в пределах питающего слоя H_0 , м/сек
10,0	1,0	2,50	2,50	2,50	0,200
10,0	0,7	3,50	1,85	2,64	0,159
10,0	0,4	4,10	0,90	2,25	0,122
6,0	1,0	2,50	2,50	2,50	0,133
6,0	0,7	3,10	1,90	2,70	0,097
6,0	0,4	3,90	1,10	2,75	0,077
20,0	1,0	2,75	2,25	2,75	0,364

Примечание. Толщина слоя a , в котором не происходит выделения наносов, отсчитывается от уровня покоя, при отсутствии волн.

Рассматривая эту таблицу, видим, что на величину слоя H_0 оказывает влияние высота волны и размер водоотбора. Однако влияние последнего фактора весьма мало и не имеет существенного значения.

Данные табл. 1, а также результаты остальных опытов, показывают, что толщина слоя a , не участвующая в питании водоприемника, может быть принята приближенно равной $\sim 5h_2$.

Таким образом, увеличения толщины активного, питающего слоя H_0 можно добиться уменьшением высоты волн в пределах ковша.

Основным сооружением, позволяющим создать в пределах ковша достаточно спокойную, защищенную от действия волн поверхность, является волнолом.

При наиболее рациональной компоновке ограждающих сооружений, как уже указывалось ранее, ковш должен иметь два входа. Произведенные опыты показали, что работа ковша будет вполне удовлетворительной, если ширина входов b_0 будет принята равной ширине канала ковша по дну b_0 (см. рис. 2).

Задаваясь значениями ширины канала ковша по дну $b_0 = 15, 20, 25$ и 30 м и принимая ширину

входов равной ширине канала ковша, был произведен ряд опытов по определению таких размеров волнолома, при которых высота волны $2h_2$ в пределах ковша снизилась бы до заданных размеров.

Во время этих опытов на участке расположения ковша, перед ограждающими сооружениями, создавались волны, высота которых соответствовала значениям высоты в натуре $2h_1 = 1,8; 2,6; 3,0$ и $3,7$ м.

Затем подбирались длина волнолома с таким расчетом, чтобы высоты волн в пределах ковша снизились бы до значений $2h_2 = 0,8; 0,7; 0,6; 0,5$ и $0,4$ м.

Результаты этих исследований приведены в табл. 2.

Таблица 2

Ширина ковша по дну b_0 , м	Ширина бокового входа b_0 , м	$2h_2$, м $2h_1$, м	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
			l_0 — длина волнолома, м				
15	15	1,8	37,5	42,0	45,0	50,0	64,0
15	15	2,6	50,0	58,0	65,0	75,0	82,0
15	15	3,0	52,0	60,0	75,0	83,0	90,0
15	15	3,7	63,0	75,0	83,0	92,0	100,0
20	20	1,8	39,0	47,5	55,0	64,0	71,0
20	20	2,6	51,0	60,0	75,0	83,0	90,0
20	20	3,0	57,5	66,5	84,0	92,0	98,0
20	20	3,7	70,0	86,0	93,5	105,0	110,5
25	25	1,8	56,0	60,0	70,0	75,0	83,0
25	25	2,6	75,0	85,0	88,0	95,0	100,0
25	25	3,0	85,0	90,0	97,0	105,0	112,0
25	25	3,7	100,0	105,0	110,0	120,0	130,0
30	30	1,8	72,5	74,0	85,0	92,0	98,0
30	30	2,6	88,0	96,0	98,0	105,0	120,0
30	30	3,0	93,0	108,0	115,0	135,0	150,0
30	30	3,7	110,0	118,0	125,0	143,0	170,0

Как видно из табл. 2, длина волнолома l_0 увеличивается с увеличением ширины входа b_0 и высоты волны $2h_1$ на открытых участках перед ковшом; эта же длина уменьшается при увеличении значений высоты волн $2h_2$, допускаемой в пределах ковша.

Канал ковша выполняет роль обычного отстойника, а поэтому для определения его размеров можно пользоваться соответствующими приемами по расчету отстойников, но учитывать, что осаждение взвешенных наносов происходит только в слое H_0 .

Выводы

На основании проведенных исследований различных вариантов ковшей водоприемников можно сделать следующие выводы.

1. Морские ковши с одним боковым входом типа М-2, М-3, М-4, М-5 (см. рис. 1) при наличии волн будут подвергаться массовому занесению наносами как у входной части, так и в пределах канала водоприемника. Влияние различного рода течений на условия работы ковша с одним боковым входом зависит от направления входа и скорости течений.

2. Значительно более благоприятными будут условия работы ковша при наличии ограждающих сооружений и двух боковых дамб. Наилучшие результаты были получены на модели М-9,

состоявшей из берегового канала, подводящего воду к насосной станции, двух боковых дамб, волнолома и донной прорези вдоль волнолома от одного бокового входа к другому (см. рис. 2). Указанная компоновка сооружений морского ковша может считаться наиболее рациональной.

3. При наличии волн и заданном отборе воды q существует некоторая глубина a (считая от уровня покоя), ниже которой расположен слой или зона живого сечения высотой H_0 , непосредственно участвующая в питании водоприемных отверстий.

4. Толщина слоя a , не участвующего в питании водоприемных отверстий, зависит от высоты волны $2h_2$ на территории ковша и скорости v в питающем слое H_0 .

При расчетных скоростях потока $v_0 = 0,10 - 0,15$ м/сек, обычно принимаемых при проектировании ковшей отстойников, толщина слоя a на основании наших опытов может быть принята равной $5h_2$.

5. На основании пп. 3 и 4 выводов высота питающего слоя $H_0 \approx H - 5h_2$.

6. При установлении длины ковша l_a , необходимой для выпадения наносов заданной крутиности, следует учитывать только глубину H_0 , значение которой определит и допустимую высоту волн $2h_2$ в пределах ковша.

7. Ширина по дну боковых входов b_0 , а также донных прорезей может приниматься равной ширине по дну b_a канала ковша.

8. Оси волнолома следует придавать направление, параллельное берегу.

9. Для предварительного определения длины волнолома можно рекомендовать зависимость

$$l_a = 1,94 \left(\frac{2h_1}{2h_2} b_0 \right)^{0,825},$$

которая в пределах обычно применяемых и испытанных значений b_0 от 15 до 30 м даст вполне удовлетворительные результаты.

□ □ □

Повышение фундаментов трансформаторов для облегчения их перекатки¹

Инж. М. Д. Шефкинд

При проектировании фундаментов под трансформаторы на открытых подстанциях их высота принимается равной 650 мм над головкой рельса, исходя из необходимости ускорить перекатку трансформатора с фундамента на трансформаторную тележку и обратно.

При этом на каждой подстанции должна иметься трансформаторная тележка, рассчитанная на полный вес трансформатора.

Это решение, правильное для крупных районных подстанций, на которых имеется трансформаторная башня, нерационально для подстанций средней и малой мощности, так как вызывает неудобства в эксплуатации и требует дополнительных затрат.

Трансформаторная тележка стоит дорого (25—30 тыс. руб.) и используется крайне редко. В то же время она не приспособлена для передвижения по железнодорожным путям на значительные расстояния. При отсутствии на подстанции трансформаторной башни тележка вообще бесцельна, и на подавляющем большинстве подстанций 35 кв такие тележки отсутствуют.

При необходимости ремонта трансформатора (мощностью до 15 000 кв), на подстанциях, где нет трансформаторной мастерской, его нужно погрузить на железнодорожную платформу, на что затрачивается значительное время и требу-

ются опытные такелажники, отсутствующие на небольших подстанциях.

Для удобства перекатки трансформаторов в сетевых районах, не имеющих ремонтных мастерских, на открытых подстанциях с трансформаторами весом до 50 т (мощность до 15 000 кв) целесообразно высоту фундаментов под трансформатор принять равной высоте нормальной железнодорожной платформы — 1 200 мм над головкой рельса, что даст возможность перекачивать трансформатор непосредственно на платформу.

Увеличение объема бетона на один фундамент не превышает 3—4 м³, а стоимость увеличится на 600—800 руб. В то же время данное мероприятие значительно ускоряет и удешевляет перегрузку трансформаторов с фундамента и обратно и позволяет полностью отказаться от трансформаторных тележек на большинстве подстанций.

Особенно рационально это мероприятие при наличии мощного энергетического узла с большим количеством подстанций 35 кв, расположенных на незначительном расстоянии от районной подстанции (например, Кузбасс или Донбасс).

В этом случае имеется возможность производить ремонт силовых трансформаторов всех подрайонных подстанций в районной подстанции, располагающей трансформаторной башней и квалифицированным ремонтным персоналом. При этом облегчение погрузки трансформаторов на много сократит время ремонта.

¹ Печатается в порядке предложения. Р е д.

□ □ □

О применении расщепленных проводов на линиях электропередачи 35 и 110 кВ

Инж. В. В. Овсеенко

В одной из энергосистем СССР для увеличения пропускной способности была произведена реконструкция линии электропередачи 110 кВ, сооруженной на деревянных опорах, рассчитанных по нормам 1932 г. Реконструкция заключалась в подвеске вторых проводов в каждой фазе и переводе линии на работу с расщепленными проводами, как было описано инж. Е. Х. Сагаловым¹. Автор указывает на известные, не раз отмечавшиеся в отечественной технической литературе² достоинства применения расщепленных проводов: индуктивное сопротивление линии значительно снижается, емкостная проводимость несколько возрастает. Кроме того, применение проводов меньшего сечения должно сопровождаться лучшим их охлаждением и, следовательно, некоторым снижением активного сопротивления.

Наличие таких положительных свойств расщепления проводов заставляет еще раз проверить целесообразность сооружения новых линий 35 и 110 кВ с подвеской нескольких проводов в фазе и рассмотреть их технические и экономические показатели. Такая проверка была произведена в институте Теплоэлектропроект путем сравнения вариантов выполнения линий 35 и 110 кВ на деревянных типовых опорах 1950 г. Для напряжения 110 кВ сравнивались линия с одним проводом на фазу марки АС-185 и линия с двумя проводами на фазу марки АС-95. Расположение проводов в обоих случаях принято горизонтальным.

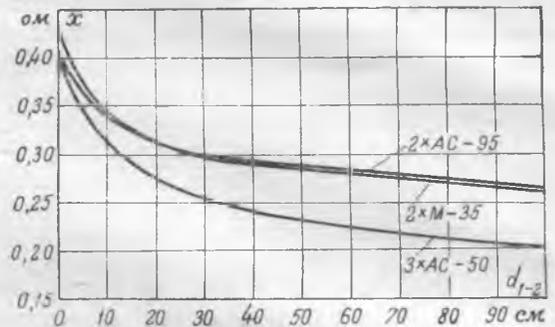
Для напряжения 35 кВ сравнивались: 1) линия с одним проводом марки М-70 и линия с двумя проводами марки М-35 на фазу; 2) линия с одним проводом марки АС-150 и линия с тремя проводами марки АС-50 на фазу. В первом случае расположение проводов — горизонтальное, а во втором случае — по равнобедренному треугольнику. Расстояние между проводами расщепленной фазы во всех вариантах было принято равным 40 см. Такое расстояние является наиболее приемлемым, так как, с одной стороны, дальнейшее увеличение расстояния между проводами не дает значительного уменьшения индуктивного сопротивления, с другой стороны, расстояние порядка 35–40 см позволяет применить при расщеплении на два провода типовую арматуру треста «Армсеть». Кроме того, большее увеличение расстояния требует удлинения траверзы опоры.

Сравнение вариантов производилось путем сопоставления их электрических параметров, конструкции опор, стоимости линий и их надежности.

При сопоставлении электрических характеристик принималось, что линии в нормальных условиях работают с нагрузкой, соответствующей эко-

номической плотности тока, т. е. в наиболее выгодном режиме. Сравнивались линии средней загрузки с продолжительностью использования максимума 5 000 час. в год. Экономическая плотность тока в этих условиях будет равна 1 а/мм².

При принятом расстоянии в 40 см индуктивное сопротивление линий с расщепленными проводами снижается примерно на 40% по сравнению с индуктивным сопротивлением линии с нерасщепленными проводами (см. рисунок).



Такое снижение индуктивного сопротивления в варианте с расщепленными проводами вызывает снижение потерь реактивной мощности, которое при рабочем токе 185 а (линия 110 кВ) составит 16,5 кВА/км. Кроме того, увеличение емкостной проводимости между фазами линии с расщепленными проводами влечет за собой увеличение зарядной мощности на 12,5 кВА/км. Для случая линий 35 кВ и расщепления на 3 провода снижение потерь реактивной мощности по сравнению с обычной линией (1xAC-150) составит ~ 8 кВА/км. Увеличением зарядной мощности линии в последнем случае (для 35 кВ) можно пренебречь, так как оно составляет несколько киловольт-ампер на километр.

Применение расщепленных проводов ведет к снижению критического напряжения короны. Однако, как показывают расчеты для линий не только 35, но и 110 кВ, при применении проводов АС-50 и выше и прокладке трассы на высоте до 200 м над уровнем моря разница потерь на корону в линиях с расщепленными и нерасщепленными проводами настолько незначительна (менее 0,1 кВт/км), что при сравнении вариантов может не приниматься во внимание.

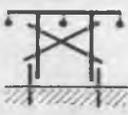
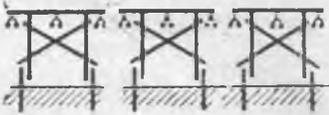
Также может не приниматься во внимание снижение активного сопротивления линии с расщепленными проводами по условиям лучшего охлаждения проводов. Так, для линий 110 кВ при экономической плотности тока разница в их температуре составит всего 2°С, что соответствует снижению потерь активной мощности при расщеплении проводов на 0,8%, или 0,16 кВт/км.

Оценку преимуществ, которые дает расщепление проводов, можно произвести, если подсчитать

¹ „Электрические станции“, 1952, № 2.

² См., например, Л. С. Машкеллейсон, „Электричество“, 1925, № 3.

Основные данные линий электропередачи с нерасщепленной и расщепленной фазой

Вид электропередачи	С нерасщепленным проводом			С расщепленным проводом		
	35		110	35		110
	MC-70	AC-150	AC-185	M×35×2	AC-50×3	AC-95×2
Напряжение, кВ						
Марка провода						
Тип опоры и расположение проводов						
Расчетный пролет, м	217	228	218	194	183	196
Сокращение пролета при расщеплении проводов, %	—	—	—	12	25	12
Увеличение расхода дерева на 1 км, %	—	—	—	13	27	15
Увеличение количества подвесных зажимов, %	—	—	—	200	300	200
Стоимость сооружения 1 км линии, тыс. руб.	55	56	72	57	61	78
Удорожание линии с расщепленными проводами, % ко всей ее стоимости	—	—	—	4	10	8,5
То же к основным затратам (сооружение опор, монтаж проводов, изоляция и арматура)	—	—	—	8,5	16	13

мощность статических конденсаторов, необходимую для приведения условий работы линий с одним проводом на фазу в соответствие с условиями работы линии с расщепленными проводами.

Результаты расчетов показывают, что для линий 110 кВ первого типа необходимо включить в каждый провод емкость около 20 кВА/км и соответственно для линий 35—8 кВА/км. Другими словами, расщепление проводов линии примерно соответствует уменьшению вложения средств в энергосистему на установку в ней статических конденсаторов или синхронных компенсаторов в размере 800—2000 руб. на 1 км при стоимости установки 1 кВА компенсирующих средств, равной 100 руб.

Так как расщепление проводов как бы эквивалентно равномерному распределению дополнительной емкости вдоль линии, то включение равной по величине сосредоточенной емкости во вторичной сети понизительных подстанций дает значительно больший эффект. Поэтому можно считать, что установка статических конденсаторов во вторичной сети на общую мощность в $20 \times L$ кВА (где L — длина линии) не только сделает вариант линии с нерасщепленными проводами равноценным варианту с расщепленными проводами в отношении потерь энергии и напряжения, но и даст дополнительную экономию за счет снижения потерь на передачу реактивной мощности во вторичной сети.

Сравнение стоимости вариантов выполнения линии производилось при условии равнопрочности их в механическом отношении. Расщепление проводов ведет к увеличению стрелы провеса по сравнению с нерасщепленными проводами. Поскольку сравнивались линии на деревянных типовых опорах, анализ велся из условия однотипности опор и наиболее часто встречающихся расчетных метеорологических условий, принятых по II району согласно «Правилам» 1947 г.

Провода линии с расщепленными фазами рассчитывались по тем же правилам, что и линии с нерасщепленными проводами. Для опор анкерного типа принимался обрыв двух проводов из шести при наибольшем изгибающем или крутящем моменте на опору. При обрыве провода в

фазе напряжение в оставшихся проводах не нормировалось. Не учитывался также и вес оборванных проводов, который вследствие наличия расщепок между расщепленными проводами несколько увеличит напряжение в необорванных проводах. Промежуточные опоры рассчитывались по нормальному режиму, поскольку предусматривалась подвеска провода к этим опорам в выпускающих зажимах.

Из результатов расчетов, сведенных в приведенную выше таблицу, следует, что сокращение пролета для линий с расщепленными проводами составляет от 12 до 25%, соответственно чему увеличивается количество арматуры и изоляции. Количество зажимов на линии увеличивается более чем на 200—300%.

Проверочные расчеты промежуточных опор показали, что вследствие увеличения нагрузки на опору от давления ветра необходимо увеличение диаметра стоек и ступней опоры без изменения схемы последней. Усиливать опоры анкерного типа не требуется.

Согласно проведенным сметно-финансовым расчетам (в ценах на I/VII 1950 г.) удорожание линии 35—110 кВ при расщепленных проводах составит от 2 до 6 тыс. руб. на 1 км, т. е. 4—10% ко всей ее стоимости, или 8,5—16% к основным затратам (сооружение опор, монтаж проводов, изоляции и арматуры).

Таким образом, применение расщепленных проводов вместо нерасщепленных на линиях 35—110 кВ с деревянными опорами в условиях экономичной загрузки линий хотя и снижает затраты в энергосистеме на установку компенсирующей емкости на 800—2000 руб., но удорожает затраты на капитальное строительство на 2—6 тыс. руб./км. В итоге применение расщепленных проводов для линий 35—110 кВ влечет за собой дополнительное вложение в размере 1200—1400 руб. на 1 км линии.

При применении расщепленных проводов можно ожидать снижения надежности работы линии и повышения числа аварий на ней по сравнению с линией с одним проводом на фазу. Это определяется увеличением количества подвесной арматуры и уменьшением диаметра проводов.

Опыт показывает, что вместе с увеличением сечения провода снижается вероятность его обрыва. Так, по данным ЦНИЭЛ на основе анализа материалов эксплуатации линий за период с 1947 по 1950 г. зависимость удельной повреждаемости проводов характеризуется следующими цифрами для марок:

	Число обрывов на 1 000 к.м в год		Число обрывов на 1 000 к.м в год
М-16	2,5	АС-50 . . .	2,0
М-35	2,5	АС-70 . . .	1,6
М-50	1,5	АС-95 . . .	1,1
М-70	1,1	АС-120 . . .	0,8
М-95	0,2	АС-150 . . .	0,8

Причиной снижения числа обрывов с увеличением сечения провода можно считать то обстоятельство, что при частых повреждениях проводов, вызываемых перекрытиями изоляции, набросами и замыканиями, у проводов большего сечения происходят лишь поверхностные ожоги и повреждения отдельных жил, не приводящие к полному обрыву провода. Неизбежность повышения повреждаемости линии при увеличении количества изоляторов, арматуры и проводов меньшего сечения станет особенно очевидной, если учесть, что, например, по данным 1948 г. аварии из-за обрывов проводов, повреждения изоляторов и арматуры составили 69,5% от всех аварий на линиях электропередачи в энергосистемах МЭС.



1. Применение расщепленных проводов для вновь сооружаемых линий электропередачи 35 и 110 кВ является нецелесообразным, так как уменьшает надежность энергоснабжения потребителей и усложняет эксплуатацию электрических сетей. Это обусловливается увеличением количества подвесных зажимов более чем на 200%, увеличением количества точек подвески вследствие сокращения пролетов на 12% и более, установкой распорок для предупреждения схлестывания проводов, а также применением проводов более мелких сечений.

2. Не давая существенных преимуществ по сравнению с обычной линией электропередачи, линия с расщепленными проводами требует значительного увеличения капитальных затрат даже для II района климатических условий. Еще больше возрастут расходы на сооружение линий электропередачи в III и IV районах климатических условий из-за сокращения пролета в среднем на 25-30% по сравнению с пролетом для обычных линий электропередачи.

3. Поэтому для напряжений 35 и 110 кВ применение расщепленной фазы может иметь место лишь в исключительных случаях, вызванных весьма большой протяженностью линии электропередачи при малом числе часов использования при нагрузке, не имеющей перспектив к росту в течение длительного периода. В таких случаях может быть целесообразна подвеска в начале провода уменьшенного сечения, с последующей подвеской второго провода.

Применение нелинейных сопротивлений для повышения устойчивости возбудителей синхронных генераторов

Канд. техн. наук Н. И. Соколов

Одним из основных требований, предъявляемых к возбудителям синхронных генераторов, является обеспечение устойчивости возбуждения на всем диапазоне регулирования — от величины напряжения, меньшей напряжения возбудителя при холостом ходе генератора, и до потолочного возбуждения, превышающего номинальное в два-три раза.

Как известно, рабочая точка режима генераторов постоянного тока, работающих по схеме самовозбуждения, определяется пересечением характеристики холостого хода (или, точнее, для возбудителей с постоянно подключенным ротором генератора кривой зависимости напряжения на зажимах возбудителя от тока возбуждения) и прямой падения напряжения в цепи возбуждения возбудителя. Наличие прямолинейного участка в начальной части характеристики возбудителя предопределяет возможность того, что прямая падения напряжения цепи возбуждения при какой-то величине сопротивления шунтового реоста-

та делается касательной к характеристике холостого хода возбудителя; при этом уже нет определенной точки пересечения между этими двумя прямыми. Это приводит к тому, что напряжение на возбудителе в начальной части характеристики может скачкообразно менять свою величину от случайных причин.

Известны два способа обеспечения устойчивости возбуждения машин постоянного тока на большей части возможного диапазона изменения напряжения. Первый способ заключается в том, что магнитная цепь возбудителя делается из частей, насыщающихся при разных значениях тока возбуждения, начиная с очень малых, благодаря чему вся характеристика приобретает искривленную форму. Второй — ныне отставленный — способ заключается в применении так называемых магнитных регуляторов или иначе реостатов в цепи ротора. Регулируя ток в главной цепи возбуждения реостатом, всегда можно обеспечить работу возбудителя в насыщенной части харак-



Рис. 1. Получение устойчивой точки возбуждения при нелинейном сопротивлении в цепи возбуждения.

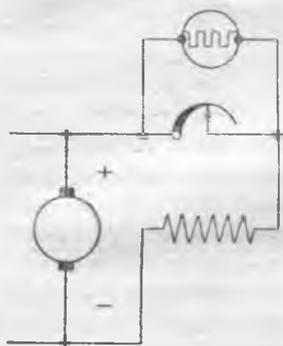


Рис. 2. Схема включения нелинейного сопротивления параллельно шунтовому реостату. Величина сопротивления увеличивается с увеличением тока.

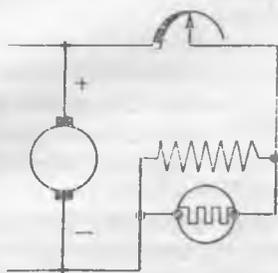


Рис. 3. Схема включения нелинейного сопротивления параллельно обмотке возбуждения. Величина сопротивления уменьшается с увеличением тока.

теристики. Последний способ в новых генераторах не применяется из-за значительных потерь энергии в магнитном регуляторе.

Первый способ, давая хорошие результаты, оказывается все же трудно осуществимым для машин с высокими потолками возбуждения и большими скоростями подъема напряжения и приводит к заметному увеличению габаритов возбуждателей. В ряде случаев появляется даже необходимость в переходе к возбуждателям с подвозбудителями, что является совершенно нежелательным с точки зрения эксплуатации.

Автором настоящей статьи разработан принципиально иной способ обеспечения устойчивости возбуждения с использованием нелинейных сопротивлений без применения подвозбудителей и при обычном выполнении магнитной цепи машины.

Определенные точки пересечения в любой части характеристики холостого хода можно получить, если иметь зависимость падения напряжения в цепи возбуждения возбуждателя не прямой, а несколько искривленной, чего можно достигнуть, вводя в цепь возбуждения нелинейные сопротивления (рис. 1).

Включая последовательно в цепь возбуждения элементы, увеличивающие свое сопротивление с увеличением тока (рис. 2), получим желатель-

ную форму кривой падения напряжения от тока. Такими сопротивлениями, увеличивающимися с увеличением тока, являются все металлы с положительными температурными коэффициентами.

Возможно также применение материалов, уменьшающих свое сопротивление с увеличением тока. В последнем случае для получения кривой падения напряжения желаемой формы нелинейное сопротивление должно приключаться параллельно обмотке возбуждения возбуждателя (рис. 3). К сопротивлениям, уменьшающим свою величину с повышением тока, принадлежат все проводниковые материалы с отрицательными температурными коэффициентами. К этому же типу сопротивлений можно отнести тирит, а также полупроводниковые выпрямители в положительном направлении, например, купроксные и селеновые.

Однако более удобными и простыми являются нелинейные сопротивления, увеличивающие свое сопротивление с увеличением тока. Возможны разные конструктивные решения, например, концевую часть реостата, используемую при пониженных нагрузках, выполняющую из нелинейного греющегося сопротивления. Тот же результат может быть получен и при обычном шунтовом реостате, если последний зашунтировать нелинейным сопротивлением, величина которого вместе с полностью введенным шунтовым реостатом должна обеспечивать напряжение на возбуждателе порядка 50—80% от возбуждения холостого хода.

В качестве нелинейных сопротивлений должны выбираться материалы с высокими значениями температурных коэффициентов, например, мягкая стальная проволока, вольфрам и т. п. Обязательным условием при выполнении греющихся сопротивлений является такое их выполнение, при котором постоянная времени была бы минимальной. Этому требованию лучше всего удовлетворяют сопротивления, выполненные в виде спиралей, свободно расположенных в воздухе. Температура нагрева сопротивлений при максимальном токе может приниматься порядка 150—200° С.

Во многих случаях в качестве нелинейного сопротивления возможно применять обычные лампы накаливания, включая их параллельно шунтовому реостату; при этом, как показал опыт, возможно использование ламп при напряжениях, значительно меньших номинального, что практически обеспечивает неограниченный срок службы ламп.

Предлагаемые схемы цепей возбуждения с нелинейными сопротивлениями могут быть использованы для некоторых старых генераторов, работающих с магнитными регуляторами, позволяя совершенно отказаться от последних. Кроме того, применяя предлагаемые схемы, в большинстве случаев можно отказаться от подвозбудителей, где они применялись, что намного повышает надежность работы генераторов.

В качестве иллюстрации влияния нелинейного сопротивления на работу возбуждателя на рис. 4 приведены кривые изменения напряжения при перемещении реостата по контактному ряду для возбуждателя, работавшего ранее с подвозбудите-

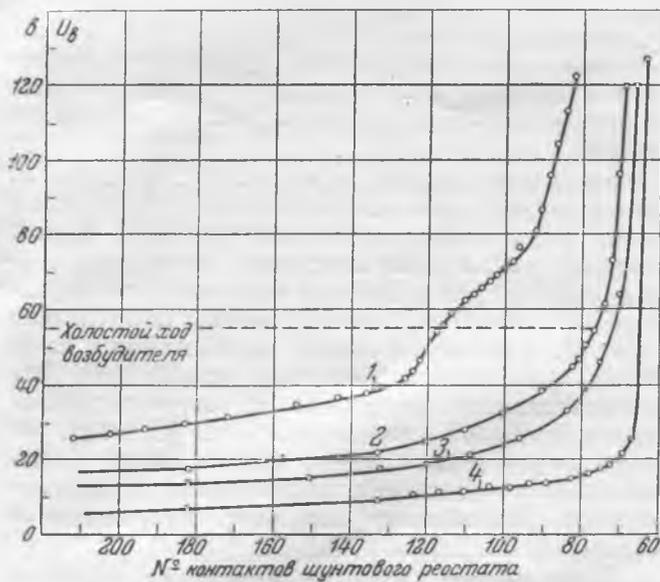


Рис. 4. Изменение напряжения на возбудителе при изменении сопротивления шунтового реостата.
1—с лампой 300 вт; 2—с лампой 150 вт; 3—с лампой 109 вт; 4—без нелинейного сопротивления.

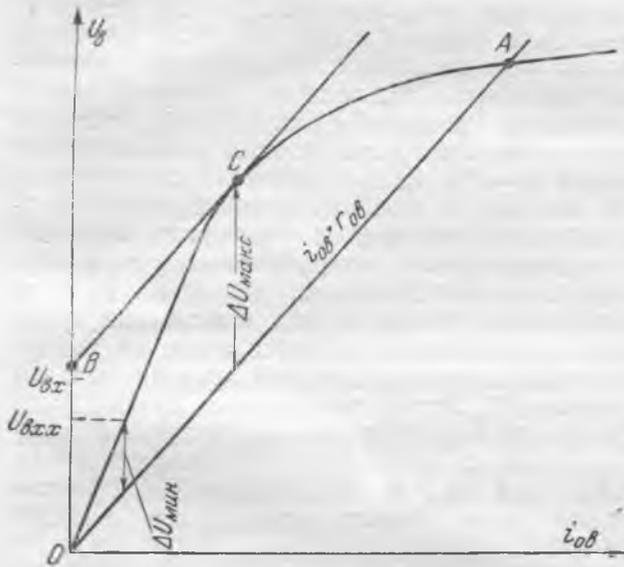


Рис. 5. Графическое определение наибольшего и наименьшего напряжения на нелинейном сопротивлении.

лем, при переводе на схему с самовозбуждением. Кривые нанесены при обычном реостате и при реостате с параллельно подключенным нелинейным сопротивлением при разных его величинах. В качестве нелинейного сопротивления применялись лампы накаливания. Как видно из кривых, при наличии нелинейного сопротивления получаются значительно лучшие характеристики, чем при использовании только шунтового реостата.

Для выбора нелинейного сопротивления предварительно следует оценить возможные пределы изменения напряжения на зажимах сопротивления.

Введем следующие обозначения:

$U_{вн}$ — напряжение возбудителя при нормальной нагрузке генератора;

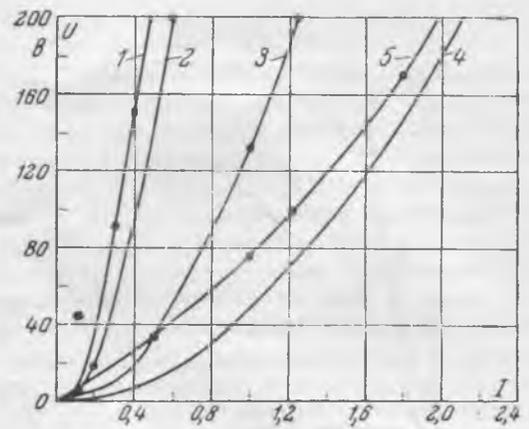


Рис. 6. Вольт-амперные характеристики некоторых нелинейных сопротивлений.

1—лампа 220 в, 109 вт; 2—лампа 220 в, 150 вт; 3—лампа 220 в, 300 вт; 4—лампа 220 в, 500 вт; 5—сопротивление из стальной проволоки диаметром 0,5 мм.

$U_{вх}$ — напряжение возбудителя при холостом ходе генератора;

$U_{вхх}$ — наименьшее напряжение возбудителя, ниже которого нет необходимости снижать напряжение (можно принять $U_{вхх} = 0,75U_{вх}$);

$r_{шр.макс}$ — максимально возможное сопротивление шунтового реостата;

$r_{об}$ — сопротивление обмотки возбуждения.

Как известно, напряжение на реостате может быть определено из графического построения (рис. 5). На одном чертеже наносятся внешняя характеристика возбудителя и прямая OA падения напряжения в обмотке возбуждения возбудителя. Разность между ординатами точек кривой внешней характеристики и прямой OA дает напряжение на реостате и в то же время на нелинейном сопротивлении. Отсюда следует, что наибольшее напряжение на реостате будет определяться расстоянием между прямой OA и прямой BC , которая проводится параллельно первой, касательно к внешней характеристике возбудителя. Для выбора нелинейного сопротивления достаточно знать пределы изменения напряжения на зажимах сопротивления, допустимую температуру нагрева и материал сопротивления.

Разберем сначала случай использования в качестве нелинейного сопротивления лампы накаливания. Лампу следует подбирать на напряжение, в два-три раза большее, чем максимально возможное напряжение, полученное из графика. Используя набор вольт-амперных характеристик для разных ламп накаливания (рис. 6), подбираем ту из ламп, для которой величина тока при напряжении $\Delta U_{мин}$, сложенная с током через реостат $\frac{\Delta U_{мин}}{r_{шр.макс}}$, будет близка к току в обмотке возбуждения по внешней характеристике при напряжении $U_{вхх}$.

Для проволоочного нелинейного сопротивления удобнее всего применять сталь — материал, обладающий наибольшим температурным коэффициентом ($\alpha = 0,0065$). Проволоочное сопротивление следует наматывать так, чтобы витки почти на всей своей длине располагались бы в воздухе;

этим постоянная времени нагрева сопротивления снижается до минимума.

Плотность тока в нагревательном элементе круглого сечения в зависимости от диаметра d , допустимой температуры нагрева $\tau_{\text{макс}}$, удельного сопротивления при предельной температуре ρ_{τ} и коэффициента теплоотдачи μ выражается формулой:

$$j = 4 \sqrt{\frac{2,5\mu\tau_{\text{макс}}}{\rho_{\tau} d}} \quad (1)$$

Для стальной проволоки можно допустить превышение температуры порядка 200°C ; при этом $\rho_{\tau} = 0,26$ и коэффициент теплоотдачи равен $0,002 \text{ вт/см}^{\circ}\text{C}$.

Подставляя принятые величины в формулу, будем иметь: допустимый ток в сопротивлении

$$I = 6,16 \sqrt{d^3} \quad (2)$$

Наиболее просто выбор нелинейного сопротивления может быть произведен путем предварительного прикидочного подсчета с последующим уточнением. Можно предварительно принять, что при наименьшем напряжении на сопротивлении $U_{\text{вхх}}$ последнее имеет температуру окружающего воздуха. Определив из графика необходимое сопротивление цепи возбуждения при напряжении $U_{\text{вхх}}$ и зная максимальное сопротивление шунтового реостата $r_{\text{шр.макс}}$ а также сопротивление обмотки возбуждения, можем оценить необходимую величину нелинейного сопротивления. Приняв максимальное превышение температуры (200°C), определим увеличенное за счет температуры сопротивление и затем, зная наибольшее напряжение $\Delta U_{\text{макс}}$ на сопротивлении, определим ток.

Пользуясь приведенными выше формулами по току, можем определить необходимый диаметр.

Допущение, что при напряжении $U_{\text{вхх}}$ сопротивление не нагрето, приводит к небольшому запасу по сопротивлению, что можно легко исправить при наладке устройства.

Выбрав необходимое нелинейное сопротивление и зная его характеристику, можно найти за-

* В. А. Булгаков, Электрическая аппаратура управления, Госэнергоиздат, 1947.

□ □ □

Об улучшении изоляции выключателей ВМ-35

Инж. Г. К. Лыткин

Случаи пробоя с дугогасителя на бак в выключателях типа ВМ-35 указывают на недостаточный запас прочности изоляции в этом месте. Конструкцией выключателя предусмотрен зазор в масле от барьера дугогасителя до фанерной обшивки бака величиной в 40 мм. При чистом, сухом масле этот зазор обеспечивает достаточный запас электрической прочности.

При сборке выключателей после ремонта неизбежны перекосы при установке вводов, дугогасителей и баков, вследствие чего зазоры дугогаситель—бак часто уменьшаются до 30—20 мм.

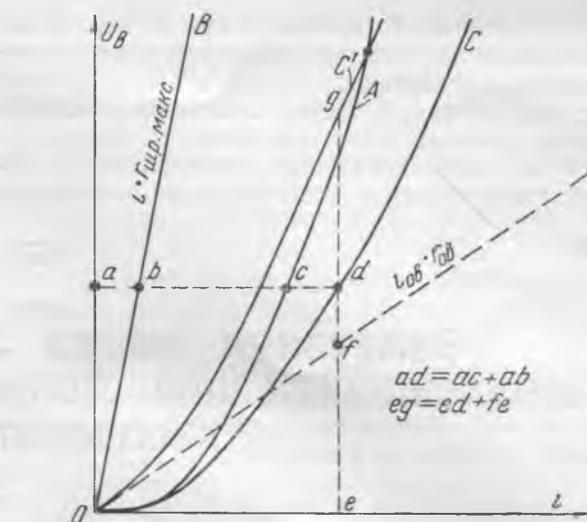


Рис. 7. Графическое построение кривой падения напряжения в цепи возбуждения при включенном нелинейном сопротивлении.

висимость напряжения на возбудителе от сопротивления шунтового реостата. Для отдельных величин сопротивлений шунтового реостата следует построить вольтамперные характеристики цепи возбуждения возбудителя (рис. 7). Для этого предварительно в осях U и i строится характеристика принятого нелинейного сопротивления (кривая OA) и прямая падения напряжения от тока в сопротивлении шунтового реостата (OB) по уравнению $U = ir_{\text{шр}}$. Складывая при одном и том же напряжении токи этих двух параллельных ветвей, получим вольтамперную характеристику реостата вместе с нелинейным сопротивлением (кривая OC). Для получения результирующей характеристики всей цепи возбуждения OC' к каждой точке кривой OC прибавляется величина падения напряжения в обмотке возбуждения $i_{\text{ов}} \cdot r_{\text{ов}}$. Нанося на одном чертеже с внешней характеристикой возбудителя семейство характеристик цепи возбуждения при разных сопротивлениях шунтового реостата и находя точки пересечения их с внешней характеристикой, получим зависимость между напряжением возбудителя и сопротивлениями шунтового реостата.

В условиях эксплуатации нередко случаи увлажнения и загрязнения масла выключателя.

Применение металлических экранов на дугогасителях полезно тем, что уменьшаются опасные градиенты в изоляционных деталях дугогасителя, но, с другой стороны, экраны увеличивают градиент электростатического поля в зазоре между экраном и баком, что способствует пробоя на бак.

Для улучшения внутрибаковой изоляции выключателей ВМ-35 следует увеличить расстояние между дугогасителем и баком в 1,5—2 раза.

Для этого целесообразно уменьшить размеры дугогасителя за счет применения стали с большей магнитной проницаемостью, а также за счет среза выступающих частей стальных пластин в местах прохода через них стяжных болтов.

Другим недостатком выключателей ВМ-35 является недостаточная влагостойкость изоляции

вторичных обмоток встроенных трансформаторов тока, в результате чего сопротивление изоляции вторичных обмоток снижается в эксплуатации до 0,5—0,1 мгом против 2 мгом по нормам.

Улучшить изоляцию следует за счет применения влагостойких изоляционных материалов.



Замечания завода „Уралэлектроаппарат“ о предложениях инж. Лыткина по улучшению изоляции выключателей ВМ-35

1. За возможные перекосы баков, вводов и дугогасителей при монтаже и ремонте выключателей ВМ-35 в эксплуатации завод отвечать не может. Эти перекосы являются основной причиной внутрибакового перекрытия ВМ-35.

2. Из заметки т. Лыткина видно («...нередки случаи увлажнения и загрязнения масла выключателя»), что в его энергосистеме не выполняются указания не только заводской монтажно-эксплуатационной инструкции № 8106, но и инструкций Технического отдела МЭС и Орггрэс по профилактическим испытаниям, что является второй из основных причин пробоев на бак.

3. Вопрос о назначении и необходимости, а также указания по правильному монтажу металлических экранов под гетинаксовым (а до 1941 г. — под электрокартонным) барьером на дугогасителе подробно разобран в статье инж. В. З. Иванова («Электрические станции», 1951, № 3). Вместо претензий энергосистемам следовало бы последовать примеру Свердловэнерго и Молотовэнерго и немедленно проверить правильность установки вводов, дугогасителей, наличие экранов, гетинаксовых барьеров, а также следить за состоянием трансформаторного масла, и тогда бы внутрибаковые перекрытия в выключателях ВМ-35 прекратились.

4. Предложение инж. Лыткина об уменьшении размеров дугогасителя за счет применения стальных пластин с большей магнитной проницаемостью, а также уменьшения выступов в сталь-

ных пластинах дугогасителей заводом принимается для экспериментирования и в случае благоприятных результатов будет внедрено.

Внедрению измененного дугогасителя выключателей ВМ-35 должны предшествовать сетевые испытания на отключающую их способность.

5. Влагостойкость встроенных трансформаторов тока выключателей типов ВМ-35 и МКП будет значительно повышена лишь после того, как кабельные заводы будут поставлять провода марки ПЭЛБО с эмалевой и хлопчатобумажной изоляцией с диаметрами меди 1,81 и 2,44 мм.

Из-за отсутствия проводов этой марки указанных диаметров завод до сего времени вынужден выпускать встроенные трансформаторы тока с применением провода марки ПБО.

6. Учитывая, что в ряде энергосистем МЭС все еще имеет место несоблюдение инструкций завода, МЭС и Орггрэс по монтажу, эксплуатации и профилактическим испытаниям, результатом чего, в частности, является длительная эксплуатация выключателей с увлажненным и загрязненным трансформаторным маслом, завод принял решение провести исследовательские работы по усилению электрической прочности изоляции бака за счет замены материала обшивки и устранения возможности непосредственного касания ее дна бака.

Зам. главного технолога завода
инж. В. З. Иванов

ОТ РЕДАКЦИИ

Опыт эксплуатации показал, что у выключателей ВМ-35 пробои внутрибаковой изоляции происходят значительно чаще, чем у выключателей любого другого типа.

Поскольку эти выключатели находятся в одинаковых условиях ухода с выключателями других типов, имеется достаточно оснований утверждать, что причины их повреждений лежат в недостатках конструкции. У выключателей этого типа небольшой перекося баков, незначительная неточность в установке барьеров, небольшое ухудшение масла, имеющее место в эксплуатации, приводят к пробоям изоляции.

Вместо того чтобы прямо признать наличие недостатков у выключателей ВМ-35, завод «Уралэлектроаппарат» ищет им оправдания. Потребителей не могут удовлетворить ссылки завода на неполучение нужного провода для трансформаторов тока и достаточно неопределенные обещания произвести «исследования» и частные улучшения дефектной конструкции.

Работники эксплуатации вправе рассчитывать, что завод «Уралэлектроаппарат» пересмотрит свою позицию в этом вопросе и в кратчайший срок разработает мероприятия, коренным образом повышающие надежность выключателей ВМ-35.



Применение метода абсорбции для контроля влажности изоляции обмоток трансформаторов

Инж. С. А. Городецкий

Метод снятия кривых абсорбции для контроля влажности обмоток генераторов применяется уже более пяти лет. При этом мегомметром определяется коэффициент абсорбции $k = \frac{R_{60}}{R_{15}}$. В соответствии с «Инструкцией технического управления Министерства электростанций по сушке синхронных генераторов» этот метод является обязательным для контроля влажности обмоток как при длительных остановках генераторов, так и при сушке машин.

Применение метода абсорбции для контроля влажности изоляции обмоток трансформаторов не получило еще достаточного распространения. Большие величины абсолютных 60-сек. значений сопротивления изоляции обмоток трансформаторов, достигающие 4 000—5 000 мгом и более, не могли быть измерены мегомметрами типа МОМ-5-1000 завода «Энергоприбор», имеющими шкалу с пределом измерений до 1 000 мгом. Выпуск этим заводом мегомметров типа МС-06-2500 с пределом измерений до 10 000 мгом позволил применить метод абсорбции для контроля влажности изоляции обмоток трансформаторов.

При этом имеется в виду применение этого метода для обмоток трансформаторов, находящихся в масле, так как абсолютные величины сопротивлений изоляции обмоток трансформаторов, находящихся в воздухе, значительно больше, чем в масле. Так, например, обмотки трансформатора типа ТДТГ-20000/110, находившиеся в воздухе, имели при температуре 10° сопротивление изоляции в пределах от 5 000 до 10 000 мгом (для разных обмоток). При той же температуре обмотки в масле имели сопротивление изоляции в 2,5 раза меньше (в пределах от 2 000 до 4 000 мгом). Поэтому имеющиеся мегомметры со шкалой до 10 000 мгом часто не позволяют определить коэффициент абсорбции для обмоток трансформаторов, находящихся вне масла.

Значения коэффициента абсорбции, полученные в результате измерений

Весьма показательны результаты измерений коэффициента абсорбции для 20 трансформаторов третьего и четвертого габаритов, произведенных мегомметром типа МС-06-2500.

Для указанных трансформаторов в целях контроля влажности их обмоток применялся емкостный метод (зависимость емкости от частоты или температуры), производилось испытание электрической прочности масла, кроме того, для крупных трансформаторов измерялся тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$).

На основании комплекса указанных испытаний установлено, что все трансформаторы, за исключением двух, не увлажнены и потому они были включены в эксплуатацию без дополнительной сушки на месте монтажа.

Коэффициент абсорбции для неувлажненных обмоток трансформаторов был в пределах 1,54 ÷ 2,2, причем для большинства трансформаторов он достигал 1,7 ÷ 1,8 при температуре 10—30° С.

Одноминутные значения сопротивления изоляции (по отношению к корпусу) для этих трансформаторов лежали в пределах 260 ÷ 4 000 мгом при тех же температурах.

Для обмоток двух увлажненных трансформаторов коэффициент абсорбции был в пределах 1,0 ÷ 1,25, а одноминутное значение сопротивления изоляции (по отношению к корпусу) в пределах 100 ÷ 500 мгом при температуре 10° С.

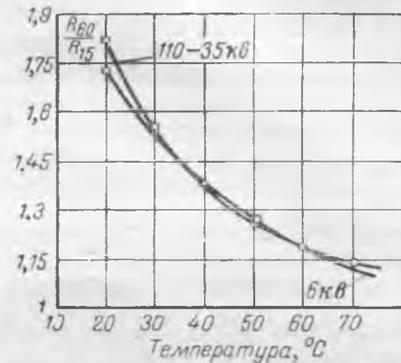


Рис. 1. Зависимость величины $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ от температуры неувлажненной изоляции трансформатора типа ТДТГ-20000/110.

Как известно, величина сопротивления изоляции обмоток трансформаторов, а следовательно, и $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ зависит от температуры, причем с повышением температуры коэффициент абсорбции уменьшается. На рис. 1 представлена зависимость коэффициента абсорбции от температуры для трансформатора типа ТДТГ-20000/110 при повышении температуры от 20 до 70° С.

На основании измерений, произведенных на 50 трансформаторах, можно ориентировочно считать, что для вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов третьего и четвертого габаритов при неувлажненной изоляции коэффициент абсорбции $\frac{R_{60}}{R_{15}} > 1,5$ при температуре 10—20° С.

Оценка состояния изоляции по коэффициенту абсорбции

В соответствии с эксплуатационным циркуляром Технического управления МЭС № 3/Э от апреля 1951 г. для трансформаторов, вновь вводимых в эксплуатацию, при неувлажненной изоляции отношение емкостей при частотах 2 и 50 пер/сек, т. е. $\frac{C_2}{C_{50}}$, не должно превышать 1,2—1,3

при температуре 10—20° С. Поскольку основным критерием для оценки влажности изоляции трансформаторов является отношение емкостей при двух частотах $\frac{C_2}{C_{50}}$, а коэффициент абсорбции, т. е.

$\frac{R_{60}}{R_{15}}$, служит дополнительным критерием, хорошо реагирующим на местные дефекты изоляции, для общей оценки состояния изоляции трансформатора необходимо совместное применение метода емкость—частота¹ и метода абсорбции.

При неувлажненной изоляции для новых трансформаторов третьего и четвертого габаритов могут быть приняты следующие соотношения при температуре 10—20° С: $\frac{C_2}{C_{50}} < 1,2—1,3$ и $\frac{R_{60}}{R_{15}} > 1,5$.

В связи с изложенным представляют интерес соображения, приведенные в статье инж. Н. П. Фуфурина², о зависимости между отношениями $\frac{C_2}{C_{50}}$ и $\frac{R_{60}}{R_{15}}$. В соответствии с данными этой статьи для трансформаторов, прошедших ремонт, для $\frac{C_2}{C_{50}}$, имеющих величину 1,2—1,3, соответствующие значения $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ находятся в пределах 1,6—1,85.

При этом следует отметить, что для трансформаторов, находящихся в эксплуатации, учитывая зашламление обмоток и ухудшение качества масла, соотношение $\frac{R_{60}}{R_{15}} < 1,5$.

Имеющиеся данные для определения коэффициента абсорбции являются недостаточными и необходимо продолжить работу по определению соотношения $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ для трансформаторов соответствующих габаритов.

Поэтому во всех случаях, когда это представляется возможным, целесообразно сопоставить полученную величину $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ с данными предшествующих измерений. Следовательно, для новых трансформаторов необходимо сравнивать полученные значения с данными измерений, произведенных на заводе-изготовителе.

В связи с этим необходимо добиться от заводов, изготавливающих трансформаторы, обязательного включения в программу заводских испытаний определения $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ при температуре 10—20° С.

Следует отметить, что на заводах, изготавливающих трансформаторы, измерение сопротивления изоляции обмоток трансформаторов часто производится со значительными погрешностями, в результате чего при измерении сопротивления изоляции на месте монтажа получаются большие расхождения по сравнению с заводскими. Так,

¹ Инж. В. Б. Кулаковский, Применение прибора для контроля влажности изоляции трансформаторов, "Электрические станции", 1951, № 3.

² "Электрические станции", 1952, № 1.

например, для одного крупного автотрансформатора при измерении сопротивления изоляции на месте монтажа при температуре верхних слоев масла 12° С на одной из обмоток получены значения, превышающие в три раза соответствующие значения, полученные при заводских испытаниях, при температуре верхних слоев масла 16° С.

При определении коэффициента абсорбции, как и вообще при измерении сопротивления изоляции обмоток трансформаторов, следует тщательно очистить поверхность выводов от влаги и грязи, так как в противном случае будут получены искаженные результаты измерения. Необходимо также до начала измерений тщательно



Рис. 2. Схема измерения сопротивления изоляции обмоток трансформатора с экранированием выводов.

прогретить поверхность изоляции зажима Л мегомметра, к которому присоединяется провод от испытываемого трансформатора.

• При измерении сопротивления изоляции обмоток трансформатора во влажную погоду, а также и в других случаях, для уменьшения токов утечки с выводов трансформатора целесообразно применять экранирование выводов, присоединяя при этом отдельный провод к зажиму Э мегомметра. Такое экранирование выводов может быть осуществлено установкой двух витков оголого провода в нижней части каждого вывода трансформатора (рис. 2).

Так, например, при измерении сопротивления изоляции обмоток 35 кВ (по отношению к корпусу) трансформатора ТМ-5600/35 35/6 кВ коэффициент абсорбции не превышал 70/60 мгоМ при 10° С.

После экранирования выводов указанным способом величина $\frac{R_{60}}{R_{15}}$ достигла 1500/700 мгоМ при той же температуре.

При повторных измерениях сопротивления изоляции обмоток трансформатора необходимо во избежание погрешностей в измерении, обусловленных накопленными ранее зарядами в изоляции, заземлить измеряемую обмотку на время не менее 1 мин.

Выводы

1. Коэффициент абсорбции $k = \frac{R_{60}}{R_{15}}$ может быть использован для контроля влажности изоляции трансформаторов как дополнительный критерий, хорошо реагирующий на местные дефекты изоляции.

2. При оценке состояния изоляции по величине коэффициента абсорбции необходимо учитывать температуру измерения.

3. Для общей оценки состояния изоляции трансформатора целесообразно совместное применение метода емкость—частота и метода абсорбции.

□ □ □

О схемах защиты на переменном оперативном токе

Канд. техн. наук В. М. Синьков, инж. Ю. В. Егоров и инж. Н. А. Полякова

Максимальные токовые защиты радиальных линий $2 \div 35$ кВ с применением оперативного переменного тока, получаемого от промежуточных насыщающихся трансформаторов тока, отличаются большой простотой и надежностью, так как при этом отпадает необходимость в аккумуляторных батареях, требующих специального ухода за ними в процессе эксплуатации. Использование этих защит рекомендуется в установках, где имеются выключатели с ручными автоматическими приводами (ПРБА, ПАШ, КАМ и др.).

Рекомендуемые схемы таких защит приведены в «Руководящих указаниях по релейной защите, осуществляемой с реле прямого действия и на оперативном переменном токе», изданных в 1943 г.

Для максимальной токовой защиты с отсечкой указан только вариант с применением реле ИТ-81, которые обладают несомненными преимуществами, сочетая в себе элементы защиты с выдержкой времени и защиты с отсечкой. Однако реле ИТ-81 не всегда могут быть применены. Этому могут препятствовать затруднения в согласовании защит смежных участков сети, трудности получения отсечек больших кратностей или же невозможность установить выдержку времени в зависимой части характеристики реле меньше $3 \div 4$ сек. при однократном токе уставки (что может значительно превышать допустимую для данной сети величину).

В подобных случаях можно рекомендовать применение сочетания максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени и защиты с отсечкой, осуществляемых с помощью реле ЭТ-521.

На рисунке показана применяемая некоторыми проектными организациями схема защиты в двухфазном исполнении с литанием оперативных цепей и отключающей катушки от двух комплектов насыщающихся трансформаторов тока ТКБ-1, включенных на разность токов двух фаз n .

Несмотря на принципиальную правильность схемы, выполненная таким образом защита обладает рядом недостатков, выявляющихся при наладочных работах.

Основной причиной неудовлетворительной работы схемы является несогласованность параметров ее элементов. Изменение этих параметров (перемотка катушек) не всегда позволяет устранить эти недостатки и добиться четкой работы схемы.

Отключающая катушка привода выключателя (типа ПРБА или ПАШ) работает от трансформатора ТКБ ненадежно, даже после перемотки ее согласно «Руководящим указаниям» (350 витков провода ПБД диаметром 1,35 мм, сопротивление около 2,7 Ом).

При токе в первичной обмотке трансформатора ТКБ 10 а ток во вторичной обмотке составляет около 3,5 а (что согласуется с данными «Руководящих указаний» для сопротивления 2,7 Ом) и является недостаточным для отключения выключателя.

Испытания ручных автоматических приводов с токовыми отключающими катушками показывают, что для надежного отключения выключателя необходимо, чтобы ток в катушке был не ниже $4 \div 5$ а (в зависимости от типа привода). Согласно кривым «Руководящих указаний» ток I_1 в первичной цепи трансформатора ТКБ при этом должен составлять $12 \div 15$ а. Следовательно, ток трогания реле ЭТ защиты с независимой выдержкой времени должен быть равен $\frac{12}{\sqrt{3}} \div \frac{15}{\sqrt{3}} = 7 \div 9$ а, что может превышать расчетную ве-

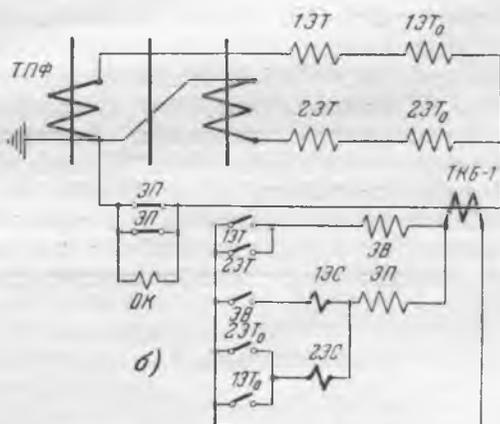
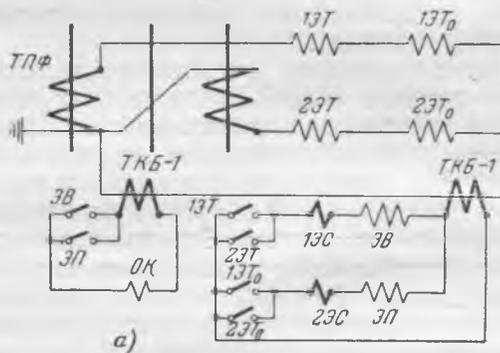


Схема защиты линии с применением двух (а) и одного (б) насыщающихся трансформаторов ТКБ-1.

13Т и 23Т — реле типа ЭТ-521 защиты с выдержкой времени фаз А и С; 13Т₀ и 23Т₀ — соответственно реле типа ЭТ-521 отсечки; 13С и 23С — сигнальные реле типа ЭС-21; 3В — реле времени типа ЭВ-200; 3П — промежуточное реле типа ЭП-41; ОК — отключающая катушка; ТКБ-1 — промежуточный насыщающийся трансформатор тока; ТПФ — трансформатор тока типа ТПФ.

личину тока трогания реле ЭТ. Это накладывает ограничения на возможность применения данной защиты.

Испытания указанной защиты показали также, что трансформатор ТКБ-1 не обеспечивает надежного срабатывания реле времени ЭВ-200 и промежуточного реле ЭП-41, рассчитанных на работу при 24 в переменного тока. Трансформатор ТКБ создает во вторичной обмотке э. д. с. 20 в при $I_1 = 5$ а и около 24 в при $I_1 = 10$ а.

В момент подключения реле к трансформатору ТКБ напряжение на его выводах значительно снижается, и реле не срабатывают.

Отсюда вытекает, что применение трансформатора ТКБ-1 завода «Уралэлектроаппарат» не обеспечивает надежной работы защиты по рассмотренной выше схеме.

На рисунке также показан предложенный авторами новый вариант схемы максимальной токовой защиты б с отсечкой с помощью реле ЭТ-521, уменьшающий количество аппаратуры и обеспечивающий надежность действия защиты при существующих трансформаторах ТКБ. Отключающая катушка, включенная непосредственно в общую цепь трансформаторов тока, шунтируется двумя (для предотвращения ложного действия) нормально замкнутыми контактами промежуточного реле ЭП-41.

Аналогичная схема может быть построена и с применением всего двух реле серии ЭТ, включенных на разность токов двух фаз (одно реле защиты с независимой выдержкой времени и одно реле отсечки).

При срабатывании защиты нормально замкнутые контакты реле ЭП размыкаются, что приводит к отключению выключателя. При этом контактам реле ЭП приходится разрывать значительный ток, определяемый максимальной кратностью вторичного тока трансформаторов тока при коротком замыкании. Эта величина зависит от типа трансформаторов тока и их загрузки. По данным завода «Электроаппарат» максимальная кратность вторичного тока при номинальной нагрузке трансформаторов тока типа ТПФ в классе 3 равна 12, т. е. максимальный ток, разрываемый контактами реле ЭП, может равняться $5 \text{ а} \times 12 \times \sqrt{3} \approx 100 \text{ а}$.

Испытания реле ЭП-41 в лаборатории показали, что их контакты свободно разрывают ток 100 а без заметного подгорания. Шунтирование размыкающихся контактов отключающей катушкой облегчает их работу.

В действительности нагрузка трансформаторов тока бывает больше номинальной (но она, конечно, для каждого типа трансформаторов тока не

должна превышать величины, определяемой кривыми 10%-ной кратности). Поэтому ток, разрываемый контактами ЭП, будет значительно меньше 100 а. Для отключающей катушки такой ток вполне допустим (кратковременно).

Для повышения надежности работы схемы в части цепей напряжения (питание реле ЭП и ЭВ) вторичная обмотка трансформатора ТКБ была увеличена на 75 витков (провод ПДБ, диаметр 1,35 мм). В результате этого напряжение на вторичной обмотке трансформатора повысилось до 32 в при токе $I_1 = 5$ а (при отсутствии вторичного тока).

С целью снижения величины потребляемого тока и облегчения работы трансформатора ТКБ катушка реле времени была перемотана. Взято 525 витков провода ПЭ диаметром 0,45 мм. При этом реле потребляет ток 1,6 а, плотность тока равна 10 а/мм^2 . Многократное включение реле (20–30 раз подряд) показало, что нагрев катушки не превосходит допустимых пределов.

Предложенный вариант защиты осуществлен на одной из подстанций, вступившей в эксплуатацию в 1951 г. Испытания схемы при наладке дали хорошие результаты. Защита дважды отключала короткие замыкания.

Несмотря на преимущества, которыми обладают схемы защиты на переменном оперативном токе, до настоящего времени не налажен комплектный выпуск заводами всех элементов, входящих в схемы таких защит. Не выпускаются реле времени переменного тока на 24 в, приводы выключателей с отключающими катушками для работы от трансформаторов ТКБ; выпускаемые промежуточные реле ЭП-41 на 24 в переменного тока нельзя признать вполне пригодными для использования в схемах защиты; требуют дальнейшего усовершенствования и трансформаторы типа ТКБ. Поэтому при проектировании и наладке защит с переменным оперативным током приходится проводить кропотливую работу по согласованию параметров элементов защиты.

Нужно провести работы по обеспечению защит на переменном оперативном токе всеми необходимыми реле заводского изготовления, а также по согласованию характеристик трансформаторов типа ТКБ с теми требованиями, которые к ним предъявляют схемы защиты.

Представляется желательным выпускать несколько серий трансформаторов ТКБ: с увеличенными вторичными токами для питания токовых катушек и с увеличенными напряжениями на вторичной обмотке (по сравнению с выпускаемыми в настоящее время) для питания катушек напряжения.



О периодичности ремонтов выключателей¹

Инж. Г. С. Сафразбекян — Мосэнерго

Инж. П. Р. Легов вполне правильно ставит вопрос о необходимости пересмотра существующих директивных указаний о периодичности ремонтов масляных выключателей.

Практика эксплуатации большого количества выключателей типа МКП-274; МКП-160; МГГ-529 и других малообъемных выключателей с ежегодным вскрытием их согласно действующим указаниям убедительно доказывают необоснованность установленной периодичности их ремонтов.

По нашему мнению, критерием определения необходимости вскрытия выключателей должны быть: состояние масла, сопротивление переходных контактов и, безусловно, частота операций с выключателем. Последнее обстоятельство автором пренебрегается, в то время как частота «работы» выключателей резко сказывается на его регулировке, ослаблении упоров и может вызвать повреждение нижних покрышек вводов (у выключателей 220—154—110 кВ).

Если масляный выключатель «не работал», т. е. не отключал какого-то количества коротких замыканий или не имел большого числа коммутационных операций, то, как правило, при внутренних осмотрах никаких ненормальностей не обнаруживается, и в этом случае все сводится к разборке и сборке выключателя без достаточных на то оснований.

Наряду с этим имеются выключатели (секционные или междушинные), которые по условиям режима в течение суток несколько раз выключаются и отключаются, хотя и не разрывают сколь-либо значительных токов. Эти выключатели требуют осмотра несколько раз в течение года и если почему-либо в установленные сроки такие осмотры не производились, то сами выключатели «напрашиваются» на ремонт частыми отказами в работе. Поэтому пренебрегать частотой «работы» выключателей при определении сроков ремонтов неправильно и это может привести только к понижению надежности эксплуатации.

На электростанциях и в сетях имеется очень большое количество масляных выключателей, которые «работают» весьма редко (выключатели трансформаторных групп, линий собственных нужд, отходящих линий и т. д.) и, как показала практика, на этих выключателях при внутренних осмотрах никаких дефектов не обнаруживается, поэтому ежегодный ремонт их становится явно нецелесообразным.

Нельзя согласиться с той частью статьи инж. Легова, где он устанавливает периодичность ремонтов выключателей, исходя из схемных или ре-

жимных возможностей вывода аппаратуры в ремонт, и предлагает производить внутренний осмотр выключателей средних напряжений более часто, чем высоких напряжений, мотивируя это простотой их вывода в ремонт.

Эта точка зрения допускает, что отказ от частых вскрытий выключателей высоких напряжений обусловлен не их состоянием, а трудностями вывода в длительный ремонт.

Считаем, что более редкие осмотры масляных выключателей со вскрытием ни в коей мере не должны понизить надежность работы оборудования в течение всего срока между ремонтами.

Правильным является предложение о пересмотре норм допустимых сопротивлений контактов. Представляется целесообразным до накопления дальнейшего эксплуатационного опыта увеличение их в 2 раза, но не более.

Что касается ссылки автора на «опыт» работы выключателей с температурой масла 80°С, то вряд ли целесообразно подражать такому состоянию эксплуатации.

Профилактические испытания и текущие осмотры между капитальными ремонтами безусловно необходимо проводить, за исключением испытания повышенным напряжением, так как не везде имеются возможности этих испытаний для масляных выключателей 220 кВ.

Представляется необходимым при пересмотре директивных указаний учесть и то обстоятельство, что непрерывно повышается как уровень культуры эксплуатации, так и качество аппаратуры, поставляемой промышленностью. Кроме того, следует предоставить право руководству энергосистем, электростанций и сетей самим определять необходимость вывода того или иного выключателя в ремонт со вскрытием в зависимости от конкретных условий его работы.

В целях накопления дальнейшего эксплуатационного опыта предлагаем установить следующую периодичность ремонтов со вскрытием:

а) многообъемные выключатели 220, 154, 110 кВ редко отключаемых трансформаторов и тупиковых линий — 1 раз в 3 года;

б) малообъемные выключатели 15—3 кВ редко отключаемых элементов схемы — 1 раз в 3 года;

в) выключатели кольцевых линий и линий, снабженных АПВ, при напряжении 220 и 110 кВ — 1 раз в 2 года.

Остальные положения, приведенные автором в выводах статьи, возражений не встречают.

Инж. В. М. Бабулевич — Днепроэнерго

Инж. Легов своевременно поднял вопрос об удлинении межремонтного срока для масляных выключателей. Действительно, по опыту эксплуа-

¹ См. П. Р. Легов, «Электрические станции», 1951, № 11.

тации высоковольтных выключателей Донбассэнерго и Днепроэнерго значительная часть выключателей при ежегодном осмотре оказывалась в хорошем состоянии и не требовала ремонта. Работы ограничивались только осмотром и чисткой, после чего выключатели вновь вводились в работу. С другой стороны, после тяжелых отключений коротких замыканий, особенно при наличии АПВ, имелись частые случаи внеочередного капитального ремонта.

Таким образом, в первом случае имело место проведение ненужных работ по вскрытию выключателей, а во втором — возникла необходимость выполнения капитального ремонта выключателей раньше предусмотренного годовым графиком срока. Приведенного уже достаточно, чтобы вопрос о сроках капитального ремонта выключателей был пересмотрен и решен более рационально.

По нашему мнению, при определении межремонтных сроков все выключатели целесообразно разбить на четыре группы, а именно:

1) баковые и малообъемные выключатели напряжением 110 кВ и выше, нормально работающие при отключениях коротких замыканий;

2) баковые и малообъемные выключатели всех напряжений, работающие на пределе и отключающие короткие замыкания с большим напряжением;

3) воздушные выключатели напряжением 110 кВ и выше;

4) выключатели 35 кВ и ниже, нормально работающие при отключении коротких замыканий.

В настоящее время нужно считать вполне возможным удлинение межремонтного срока выключателей первой группы, т. е. наиболее многочисленной категории выключателей, причем капитальный ремонт этой группы следует производить по результатам эксплуатационных испытаний, характеризующих состояние выключателя, но не реже 1 раза в 5 лет.

В объем эксплуатационных испытаний необходимо включить испытания, рекомендуемые инж. Леговым, с дополнением проверки допусков регулировки механизмов, выключателей, приводов, демпфирующих устройств, состояния изоляции проводов управления приводом и трансформаторов тока на вводах и др. Полный объем испытаний должен регламентироваться специальной инструкцией.

Выключатели второй группы, работающие на пределе, должны выводиться в ремонт после отключения короткого замыкания при наличии в масле взвешенного углерода более 1 балла.

Сроки ремонта воздушных выключателей, отнесенные к третьей группе, до получения большего опыта эксплуатации и снижения аварийности, следует временно оставить без изменения, т. е. со сроком ремонта 1 раз в год.

Капитальный ремонт выключателей 35 кВ и ниже, нормально работающих при отключениях коротких замыканий и отнесенных к четвертой группе, можно рекомендовать производить 1 раз в 2 года. Для этого типа выключателей, в отличие от выключателей 110 кВ и выше, экономически (по соображениям трудоемкости) более выгодно и значительно проще произвести осмотр со вскрытием их, чем осуществить все эксплуатационные

испытания, необходимые для решения вопроса о возможности удлинения межремонтного срока.

Рекомендуемые изменения межремонтных сроков выключателей считаем возможным и реальным принять к проведению в качестве первого этапа. В дальнейшем необходимо вести работу по упрощению и сокращению эксплуатационных испытаний и увеличению количества выключателей, переводимых на удлиненный межремонтный график ремонтов.

В этом отношении большой интерес приобретают рекомендуемые инж. Леговым ферромагнитные регистраторы, предложенные доцентами Новочеркасского политехнического института Н. Д. Дроздовым и Н. И. Анисимовым.

Инж. Г. К. Цвєрава — Бокситогорск

Полностью соглашаясь с выводами инж. Лєгова, считаем уместным привести одно соображение в дополнение к его предложениям по пересмотру периодичности ремонта выключателей.

Известно, что наибольшее число дефектов при производстве ремонтов выявляется в начальный период эксплуатации установки (2—2,5 года). Это справедливо и в том случае, когда эксплуатационные характеристики и особенности ремонтируемого оборудования не являются чем-то новым.

Такое положение объясняется прежде всего недостатками монтажа, к сожалению, еще иногда встречающимися в практике некоторых монтажных организаций.

Большая доля ответственности лежит также на работниках эксплуатации, которые очень часто снисходительно относятся к замеченным при приемке электроустановок недоделкам и прямым нарушениям «Правил устройств». Ясно, что при эксплуатации такого оборудования возникает необходимость в учащенных ремонтах. Очевидно, в случае нового, неосвоенного еще вида оборудования потребность в частых ремонтах еще более возрастает.

С течением времени в процессе эксплуатации оборудование осваивается, в некоторых случаях модернизируется, налаживается действенный контроль за его состоянием и, как следствие, появляется возможность удлинения рабочей кампании.

Поэтому напрашивается мысль, не целесообразно ли создать два графика периодичности, объема и норм испытаний и ремонтов оборудования. Первый график составляется на основе существующих норм и рекомендуется для применения в новых энергетических установках. По прошествии же 2—3 лет непрерывной эксплуатации ремонты оборудования следует производить по второму, новому графику, в котором регламентированы увеличенные сроки работы оборудования без капитального ремонта.

Инж. В. А. Солодюк — Донбассэнерго

В своей статье инж. Лєгов правильно ставит давно назревший вопрос о продлении срока между капитальными ремонтами масляных выключателей.

Характер отключений	Количество вскрытых выключателей	Предел отключающей способности, тыс кса	Состояние контактов при вскрытии	Состояние масла после отключения короткого замыкания
10÷30 коммутационных	20	—	Удовлетворительное в 15 случаях, легкий подгар в 5 случаях	
1 короткое замыкание и 15÷30 коммутационных	9	1 500÷700	Удовлетворительное	Удовлетворительное
2 коротких замыкания и 12÷25 коммутационных	3	1 500÷700	Сильный подгар в 1 случае и легкий в 2 случаях	Удовлетворительное
3 коротких замыкания и до 20 коммутационных	2	1 500÷700	Легкий подгар	Удовлетворительное
4 коротких замыкания и до 24 коммутационных	3	1 500÷700 (2 случая), 450 (1 случай)	Легкий подгар	Удовлетворительное
5 коротких замыканий и до 20 коммутационных	5	1 500÷700	Удовлетворительное в 2 случаях, легкий подгар в 3 случаях	Удовлетворительное

В одном из сетевых районов Донбассэнерго длительный опыт эксплуатации масляных выключателей полностью подтверждает справедливость выдвинутых автором положений.

В качестве иллюстрации приводится таблица, в которой отражены результаты вскрытия выключателей 110 кВ МКП-160-Д, оборудованных автоматами повторного включения (кроме трансформаторных).

Как следует из данной таблицы, только в одном случае вскрытия выключателей было обнаружено большое подгорание контактов вследствие близкого короткого замыкания. Во всех же остальных случаях выключатели могли оставаться в работе. Аналогичные данные могут быть приведены о выключателях 35 кВ отечественных и иностранных типов.

В конечном счете, не «календарь» должен диктовать необходимость вскрытия масляных выключателей 110 и 35 кВ, а люди, вооруженные аппаратурой, позволяющей определить внутреннее состояние выключателей без вскрытия. Большинство электростанций и сетевых районов в настоящее время располагают такой аппаратурой.

Профилактические испытания должны быть строго регламентированы, и кроме плановых испытаний 1 раз в год по предложенной автором программе, которая не вызывает возражений, необходимо после каждого отключения короткого замыкания проверять переходное сопротивление контактов и состояние масла.

Удлинение срока между капитальными ремонтами масляных выключателей является весьма ценным мероприятием, открывающим дополнительный источник повышения экономичности работы энергетических систем, однако неосмотрительное удлинение этих сроков может привести к снижению надежности выключателей в работе.

Предложенный инж. Леговым переход с одногодичного срока на пятилетний срок между капитальными ремонтами выключателей недостаточно обоснован, не подтвержден опытом эксплуатации и поэтому неосмотрителен.

Для накопления опыта, как первую ступень удлинения сроков между капитальными ремонтами выключателей, следует рекомендовать для

трансформаторных выключателей 110 и 35 кВ — 1 раз в 3 года и для линейных выключателей 110 и 35 кВ и для всех выключателей 6—3 кВ — 1 раз в 2 года. Эти сроки близки к проверенным в эксплуатации.

Приводы масляных выключателей необходимо осматривать ежегодно, так как их ящики допускают проникновение промышленных газов и влаги из воздуха, вредно влияющих на механизмы приводов.

Инж. М. Д. Горенштейн — Новосибирск-энерго

Предложение инж. Легова о пересмотре сроков внутренних осмотров масляных выключателей заслуживает внимания. Увеличение сроков между ремонтами позволит сократить количество ремонтного персонала и удешевит эксплуатацию.

Анализ аварийности показывает, что процент аварий, вызванных неисправностью масляных выключателей, очень невелик. Еще меньше процент аварий, происшедших из-за неполадок внутренней части масляных выключателей. Подавляющее большинство аварий с выключателями, имевших место в энергосистеме, было вызвано перекрытием вводов или неполадками в приводе.

Показательна статистика аварийности потребителей установок, где уровень эксплуатации значительно ниже, чем на предприятиях Министерства электростанций.

Из 178 аварий, происшедших за 3 года на потребительских установках 6—10—35 кВ, повреждение масляных выключателей зафиксировано в четырех случаях. В двух случаях были перекрыты вводы выключателей типа ВМ-35; в одном случае имело место повреждение привода и в одном — перекрытие изоляторов выключателя ВМ-14.

Таким образом, данные эксплуатации свидетельствуют о достаточной надежности масляных выключателей и позволяют увеличить для них межремонтный период. Однако предложенные П. Р. Леговым сроки между вскрытиями всех масляных выключателей 110 кВ трансформаторов и тупиковых линий (5 лет) и выключателей кольцевых линий (3 года) являются чрезмерно завышенными и недостаточно обоснованными.

При установлении сроков вскрытия масляных выключателей нельзя исходить только из статистики обнаруженных при вскрытиях дефектов. Важными критериями для определения сроков внутренних профилактических осмотров выключателей должны быть степень ответственности присоединения и надежность конструкции выключателя.

Очевидно, что в подавляющем большинстве случаев установки 110 кВ являются значительно более ответственными, чем установки 3—35 кВ. Следовательно, и сроки внутренних осмотров выключателей 110 кВ, несмотря на их большую трудоемкость, должны быть более частыми, чем сроки осмотров выключателей менее ответственных линий более низкого напряжения.

Нельзя также устанавливать периодичность вскрытия выключателей только по номинальному напряжению и месту установки выключателей в схеме, как это предлагает П. Р. Легов.

Сроки внутренних осмотров не могут быть одинаковыми для разных типов масляных выключателей хотя бы и одного напряжения и занимающих одинаковое положение в схеме.

Приведенный в обсуждаемой статье пример с выключателями ВМ-22-Д, ВМ-23, ВМ-25-Д и ВМ-35 подтверждает, что выключатели устаревших конструкций являются менее надежными и, следовательно, требуют более частых внутренних осмотров.

Неудачно и недостаточно характеризует условия работы выключателей предложение о разделении их на две категории в зависимости от места установки — выключатели трансформаторов и тупиковых линий и выключатели кольцевых линий. Очевидно, что выключатель 110 кВ мощного блока генератор-трансформатор может находиться в значительно более тяжелых условиях, чем выключатель кольцевой линии на удаленной понижающей подстанции. По предложению же П. Р. Легова первый выключатель нужно подвергать осмотру реже, чем второй, что, конечно, неверно.

Излишним представляется и его предложение об установке ферромагнитных регистраторов на всех масляных выключателях. В большинстве случаев величина тока короткого замыкания с достаточной точностью определяется простейшим расчетом по месту короткого замыкания на основании имеющихся в каждой энергосистеме данных по токам короткого замыкания.

Установка регистраторов целесообразна только на выключателях, работающих в таких частях сети, где ток короткого замыкания близок к предельному для данного типа выключателей.

Многообразие условий, от которых зависит надежность работы выключателей, требует особо осторожного подхода к решению вопроса о сроках между капитальными ремонтами выключателей.

Резкое увеличение периодичности между вскрытиями выключателей 110 кВ (в 5 раз против существующих норм) является чрезмерным и, во всяком случае, преждевременным.

Для обоснованного выбора межремонтного периода для масляных выключателей необходима систематизация статистики повреждаемости каж-

дого типа масляных выключателей. Определение числа аварий в год (от внутренних повреждений) на 100 выключателей каждого типа может быть легко произведено по аварийным материалам, что дает основу для установления сроков вскрытия. Дальнейшее уточнение сроков по каждому типу выключателей должно определяться степенью ответственности присоединения, наличием резервного питания подстанции и т. п.

До накопления достаточных данных необходимо установить следующую периодичность внутренних ремонтов масляных выключателей:

1) для выключателей на напряжение выше 110 кВ, учитывая их особую ответственность, следует сохранить периодичность между вскрытиями 1 год;

2) для выключателей 110—35 кВ, установленных на повысительных подстанциях электростанций, при отключении не более четырех коротких замыканий — 1 раз в 2 года;

3) для выключателей 110—3 кВ на понижающих подстанциях, отключивших не более 6 коротких замыканий в год и имеющих удовлетворительные результаты типовых испытаний, — 1 раз в 2 года;

4) для выключателей всех напряжений, имеющих незначительный (менее 10%) запас по отключающей способности в месте их установки, впредь до накопления систематизированных данных, следует сохранить существующие сроки между ремонтами;

5) выключатели 3—10-кВ установок потребителей II и III категорий можно вскрывать 1 раз в 3 года.

Следует предоставить право главным инженерам энергосистем при отсутствии неблагоприятных факторов увеличивать указанные выше сроки на 1 год.

Предложение П. Р. Легова об определении необходимости вскрытия масляных выключателей не по числу отключенных коротких замыканий, а по состоянию масла в баках и внутренних контактов, безусловно, целесообразно. Однако, впредь до накопления достаточных данных по опыту эксплуатации разных энергосистем, следовало бы рекомендовать производство внутреннего осмотра после 10—12 отключений коротких замыканий.

Одновременно с увеличением сроков между капитальными ремонтами масляных выключателей должна быть издана подробная типовая инструкция по эксплуатации масляных выключателей различных типов, а также типовая номенклатура испытаний. В основу последней может быть положен предложенный П. Р. Леговым перечень испытаний со следующими изменениями:

1. Определение времени отключения и включения следует проводить один раз в год только для выключателей 35 кВ и выше, а также для выключателей генераторного напряжения на электростанциях. Для прочих выключателей 3—10 кВ это испытание должно проводиться только после капитального ремонта выключателя.

2. Измерение сопротивления контактов следует проводить 1 раз в год и после каждого отключения короткого замыкания.

3. Испытание масла из баков и вводов выключателей необходимо производить 1 раз в год и,

кроме того, из баков — после каждого отключения короткого замыкания.

Аналогичные инструкции необходимы и для выключателей с малым объемом масла и безмасляных.

После накопления и систематизации достаточных данных по эксплуатации выключателей с увеличенным периодом между вскрытиями будут созданы условия для дальнейшего увеличения сроков между капитальными ремонтами.

Инж. В. И. Чернышевич — Днепроэнерго

Практика эксплуатации баковых масляных выключателей 220, 154, 35 и 10 2,2 кв на электростанциях и подстанциях энергосистемы подтверждает целесообразность предложенного инж. Леговым пересмотра установленной периодичности внутренних осмотров.

При проведении в послевоенный период эксплуатации (1945 ÷ 1951 г.) плановых и внеплановых внутренних осмотров баковых масляных выключателей 6,5% выключателей 220—154 кв имели дефекты, препятствовавшие дальнейшей надежной работе без их устранения. На напряжение 35 кв таких выключателей было только 3,36% и на напряжение 11 ÷ 2,2 кв — 14,6%.

По масляным выключателям 220 и 154 кв дефекты, выявленные при внутренних осмотрах, в основном имели место вследствие того, что при восстановлении поврежденных во время войны выключателей не всегда имелась возможность укомплектовать их новыми надежными деталями (водами, гасительными камерами, направляющими тягами). Только у незначительного количества линейных масляных выключателей 154 кв, имеющих несовершенные гасительные устройства (фирмы ДЖИИ, АДДА и ВВС с многократным разрывом), были обнаружены сильное оплавление контактов и наличие коллоидного углерода в масле.

У выключателей 35 и 10 ÷ 2,2 кв при внутреннем осмотре в подавляющем большинстве обнаруженные дефекты заключались в оплавлении контактов и наличии коллоидного углерода в масле.

Внеплановые ремонты проводились в основном на линейных масляных выключателях после отключения ими нескольких коротких замыканий.

При внутренних осмотрах баковых выключателей 154 кв, установленных на силовых трансформаторах, в подавляющем большинстве случаев не было обнаружено никаких дефектов, препятствовавших нормальной их работе. Это объясняется весьма незначительным количеством коммутационных операций, производимых такими выключателями, редкими случаями отключения ими коротких замыканий (повреждения силовых трансформаторов или короткие замыкания в зоне их дифференциальной защиты) и небольшой плотностью тока рабочих контактов.

Опыт эксплуатации показывает, что при вскрытии баковых масляных выключателей имеют место повреждения и дефекты, которые не всегда могут быть выявлены профилактическими испытаниями,

как то: механические повреждения деталей подвижной части выключателя (траверз, штанг, направляющих), дугогасящих устройств (гасительных камер, крепежных деталей гасительных камер), механизма движения траверзы и т. п.

До накопления достаточного опыта эксплуатации по каждому типу баковых выключателей как отечественного производства, так и иностранных фирм, нет оснований полностью принимать предложенную инж. Леговым периодичность вскрытия выключателей.

Целесообразно установить следующую периодичность внутренних осмотров баковых масляных выключателей:

1. На всех присоединениях распределительных устройств электростанций и подстанций выключатели всех напряжений, не отключившие в течение года ни одного короткого замыкания и имеющие удовлетворительные результаты типовых испытаний, должны осматриваться через год после ввода их в эксплуатацию с целью выявления возможных дефектов изготовления и монтажа и в дальнейшем:

выключатели 220, 154, 110 кв	1 раз в 4 года
" 35 кв	1 раз в 3 года
" 10 ÷ 2,2 кв	1 раз в 2 года

2. Внеплановые внутренние осмотры баковых выключателей всех напряжений и присоединений должны производиться после отключения ими коротких замыканий, если переходное сопротивление главных контактов превышает в 1,5 раза допускаемое для данного типа выключателей или содержания углерода в масле превышает 1 балл (по принятой в энергосистеме трехбалльной системе) при отсутствии возможности проведения очистки масла под напряжением.

3. Выключатели со сложными и ненадежными гасительными устройствами или имеющие другие дефекты, должны вскрываться в сроки, утверждаемые в каждом отдельном случае с учетом опыта эксплуатации этих выключателей главным инженером районного управления или энергокомбината по выключателям 220, 154 и 110 кв и главным инженером электростанции или сетевого района по выключателям 35 ÷ 2,2 кв.

Для обеспечения накопления энергосистемами достаточного опыта по эксплуатации выключателей необходимо ЦНИЭЛ или Орггрэс выпустить информационное письмо по установке на выключателях всех напряжений ферромагнитных регистраторов тока по предложению доцентов Новочеркасского политехнического института Н. Д. Дроздова и Н. И. Анисимова и организовать централизованное изготовление для энергосистем наиболее совершенной конструкции электромагнитных вибрографов по измерению времени, скорости и характеристик включения и отключения выключателей.

Н. Е. Морозов — нач. подстанции

Предлагаемое инж. Леговым решение подтверждается опытом эксплуатации одной тупиковой подстанции, где имеется выключатель типа

МКП-160Д, рассчитанный на номинальный ток 600 а, установленный в цепи трансформатора 5 600 ква.

Трансформатор в осенне-зимние нагрузки загружается на 60—80%, а в весенне-летнее время — на 20—40%.

При такой нагрузке трансформатора контакты выключателя находятся в очень благоприятных условиях работы. За десятилетнюю эксплуатацию подстанции выключатель отключил три коротких замыкания. Коммутационных отключений за год производится не более двадцати. При такой спокойной работе выключателя он может работать без вскрытия 3—5 лет. По директивным же указаниям приходится его вскрывать ежегодно, затрачивая на бесполезные вскрытия время ремонтного персонала и оставляя при выводе выключателя в ремонт трансформатор без защиты.

**Инж. Ф. И. Великанов и инж. С. А. Рева—
Мончегорск**

Мы считаем, что вопрос об удлинении сроков между вскрытиями масляных выключателей поставлен своевременно и имеет очень важное значение.

В первую очередь это должно относиться к масляным выключателям 110 кВ, так как вскрытие их является наиболее трудоемким. Однако не менее важное значение имеет удлинение сроков

между вскрытиями масляных выключателей и для напряжений 6, 10 и 35 кВ, как наиболее распространенных в эксплуатации.

Опыт эксплуатации выключателей 10—110 кВ на предприятиях нашего комбината полностью подтверждает возможность удлинения сроков между вскрытиями их, как предложено инж. Леговым. Так, например, за 6 лет эксплуатации (1946—1952 гг.) масляных выключателей 110 кВ типа МКП-160Д и Вестингауз при ежегодных вскрытиях всех их не было обнаружено дефектов, которые оправдывали бы их вскрытия. Аналогичная картина наблюдалась и по масляным выключателям 10 кВ, которых у нас в эксплуатации имеется значительное количество.

Однако ослаблять контроль за нормальным состоянием масляных выключателей не следует, а поэтому текущие внешние осмотры с проверкой качества масла, сопротивления контактов, работы соленоидного привода, защиты и т. д. нужно производить 2 раза в год (независимо от напряжения) по всем выключателям.

Одновременно с этим для накопления опыта необходимо повсеместно производить все измерения и испытания масляных выключателей до вскрытия и после окончания капитального ремонта с тем, чтобы на основании анализа полученных данных можно было бы обоснованно судить о возможности установления сроков осмотров масляных выключателей всех напряжений только 1 раз в год.

ОТ РЕДАКЦИИ

Отклики, поступившие на статью инж. Легова, дают дополнительный материал, подтверждающий в принципе правильность положений, выдвинутых автором.

Повышение культуры эксплуатации выключателей, улучшение конструкции и качества их выполнения на заводах электропромышленности, внедрение новых методов профилактических испытаний, допускающих контроль состояния наиболее ответственных элементов выключателей, позволяют положительно решить вопрос об удлинении сроков между ремонтами.

Однако, обмен мнениями показывает, что некоторые предложения инж. Легова требуют корректировки. Так, следует согласиться с рядом высказываний об установлении более частых сроков осмотров и ремонтов, чем это предлагается автором. В этом отношении рекомендации инж. Г. С. Сафразбекяна и В. А. Солодюка представляются наиболее приемлемыми. В основном их предложения сводятся к установлению трехлетней и двухлетней периодичности ремонта, в зависимости от классификации выключателей. Целесообразно также различать два периода эксплуатации — пусковой и нормальный, как это предлагает инж. Г. К. Цварава.

При установлении периодичности ремонтов следует выделять выключатели, работающие на пределе своей отключающей способности (инж. Бабулевич) и учитывать конструкцию выключателей, как это предлагает инж. Горенштейн.

При пересмотре руководящих указаний о периодичности ремонтов выключателей следует принять во внимание пожелания об установлении пределов периодичности, а не твердых единых сроков, с тем, чтобы внутри этих пределов конкретные сроки определялись руководством энергосистем с учетом местных условий.



Бетонирование в зимних условиях

Строительные работы в зимних условиях проводятся: способом термоса, комбинированным методом термоса с дополнительным прогревом, паропрогревом и электропрогревом.

Широкое применение на строительстве нашел наиболее надежный способ паропрогрева, осуществляемый с применением паровых рубашек, капиллярной опалубки или паровых тепляков. Однако он требует затрат дефицитных строительных материалов, что влечет за собой удорожание 1 м^3 уложенного бетона более чем на 23 руб.

В целях уменьшения этих затрат и экономии строительного материала инж. В. В. Кирей (Средневолгоэнергострой) предложил оригинальный способ бетонирования железобетонных конструкций в зимних условиях без сооружения дополнительных паровых рубашек, с использованием в качестве парочных рубашек самого тела железобетонных конструкций. Этот способ был с успехом осуществлен на строительстве тэц.

Сущность предложенного способа заключается в том, что в тело колонн, ригелей или балок укладываются в вертикальном положении, на расстоянии $80 \div 100 \text{ см}$ друг от друга, стальные трубы-буйки диаметром 63 мм, длиной $1,5 \div 6,0 \text{ м}$ (рис. 1). С обоих концов трубы вставляются заглушки, причем в верхней заглушке оставлено отверстие для выхода пара.

После установки боек на место в гнездо конструкции (рис. 2) обогревается паром поверхность старого бетона при помощи присоединенного к общей магистрали паропровода резинового шланга, а по окончании прогрева в шланг вставляется специальный штуцер, второй конец которого проходит в нижнее отверстие буйки. После этого вновь пускается пар, обогревающий вначале арматуру и опалубку, а затем бетонную массу по мере укладки ее в конструкцию. Благодаря этому температура доставленного к месту укладки бетона не только не понижается, а, наоборот, сразу же увеличивается. Через $50 \div 60 \text{ мин.}$ после окончания укладки бетона поворотами рычага, вставленного в дугу скобы, труба-боек поворачивается вокруг своей оси, а затем вытаскивается талью из своего гнезда.

В дальнейшем пар подается в образовавшееся от вынутого буйки цилиндрическое отверстие, перекрываемое сверху специальной камфоркой (рис. 3). Отвод конденсирующей воды производится в колоннах через оставленное

сбоку монтажное окно, куда вставляется резиновый шланг (рис. 2). Наличие надежного отвода конденсата исключает возможность его замерзания внутри конструкции.

По окончании прогрева монтажное окно и цилиндрическое отверстие, служившее для подвода пара, заливаются массой бетона, приготовленной на хлорной воде.

В конструкциях колонн цилиндрическое отверстие может и не бетонироваться, а остаться пустым или набиваться сухим песком.

Для паропрогрева плиты перекрытия обогревательные трубы укладываются горизонтально, в направлении бетонных полотен плит, прямо по арматуре на расстоянии $80-100 \text{ см}$ друг от друга (рис. 3).

После укладки обогревательных труб по бокам устанавливаются бортовые ограждающие доски, после чего в конструкцию плиты укладывается бетон полотнами в перпендикулярном направлении к опорным балкам (ребрам) перекрытия. Через $30 \div 40 \text{ мин.}$ после укладки бетона бортовые доски удаляются и образовавшийся бетонный жолоб вместе с лежащей в нем обогревательной трубкой засыпается на весь период паропрогрева речным песком слоем $10 \div 12 \text{ см}$, так же как и весь бетон плиты, предварительно укрытой одним слоем пергамина.

После окончания прогрева песок удаляется с помощью метлы и струи сжатого воздуха, а оставшийся бетонный жолоб в плите перекрытия заливается бетонной массой, приготовленной на хлорной воде, после чего вынутые из него трубы переносятся на новый участок работы для дальнейшего бетонирования.

Предварительные расчетные данные были проверены на практике под наблюдением лаборатории строительства, причем было установлено, что температура бетона, уложенного в конструкцию колонн сечением $80 \times 80 \text{ см}$ при наружной температуре -24°C , увеличилась в течение 3 час. с $+15$ до $+47^\circ \text{C}$. Последняя температура ($+47^\circ \text{C}$) поддерживалась путем регулирования поступления пара в течение 58 час., после чего пар отключался и бетон 72 часа подвергался естественному охлаждению до 0°C . При достижении температуры 0°C бортовая опалубка снималась. Прочность бетона колонны за это время достигла 70% расчетной.

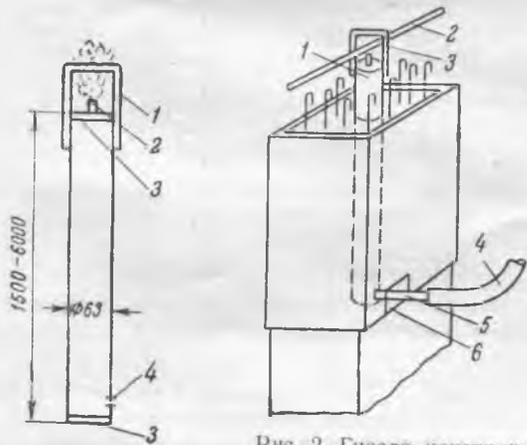


Рис. 1. Стальная труба-боек.

1—скоба для вытаскивания; 2—отверстие для выхода пара; 3—заглушка; 4—входное отверстие диаметром 13 мм для штуцера.

Рис. 2. Гнездо конструкции.

1—боек; 2—рычаг для вращения; 3—скоба для вытаскивания; 4—резиновый шланг; 5—конический штуцер; 6—монтажное окно и выпуск конденсата.

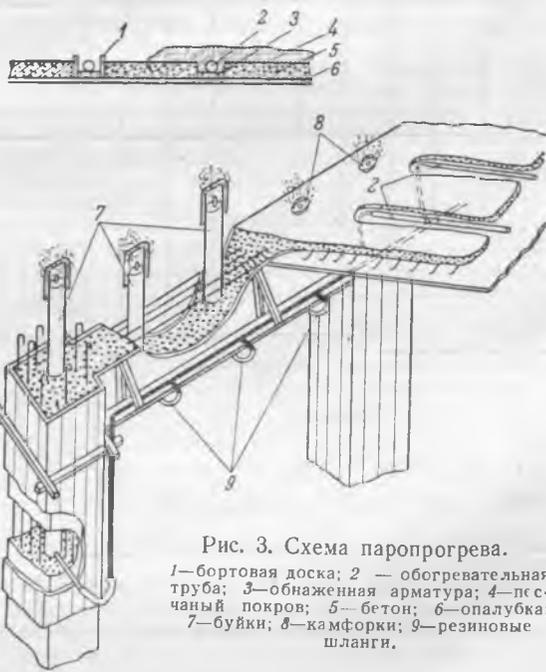


Рис. 3. Схема паропрогрева.

1—бортовая доска; 2—обогревательная труба; 3—обнаженная арматура; 4—специальный покров; 5—бетон; 6—опалубка; 7—буйки; 8—камфорки; 9—резиновые шланги.

Проверка в практических условиях показала, что предложенный т. Кирей метод бетонирования имеет следующие преимущества:

- 1) обеспечивает значительную экономию трудозатрат и материала;
- 2) очень прост в работе;
- 3) значительно сокращает время схватывания бетона и тем самым увеличивает оборачиваемость опалубки по сравнению с обычным методом;
- 4) улучшает качество бетона, так как схватывание происходит в тепловлажной среде и при укладке в дело первоначальная температура бетона не снижается, а, наоборот, сразу начинает возрастать;
- 5) легко осуществляется обогрев опалубки и старого бетона перед укладкой свежего бетона, что также улучшает качество уложенного бетона;
- 6) железобетонные конструкции, обработанные описанным способом, быстро приобретают расчетную прочность и через 4—5 дней могут быть полностью загружены.

Инж. Н. В. Киселев

Передвижная торцевая стена машинного зала

При строительстве машинных залов электростанций одна из торцевых стен делается временной и по мере расширения электростанции переносится на новое место. До достижения электростанцией полной мощности перемещение временной торцевой стены приходится производить три-четыре раза, причем продолжительность процесса разборки стены и устройства ее на новой оси очень велика, а эксплуатация машинного зала в период переноса ее затруднена. В большинстве случаев это приводит к необходимости вначале возвести новую временную торцевую стену, а затем уже приступить к разборке старой.

Севэнергопроектом разработана конструкция временной передвижной торцевой стены машинного зала.

Вертикальные нагрузки воспринимаются вертикальной фермой, опирающейся на подкрановые пути машинного зала. Опорные части фермы представляют собой тележки, по своей конструкции напоминающие тележки мостовых кранов.

Ветровые нагрузки воспринимаются двумя горизонтальными фермами, из которых одна находится на уровне верха подкрановых путей, другая — на уровне фундаментов под турбины. Как первая, так и вторая ветровые фермы при нахождении торцевой стены в эксплуатационном положении закрепляются к основным колоннам каркаса машинного зала.

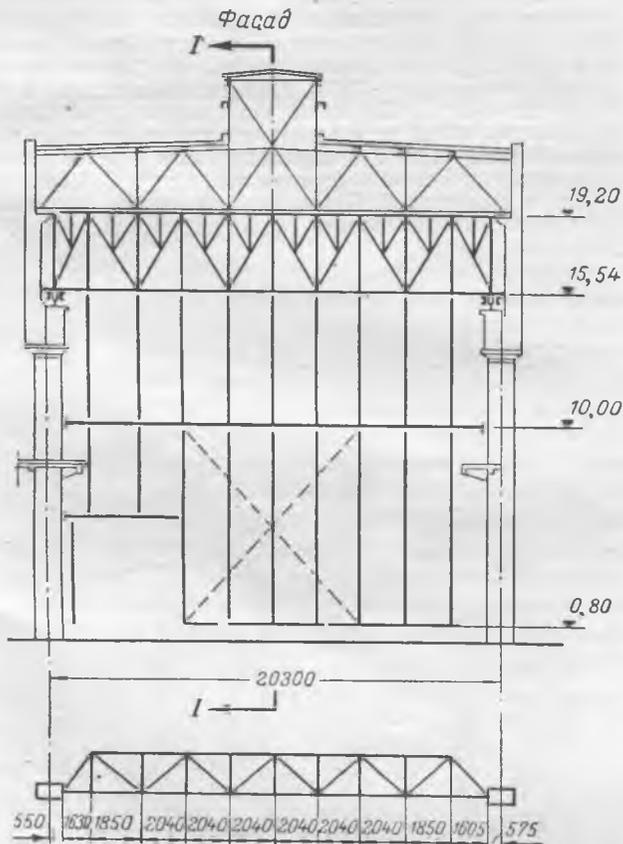
Обе ветровые фермы вместе с вертикальной фермой с помощью промежуточных элементов из уголков образуют жесткую неизменяемую конструкцию, способную воспринимать как вертикальные, так и горизонтальные нагрузки.

К поясам нижней ветровой фермы прикрепляются решетчатые подвески, скрепляемые внизу и образующие нижнюю консольную часть торцевой стены. Средние три подвески в отличие от других прикрепляются к внутреннему поясу фермы с помощью шарнира, а к наружному поясу — на болтах. Такое прикрепление дает возможность после отбалчивания стержня, примыкающего к наружному поясу фермы, произвести с помощью мостового крана машинного зала подъем указанных подвесок в горизонтальное положение для образования проема (см. рис. 1). Этот проем необходим для пропуска фундамента турбины при перемещении торцевой стены с одной оси на другую.

Металлические конструкции заполняются щитами, утепленными шлаковатой. Щиты имеют деревянную раму, обшитую асбофанерой или тонкой листовой сталью.

Перемещение торцевой стены на новую ось производится с помощью мостового крана машинного зала после предварительного снятия болтов, прикрепляющих горизонтальные фермы к колоннам. При этом мостовой кран используется как двигатель для горизонтального перемещения торцевой стены.

Перемещение торцевой стены должно быть произведено в следующей последовательности (рис. 2):



Указанная стена (рис. 1) запроектирована в виде жесткой сквозной конструкции, состоящей из системы вертикальных и горизонтальных ферм с элементами из уголков.

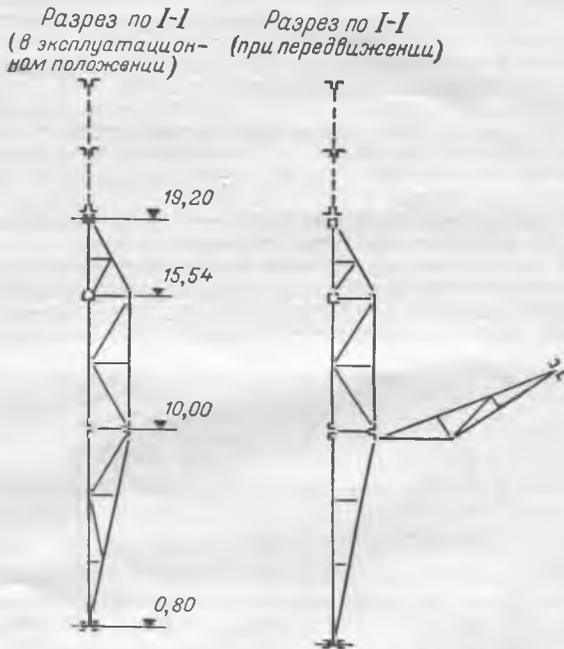


Рис. 1.

1. Снимаются щиты 1, примыкающие к колоннам машинного зала и к открывающемуся проему, и прикрывающие съемный стержень поднимающихся подвесок.
2. Скрепляется кран с тележками торцевой стены жесткими распорками 2.
3. Поднимаются в горизонтальное положение подвески 3, образующие проем.
4. Снимаются болты, прикрепляющие горизонтальные фермы к колоннам.

Разрез по I-I
(в эксплуатационном положении)

Разрез по I-I
(при передвижении)

Фасад

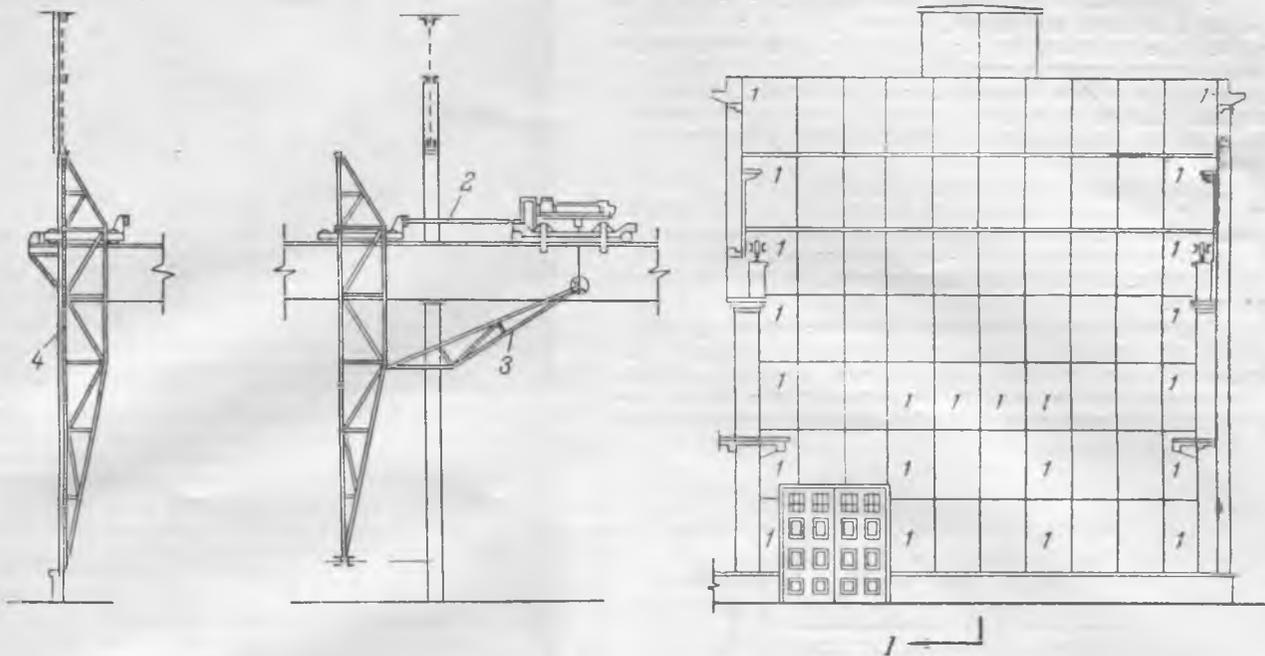


Рис. 2.

5. Торцевая стена перемещается по подкрановым путям с помощью мостового крана до упора.

6. Прибалчиваются к крановым концам ветровых ферм.

7. Опускаются подвески проема, прибалчивается съемный стержень.

8. Устанавливаются ранее снятые щиты.

Описанная конструкция передвижной торцевой стены обладает рядом преимуществ, к которым могут быть отнесены:

1. Быстрота перемещения стены на новое место с минимальной затратой рабочей силы на перемещение.

2. Возможность перемещения стены на любую ось, что позволяет произвести расширение машинного зала в несколько подочердей и таким образом улучшить условия как эксплуатации существующей части машинного зала, так и установки машин в расширяемой части.

3. Возможность монтажа стены крупными блоками, изготовление которых может быть организовано на заводе металлических конструкций.

4. Экономичность по расходу металла тем большая, чем больше пролет машинного зала.

5. Отсутствие необходимости в устройстве фундаментов под стойки временной торцевой стены.

По окончании расширения электростанции торцевая стена, служившая до сих пор в качестве временной, может быть с успехом превращена в постоянную. Для этого, установив ее на последней оси, следует возвести вперед нее кирпичную стену, связав ее с конструкциями торцевой стены анкерами и передав таким образом ветровые усилия на эти конструкции.

Сравнение основных технико-экономических показателей, произведенное для передвижной торцевой стены машинного зала тэц по проекту, разработанному Севэнерго-проектом, и временной торцевой стены этого машинного зала обычной конструкции по проекту, разработанному Московским отделением ТЭП, показало значительные преимущества первой, особенно в части стоимости перестановки торцевой стены на новое место.

Инж. Г. И. Якобсон

Дуговая сварка красной меди угольным электродом

Сварочная техника позволяет сваривать медь различными способами, как, например, дуговой сваркой в атмосфере одноатомных и многоатомных инертных газов, ме-

таллическим и угольным электродом, ацетилено-кислородным пламенем. Среди этих способов дуговая сварка угольным электродом обладает тем преимуществом, что может быть организована как на предприятии, так и в монтажных условиях. Кроме того, она обеспечивает получение сварного соединения высокого качества.

Отмеченное преимущество дуговой сварки послужило основанием для использования данного способа при монтаже медного шинпровода длиной 100 м для передачи сравнительно большой электрической мощности.

Шинпровод (рис. 1) состоял из трех шин сечением 100×10 мм, соединенных «сухарями», с расстоянием между ними около 0,5 м.

Основные особенности сварки меди, вытекающие из ее физико-химических свойств, заключаются в следующем.

1. Высокая теплопроводность меди (в шесть раз большая, чем у стали) требует более интенсивного источника тепла или обеспечения предварительного подогрева посторонним источником.

2. Повышенная способность меди соединяться с кислородом создает условия интенсивного окисления металла в процессе сварки с образованием закиси меди Cu_2O . Для защиты металла от окисления, а также для восстановления образующихся окислов применяются флюсы. В качестве последних применялся «борный шлак», состав и способ изготовления которого приводятся ниже.

3. Расплавленная медь обладает повышенной растворимостью водорода, выделяющегося из нее при охлаждении. Поглощение водорода является особенно вредным при наличии в металле закиси меди, которая, восстанавливаясь, образует нерастворимые пары воды, вызывая так называемую «водородную болезнь».



Рис. 1.

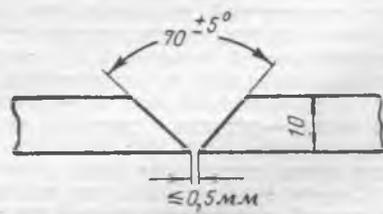


Рис. 2.

Давление образовавшихся в металле водяных паров может превосходить прочность металла, образуя мелкие надрывы и микротрещины в металле шва.

4. Повышенная текучесть меди допускает сварку ее голько в нижнем положении, причем даже и в этом случае сварка производится на подкладке. Для обеспечения необходимого размера шва (по всей его длине) требуется установка в начале и конце шва ограничителей, предохраняющих вытекание жидкого металла из сварочной ванны. В качестве ограничителей применялись угольные пластинки.

Шины, подлежащие сварке, были тщательно очищены от жира и других загрязнений с помощью металлической щетки. Очистка может производиться также и химическим способом промывкой в 10%-ном водном растворе каустической соды. Шины имели скос кромок, как это показано на рис. 2.

Подготовленные указанным способом шины укладывались на стальную плиту, на поверхность которой был предварительно уложен прокаленный листовой асбест. Применение сырого асбеста не рекомендуется из-за возможности образования с обратной стороны пористого шва.

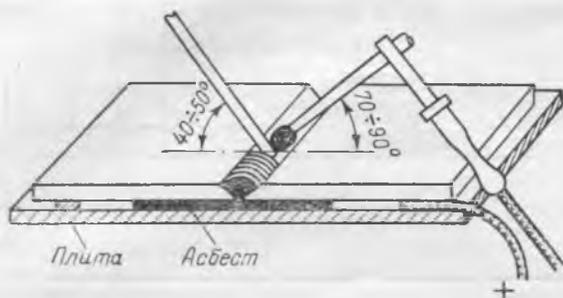


Рис. 3.

Сборка производилась таким образом, что зазор в вершине угла составлял не более 0,5 мм. Уступ поверхности одной полосы по отношению к другой не превосходил 0,5 мм.

В качестве присадочного материала применялись полоски, отрезанные от основного металла. Сечение полосок не должно быть менее 25 мм². Меньшее сечение нежелательно из-за уменьшения скорости сварки, что помимо удорожания влечет понижение качества металла шва вследствие большего его окисления.

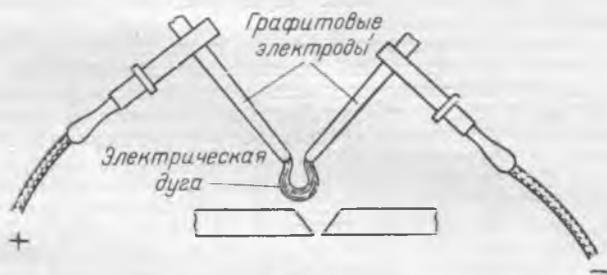


Рис. 4.

В качестве флюса применялся так называемый «борный шлак». Этот флюс представляет собой сплавление 95% по весу предварительно переплавленной буры ($\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7$) и 5% металлического магния в порошок. Расплавленная смесь выливается на металлический лист и после полного охлаждения дробится и просеивается через сито 800 отв/см².

Во избежание перерывов в процессе сварки флюс вносится в сварочную ванну нанесением его на всю поверхность присадочной проволоки, для чего поверхность присадочного прутка, предварительно смоченная жидким разведенным водой стеклом (50% жидкого стекла и 50% воды), обкатывается в измельченном и просеянном флюсе.

Применение этого способа — введение флюса в сварочную ванну — устраняет неизбежные перерывы в сварке, которые имеют место при внесении флюса в сварочную ванну путем погружения конца присадки во флюс.

Сварка производилась на машине постоянного тока при прямой полярности — минус на электроде. Сварочный ток выбирался в зависимости от диаметра электрода: при

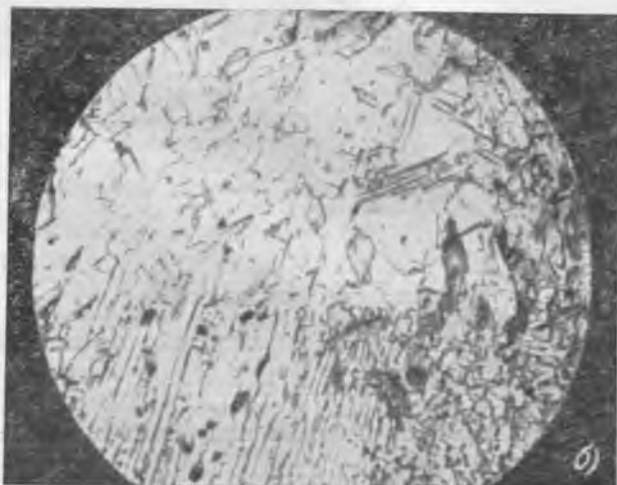
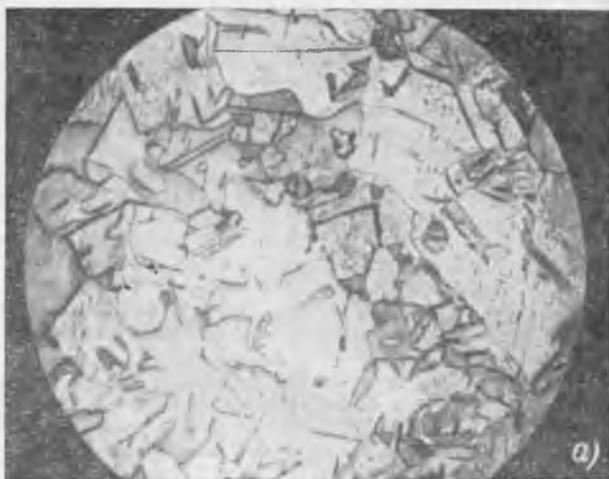


Рис. 5.

толщине свариваемых шин 10 мм и диаметре электрода 12 мм ток должен быть не менее 250 а.

Сварка должна производиться возможно длинной дугой при напряжении на дуге не менее 40 в. В процессе сварки дугу направляют на ванну расплавленного металла, не выводя ее на основной металл. Сварка по возможности не прерывается до выполнения всего шва. Кромки свариваемого металла должны оплавляться на небольшую глубину. Положения присадочного металла и электрода при сварке показаны на рис. 3.

Подварка стыковых швов с обратной стороны не допускается. Поэтому при сварке необходимо обеспечивать полный провар сечения на всю толщину свариваемых элементов при одновременном заполнении присадочным металлом всего размера шва.

Перед началом расплавления присадочного металла стык должен быть подогрет до вишневого цвета, т. е. примерно до 700° С. Подогрев осуществляется любым доступным в производственных условиях способом. При выполнении опытных сварных образцов из указанных шин был применен подогрев независимой угольной дугой, схема которого показана на рис. 4.

Качество сварки определялось внешним осмотром швов, при котором не было обнаружено каких-либо дефектов, а также видимой пористости металла.

Для проверки отсутствия внутренней пористости металла, а также микротрещин были проведены механические испытания сварных соединений и металлографические исследования металла шва.

Результаты механических испытаний образцов: предел прочности от 15 до 16,6 кг/мм² при относительном удлинении от 6 до 8,2%; разрыв во всех случаях по границам шва. Шов после сварки не проковывался, усиление его сострогано на станке.

По литературным данным¹ при газовой сварке листов меди толщиной 5 мм с применением различного состава присадочной проволоки и различных флюсов предел прочности и относительное удлинение достигали соответственно всего лишь $11,3 \div 12,3$ кг/мм² и $5,7 \div 6,9\%$. Таким образом, механические свойства швов, выполненных указанным способом, оказались выше, чем при газовой сварке.

Металлографические исследования качества металла шва показали отсутствие пор и микротрещин. На рис. 5,а показана структура основного металла, состоящая из поллэдрических кристаллов, а на рис. 5,б — структура металла шва (переход от дендритной структуры наплавленного металла к основному в зоне влияния).

Выводы

На основании проведенной работы можно сделать заключение о том, что способ дуговой сварки угольным электродом с применением флюса «борный шлак» может быть использован при изготовлении и других изделий из меди, так как он обеспечивает высокие механические показатели и может быть организован на большинстве предприятий.

Описанный способ может быть также использован при заварке дефектов бронзового литья.

Канд. техн. наук Г. А. Пухов

Гидравлическое испытание котлов с помощью сжатого воздуха

На одной из строящихся электростанций был подготовлен к гидравлическому испытанию на давление 132,5 ат котел высокого давления типа ПК-10. Проведение испытания затруднялось незаконченностью здания котельной и недостаточностью временного парового отопления, при котором температура в котельной была ниже 0°С. Воду можно было получать и накапливать лишь в ограниченном количестве в деаэрационном баке емкостью 100 м³. Из вертикального перегревателя котлоагрегата невозможно было удалить воду.

По этим обстоятельствам гидравлическое испытание требовалось провести в короткий срок и по возможности с одного наполнения котла водой. Для проведения испытания можно было использовать только четыре прессы, производительность которых оказалась равной (на плунжерах высокого давления) 30 л/час и сильно уменьшалась с подъемом давления из-за пропусков в сальниках и в обратном клапане (особенно при длительной работе). Гидравлическое испытание, проводимое помощью таких прессов, растягивается обычно на 30—40 час.

Для устранения этих трудностей были выполнены следующие мероприятия. Здание котельной было утеплено, в большей части котельной ячейки удалось достигнуть температуры $+2 \div +3$ °С. Температура эта правда, сильно зависела от наружной и иногда, местами, понижалась до 0°С и ниже. Для контроля температуры на котле, кроме нескольких термометров, было установлено 50 стаканчиков из труб, наполненных водой. Эти простые «приборы» оказались очень удобными.

Перегреватель котла был отделен от топки и хвостовых газоходов деревянными щитами с изоляцией. Получившийся шалаш был оборудован паровым отоплением.

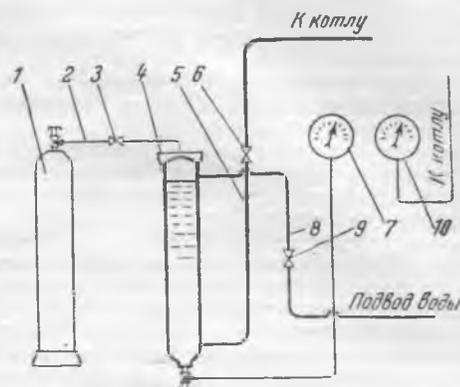
¹ А. С. Фалькевич и В. С. Черняк, Газовая сварка и резка, Машгиз, 1946.

Там же было установлено несколько жаровень из стальных листов с запасом топлива на случай повреждения парового отопления.

В баке деаэратора был создан запас воды (100 м³), которая подогревалась паром от временной котельной до 20—30°С.

Первоначально котел был опрессован сжатым воздухом давлением 6—7 ат, что позволило обнаружить и устранить довольно большое количество мелких неплотностей. Затем он был опрессован имевшимся центробежным насосом при давлении 12 ат. Но окончательно испытать котел прессами не удалось, так как из-за наличия небольших течей давление поднималось очень медленно и его подняли только до 75 ат.

В связи с этим монтажным участком были изготовлены установки¹ для вытеснения в котел воды сжатым воздухом, который накачивался в баллоны на кислородной станции (см. рисунок); четыре установки были присоединены к дренажным точкам камер экранов котла.



Установка для опрессовки котла сжатым воздухом.

Установка работает следующим образом. При открытом вентиле 3 и не присоединенной к воздушному баллону 1 трубке 2 баллон установки 4 наполняется водой через вентиль 9 и трубку 8. Затем вентиль 9 перекрывается, трубка 2 присоединяется к воздушному баллону и вода из баллона вытесняется в котел при открытых вентилях 6 и 3. Вытеснение продолжается до выравнивания давления на манометре 7 и манометре котла 10. Затем вентиль 6 перекрывается, давление в воздушном баллоне снижается и он отсоединяется. После этого операция повторяется вновь с другим воздушным баллоном. При работе установки давление воздуха в баллонах было 145 ат. Примерно в 20 последних баллонах давление воздуха было 160 ат. Всего для подъема давления от 75 до 132 ат потребовалось 70 баллонов воздуха.

Операция подъема давления от 75 до 132 ат с помощью описанной установки заняла 3 часа. Затем давление было снижено до рабочего — 110 ат, и был произведен осмотр котла.

Для дальнейшего поддержания давления в котле (на время осмотра) на уровне 110 ат в него время от времени с помощью указанной установки подавалась вода.

Использование описанной установки позволило значительно упростить и ускорить проведение гидравлического испытания крупного котлоагрегата высокого давления.

Инж. Б. И. Завадский и инж. В. А. Ильин

¹ По предложению начальника котельного цеха грэс А. А. Распера.



ОБМЕН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОПЫТОМ

Проверка удельного расхода топлива на электростанции

На одной из торфяных электростанций имелся весьма значительный перерасход топлива на выработанный киловаттчас в сравнении с расчетным по техническим нормам.

Для выяснения причин этого Энерголабораторией энергосистемы и эксплуатационным персоналом¹ была проведена трехсуточная проверка в две смены в эксплуатационных условиях без вмешательства испытателей в режим работы оборудования.

Учет топлива осуществлялся взвешиванием на предварительно проверенных вагонных весах каждого вагона топлива с определением веса брутто и тары.

Перед началом и перед концом испытаний уровень кузовного торфа в основных бункерах котлов был подведен к рукавам, а фрезерный торф из соответствующих отсеков был полностью сработан.

Во время испытаний поддерживалась постоянная связь между бункерами и весами для сопоставления номеров вагонов, поданных на бункеры под разгрузку, с номерами вагонов, прошедших взвешивание. Отбор и разделка проб торфа осуществлялись персоналом Гикторфа.

Приготовление лабораторных проб топлива, прибывавшего с торфопредприятий, производилось посменно, а для торфа, подававшегося со склада, составлялись суточные пробы.

У каждого из работавших котлов производилась запись показаний указывающих эксплуатационных параметров и водомеров. Были также использованы показания регистраторов параметров и водомеров. Для определения давления и температуры пара у котлов и перед турбинами, температуры питательной воды после регенеративных подогревателей, содержания CO_2 за котлами, температуры уходящих газов котлов и вакуума турбоагрегатов были использованы эксплуатационные регистрирующие приборы.

Расход пара на каждую турбину определялся по измерению расхода конденсата с помощью дифманометра с диафрагмой, установленной на напорной линии насоса среднего давления.

В период проведения испытаний режим работы электростанции по графику энергосистемы был крайне неблагоприятным по сравнению с намечавшимся до испытания. Электростанция регулировала частоту и работала с весьма резкими колебаниями нагрузки, причем иногда в течение часа нагрузка изменялась вдвое. Периодами приходилось отдельные котлы из-за падения нагрузки переводить на естественную тягу или отключать; имелись две растопки котлов из холодного состояния и три растопки после кратковременной остановки. Кроме того, за это время было три пуска турбогенератора для кратковременной работы с активной нагрузкой, а также в качестве синхронного компенсатора.

Фактический удельный расход условного топлива составил 564 г/квтч против расчетного по техническим нормам 543 г/квтч , т. е. с превышением на 3,9%.

Несмотря на такое большое расхождение, оно оказалось меньше имевшегося прежде на величину до 7% (в среднем за месяц), хотя условия работы электростанции в период испытаний были менее благоприятными, чем в среднем в течение месяца.

Уменьшению величины расхождения способствовали следующие факторы:

1) уточненный учет количества топлива благодаря более тщательному определению фактического веса тары каждого из разгруженных вагонов наряду с взвешиванием груженых вагонов (обычно вес тары определяется по данным периодической перевески вагонов);

2) уточненный учет качества топлива, для проведения которого количество отборщиков проб топлива было уве-

дичено Гикторфом на период испытаний вдвое против обычного;

3) персонал котельных и машинного зала в обстановке испытаний работал более внимательно, чем обычно.

Полученное при испытании превышение фактического удельного расхода по сравнению с нормальным на 3,9% можно объяснить следующим образом.

1. Топочный процесс, судя по содержанию CO_2 , велся недостаточно удовлетворительно. Среднесуточное отклонение от оптимальной зоны (как правило, в сторону снижения) составило по отдельным котлам от 0,6 до 1,2%. Перерасход топлива можно приблизительно оценить в 0,7%.

2. Персонал машинного зала допустил высокий расход циркуляционной воды, что привело к значительному переохлаждению конденсата. У турбины № 2 среднесуточная величина переохлаждения конденсата составляла $1,0 \div 1,5^\circ \text{C}$, а у турбины № 1— $3,5 \div 5,0^\circ \text{C}$. Связанный с этим перерасход тепла оценивается в 0,4%.

3. Измерение вакуума производилось эксплуатационным персоналом не в выхлопных трубах турбин, как надлежит, а в горловинах конденсаторов. Вакуум, измеренный в горловине, по данным специальных испытаний оказался более глубоким, чем измеренный в выхлопной трубе. Это привело к занижению примерно на 1,3% расхода тепла на турбины (по техническим нормам) при внесении поправки на величину вакуума, измеренную в горловине.

4. Фактический вакуум у турбин был равен 97,5% при характеристическом его значении 95%. Величина применяемой на электростанции поправки на вакуум при определении нормального расхода тепла на турбину не зависит от глубины вакуума. Между тем, несомненно, поправка на 1% вакуума в пределах 97,5% должна быть ниже, чем в пределах, например, 96%. Занижение нормального расхода тепла на турбину из-за неточности поправки на вакуум в области глубоких его значений можно ориентировочно оценить в 0,5%.

5. При подсчете нормального расхода условного топлива к. п. д. теплового потока был принят равным 97%. Однако в последующем, учитывая фактические условия работы оборудования в период испытаний, вопрос о потерях теплового потока был особо проработан и было установлено, что при расчете нормального расхода они были занижены на 0,8% или даже несколько более.

Таким образом, из имеющегося расхождения между фактическим и нормальным расходами топлива в 3,9% указанными выше причинами расшифровываются только 3,7%, а остальные 0,2% относятся к неучтенному в нормах расходу тепла на работу турбогенератора в качестве синхронного компенсатора и на трехкратный прогрев паропровода длиной около 100 м при пуске турбоагрегата.

Проведенные испытания позволили установить причины значительного расхождения между фактическим и нормальным расходами условного топлива на выработанный киловаттчас, а также наметить мероприятия, обеспечивающие уменьшение величины расхождения до незначительных размеров, а именно:

1) усиление контроля за работой персонала котельного и турбинного цехов, особенно в период неустойчивого режима работы оборудования;

2) уточнение учета веса тары вагонов;

3) усиление контроля за отбором проб торфа с тем, чтобы соблюдались требования ГОСТ 5396-50;

4) перенос точки измерения вакуума в выхлопные трубы турбин;

5) уточнение поправки к расходу тепла на турбины при отклонении фактического вакуума от характеристического в области глубокого вакуума;

6) проверка тепловой схемы электростанции с установлением технических норм для тех потоков тепла, которые таких норм не имеют.

Инж. Б. С. Рабинов

¹ Общее руководство осуществлял автор и см. в руководстве — инж. Л. Е. Маскаева и инж. М. Г. Факторович.

Применение бульдозеров на угольном складе электростанции

Целесообразность использования бульдозеров на угольных складах электростанций уже отмечалась¹. Ниже освещается конкретный опыт работы этого механизма на топливном складе тэц, работающей на тощем угле.

На электростанции сооружено приемо-разгрузочное устройство с четырьмя скреперными установками типа С-100 с ковшами емкостью по 2 м³ и склад топлива, оборудованный двумя такими же установками.

Производительность каждой скреперной установки в приемо-разгрузочном устройстве составляла 60 т/час, с увеличением при работе на коротких участках до 125 т/час.

Скреперные установки склада топлива секторного типа при максимальной высоте штабеля 6 м обеспечивали штабелевание и выдачу угля со склада до 60 т/час. В зимнее время, однако, происходило смерзание верхней корки штабеля на глубину 1—1,5 м, что препятствовало работе скрепера. Для обеспечения выдачи топлива со склада приходилось прибегать к разрушению корки, на что затрачивалось 44÷55 дней бригадой в составе 60 чел. в смену.

Работа бульдозеров организована так, что один из них подает уголь из первичной кучи, образуемой наклонным транспортером, на расстояние 35 м; второй бульдозер подает уголь еще на 35 м. При этом работа их обеспечивает суточную выдачу угля на склад при поступлении его в количестве 6 000 т/сутки.

В периоды уменьшения количества поступающего топлива бульдозеры используются для распределения угля по штабелю.

Первоначально производительность двух бульдозеров при длине подачи до 70 м составляла 1 200 ÷ 1 500 т за 8-часовую смену.

Устройством открылков и верхнего козырька на отвале бульдозера (рис. 2), выполненных по предложению гг. Аврина и Зеленина (ВНИОМС), емкость отвала была увеличена более чем в 2 раза (с 1,5 до 4 м³), а производительность двух бульдозеров увеличилась до 3 тыс. т в смену. При такой производительности двигатель бульдозера работает без перегрузки. Расход горючего (солярового масла) составляет 120 кг в смену.

Благодаря использованию погрузчика на тракторе С-80 удалось получить целесообразную конструкцию бульдозера,

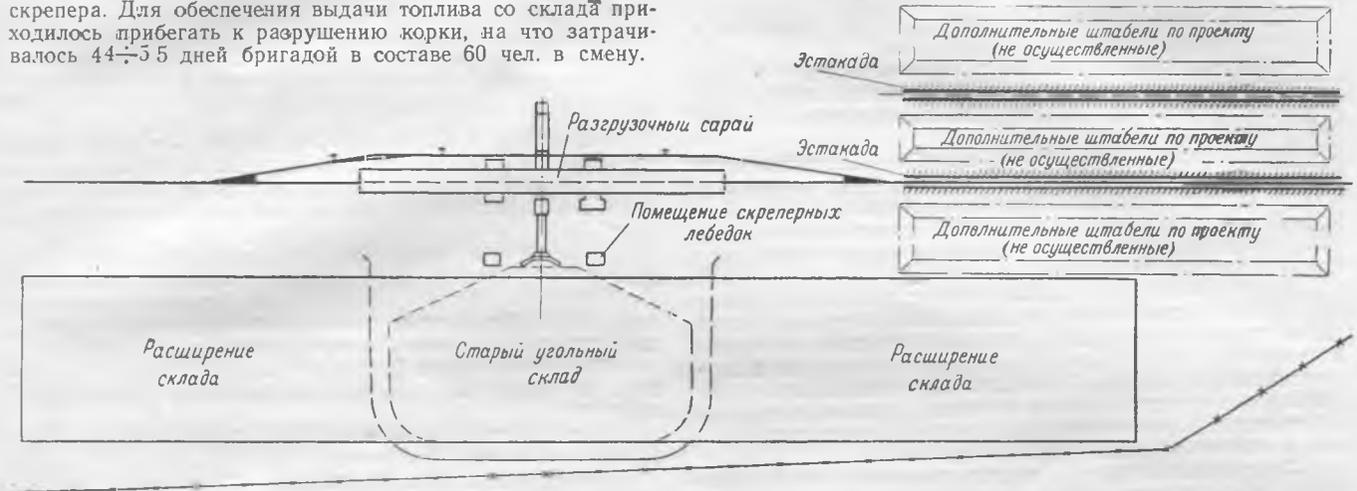


Рис. 1. Реконструкция топливного склада по предложению работников тэц (сплошной линией). Запроектированный, но не осуществленный склад показан справа.

В связи с необходимостью повысить запас топлива на складе пришлось увеличить высоту штабелей до 14 м; запас угля на складе был увеличен на 66% по сравнению с проектным. При этом производительность каждой скреперной установки снизилась до 30 т/час; при поступлении топлива до 6 000 т/сутки из-за неравномерности поставки угля тэц не справлялась с разгрузкой траншеи приемного устройства.

Для ускорения освобождения подвижного состава разгрузка угля производилась на подъездных путях и в переполненные траншеи разгрузочного сарая, вследствие чего затраты по разгрузке увеличивались в 9 раз. Несмотря на это, не удавалось обеспечивать своевременное высвобождение подвижного состава.

В связи с необходимостью дальнейшего увеличения запасов топлива был запроектирован новый угольный склад, равный по емкости существовавшему скреперному складу при достигнутой высоте штабеля 14 м (рис. 1). Стоимость нового угольного склада составляла согласно проекту 2,25 млн. руб.; дополнительные эксплуатационные расходы по этому складу должны были составить до 1,5 млн. руб. в год.

Учитывая значительные затраты денежных средств и материалов для сооружения нового склада, работники тэц предложили отказаться от его постройки, увеличив емкость имеющегося склада (рис. 1) за счет: расширения его площади, увеличения высоты башен скреперных лебедок и применения бульдозеров на тракторе С-80.

Электростанция приобрела 2 бульдозера на тракторе С-80 и освоила их в эксплуатации. Полугодовой опыт работы бульдозеров показал их полную надежность и соответствие условиям работы на складе угля.

так как подъемная рама, к которой ранее был закреплен ковш, в свою очередь, крепится к задней части рамы трактора, а сам отвал расположен на расстоянии 1 300 мм от радиатора. Этим обеспечивается безопасная работа бульдозера на высоте до 20 м у откосов штабеля.

Емкость склада увеличилась по сравнению с проектной в 4,5 раза и может быть дополнительно увеличена в пределах имеющейся территории.

Опыт эксплуатации такого склада показал, что влажность угля, подаваемого со склада, снизилась вследствие уменьшения подачи снега с углем. Уголь настолько уплотнился бульдозерами, что увлажнение и смерзание верхней корки прекратились. Кроме того, дополнительно, с целью предотвращения смерзания, верхний слой увлажненного

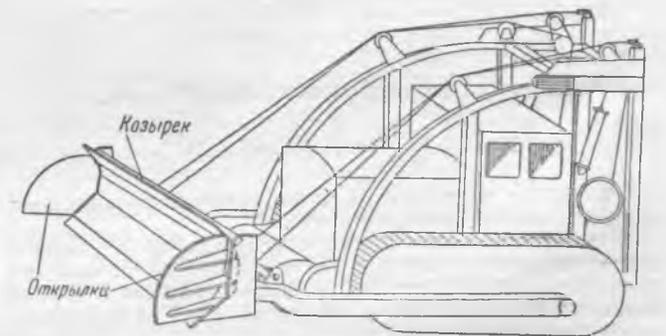


Рис. 2. Бульдозер на тракторе С-80, усовершенствованный на тэц.

¹ В. Г. Зеликман, Механизация угольных складов электростанций, "Электрические станции", 1948, № 8.

Как видно из диаграммы режимов, при некоторых величинах отбора пара турбина может развивать мощность, большую номинальной, без перегрузки проточной части по расходу пара. Так, мощность 15 тыс. кВт турбогенератор может развить при отборе пара 40 т/час и максимальной загрузке части высокого давления ($D_{\text{макс}} = 82 \text{ т/час}$); через часть низкого давления при этом проходит 42 т/час (точка А на диаграмме).

Повышение нагрузки турбогенератора на 1500 кВт за счет увеличения $\cos \varphi$ до 0,9 позволяет дополнительно выработать 6,0 ÷ 7,0 млн. кВтч в год.

Как видно из диаграммы режимов, турбина может развить мощность выше 15 тыс. кВт, а нагрузке 13,5 тыс. кВт соответствует величина отбора пара в пределах 30 ÷ 40 т/час, что гарантирует от перегрузок проточную часть турбины при колебаниях количества отбираемого пара.

Довольно продолжительный опыт эксплуатации турбины 12 тыс. кВт с нагрузками 13,5 ÷ 14 тыс. кВт при указанных условиях показал, что она работает вполне устойчиво, повышения температуры упорного подшипника и сколь-либо значительного увеличения осевого зазора не наблюдается, регулирование работает нормально.

Выводы

1. При недостаточной мощности турбинных цехов и наличии турбин типа АП и АТ, работающих с недогруженными отборами, следует использовать их перегрузочную способность, за счет чего вырабатывать дополнительное количество электроэнергии.

2. При недостатке ремонтной мощности и спаде тепловых нагрузок (в летний период) следует загружать машины АП и АТ в пределах возможной перегрузки.

3. Для прохождения максимумов в энергосистемах с недостатком мощности (зимой) следует использовать перегрузочную способность машин АП и АТ, регулируя нагрузку отборов в часы максимума тепловым графиком.

К перегрузке машин типов АП и АТ следует тщательно подготовиться: проконсультироваться с заводами-поставщиками; провести проверку приборов и испытания турбины при работе с повышенными нагрузками; составить эксплуатационные инструкции и изучить их с персоналом.

Работа генераторов с повышенной активной нагрузкой может быть обеспечена за счет повышения коэффициента мощности.

Инж. К. В. Солнцев

Переменная вибрация турбогенераторов

В практике эксплуатации турбогенераторов приходится встречаться с внезапно возникающей вибрацией, которая исчезает или самопроизвольно, или при изменении режима работы.

На заводской электростанции установлены три турбогенератора мощностью по 24 тыс. кВт, 3000 об/мин. Турбины — двухцилиндровые, валы роторов высокого и низкого давлений — гибкие.

На одном турбогенераторе при нагрузке 24 тыс. кВт и нормальных параметрах пара внезапно возникла значительная вибрация цилиндров высокого и низкого давлений. В результате вибрации сработал при нормальной скорости вращения автомат безопасности и прекратился доступ пара в турбину. Вибрация турбины немедленно прекратилась и не появлялась при последующем включении турбогенератора в сеть и восстановлении нагрузки. Спустя 37 час., снова сработал автомат безопасности в результате возобновления вибрации.

При тщательном наружном осмотре всех частей и узлов турбины и генератора явных дефектов обнаружить не удалось. Однако при проверке простукиванием плотности посадки дисков были обнаружены подозрительные глухие звуки в области первого диска ротора низкого давления.

Ввиду неясности причин возникновения вибрации были заменены роторы высокого и низкого давлений турбины имеющимися резервными. С этими роторами агрегат был пущен и работал без каких-либо ненормальностей. При

последующем ремонте ранее работавшего ротора низкого давления было установлено, что посадка первого диска действительно оказалась неплотной и этот диск был свободно снят без предварительного подогрева. Проверка посадочных размеров диска и вала показала, что имеется зазор по посадочным местам 0,14 мм, а в диаметрально противоположных направлениях местная сработка достигает 0,32 мм.

После пятилетней работы турбогенератора с установленными резервными роторами турбины в цилиндре низкого давления начали проявляться ненормальные шумы при определенных режимах, которые исчезали или самопроизвольно, или при незначительном изменении этих режимов, в частности при увеличении или уменьшении давления в регулируемом отборе пара.

Через 48 дней работы турбогенератора после появления первого шума внезапно возникла и также внезапно исчезла незначительная вибрация цилиндров турбины. Нагрузка при этом была 28 тыс. кВт, параметры пара и скорость вращения — нормальные. Вибрация турбины длилась примерно около 1 мин. В последующее время наряду с шумом самопроизвольно появлялась и исчезала кратковременная вибрация турбины, 1—2 раза в месяц. Интересно отметить, что перед возникновением вибрации менялся шум турбины, но не всегда появление шума сопровождалось вибрацией.

В дальнейшем работе турбогенератора вибрация появлялась все чаще и чаще, в первую очередь в цилиндре низкого давления, а затем быстро распространялась на всю турбину.

При вскрытии турбины было установлено, что зазор по посадочному месту первого диска ротора низкого давления достигал 0,18 мм и обнаружена сработка внутренней поверхности ступицы диска и вала такого же характера, как было отмечено выше.

Во втором случае, как и в первом, причиной возникновения вибрации явилось ослабление посадки первого диска ротора низкого давления. Это подтверждается тем, что ротор с вновь посаженными дисками, с более значительным натягом длительное время работает нормально и вибрация не появляется до настоящего времени.

На втором турбогенераторе такого же типа периодическая появлялась и иногда самопроизвольно исчезала вибрация цилиндра низкого давления и, особенно, корпуса подшипников между турбиной и генератором. Она значительно снижалась при снятии нагрузки с турбины и полностью исчезала только после снятия возбуждения с генератора.

Вибрация, как правило, появлялась в первый период подъема электрической нагрузки турбогенератора. Во время нормальной эксплуатации она появлялась очень редко — за 7 мес. при нормальной работе только 2 раза.

При капитальном ремонте турбогенератора было установлено наличие периодического замыкания между собой и на землю трех витков в одном пазу ротора генератора.

Для устранения вибрации были заменены резервными не только ротор генератора, но и оба ротора турбины, после чего турбогенератор работал нормально. Проверка снятых роторов турбины показала полную их исправность, что подтвердилось последующей работой их в другой турбине.

На другой электростанции турбогенератор мощностью 2300 кВт, 3000 об/мин с гибким валом также испытывал переменную вибрацию. В данном случае она являлась следствием неправильной установки опоры переднего подшипника, вызвавшей увеличение расстояния между опорами ротора, снижение жесткости вала и смещение второй критической скорости вращения его в область, близкую к нормальной скорости вращения. Уменьшение площади прилегания шейки вала к вкладышу переднего подшипника (при длине вкладыша 250 мм прилегание было только на длине 40 мм) увеличивало удельное давление на работающей части вкладыша и нарушало клиновидный масляный слой, вызывая возмущающее усилие.

После устранения ненормальности в установке переднего подшипника турбогенератор в течение продолжительного времени работает спокойно, без вибраций.

Инж. К. Т. Фионов

Включение синхронного компенсатора способом самосинхронизации

На одной из подстанций произведено включение синхронного компенсатора мощностью 15 тыс. *кВА* способом самосинхронизации¹.

На подстанции установлены три однотипных синхронных компенсатора, каждый из которых работает от отдельной трансформаторной группы 31 500 *кВА*, 110/35/6 *кВ* (рис. 1) через обмотку 6,6 *кВ*. Обмотки 6,6 *кВ* трансформаторных групп используются только для синхронных компенсаторов, запуск которых производится с помощью разгонных электродвигателей.

Основные параметры синхронного компенсатора, его возбудителя, подвозбудителя и разгонного электродвигателя приведены в таблице.

Наименование	Синхронный компенсатор	Возбудитель	Подвозбудитель	Разгонный электродвигатель
Номинальная мощность, <i>кВА (кВт)</i>	15 000	70	6,5	350
Номинальный ток, <i>А</i>	1 315	610	56,5	482
Номинальное напряжение, <i>В</i>	6 600	115	115	6 600
Напряжение возбуждения, <i>В</i>	115	115	115	—
Ток возбуждения, <i>А</i>	610	—	—	—
Скорость вращения, <i>об/мин</i>	750	750	750	735

Применявшаяся ранее схема включения синхронного компенсатора (рис. 2) сложна и громоздка, так как для ее включения необходимо выполнять следующие операции:

- 1) включить выключатель № 1 «нуля» синхронного компенсатора;
- 2) включить выключатель № 2 звезды выводов обмотки статора разгонного электродвигателя;
- 3) включить выключатель № 3 разгонного электродвигателя;
- 4) включить выключатель № 4 перемычки между электродвигателем и синхронным компенсатором после достижения подсинхронной скорости вращения;
- 5) отключить выключатель № 2 выводов обмотки статора разгонного электродвигателя (этим самым синхронный компенсатор подключается к сети через последовательно соединенные реактор и двигатель);
- 6) включить АГП и возбудить синхронный компенсатор;
- 7) включить выключатель № 5 синхронного компенсатора;
- 8) отключить выключатель № 3 разгонного электродвигателя;
- 9) отключить выключатель № 4 перемычки между разгонным электродвигателем и синхронным компенсатором.

При включении синхронного компенсатора способом самосинхронизации осциллографировались в цепи статора синхронного компенсатора ток (фаза А) и напряжение (фаза АВ). Одновременно производились наблюдения по приборам щита управления и контрольным приборам

¹ Включение производилось с участием инженеров Р. И. Бойко, Г. С. Дегиля, К. А. Ергакова, И. Н. Петрушевского и М. А. Шишкина под руководством автора.

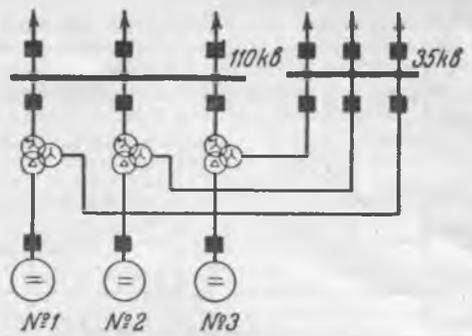


Рис. 1. Схема работы синхронных компенсаторов.

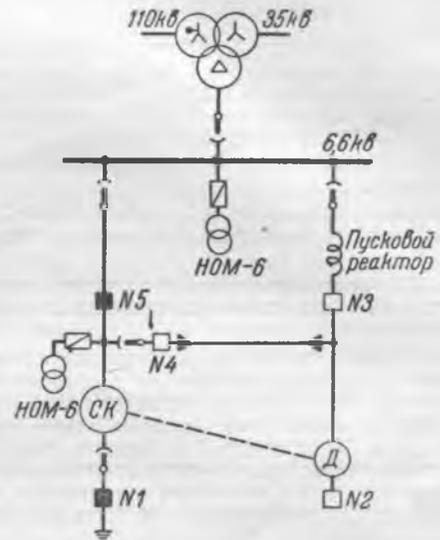


Рис. 2. Старая схема пуска синхронных компенсаторов.

класса точности 0,5. Окончание разворота определялось по отклонению стрелки амперметра разгонного электродвигателя до 482 *А*, что соответствует номинальной скорости вращения, а также с помощью ручного тахометра.

Перед включением синхронного компенсатора способом самосинхронизации была снята блокировка между АГП и выключателем № 3. Все защиты, установленные на синхронном компенсаторе и на трансформаторной группе, оставались без изменений.

Остальные два компенсатора работали по своим нормальным схемам с полной нагрузкой. Все три трансформаторные группы 31 500 *кВА* были загружены на 80%.

Все выключатели и АГП компенсатора находились в отключенном положении, а его шунтовой и регулировочный реостаты были полностью введены. Обмотка ротора была замкнута на сопротивление гашения поля.

Включение синхронного компенсатора способом самосинхронизации производилось в следующем порядке. Пос-

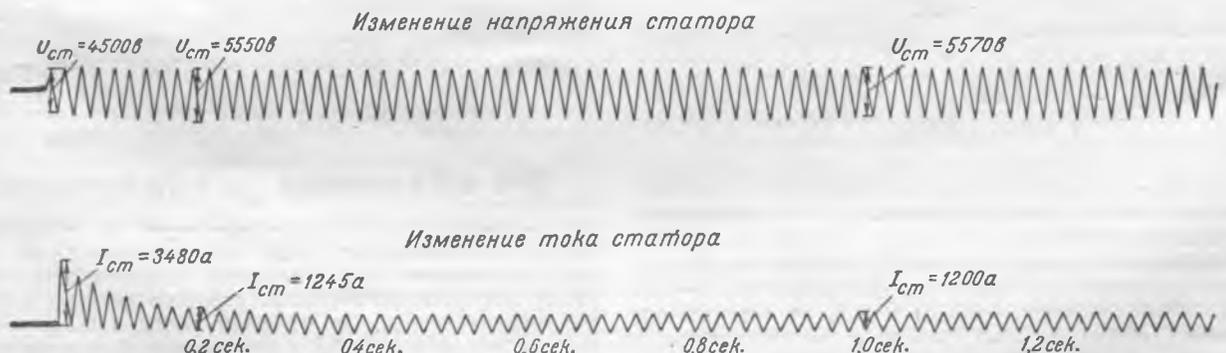


Рис. 3. Осциллограммы изменения значений напряжения и тока статора компенсатора № 1 способом самосинхронизации.

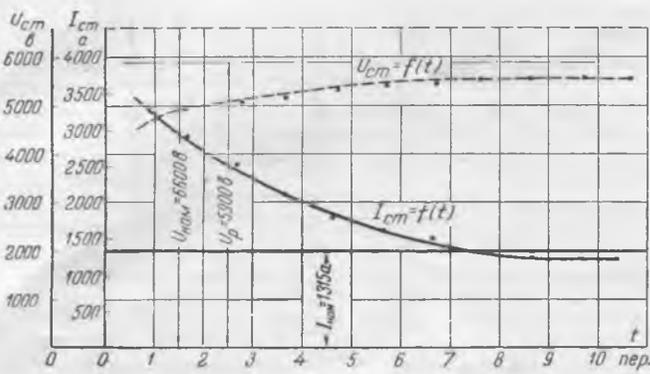


Рис. 4. Кривые изменения тока и напряжения в первые 10 периодов при включении компенсатора № 1 способом самосинхронизации.

ле включения выключателя № 1 «нуля» синхронного компенсатора и выключателя № 2 звезды выводов обмотки статора разгонного электродвигателя был включен главный выключатель № 3 разгонного электродвигателя и развернут синхронный компенсатор через реактор до нормальной скорости вращения.

По окончании разворота был возбужден возбудитель и включен главный выключатель № 5 синхронного компенсатора.

Через 2,8 сек. после включения этого выключателя включением АГП было подано возбуждение в цепь ротора компенсатора.

На рис. 3 представлены осциллограммы изменения напряжения и тока статора синхронного компенсатора во время включения его способом самосинхронизации, а на рис. 4 — кривые максимальных значений этого напряжения и тока за первые 10 периодов. Как видно из этих рисунков, в токе статора отсутствуют пульсации; это указывает на то, что компенсатор вошел в синхронизм еще до того, как было подано возбуждение за счет реактивного момента.

Ток статора в первый полупериод самосинхронизации равен 3480 а, т. е. в 2,65 раза больше номинального значения, что меньше допустимой кратности тока — 3,5*. Уменьшение величины тока статора произошло очень быстро, и он достиг своего номинального значения 1315 а через 0,16 сек. после включения главного выключателя № 5. После подачи возбуждения ток статора снизился до 480 а.

Небезинтересно сопоставить величину измеренного тока статора в первый полупериод с возможным, получаемым расчетным путем. Как известно, величина этого тока определяется как

$$I'' = \frac{U}{x_c + x_d''},$$

где U — фазовое напряжение источника питания, в;
 x_c — реактивное сопротивление энергосистемы, приведенное к напряжению U , ом;
 x_d'' — сверхпереходное реактивное сопротивление синхронной машины, ом.

Для нашего случая $U = \frac{5900}{\sqrt{3}}$ в, $x_c = 0,22$ ом и $x_d'' = 0,83$ ом. Тогда

$$I'' = \frac{5900}{\sqrt{3}(0,22 + 0,83)} = 3240 \text{ а,}$$

что только на 7% отличается от фактического. Величина переходного тока I' , соответствующего $x_d' = 1,0$ ом, составляет 3120 а.

Напряжение статора в начальный момент самосинхронизации снизилось до 4500 в, что составляет 68% от его номинального значения (6600 в) и 85% от его рабочего значения (5900 в), а потом постепенно восстановилось.

* См. «Сборник директивных материалов Технического управления МЭС», Электрическая часть, стр. 114.

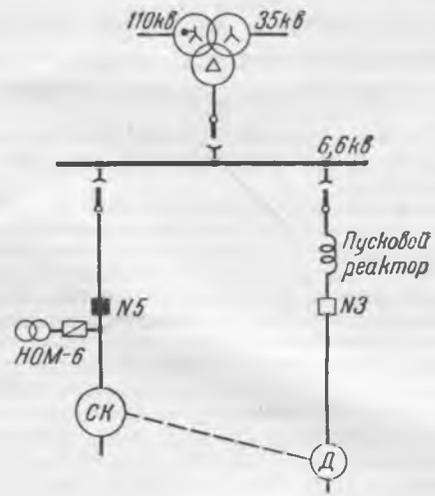


Рис. 5. Упрощенная схема пуска синхронных компенсаторов.

Изменения напряжения на шинах 35 и 110 кВ по шитовым приборам практически не замечено.

Несомненно, что в рассматриваемом случае переходный период мог бы закончиться и значительно быстрее, если бы возбуждение было включено не через 2,8 сек., а сразу же после включения выключателя № 5.

Полученные результаты испытаний показали практическую возможность включения способом самосинхронизации синхронных компенсаторов мощностью 15 тыс. кВа в условиях сети, где они работают. В связи с этим представлялось возможным значительно упростить схему пуска (рис. 5) и высвободить такое оборудование, как: выключатель № 4 6-кВ перемишки (рис. 2), выключатель № 2 6-кВ звезды выводов разгонного электродвигателя, силовой кабель перемишки от разгонного электродвигателя до выключателя № 4, часть ошиновки и др. При этом снимается блокировка между АГП и выключателем № 5 синхронного компенсатора, а концы обмотки разгонного электродвигателя собираются в звезду. В связи с реконструкцией защиты исключается также выключатель в нуле синхронного компенсатора.

Порядок включения синхронного компенсатора способом самосинхронизации значительно упрощается: вместо ранее производившихся девяти операций по новому способу достаточно только трех, а именно:

- 1) включить выключатель № 3 разгонного электродвигателя;
- 2) включить выключатель № 5 синхронного компенсатора и через его блокконтакты — АГП;
- 3) отключить выключатель № 3 разгонного электродвигателя.

Для дальнейшего упрощения пуска предусмотрено автоматизировать все перечисленные операции, сведя действия персонала к одному нажатию пусковой кнопки.

Кроме упрощения самой схемы пуска и облегчения действия персонала по пуску применение способа самосинхронизации исключает возможность несинхронного включения синхронного компенсатора. Последнее обстоятельство является одним из важнейших преимуществ способа самосинхронизации синхронных компенсаторов.

Инж. Г. Б. Якуша

Об обходных устройствах

От повысительной подстанции одной из гЭС отходят девять высоковольтных линий электропередачи, из которых две служат для транзитной двухсторонней связи между энергосистемами, шесть работают попарно в кольцо и одна — тупиковая. По условиям схемы и режима электропередачи вывод линий в ремонт крайне затруднителен. Даже линии, замкнутые в кольцо, не могут быть отключены на сколько-нибудь длительное время, так как при этом перегружается оставшаяся в работе линия.

В то же время часто возникает необходимость проведения работ на выключателях линии или комплекте ее защит. В ряде этих случаев вывод оборудования требуется произвести на сравнительно длительный срок и без «каварной готовности», т. е. без возможности включить линию немедленно по требованию диспетчера. Такое положение имеет место, например, при капитальном ремонте выключателя, на выполнение которого требуется от 36 до 65 час.

Возможность выполнения этих работ обеспечивается наличием обходных разъединителей, шунтирующих ремонтируемый выключатель. Схема подстанции имеет две системы сборных шин и пять разъединителей на каждой линии: два шинных, два для отключения выключателя при ремонте и один — обходной, шунтирующий выключатель и оба его разъединителя.

Обходные разъединители широко используются в эксплуатации и оказались очень полезными. Так, из проведенных в 1951 г. 32 текущих и капитальных ремонтов выключателей линий (включая обтирку изоляции, доливку масла и т. п.) 17 были осуществлены с использованием обходных разъединителей, так как соответствующая линия не могла быть отключена по условиям режима системы.

Характерным примером, показывающим целесообразность применения обходных разъединителей, является случай ремонта на одной из линий в 1952 г. При выводе линии в ремонт один из районов энергосистемы питался по ненадежной связи. Через 2½ часа после допуска бригады к работе на присоединении возникла аварийная необходимость ввода линии в работу. К этому времени были разобраны цепи защиты, сняты реле и велись работы на выключателе. Наличие обходного выключателя позволило, однако, за короткое время подготовить и включить линию в работу через междушинный выключатель с последующим окончанием всех намеченных работ на собственном выключателе линии и ее защит.

Следует отметить, что на этой электростанции схема релейных защит всех линий обеспечивает возможность перевода питания цепей линейных защит и их действия на междушинный выключатель и его трансформаторы тока. Переключение осуществляется перестановкой нескольких тестблоков. Несмотря на некоторое усложнение, схема вполне оправдала себя на практике, так как при ремонтах выключателя линии и работе ее через обходной разъединитель и междушинный выключатель линейные защиты остаются в работе.

Опыт показал, что наличие обходных разъединителей устраняет необходимость отключения линий при ремонтах линейных выключателей, проверках защит и цепей вторичной коммутации линейных устройств, сокращают время и объем работы при ремонте выключателя (по сравнению с необходимостью запетления выключателя гибкими проводами). Наличие обходных разъединителей способствует бесперебойному энергоснабжению потребителей, что дает основание рекомендовать их установку на всех высоковольтных линиях электропередачи, длительное отключение которых по условиям схемы работы и режима представляется затруднительным.

Инж. А. Ф. Яковлев

Повреждения при испытаниях фарфоровых тяг разъединителей

В процессе приемки в эксплуатацию подстанции изоляция распределительного устройства 6 кВ испытывалась повышенным напряжением переменного тока. При этом на трех разъединителях РВТ-23 завода «Уралэлектроаппарат» были разрушены фарфоровые тяги.

Испытательное напряжение (32 кВ) подавалось на каждую фазу системы шин и на соответствующую фазу поочередно подключаемых линий.

При проверке одного из присоединений испытательное напряжение не поднялось выше 10—12 кВ, причем осмотром не было выявлено наличия каких-либо дефектов на испытуемом оборудовании. Последующие затем кратковременные подача и снятие испытательного напряжения, продолжавшиеся около 2 мин., вызвали полное разрушение фарфоровой тяги разъединителя, создавшее у наблюдателя впечатление взрыва.

То же явление повторилось и в остальных двух случаях. Из трех поврежденных фарфоровых тяг две раскололись на

отдельные части, а третья разорвалась, причем место разрыва находилось на расстоянии 10 мм от армированного на ней металлического колпачка.

Последующая проверка других вводимых в эксплуатацию распределительных устройств 6 кВ также выявила значительное число дефектных фарфоровых тяг. Из общего числа подвергнутых испытанию 273 тяг дефектными оказались 23 тяги (8,4%), которые либо разрушались при испытании, либо нагревались до 60—100°С.

Выборочные предварительные испытания мегомметром 2500 в показали, что наличие дефектной фарфоровой тяги резко снижает общее сопротивление изоляции испытуемой фазы до 1—20 мгом вместо обычных для исправной изоляции значений в 500, 1000 мгом и более.

Фарфоровая тяга разъединителя РВТ-23 выполнена в виде фарфоровой трубки (см. рисунок) с внутренним сквозным цилиндрическим отверстием диаметром 12 мм



При насадке металлических наконечников вполне возможно растекание внутрь трубки армировочной массы либо запыление или загрязнение внутренней полости и в результате — создание токопроводящих мостиков.

В таком случае кратковременные и частые включения напряжения могут сопровождаться дугowymi перекрытиями между мостиками, что вызовет значительные местные перегревы и такой рост внутренних напряжений в фарфоре, при которых наступает полное разрушение тяги.

Для того чтобы полностью исключить какую-либо возможность утечки тока или перекрытий по внутренней полости, вполне достаточно фарфоровые тяги изготовлять сплошными, хотя бы только в среднем сечении. Уже при толщине фарфоровой перегородки в 5 мм ее электрическая прочность составит около 100 кВ. Выполненные таким образом фарфоровые тяги будут абсолютно надежным элементом распределительных устройств.

Инж. Т. П. Мусатов

Беснетронная испытательная установка

Для выявления скрытых дефектов в кабелях и кабельных разделках во многих энергосистемах проводится испытание кабельных линий повышенным напряжением постоянного тока, что в настоящее время является достаточно хорошим способом предотвращения аварий. В этих установках имеется выпрямительная лампа (кентрон КР-110 или КР-220).

В одной из энергосистем в результате испытания этих установок были выявлены два их очень существенных недостатка:

1) выпрямитель высокого напряжения при работе в определенных режимах (при прожиге кабеля) является источником рентгеновских лучей;

2) максимально допустимый кратковременный ток 0,08 а кентрона является недостаточным для того, чтобы прожечь кабель при запыляющих пробоях.

Для защиты персонала от вредного действия излучения рентгеновских лучей, возникающих при работе кентронов в высоковольтных испытательных установках, было применено защитное приспособление в виде свинцового цилиндра, в который помещается кентронная лампа.

Но несмотря на устранение этого существенного недостатка, в кентронной установке все же остается второй недостаток — невозможность прожига кабелей при запыляющих пробоях.

Оба указанных недостатка устраняются в испытательной установке, в которой вместо кентронной лампы КР-110 применены селеновые выпрямители

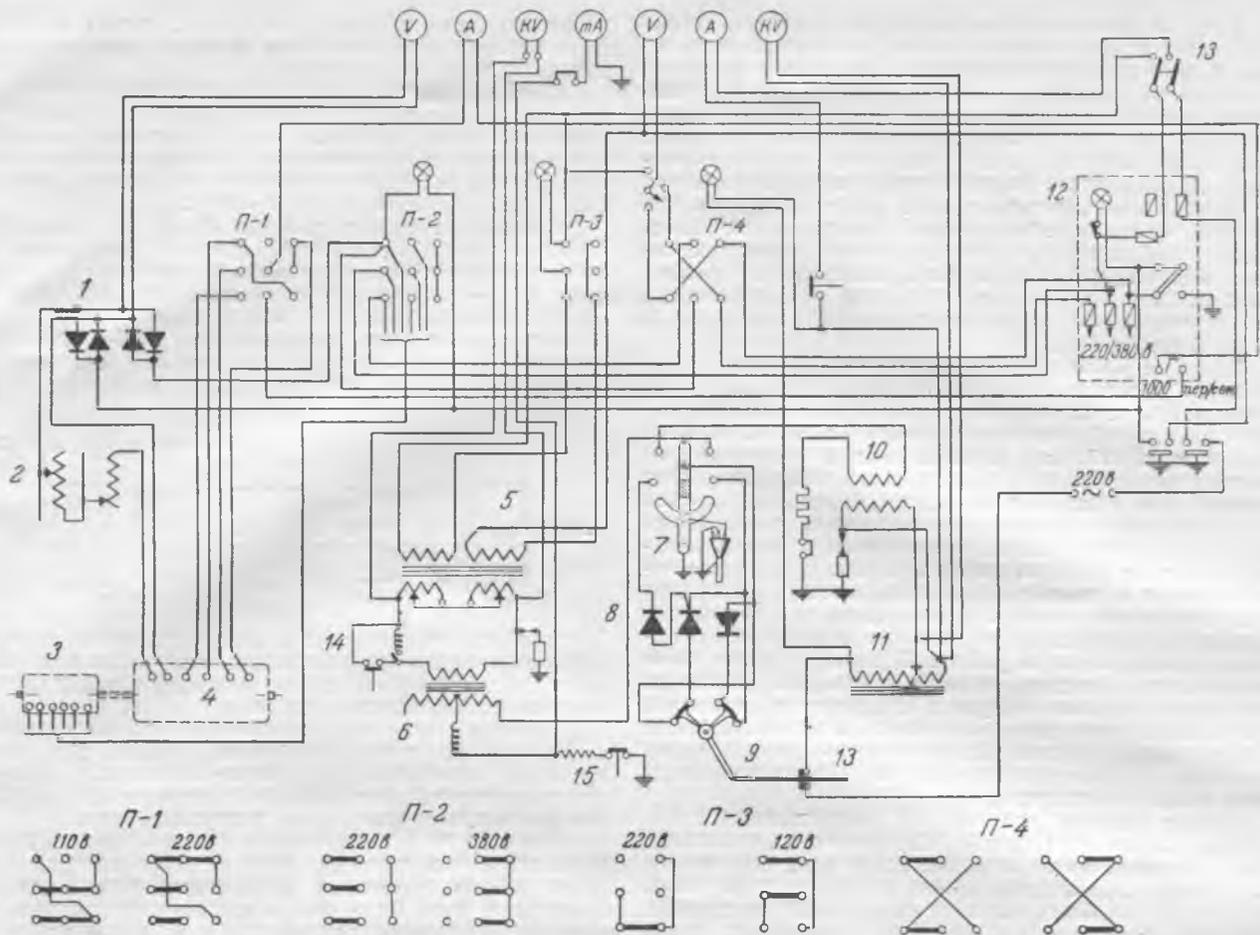


Рис. 1. Схема бескентронной испытательной установки, разработанная и применяемая в кабельных сетях энергосистемы.

1—селеновый выпрямитель возбужденного генератора; 2—рессат; 3—электродвигатель 220—380 в; 4—генератор переменного тока 1 000 пер/сек; 5—потенциал-регулятор от ТУ-180; 6—трансформатор 220 в/110 кв; 7—высоковольтный переключатель; 8—селеновый выпрямитель; 9—переключатель в баке селенового выпрямителя; 10—трансформатор 220 в/22 кв; 11—потенциал-регулятор; 12—щит низкого напряжения; 13—блокировка; 14—автомат; 15—шунт; П-1—переключатель на выходе генератора; П-2—переключатель электродвигателя с треугольника на звезду; П-3—переключатель испытательной установки; П-4—переключатель для изменения направления вращения.

Установка (рис. 1) имеет два повысительных трансформатора: один из них мощностью 4 кв, напряжением 0,22/50 кв используется для подачи напряжения через селеновые выпрямители при испытании кабелей, второй — мощностью 15 кв, напряжением 0,22/22 кв, служит для получения напряжения через селеновые выпрямители для прожига кабеля при запыляющих пробоях. Вместо кентронной лампы применяются 168 селеновых столбиков с диаметром селеновых шайб 35 мм. Эти селеновые столбики расположены на панелях из органического стекла толщиной 8 мм в виде трех секций по 56 столбиков в каждой. Столбики собраны на деревянном каркасе, который крепится к крышке бака (рис. 2).

В целях улучшения условий охлаждения секции селеновых столбиков в собранном виде помещены в стальной бак размером 480×450×593 мм, который заполняется трансформаторным маслом. На крышке бака установлены три выводных изолятора, через которые к испытываемому объекту подается напряжение выпрямленного тока от селеновых выпрямителей.

Отдельные секции селеновых выпрямителей при помощи специального переключателя, помещенного под крышкой бака и управляемого штангой, расположенной на крышке бака, могут включаться параллельно для прожига кабеля при запыляющих пробоях. Параллельное включение секций селеновых выпрямителей и переключение на трансформатор мощностью 15 кв позволяет получить выпрямленный ток 0,8 а при напряжении 22 кв, что вполне достаточно для прожига кабеля при запыляющих пробоях. Этот ток в 10 раз больше, чем можно получить от кентронной установки (0,8 а против 0,08 а).

Ниже дано сравнение технических данных бескентронной установки с данными кентронной установки, применяемой в кабельных сетях энергосистемы:

	Бескентронная установка	Кентронная установка
Испытательное напряжение выпрямленного тока	50 кв	35 кв
Испытательное напряжение переменного тока	50 "	26 "
Максимально допустимый ток при длительной нагрузке	0,04 а	0,04 а
Максимально допустимый ток при прожиге кабеля (кратковременная нагрузка)	0,8 "	0,08 "
Питание установки	от сети 127—230 в, 50 пер/сек	

Бескентронная установка смонтирована в автобусе марки ГАЗ-651 с генератором тональной частоты, необходимым для определения кабельных трасс и мест повреждения на кабелях индукционным способом.

Опыт эксплуатации бескентронной испытательной установки в кабельных сетях энергосистемы показал следующие ее преимущества:

1. Исключается возможность излучения рентгеновских лучей в испытательной установке.
2. Выпрямленный ток при параллельном включении секций получается в 10 раз большим, чем от кентронной лампы.
3. Все кабели с запыляющим пробоем прожигались между фазами, и места повреждений на кабелях быстро определялись индукционным способом с точностью $\pm 0,5$ м,



Рис. 2. Три секции селеновых столбиков, собранных на общем деревянном каркасе и закрепленных к крышке бака с выводными изоляторами и штангой переключателя секций.

что значительно сокращает время простоя кабеля в ремонте.

4. Срок службы селеновых выпрямителей несравненно больше, чем у кенотронных ламп.

Эти преимущества бескентронной испытательной установки позволили отказаться от применения кенотронной установки в кабельных сетях энергосистемы.

Инж. Д. П. Салеев и инж. П. В. Терников

Новый способ обработки спецодежды при работе с антисептиками

При работах по антисептированию опор линий электропередачи спецодежда работающих через несколько дней покрывается сплошной толстой пленкой антисептика, который пропитывает ткань костюмов и попадает на тело, вызывая раздражение кожного покрова, а при продолжительной работе — также общее отравление организма.

Опыт показал, что брезент фактически не предохраняет тело работающих от попадания через ткань кузбасского лака и антисептической пасты. Нашивка на части брезентовых костюмов, наиболее подвергающихся загрязнению, прокладок, покрытых нитролаковой пленкой, на практике также не оправдала себя.

В 1950 г. Центральным научно-исследовательским институтом им. Ф. Ф. Эрисмана для покрытия костюмов ра-

ботающих с антисептиками был разработан казеиново-силикатный состав, предохраняющий от проникновения антисептической пасты и кузбасского лака, но имеющий ряд недостатков: казеиново-силикатная пленка недостаточно эластична и при перегибах ткани костюма дает трещины, а также нестойка к воде.

В Центральной лаборатории ВВС Мосэнерго в 1951 г. была проведена работа по усовершенствованию казеиново-силикатного состава ЦНИСИ им. Эрисмана в части повышения эластичности, стойкости против механического истирания и влагонепроницаемости его пленки.

Были разработаны рецептура и технология изготовления казеиновой грунтовки на техническом казеине и с казеиновым порошком, представляющей разновидность казеинового силикатного состава ЦНИСИ им. Эрисмана.

Как показала в 1950 г. практика работ по антисептированию опор в Мосэнерго, монтерские костюмы, покрытые казеиновой грунтовкой, хотя и имеют эластичную, гляцевую пленку, однако эта пленка легко смывается водой.

В результате дальнейших работ был получен состав, влагонепроницаемый и устойчивый против действия кузбасского лака и антисептической пасты, защищающий казеиновую грунтовку от растворения ее водой (дождем). Для этой цели испытывались разные лаки, эмали и клеи.

Лучшие результаты получились с растворами клея БФ-4 в спирте-ректификате (25—50% спирта по отношению к объему клея в зависимости от вязкости БФ-4).

Экспериментально установлено, что наиболее удобными для работы и достаточно устойчивыми к антисептикам являются хлопчатобумажные костюмы, обработанные указанным выше составом, так как костюмы из брезента помимо дефицитности их являются также слишком грубыми и неудобными для работы.

Хлопчатобумажная ткань с казеиновой грунтовкой после нанесения на нее клея БФ-4 имеет мягкую эластичную пленку, при изгибании не дает трещин, имеет гляцевую поверхность, является влагонепроницаемой и предохраняет от проникновения антисептиков и кузбасского лака.

При смачивании ткани водой с необработанной казеиновым составом стороны она вследствие растворения казеиновой грунтовки через несколько часов отстает от ткани, что позволяет при необходимости легко удалять пленку с костюма (при стирке).

Нанесение клея БФ-4 производится по полностью высохшему слою казеиновой грунтовки мягкой флейцовой кистью, после чего костюм сушится при комнатной температуре (15—20°С) до прекращения отлипа, что происходит в течение 1—2 час.

Способы приготовления казеиновой пропитки и обработка ею спецодежды, хранение и уход за спецодеждой приведены во «Временных правилах безопасности и промышленной санитарии при пропитке опор на линиях электропередачи антисептиком и при работах с пропитанным лесом», утвержденных Техническим управлением МЭС и ЦК профсоюза рабочих электростанций 21/VI 1951 г.*

Стирку и обработку костюмов для повышения качества их рекомендуется проводить в районах в централизованном порядке.

Применение в 1951 г. костюмов из негрубой хлопчатобумажной ткани, обработанных казеиновой пропиткой с нанесением клея БФ-4, вполне оправдало себя в эксплуатации. В 1952 г. указанный способ пропитки спецодежды нашел широкое применение в ВВС Мосэнерго не только для работ с антисептической пастой, но и при окраске опор линий электропередачи антикоррозийным лаком.

Инж. И. С. Аптов

* См. «Сборник действующих правил по технике безопасности», Госэнергоиздат, 1951.



**В Техническом управлении
Министерства**

Условия применения в электроустановках меди, сплавов на медной основе и алюминия

Техническим управлением совместно с Государственной инспекцией по промэнергетике и энергонадзору Министерства электростанций и Главэлектромонтажем Министерства строительства предприятий тяжелой индустрии принято решение (№ 9/Э от 10 мая 1952 г.), которым предлагается при проектировании, монтаже и эксплуатации электроустановок руководствоваться следующим:

1. В электромашиностроении и электроаппаратостроении разрешается применять медные шины.

2. Воздухопроводы для воздушных выключателей во внешней сети и в компрессорной установке выполнять из медных труб.

3. Для воздушных линий электропередачи с проводами сечением свыше 16 мм² (по меди) применять только провода из сталеалюминия, алюминия и сплавов алюминия и стали.

Линии напряжением 3 кВ и выше, проходящие вблизи морского побережья, должны выполняться медными проводами.

4. Для открытых распределительных устройств напряжением 35 кВ и выше выполнять ошиновку медными голыми проводами, а при жесткой ошиновке — стальными трубами.

Для открытых распределительных устройств всех напряжений, расположенных вблизи морских побережий или в зоне действия химических заводов, загрязняющих атмосферу реагентами, разрушающими алюминий, ошиновку выполнять из меди.

5. В закрытых распределительных устройствах применять ошиновку из алюминия. При напряжении 35 кВ и выше допускается применение стальных труб.

При переменном токе до 200 А и при всех величинах постоянного тока наравне с алюминием допускается применение ошиновки из стали.

6. Внутренние шинопроводы выполнять алюминиевыми шинами. Наружные подвесные токопроводы выполнять из сталеалюминиевых и алюминиевых проводов.

В местах присоединения шинных мостов к проходным изоляторам вводов с медными штырями применять медные переходные планки.

7. В ваннах электролизных устройств; в движущихся установках и на механизмах, подверженных постоянному вибрациям (вагоны, краны, прокатные станы); в закрытых шинопроводах на ток более 200 А, рассчитанных на большое количество ответвлений; в аккумуляторных багарах при токе более 200 А применять ошиновку из меди.

При переменном токе до 200 А и при всех величинах постоянного тока наравне с алюминием применять для шинопроводов сталь, если это не вызывает конструктивных затруднений.

8. Изолированные провода с алюминиевыми жилами сечением 2,5 мм² и более разрешается применять для силовых и осветительных целей в открытых проводках и в стальных трубах:

а) в промышленных предприятиях и в учебных заведениях;

б) во временных зданиях и сооружениях строительных площадок;

в) в административных и жилых кирпичных и деревянных оштукатуренных зданиях — в местах общего пользования (лестничные клетки, коридоры, кухни, ванны, уборные);

г) на чердаках с несгораемыми перекрытиями при открытой проводке, а со сгораемыми перекрытиями — в стальных трубах.

Применение изолированных проводов с алюминиевыми жилами для скрытой проводки в эбонитовых трубах, а также для открытой проводки в деревянных неоштукатуренных зданиях допускается при условии применения электроустановочных изделий с контактными зажимами для присоединения алюминиевых проводов.

Запрещается выполнение проводов указанными проводами во вторичной коммутации, во взрывоопасных помещениях, в движущихся установках и на механизмах, подверженных постоянным сотрясениям и вибрациям (вагоны, краны, прокатные станы), в больницах, зрелищных предприятиях и книгохранилищах.

9. Кабели с алюминиевыми жилами применять во всех случаях наравне с кабелями с медными жилами при соответствующей изоляции и аналогичной конструкции, за исключением:

а) генераторных и трансформаторных кабелей внутри электростанций и районных подстанций;

б) кабелей собственных нужд электростанций и районных подстанций (кроме подсобных, механических и прочих мастерских);

в) вставок в существующие кабельные линии, выполненные кабелями с медными жилами;

г) кабелей цепей вторичной коммутации (кроме кабелей дифференциальной продольной защиты линий электропередачи);

д) кабелей нагрузок первой категории (ответственных нагрузок цехов, для которых перерыв в электроснабжении связан со взрывом, порчей основного оборудования, длительной остановкой предприятия для восстановления технологического процесса или опасностью для жизни людей) при отсутствии резерва.

10. Соединения изолированных проводов и кабелей с алюминиевыми жилами должны выполняться сваркой или пайкой, а присоединение проводов к машинам и аппаратам — при помощи напаянных или приваренных к жилам кабельных наконечников согласно «Указаниям по соединению и оконцеванию изолированных проводов и кабелей с алюминиевыми жилами».

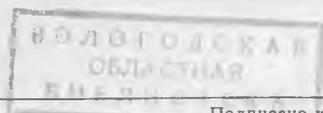
Соединения алюминиевых проводов должны быть доступны для контроля.

Настоящим решением аннулируются циркуляры № 71 и 98 «Сборника директивных материалов Технического отдела МЭС» (Госэнергоиздат, 1950) и решение № 41/Э, ноябрь 1951 г.

**Об отмене требования
о заземлении средней точки
разделительных гирлянд над
масляными выключателями**

Техническим управлением МЭС принято решение (№ 11/Э от 5 июня 1952 г.), отменяющее требование о заземлении средней точки разделительных гирлянд над масляными выключателями.

□ □ □



Сдано в набор 4/VII 1952 г.
Объем 8 печ. л.
Т-05722.

Уч.-изд. л. 10,5
Тираж 10 000.

Подписано к печати 9/VIII 1952 г.
Бумага 60 × 92 1/2.
Зак. 3241.

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлюзовая наб., 10



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

ВЫШЛИ ИЗ ПЕЧАТИ

- АНТОНОВ В. Я.**, Сушка и уборка кускового торфа. 1952, 132 стр., тир. 3 000, ц. 2 руб.
- АРШИНОВ С. С.**, Температурная стабильность частоты ламповых генераторов. 1952, 176 стр., тир. 5 000, ц. 10 р. 50 к.
- БАУМГАРТС В. Ф.**, Сельская передвижка. Массовая радиобиблиотека, вып. 137, 1952, 40 стр., тир. 25 000, ц. 1 руб.
- БЕЛОРУССОВ Н. И. и ГРОДНЕВ И. И.**, Радиочастотные кабели. Допущено отд. уч. зав. МЭП СССР в качестве учебного пособия для техникумов. 1952, 272 стр. + 1 вкл., тир. 7 000, ц. 6 р. 60 к.
- ВЕСЕЛОВ С. С. и ЕЛИН А. М.**, под ред. В. Н. Герасимова, Ремонтники-рационализаторы ленинградских электростанций. 1952, 82 стр., тир. 3 000, ц. 3 р. 40 к.
- ДАВИДОВ А. А.**, Наладка котлоагрегатов. Справочник. 1952, 256 стр. + 1 вкл., тир. 10 000, ц. 8 р. 25 к.
- ЕВДОКИМОВ П. И.**, Методы и системы многоканальной радиосвязи. Массовая радиобиблиотека, вып. 142. 1952, 64 стр., тир. 15 000, ц. 1 р. 50 к.
- ЕРЕМИН А. П.**, Транспорт массового бетона. 1952, 176 стр., тир. 3 000, ц. 12 р. 30 к.
- ЗИЛЬБЕРМАН Д. И.**, Эксплуатация шахтно-мельничных топок. 1952, стр. 92 + 1 вкл., тир. 3 300, ц. 6 руб.
- ИНСТРУКЦИЯ ПО СНЯТИЮ ВЕКТОРНЫХ ДИАГРАММ.** 1952, 28 стр., тир. 6 000, ц. 80 коп.
- КАРАНДЕЕВ К. Б.**, Методы электрических измерений (дифференциальные, мостовые и компенсационные). 1952, 336 стр., тир. 5 000, ц. 13 р. 50 к.
- КОМАР В. Г.**, Работа полупроводниковых выпрямителей в цепях управления. Теория и расчет. 1952, 256 стр., тир. 6 000, ц. 13 р. 70 к.
- КОМАРОВ А. В. и ЛЕВИТИН Е. А.**, Радиовещательные приемники. Массовая радиобиблиотека, вып. 141. 1952, 12 стр., тир. 25 000, ц. 90 коп.
- КУЗНЕЦОВ Б. В.**, Машинист паровой машины, под ред. проф. Л. П. Смирнова, Изд. 2-е дополненное. 1952, 296 стр., тир. 10 000, ц. 6 р. 95 к.
- ЛЕВИТИН Е. А.**, Новое в изготовлении радиоаппаратуры. 1952, 72 стр., тир. 15 000, ц. 1 р. 70 к.
- ЛОБАНЧЕНКО Н. Г., ГУЛЯЕВ М. А. и ЗУДИН Б. А.**, Обдувка поверхностей нагрева котельных агрегатов. 1952, 156 стр., тир. 5 000, ц. 6 руб.
- МАРТЫНОВСКИЙ В. С.**, Термодинамические характеристики циклов тепловых и холодильных машин. 1952, 116 стр., тир. 5 000, ц. 4 р. 25 к.
- МОСКАЛЕВ А. Г.**, Автоматическое регулирование частоты в энергосистемах, 1952, 175 стр., тир. 5 000, ц. 7 р. 30 к.
- ПЕРВОВ Б. Н.**, Исполнительные устройства регулирования тепловыми установками. 1952, 232 стр., тир. 5 000, ц. 7 р. 60 к.
- ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ ПЕРСОНАЛА ТЕПЛОВЫХ ЦЕХОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.** МЭС СССР. Т. V. 1952, 72 стр., тир. 15 000, ц. 4 р. 40 к.
- ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВОК.** Электрическая сварка. МЭС СССР. Техническое управление. 1952, 12 стр., тир. 5 000, ц. 50 коп.
- ПРОЗОРОВСКИЙ Ю. Н.**, Любительская коротковолновая радиостанция. 1952, 56 стр., тир. 25 000, ц. 1 р. 40 к.
- РАВЧИНСКАЯ Г. И.** Радиотехнические материалы. Допущено отделом учебных заведений МПСС СССР в качестве учебного пособия для техникумов. 1952, 272 стр., тир. 10 000, ц. 6 р. 70 к.
- РАЦИОНАЛИЗАТОРСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ,** вып. 37. Вопросы эксплуатации, ремонта и монтажа электрического оборудования электростанций и сетей. МЭС ОРГРЭС. 1952, 28 стр., тир. 4 200, ц. 95 коп.
- СПРАВОЧНИК ЭЛЕКТРОМОНТЕРА,** вып. 5. Соловьев П. Ф. Техника безопасности. Под общ. ред. А. Д. Смирнова и П. Ф. Соловьева. 1952, 192 стр., тир. 20 000, ц. 4 р. 20 к.
- ТАБЛИЦЫ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВОДЫ И ВОДЯНОГО ПАРА, ОСНОВАННЫЕ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ.** МЭС СССР — ВТИ. 1952, 104 стр., тир. 5 000, ц. 14 р. 40 к.
- ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ТЕПЛОФИКАЦИИ.** Сборник статей и докладов под ред. С. Я. Беллинского, К. Д. Лаврененко, М. Б. Перлина и С. Ц. Фаермана. 1952, 144 стр., тир. 3 000, ц. 10 р. 50 к.
- ТУТОРСКИЙ О. Г.**, Простейшие любительские передатчики и приемники УКВ. Массовая радиобиблиотека, вып. 135. 1952, 56 стр., тир. 25 000, ц. 1 р. 55 к.
- ШУМИХИН Ю. А.**, Введение в импульсную технику. Массовая радиобиблиотека, вып. 143. 1952, 112 стр., тир. 10 000, ц. 2 р. 70 к.
- ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.** Сборник статей под редакцией канд. техн. наук И. А. Сыромятникова. 1952, 240 стр., тир. 4 000, ц. 9 р. 50 к.
- ЮРЕНЕВ В. Н.**, Промышленные паротурбинные электрические станции. 1952, 184 стр. + 1 вкл., тир. 4 000, ц. 12 р. 75 к.
- ЯКАДИН А. И.**, Конденсатное хозяйство промышленных предприятий. 1952, 300 стр., тир. 7 000, ц. 13 р. 20 к.

ПРОДАЖА В КНИЖНЫХ МАГАЗИНАХ И КИОСКАХ КНИГОТОРГОВ

Издательство никаких заказов не выполняет